SENATO DELLA REPUBBLICA

XVIII LEGISLATURA

10ª Commissione
(industria, commercio e turismo)

AFFARE ASSEGNATO N. 59
sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

DOCUMENTAZIONE ACQUISITA

A cura dell'Ufficio di Segreteria della 10ª Commissione
Gennaio 2019

INDICE

DOCUMENTI DEPOSITATI NEL CORSO DI AUDIZIONI

Confindustria 6
Coordinamento FREE (slide) 17
Coordinamento FREE (testo) 32
Elettricità futura 40
Greenpeace 56
Legambiente 58
Legambiente e Coordinamento FREE 60
Utilitalia 68
Associazione consumatori utenti (ACU) 74
Altroconsumo 75
Associazione nazionale costruttori edili (ANCE) 79
Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) (testo) 83
ENEA (slide) 102
Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche (ANIE) 125
ènostra 147
Gestore dei servizi energetici (GSE) 186
R.E TE. Imprese Italia 220
Terna 226
ENEL 244
Associazione italiana di grossisti di energia e *trader* (AIGET) 266
Consorzio italiano biogas (CIB) (slide) 273
Consorzio italiano biogas (CIB) (risposte ai quesiti dei Senatori) 300
Consorzio italiano biogas (CIB) (approfondimento 1) 313
Consorzio italiano biogas (CIB) (approfondimento 2) 316
Consorzio italiano biogas (CIB) (approfondimento 3) 412
Associazione nazionale Comuni italiani (ANCI) 447
Ascomac - Federazione nazionale commercio macchine 451
Associazione italiana delle *Energy Service Company* (Assoesco) (slide) 475
Associazione italiana delle *Energy Service Company* (Assoesco) (testo) 491
Elemens 502

Ambiente Italia.....520
Ambiente Italia (approfondimento) 534
Italia solare.....657
Althesys.....682
Direttore Struttura di Progetto Energia del Ministero della difesa.....701
Federaz. italiana produttori di energia da fonti rinnovabili (FIPER) (slide).....719
Federaz. italiana produttori di energia da fonti rinnovabili (FIPER) (sunto) 737
Federaz. italiana produttori di energia da fonti rinnovabili (FIPER) (testo) 739
Sottosegretario di Stato per lo sviluppo economico, on. Crippa 748
Ricerca sul sistema energetico (RSE) (slide) 756
Ricerca sul sistema energetico (RSE) (appendice).....781
Ricerca sul sistema energetico (RSE) (testo) 786

ALTRI DOCUMENTI PERVENUTI

Commissione scientifica sul *Decommissioning* nucleare 800
Articolo "Salvare il pianeta" - Parte I 801
Articolo "Salvare il pianeta" - Parte II 819

DOCUMENTI ACQUISITI NEL CORSO DEL SOPRALLUOGO A CASACCIA

Dipartimento tecnologie energetiche (slide).....852
Generazione, accumulo e autoconsumo nei distretti produttivi 879
Laboratorio SPCT.....895
Solare termodinamico 910

DOCUMENTI DEPOSITATI NEL CORSO DELLE AUDIZIONI

CONFINDUSTRIA

Audizione Parlamentare

X Commissione Industria, Commercio e Turismo del Senato della Repubblica

12 settembre 2018

CONFINDUSTRIA

Audizione Parlamentare

Affare Assegnato

“Sostegno alle attività produttive mediante l’impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica”

Ringraziamo la Commissione per aver avviato una importante riflessione su uno dei temi di maggiore rilevanza all’interno del Clean Energy Package attualmente in discussione in sede Comunitaria. Le configurazioni di autoconsumo e il ruolo dei prosumer rappresentano due punti centrali dell’evoluzione strutturale del mercato elettrico europeo verso un modello di generazione distribuita ed elettrificazione/decarbonizzazione del sistema economico.

La riflessione si inserisce all’interno degli obiettivi più generali di lotta ai cambiamenti climatici al 2030, attraverso le politiche energetiche per lo sviluppo delle fonti rinnovabili al 32% dei consumi finali e di efficienza energetica per un valore pari al 32,5%. Valori importanti che vedono oggi l’Italia seconda solo alla Germania per la quantità di energia rinnovabile prodotta in termini assoluti - nonostante un territorio e una popolazione nettamente inferiori - e seconda solo al Regno Unito in termini di minore intensità energetica.

Lo sviluppo dei sistemi di generazione distribuita costituiscono un modello organizzativo con il quale si fondono le figure di consumatore e produttore in un unico nuovo soggetto, all’interno del mercato elettrico.

Per questo motivo lo sviluppo dei sistemi di autoconsumo richiedono la realizzazione di una politica in grado di definire con certezza:

1) la loro efficienza economica per il sistema rispetto all’utilizzo della rete esistente gestita dal distributore; tale efficienza deve essere dimostrata attraverso un’attenta analisi cost-benefici;

2) la loro qualificazione sul piano tecnico e giuridico; in tal senso deve essere garantita la sostenibilità ambientale delle tecnologie utilizzate, ammettendo esclusivamente assetti cogenerativi ad alta efficienza o l’utilizzo delle fonti rinnovabili;

3) la definizione di accesso alla rete e/o di gestione virtuale o fisica della rete da parte di un gestore terzo;

4) come vengono garantiti standard equivalenti agli altri consumatori in termini di qualità del servizio e diritti dei consumatori (es. switching)

5) i criteri di partecipazione al servizio di dispacciamento (trasmissione/distribuzione) con riferimento all’uso della rete pubblica, con modalità di partecipazione anche ai servizi di bilanciamento (demande-response) non discriminatori rispetto agli altri utenti;
6) i sistemi di incentivo espliciti (ad esempio relativi allo sviluppo degli impianti di produzione) ed impliciti (modalità di partecipazione agli oneri di rete, di bilanciamento e oneri generali di sistema) non distorsivi rispetto agli altri utenti;
7) una chiara definizione della normativa sulla fiscalità energetica riferita alla produzione e al consumo di energia per gli utenti che partecipano al sistema di distribuzione chiuso.

Prima di passare alle considerazioni di dettaglio è opportuno ricordare brevemente come lo sviluppo dell’autoproduzione si inserisca all’interno degli obiettivi di sviluppo di fonti rinnovabili per il nostro Paese.
Il target FER europeo del 32%, secondo i criteri generali previsti dal Regolamento sulla Governance dell’Unione Europea, dovrebbe tradursi per l’Italia in un aumento dell’energia da fonti rinnovabili sui consumi finali al 2030 pari ad un valore percentuale di circa il 29,7%-29,9%.
In termini di produzione rinnovabile per il settore elettrico, considerando il contestuale aumento dell’obiettivo (non vincolante) sull’efficienza energetica (dal 27% al 32,5%) si può stimare una penetrazione del 55-58% delle FER nei consumi elettrici.
La stessa SEN prevedeva un incremento della generazione elettrica da fonte rinnovabile pari a circa 75 TWh, passando dai 109 TWh del 2015 a circa 184 TWh nel 2030. Ciò corrisponde all'installazione di nuova capacità rinnovabile per oltre 39 GW, che si andrà ad aggiungere ai 52 GW già presenti.
Considerando anche i vincoli ambientali sul territorio che limitano lo sviluppo di impianti su grandi superfici, appare evidente che una parte significativa delle nuove installazioni dovrà essere effettuata attraverso un sistema di generazione diffuso sul territorio e correlato a logiche di autoconsumo e gestione locale efficiente dell’energia.
In tale scenario di larga diffusione delle FER e dei sistemi di generazione distribuita e autoconsumo sarà importante il ruolo del DSO come facilitatore, per sviluppare e gestire la rete con investimenti e innovazioni in ottica smart grid/digitalizzazione, per garantire l’efficienza, sicurezza e sostenibilità della rete (anche per gli utenti che continueranno ad essere forniti direttamente dalla rete).

La generazione di energia elettrica in Itala nel 2016 è risultata pari a 296,3 TWh, di cui circa 53,9 TWh rappresentato da forme di generazione distribuita (potenza inferiore a 10 MW). Tale generazione diffusa (53,9 TWh) è principalmente rinnovabile, infatti è stata pari a 45,6 TWh l’energia verde e a 8,3 TWh quella tradizionale (tendenzialmente di tipo cogenerativo). La maggioranza dell’energia rinnovabile diffusa non viene però consumata dall’auto-produttore, bensì immessa in rete accedendo ai meccanismi di supporto previsti in applicazione della Direttiva 2009/28/CE. Infatti, nello stesso anno, è stata soltanto di 18,5 TWh - corrispondenti a circa 5 GW di potenza principalmente termoelettrica collegata a siti industriali – l’energia relativa ai cosiddetti “auto produttori” comprendenti taglie anche superiori ai 10 MW, ovvero i soggetti che auto-consumano oltre il 70% dell'energia elettrica da loro prodotta nel corso dell'anno, ai sensi del Dlgs 79/99, art.2, comma 2.

Per quanto il Clean Energy Package non abbia completato il suo iter di approvazione in sede legislativa comunitaria riteniamo che il riferimento ad alcune disposizioni in esso contenute siano utili per inquadrare le possibili linee di sviluppo di tali sistemi nel contesto italiano.

I primi riferimenti da considerare sono forniti dagli articoli 15 e 16 della proposta di Direttiva della Commissione e del Consiglio Europeo relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica **(COM(2016) 864),** ancora in fase di discussione.

L’articolo 15 introduce il ruolo di cliente attivo o prosumer come il soggetto che ha “.. il diritto di produrre, immagazzinare, utilizzare e vendere energia elettrica autoprodotta in tutti i mercati organizzati individualmente o mediante aggregatori senza essere soggetti a procedure e oneri eccessivamente gravosi e che non rispecchiano i costi effettivi”. Lo stesso articolo alla lettera b) prevede che agli utenti siano applicati gli oneri di rete in modo equo e non discriminatorio sulla base di quanto prodotto ed immesso in rete e di quanto consumato o prelevato dalla rete. Infine sono previste misure di semplificazione gestionale prevedendo che il cliente attivo possa avvalersi di un soggetto terzo per gestione del suo processo di produzione e consumo.

L’articolo 16 estende il ruolo del prosumer individuale e introduce la “collettività energetica locale”. Si tratta di un nuovo soggetto che gli stati membri devono prevedere nella quale più soggetti produttori e consumatori nonché gestori di distribuzione o aggregatori “..godano di un trattamento non discriminatorio riguardo alle loro attività e ai loro diritti e obblighi” “…possono accedere a tutti i mercati organizzati…in modo non disciminatorio…” e siano “…soggetti a procedure eque, proporzionate e trasparenti e a oneri correlati ai costi”.

In modo simmetrico la nuova direttiva sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili (COM(2016) 767) interviene sul tema specifico agli articoli 2 lettera (aa) e lettera (aaa), 21 e 22.

L’articolo 2 lettera (aa) definisce il “renewable self-consumer”, cioè l’autoconsumatore di energia rinnovabile come un cliente finale che per il proprio fabbisogno elettrico genera elettricità rinnovabile, che può immagazzinare e vendere, operando all'interno dei suoi locali situati entro confini ristretti oppure, ove consentito dagli Stati Membri, in altri locali, consentendo quindi un allargamento del perimetro del renewable self-consumer .

L’articolo 2 lettera (aaa) definisce “jointly acting renewable self-consumers” come un gruppo di “renewable self consumers” che operano congiuntamente e sono ubicati nel medesimo edificio o nella medesima proprietà composta anche da molteplici edifici.

L’articolo 21 definisce gli autoconsumatori di energia rinnovabile quei soggetti che individualmente o attraverso aggregatori siano autorizzati ad autoconsumare, accumulare o vendere l’energia rinnovabile prodotta dai propri impiantianche tramite accordi di vendita o acquisto ai quali va riconosciuti un trattamento in termini di oneri proporzionato e cost-reflective. E’ data facoltà agli stati membri di applicare tariffe e oneri non discriminatori nel caso in cui si tratti di impianti la cui capacità installata è superiore a 30 kW. Particolari prerogative riguardano gli autoconsumatori che abitano nello stesso edificio o nella medesima proprietà in quanto sono considerati come se si trattasse di un unico consumatore. Anche in questo caso è previsto che per la gestione del processo si possano avvalere di un soggetto terzo gestore.

L’**articolo 22** introduce il concetto di Comunità di produttori/consumatori di energia rinnovabile. Queste comunità sono autorizzate a “…produrre, consumare, immagazzinare e vendere l’energia rinnovabile, anche tramite accordi per l’acquisto di energia elettrica, senza essere soggette a procedure sproporzionate ed oneri che non tengono conto dei costi.” Particolare limitazione, come riportato nelle definizioni ex art 2 lettera ww, risiede nella considerazione che questo soggetto “…è una PMI, i cui azionisti o membri collaborano per la generazione, la distribuzione, lo stoccaggio o la fornitura di energia rinnovabile” escludendo di fatto le grandi imprese.

Il sistema produttivo italiano, storicamente, ha già sviluppato in molti distretti industriali delle configurazione di autoconsumo quali ed esempio i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) o i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) i quali includono anche le Reti Interne di Utenza (RIU).
I modelli di autoproduzione possono rappresentare un importante strumento per promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili all’interno dei siti produttivi. Sicuramente troviamo positivo che, all’interno dei principi generali della disciplina comunitaria, sia previsto il superamento dei vincoli della normativa precedente (D.lgs 93/11) che non prevedeva lo sviluppo di comunità nelle quali un impianto di produzione potesse alimentare più utenze. Tuttavia, con particolare riferimento alle Comunità Rinnovabili, appare restrittivo la limitazione della partecipazione alle sole PMI o enti locali.
Altresì i modelli di distribuzione chiusa allargati a realtà residenziali e commerciali daranno forte impulso alla promozione della generazione ambientalmente compatibile.

Le scelte politiche che l’Italia intraprenderà per il raggiungimento di tali obiettivi costituiscono una grande opportunità per sviluppare sistemi che coniughino i diversi aspetti e garantiscano anche la ripresa economica dell’industria.

Anticipando alcune stime di un rapporto sulla politica per lo sviluppo delle fonti rinnovabili per il nuovo periodo 2021-2030, che Confindustria presenterà il prossimo mese, il fabbisogno cumulato di investimenti per raggiungere gli obiettivi FER al 2030 ammonta ad oltre 60 Mld di Euro ai quali vanno aggiunti circa 6 mld di euro per l’infrastrutturazione

dei sistemi di trasmissione e distribuzione nazionale (ulteriori rispetto ai circa 35 mld € dello scenario inerziale). Se a questo aggiungiamo gli interventi di riqualificazione energetica nei vari segmenti si stimano in via prudenziale oltre 250 mld di investimenti.

Per queste ragioni riteniamo che non sia possibile eludere la riflessione concreta sulle opportunità di sviluppo per l’indotto industriale italiano. Diversamente significherebbe garantire una domanda certa di investimenti a produttori esteri.
Per questo motivo, l’avvio meritorio di questa riflessione promossa dalla Commissione, rappresenta un’occasione importante per integrare la politica energetica e ambientale con la politica industriale per lo sviluppo della filiera produttiva delle rinnovabili.
Risulta necessario rafforzare le politiche di Ricerca & Sviluppo nel campo delle rinnovabili in Italia e aprire una riflessione sulle ragioni per le quali il Paese non è in grado di creare un Ecosistema favorevole allo sviluppo di una filiera nazionale di produzione di tecnologie FER.
Se non saremo pronti a porre le basi per questo sviluppo attraverso l’integrazione delle politiche energetiche con gli obiettivi dell’Industrial Compact Europeo, vediamo un rischio significativo di delocalizzare innovazioni tecnologiche - in molti casi finanziate attraverso fondi di ricerca nazionali e comunitari - in altre aree geopolitiche extra UE.

Tornando alle istanze di politica energetica che l’affare assegnato alla Commissione pone, riteniamo che la riflessione sullo sviluppo dei sistemi di distribuzione chiusi debba essere affrontata sul piano macro in termini di effetti sul sistema elettrico nazionale e sul piano micro con riferimento alle valutazioni costi-benefici per gli stakeholder del mercato.

L’analisi macro è volta ad identificare i costi e benefici dello sviluppo di questi sistemi nel sistema elettrico e dovrebbe considerare in via generale e non esaustiva:

1) I benefici economici in termini di contributo potenziale di sviluppo alla produzione da fonti rinnovabili attraverso i sistemi di distribuzione chiusa, prosumer o Renewable Energy Community;
2) I benefici economici in termini di riduzione delle esternalità ambientali;
3) I benefici economici in termini di riduzione del costo della bolletta energetica ed in termini di sicurezza del sistema elettrico;

4) I benefici economici e ambientali in termini di maggior efficienza nel caso di produzione combinata di energia e calore;

In termini di costi di sistema si dovrebbero considerare:

1) I costi di sistema necessari a promuovere attraverso incentivi espliciti (i.e. incentivi su energica RES autoprodotta) e/o impliciti (agevolazioni su uso della rete pubblica ed oneri di sistema);
2) I costi incrementali in termini di gestione tecnico-amministrativa dei sistemi di distribuzione diffusa;
3) I costi incrementali connessi alle esternalità di rete di trasmissione e distribuzione.

Riteniamo che una corretta valutazione dinamica costi-benefici, debba essere propedeutica ai fini di un’azione di policy efficace e rivolta soprattutto ai settori di intervento nei quali il potenziale di decarbonizzazione risulta più elevato.

Una volta effettuata la valutazione Macro di sistema è opportuno identificare gli strumenti di policy facilitanti attraverso una valutazione Micro di tali sistemi e relativi drivers di sviluppo.

Il quadro di regolamentazione dovrà considerare, sul piano individuale delle misure di incentivo, che siano coerenti con il contributo marginale in termini di benefici al sistema elettrico.

Sul piano dei costi, particolare attenzione dovrà essere posta agli oneri di gestione tecnico amministrativa che potrebbero limitare la diffusione dei sistemi. Nel caso di piccoli sistemi di rete (civile e terziario) potrebbero essere previsti dei modelli di aggregazione energetica lasciando facoltà alla community di stabilire se sia più consona una gestione commerciale virtuale o una gestione fisica. Si ritiene non discriminatorio che l’energia prodotta negli edifici della community e autoconsumata dagli appartenenti alla community abbia un trattamento tariffario in linea di principio uguale a quello dell’energia prodotta ed autoconsumata nelle abitazioni unifamiliari.

E’ inoltre molto importante, sul piano della dimensione competitiva del mercato e della tutela delle opportunità per il cliente finale che siano garantiti i diritti del consumatore all’interno delle configurazione di autoconsumo (i.e. qualità tecnica del servizio e

commerciale, diritto allo switching) come già oggi avviene per i Sistemi di Distribuzione Chiusi in base alle regole definite dall’ARERA.

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo riteniamo che debba essere ribadito quanto previsto dal capo IV della direttiva elettrica *COM(2016) 864* è l’ art. 36 sulla proprietà degli impianti di stoccaggio dell’energia elettrica. Per gli investimenti in sistemi di accumulo la priorità viene data ai soggetti non regolati. Infatti TSO e DSO possono sviluppare stoccaggi esclusivamente per motivazioni di efficienza e sicurezza del sistema ed in via residuale. I TSO/DSO possono essere autorizzati a possedere, sviluppare, gestire o esercire impianti di stoccaggio se, a seguito di una procedura di appalto aperta e trasparente, parti terze non hanno espresso interesse in tal senso. Inoltre i TSO/DSO possono essere autorizzati a operare in questo settore se gli impianti sono necessari affinché essi possano adempiere agli obblighi previsti dalla direttiva in materia di funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di distribuzione.
Con riferimento ai autoconsumo è opportuno ribadire anche le opportunità che potrebbero derivare dalla gestione coordinata di sistemi di accumulo installati presso gli utenti, ad opera di un aggregatore attraverso “sistema di accumulo virtuale” .

Concludendo riteniamo quindi importante anticipare sul piano strategico la riflessione sui. autoconsumo E’ importante che gli indirizzi di policy siano integrati alla strategia di decarbonizzazione che dovrà promuovere in modo efficiente la produzione da fonti rinnovabili garantendo competitività ed efficienza, una corretta allocazione dei costi integrando i sistemi all’interno del mercato elettrico con modalità non discorsive.

Riteniamo che debbano essere superati alcuni vincoli posti dalla normativa comunitaria facilitando la generazione distribuita di energia, anche attraverso la partecipazione della domanda industriale e finalizzazione delle disposizioni esistenti riguardo i Sistemi di Distribuzione Chiusi. (per i quali ad oggi esiste un vuoto normativo che ne impedisce la concreta realizzazione).

Bisogna procedere ad interventi di regolazione volti a snellire e uniformare i processi autorizzativi e a introdurre disposizioni certe, stabili e non retroattive. Appare necessaria anche una semplificazione, ove possibile, dell’attuale quadro che regolamenta la generazione distribuita, prevedendo una definizione univoca di autoconsumo in luogo delle differenti tipologie di sistemi attualmente previste dalla regolamentazione nazionale e prevedendo una riduzione e armonizzazione degli adempimenti fiscali.

Riteniamo infine opportuno ricordare alla Commissione di quanto sia rilevante lo sviluppo contestuale della normativa fiscale per promuove questi sistemi. Proprio su questo punto riteniamo utile rappresentare la necessità di una norma che sancisca il riconoscimento, anche ai fini delle accise, di tali realtà. In passato infatti le attuali forme di aggregazione industriali in perimetri definiti, volte a rendere il sistema più efficiente, hanno incontrato l’ostacolo insormontabile del niet dell’Agenzia delle Dogane che non ha mai provveduto ad un riconoscimento di tali -importanti- realtà industriali. Per questo è assolutamente necessario prevedere legislativamente un insieme completo, semplificato e armonico, che copra anche la parte relativa al sistema degli oneri fiscali di tali realtà. Infine riteniamo essenziale che le nuove configurazioni vengano sviluppate allacciandosi all’importante tema della sostenibilità degli oneri di sistema.

Audizione del Coordinamento Fonti rinnovabili ed Efficienza energetica (FREE) presso la 10ª Commissione permanente (Industria, commercio, turismo) del Senato nell'ambito dell'esame dell'affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

Roma, 12 settembre 2018

Coordinamento FREE
Lungotevere dei Mellini 44
Roma - Tel. 06 – 42014701
www.free-energia.it
mail: info@free-energia.it

FREE coordinamento

Il **Coordinamento FREE** (*Coordinamento Fonti Rinnovabili ed Efficienza Energetica*) è un'Associazione che raccoglie attualmente, in qualità di Soci, 27 Associazioni in toto o in parte attive in tali settori, oltre ad un ampio ventaglio di Enti e Associazioni che hanno chiesto di aderire come Aderenti' (senza ruoli decisionali) **ed è pertanto la più grande Associazione del settore presente in Italia.**

Esso rappresenta infatti il 92% delle entità attive nel settore e, attraverso i propri Soci, circa 4.000 aziende che occupano 150.000 persone.

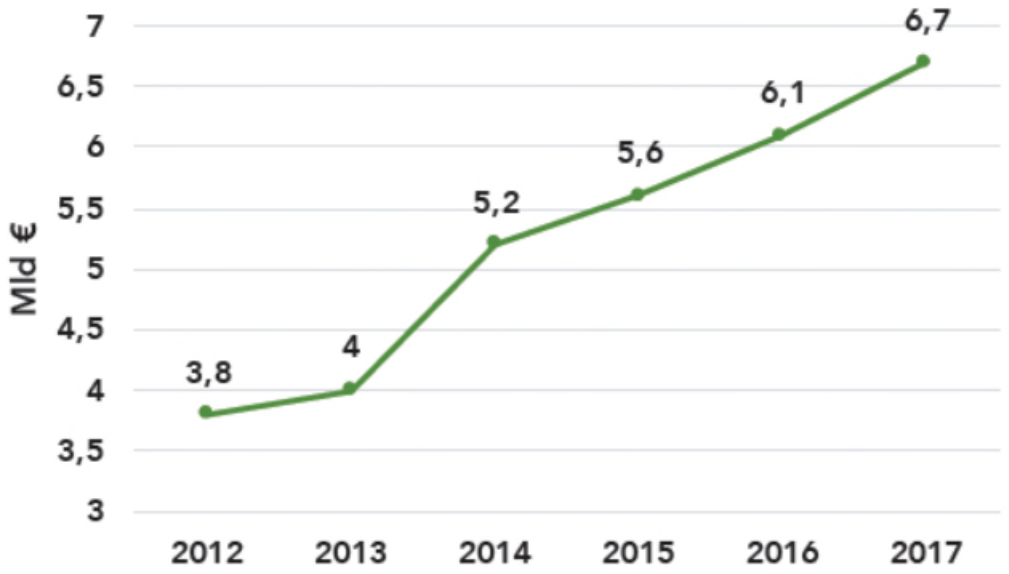
Coordinamento FREE
Lungotevere dei Mellini 44
Roma - Tel. 06 – 42014701
www.free-energia.it
mail: info@free-energia.it

Tabella 1- OBIETTIVO PER I CONSUMI FINALI DI ENERGIA (Mtep)

Obiettivi	Consumi finali	Produzione rinnovabili
SEN	108	30,24
Variazione vs. 2016	-8	9,16
32%	101,25	32,40
Variazione vs. SEN	- 6,75	2,16

FREE coordinamento

ANDAMENTO INVESTIMENTI IN EFFICIENZA ENERGETICA



Fonte: ENEA

Crescita PIL 2017: +1,5%
Crescita consumi finali di energia: + 1,5%

FREE coordinamento

PER RIDURRE DI 15 MTEP RISPETTO AL 2016 I CONSUMI ENERGETICI VA PROMOSSO L'USO RAZIONALE DI TUTTE LE RISORSE:, CON L'APPLICAZIONE SU LARGA SCALA DELL'ECONOMIA CIRCOLARE ANCHE NELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE

I PRODOTTI VANNO PROGETTATI PER IL LORO RIUSO O RIQUALIFICATI PER ALTRE APPLICAZIONI, IN MODO DA REALIZZARE LA MINIMIZZAZIONE DEI RIFIUTI

FREE coordinamento

Secondo una regola empirica, la percentuale delle FER sui consumi finali elettrici è lievemente inferiore al doppio di quella assunta per tutti i consumi energetici

32% FER TOTALE → 63% FER ELETTRICHE

NEL 2030 PRODUZIONE ELETTRICA TOTALE: 295 TWh
INFERIORE A QUELLA SEN: 304 TWh
↓
PRODUZIONE FER: 200 TWh

FREE coordinamento

TABELLA 2 - PREVISIONI SULLA CRESCITA DELLE RINNOVABILI ELETTRICHE

FER	2016		2017	2030		GW/anno 2021-2030
	Potenza installata (GW)	Produzione (TWh)	Potenza installata (MW)	Potenza installata (GW)	Produzione (TWh)	
Fotovoltaico	19,28	22,10	409	63	81,00	4,33
CSP	0,00	0,00	0	0,90	3,00	0,09
Eolico on-shore	9,41	17,69	359	18,00	41,00	0,82
Eolico off-shore	0,00	0,00	0	1,00	3,00	0,10
Geotermico	0,81	6,29	0	0,90	7,00	0,01
Idroelettrico	18,64	42,43	95	18,40	50,00	-0,03
Bioenergie	4,12	19,51	25	3,20	15,00	-0,09
TOTALE	52,27	108,02	888	113,25	200,00	

2021- 2030 - DA INSTALLARE MEDIAMENTE OGNI ANNO:
CAPACITÀ EOLICA: CIRCA DUE VOLTE E MEZZO QUELLA DEL 2017
CAPACITÀ FOTOVOLTAICA: CIRCA DIECI VOLTE QUELLA DEL 2017

Per minimizzare sia l'impatto ambientale, sia i problemi del *permitting* vanno ridotte per quanto possibile le installazioni fotovoltaiche a terra

FREE coordinamento

NEL 2009-2013 È STATO INSTALLATO IL 90% DELLA CAPACITÀ FOTOVOLTAICA ESISTENTE A FINE 2017, LA CUI PERDITA DI EFFICIENZA (CIRCA 2% ALL'ANNO) VA RICUPERATA

VERSO LA FINE DEL PROSSIMO DECENNIO QUESTI IMPIANTI AVRANNO CONCLUSO IL PERIODO DI INCENTIVAZIONE (O VI SARANNO VICINI) E DIVENTERÀ CONVENIENTE SOSTITUIRE I MODULI CON ALTRI, AVENTI EFFICIENZA SIGNIFICATIVAMENTE SUPERIORE

IL 66% DELLA POTENZA È ALLACCIATA IN MEDIA O ALTA TENSIONE: SI TRATTA QUINDI DI IMPIANTI TENDENZIALMENTE IN MANO A OPERATORI IN GRADO DI VALUTARE LA CONVENIENZA DELL'*UPGRADING.* SE ATTUATO IN METÀ CIRCA DEGLI IMPIANTI, L'INTERVENTO GARANTIRÀ IL MANTENIMENTO DELLA CAPACITÀ INIZIALE

FREE coordinamento

VA MASSIMIZZATA L'INSTALLAZIONI DEL FOTOVOLTAICO SU COPERTURE DI EDIFICI, CHE:

- **INCENTIVA L'AUTOPRODUZIONE**
- **REALIZZA L'IMPIANTO DOVE È UBICATA LA DOMANDA**
- **EVITA CHE UNA PARTE ECCESSIVA DELLA GENERAZIONE AVVENGA NEL CENTRO-SUD, FACENDO CRESCERE LA DISTANZA DAL BARICENTRO DEI CONSUMI E AUMENYADO I COSTI PER IL POTENZIAMENTO DELLA RETE DI TRASMISSIONE**

L'INSTALLAZIONE DI 15-20 GW SU COPERTURE ENTRO IL 2030 È OBIETTIVO REALISTICO, PER DI PIÙ CONVENIENTE SOTTO IL PROFILO ECONOMICO, A PATTO CHE:

- VENGANO RESI PERMANENTI LE DETRAZIONI FISCALI PER L'EDILIZIA RESIDENZIALE E I SUPERAMMORTAMENTI PER QUELLA INDUSTRIALE,

- **SIANO TOLTI I DIVIETI ESISTENTI ALLO SVILUPPO DEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI E ALLA VENDITA DELL'ENERGIA *PEER TO PEER*,**
- **SI CONSENTA LA PARTECIPAZIONE DELLE FER AI SERVIZI DI RETE, PREVISTA DALLA RED II**

FREE coordinamento

Un ruolo importante nella promozione di questi investimenti può essere svolto:

- **dalle comunità energetiche locali, che all'utilizzo delle FER associano misure di efficienza energetica. In Germania e Danimarca il loro sviluppo è stato favorito da efficacI sistemI di finanziamento, da chiare normative sul ruolo di utility, autorità locali e consumatori, da adeguate misure di promozione e di informazione**

- dalle utility, che stanno tra l'altro puntando su offerte ai clienti diverse dalla vendita di kWh, fra cuI l'installazione di impianti fotovoltaici

- se le venisse affidate questa *mission*, dalla Cassa depositi e prestiti, già attiva nel settore delle rinnovabili in associazione con operatori del settore

FREE coordinamento

Se nel 2021-2030 l'incentivo per impianti fotovoltaici in sostituzione di coperture in amianto, reintrodotto nel decreto sulle FER, avrà consistenza tale da replicare i risultati conseguiti all'inizio di questo decennio (in poco più di due anni bonificati 20.212.476 m^2 di coperture, realizzando una capacità di 2,159 GW), tenendo conto del prevedibile incremento di efficienza degli impianti, la misura dovrebbe garantire nuova capacità per circa 15 GW entro il 2030

Un ulteriore contributo alla riduzione potrà venire dalla copertura della superficie dei bacini idroelettrici con moduli fotovoltaici galleggianti. Poiché:
- si avrebbe una produzione di circa 100 kWh per ogni m^2 di bacino, pari al valore massimo per la stessa superficie negli impianti idroelettrici italiani più performanti
- sulla base della produzione degli impianti idroelettrici ad accumulo (18,5 TWh nel 2016), appare conservativo riuscire a realizzare per questa via almeno 2 TWh/anno entro il 2030

FREE coordinamento

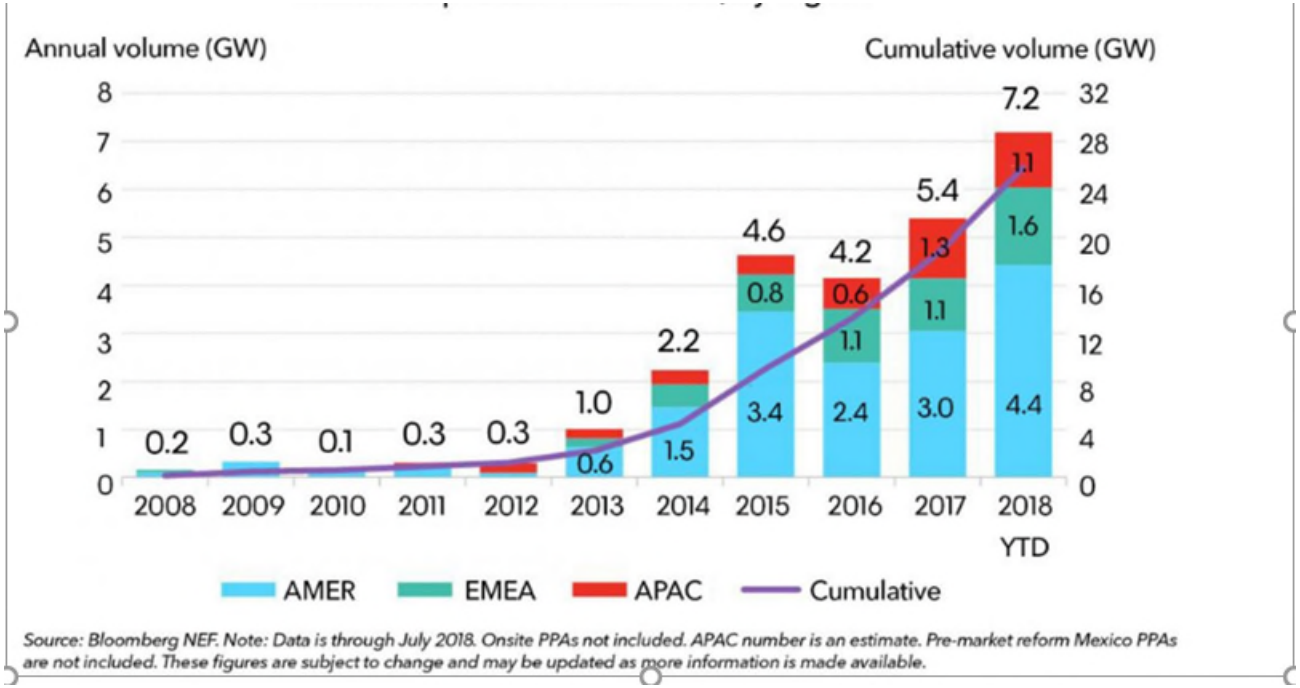
QUESTE OPZIONI CONSENTIREBBERO AL 2030 CIRCA 71 TWh DI PRODUZIONE FOTOVOLTAICA SENZA ULTERIORE OCCUPAZIONE DEL TERRITORIO

SE I 10 TWh/ANNO AGGIUNTIVI SARANNO DOTATI DI MODULI BIFACCIALI E/O, DOVE È POSSIBILE, DI *TRACKER* MONOASSIALI, ,CHE AUMENTANO LA RESA ENERGETICA DEGLI IMPIANTI (MEDIAMENTE DEL 20% CIRCA), SI DOVREBBERO INSTALLARE A TERRA CIRCA 7 GW, OCCUPANDO IN TOTALE CIRCA 15.000 ETTARI, CUI VANNO AGGIUNTI QUELLI DEL NUOVO EOLICO (CIRCA 2.500 ETTARI)

SI OTTERREBBE UNA RIDUZIONE DI CIRCA 8.500 ETTARI RISPETTO A QUELLA MINIMA (26.100 HA), PREVISTA IN UNO STUDIO DELL'OSSERVATORIO INTERNAZIONALE SULLE RINNOVABILI PER REALIZZARE IL MENO IMPEGNATIVO OBIETTIVO DELLA SEN

FREE coordinamento

I problemi per il *permitting* degli impianti a terra possono essere ridotti dalla diffusione anche in Italia dei *Corporate Power Purchase Agreement* – PPA



Dalla realizzazione degli impianti all'interno di comunità energetiche locali, la cui costituzione per il *repowering* degli impianti eolici esistenti e la realizzazione di quelli nuovi può essere agevolata dalla presenza di comunità montane

FREE coordinamento

FINCHÈ IL FV CONTRIBUISCE COME OGGI PER L'8-9% ALLA PRODUZIONE ELETTRICA, L'ANDAMENTO STAGIONALE DELLA PRODUZIONE, MASSIMA NEI MESI ESTIVI E CALANTE FINO A UN VALORE MINIMO, DI NORMA IN DICEMBRE, È EFFETTO GESTIBILE DA TERNA

LA GESTIONE SARÀ PIÙ COMPLICATA ANDANDO VERSO IL 2030, QUANDO IL FV COPRIRÀ 27-28% DELLA PRODUZIONE ELETTRICA, CON UN ESUBERO SULLA DOMANDA DI PIÙ DI 3 TWh NEI MESI ESTIVI E UN DEFICIT CHE A DICEMBRE POTREBBE AVVICINARSI A 5 TWh

OCCORRERANNO SISTEMI DI ACCUMULO, COME GLI IMPIANTI DI POMPAGGIO, CON CAPACITÀ SUFFICIENTE AD ASSORBIRE IL SURPLUS ESTIVO E A RESTITUIRLO NEI MESI INVERNALI IN FUNZIONE DELL'ANDAMENTO DELLA DOMANDA. SE ALIMENTATI DAL SURPLUS DELLA GENERAZIONE FOTOVOLTAICA E DI ALTRE RINNOVABILI (SOPRATTUTTO EOLICO), AGGREGATE PER AMBITI TERRITORIALI, TALI IMPIANTI SARANNO ECONOMICAMENTE CONVENIENTI, TRATTANDOSI DI PRODUZIONI A COSTO PROPORZIONALE NULLO.

SERVONO PERÒ NUOVI IMPIANTI DI POMPAGGIO NEL CENTRO-SUD, PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI ALMENO 5 GW, CON INVESTIMENTI DI 3-3,5 MILIARDI DI EURO, RECUPERABILI DAL DIFFERENZIALE TRA PREZZO D'ACQUISTO E PREZZO DI VENDITA DEL KWH.

FREE coordinamento

GRAZIE PER L'ATTENZIONE

FREE coordinamento

Audizione del Coordinamento Fonti rinnovabili ed Efficienza energetica (FREE) presso la 10ª Commissione permanente (Industria, commercio, turismo) del Senato nell'ambito dell'esame dell'affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

L'obiettivo concordato a giugno tra Consiglio e Parlamento europeo - 32% dei consumi finali lordi coperti da produzione con rinnovabili (FER) - è raggiungibile solo se si realizza anche un aumento dell'efficienza energetica, tale da ridurre in modo rilevante i consumi finali di energia, pur in presenza di una crescita del PIL.

1. OBIETTIVI PER L'EFFICIENZA ENERGETICA

Nella ragionevole ipotesi di un'equa ripartizione dell'impegno aggiuntivo tra numeratore dell'obiettivo - accresciuto apporto delle rinnovabili - e denominatore - riduzione dei consumi di energia -, si ottengono i dati di Tabella 1.

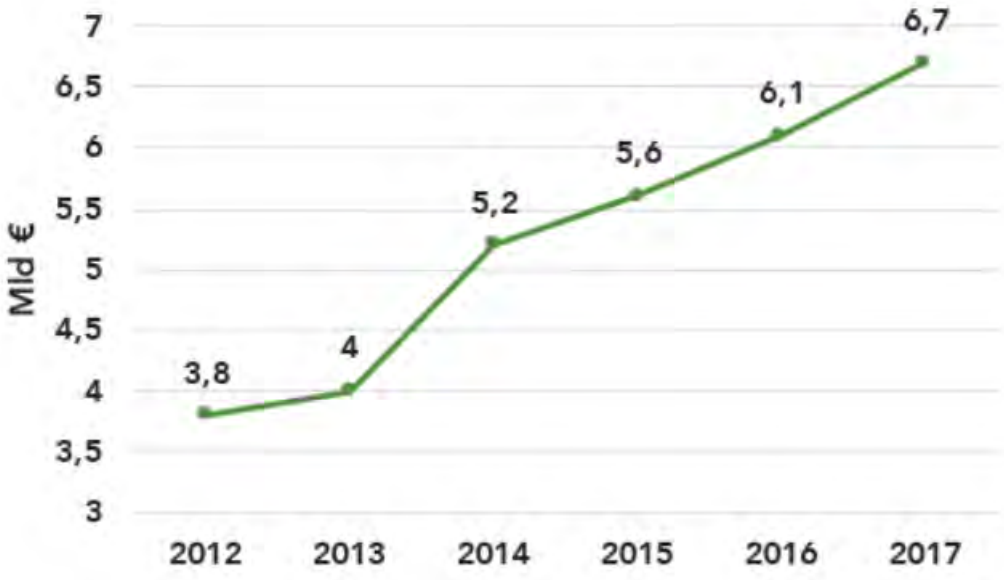
Coordinamento FREE
Lungotevere dei Mellini, 44 – 00193 Roma - Tel. 0642014701
Codice Fiscale 97737750584
www.free-energia.it
mail: info@free-energia.it

Tabella 1- CONSUMI FINALI DI ENERGIA (Mtep)

Obiettivi	Consumi finali	Produzione rinnovabili
SEN	108	30,24
Variazione vs. 2016	-8	9,16
32%	101,25	32,40
Variazione vs. SEN	- 6,75	2,16

Ridurre i consumi di quasi 15 Mtep rispetto al 2016 è impresa tutt'altro che facile. Negli ultimi cinque anni l'andamento degli investimenti in efficienza è stato positivo, con un'accelerazione nel 2017 (+10% rispetto al 2016), equiripartita tra industria, edilizia, pubblica amministrazione (Fig. 1), trend confermato anche dai dati del primo semestre 2018

Fig. 1 – ANDAMENTO INVESTIMENTI IN EFFICIENZA ENERGETICA



Fonte: ENEA (2018), Analisi e risultati delle policy di efficienza energetica del nostro paese.

Ciò nonostante, a fronte di un incremento dell'1,5% PIL rispetto al 2016, nel 2017 anche i consumi finali di energia hanno registrato una crescita percentuale identica.

È quindi assai probabile che un obiettivo di riduzione della domanda di energia al 2030 della grandezza indicata in Tabella 1 sia realizzabile soltanto promuovendo l'uso razionale di tutte le risorse, con l'applicazione su larga scala, cioè anche nelle attività produttive, dell'**economia circolare**: i prodotti vanno progettati per il loro

riuso o riqualificati per altre applicazioni, in modo da consentire la minimizzazione dei rifiuti. Obiettivo che andrebbe pertanto incluso nel Piano nazionale energia - clima.

1. OBIETTIVI PER LE RINNOVABILI ELETTRICHE

Non è difficile stimare la quota dei consumi elettrici che andrà coperta dalla produzione FER. Basta applicare una *thumb rule*, desunta dalle esperienze pregresse, secondo cui la percentuale è lievemente inferiore al doppio di quella assunta per tutti i consumi energetici. Infatti, nella SEN al target complessivo (28%) corrisponde per la quota elettrica il 55%, che comporta un apporto del 60,5% alla produzione elettrica nazionale (184 vs. 304 TWh nel 2030).

Con il 32%, per l'elettrico si è quindi assunto il 63%. L'incremento in valore assoluto rispetto all'obiettivo SEN è stato valutato tenendo conto di una crescita dell'efficienza elettrica congruente con i criteri assunti in Tabella 1 per valutare il consumo energetico totale al 2030. Ne consegue al 2030 una produzione elettrica totale di 295 TWh, inferiore a quella della SEN (304 TWh), cui corrispondono per le FER 200 TWh, cioè un apporto di circa il 68% alla produzione nazionale.

Il Coordinamento FREE sta predisponendo una valutazione del contributo che le singole tecnologie potranno dare all'attuazione del piano energia-clima al 2030, valutazione che verrà presentata l'8 novembre in un convegno a Rimini. La Tabella 2 riporta pertanto un'indicazione preliminare, tuttavia non molto lontana da quella finale, basata sulla realistica ipotesi che eolico e fotovoltaico dovranno coprire quasi tutto il contributo aggiuntivo rispetto alla SEN.

Per le altre tecnologie si sono quindi utilizzati gli obiettivi per realizzare l'obiettivo SEN stimati in un *position paper* presentato il 19 febbraio scorso dal Coordinamento FREE alle forze politiche partecipanti alle elezioni del 4 marzo, dove:

- per il rifacimento parziale o totale degli impianti esistenti e per la realizzazione di nuova capacità eolica si assumeva l'utilizzo delle tecnologie più avanzate, in modo da realizzare produzioni superiori a quelle attuali;
- pur in presenza di una lieve diminuzione della capacità, dovuta all'applicazione dei tassi di deflusso minimo, la crescita della produzione idroelettrica dipendeva dalla maggiore efficienza ottenuta col rifacimento di impianti;
- dato l'elevato costo della biomassa legnosa, si prevedeva il calo della produzione dei grandi impianti, in parte compensata dalla crescita della produzione di biogas.

Ne conseguono i dati di Tabella 2.

Tabella 2 - Previsioni sulla crescita delle rinnovabili elettriche

FER	2016		2017	2030		GW/anno 2021-2030
	Potenza installata (GW)	Produzione (TWh)	Potenza installata (MW)	Potenza installata (GW)	Produzione (TWh)	
Fotovoltaico	19,28	22,10	409	63	81,00	4,33
CSP	0,00	0,00	0	0,90	3,00	0,09
Eolico on-shore	9,41	17,69	359	18,00	41,00	0,82
Eolico off-shore	0,00	0,00	0	1,00	3,00	0,10
Geotermico	0,81	6,29	0	0,90	7,00	0,01
Idroelettrico	18,64	42,43	95	18,40	50,00	-0,03
Bioenergie	4,12	19,51	25	3,20	15,00	-0,09
TOTALE	52,27	108,02	888	113,25	200,00	

Mentre la nuova potenza eolica da installare mediamente ogni anno dal 2021 al 2030 è circa due volte e mezzo quella del 2017, la capacità fotovoltaica dovrà crescere di circa dieci volte. Per minimizzare sia l'impatto ambientale, sia i problemi del *permitting* vanno ridotte per quanto possibile le installazioni fotovoltaiche a terra.

2. OPZIONI PER RIDURRE GLI IMPIANTI A TERRA

Poiché nel 2009-2013 è stato installato il 90% della capacità fotovoltaica esistente a fine 2017, va innanzi tutto ricuperata la perdita di efficienza (circa 2% all'anno) di questi impianti, che verso la fine del prossimo decennio saranno giunti a fine periodo di incentivazione (o ad esso molto prossimi), per cui diventerà conveniente sostituire i moduli con altri, aventi efficienza significativamente superiore. Dato che il 66% di tale potenza è allacciata in media o alta tensione, si tratta di impianti tendenzialmente in mano a operatori in grado di valutare la convenienza dell'*upgrading.* Se attuato in metà circa degli impianti, l'intervento garantirà il mantenimento della capacità iniziale.

Vanno massimizzate le installazioni fotovoltaiche su coperture di edifici, opzione positiva non solo per quanto concerne il *permitting*. In tal modo si incentiva l'autoproduzione e si realizza l'impianto là dove è ubicata la domanda, evitando che una parte eccessiva della generazione fotovoltaica avvenga nel centro-sud, dove

l'irraggiamento solare è maggiore, e che la conseguente crescita della distanza dal baricentro dei consumi aumenti i costi per il potenziamento della rete di trasmissione.

L'installazione di **15-20 GW** su coperture entro il 2030 è obiettivo realistico, per di più conveniente sotto il profilo economico, a patto che:

- vengano resI permanenti le detrazioni fiscali per l'edilizia residenziale e i superammortamenti per quella industriale,
- siano tolti tutti i divieti esistenti allo sviluppo dei sistemi di distribuzione chiusi e alla vendita dell'energia *peer to peer*,
- si consentea finalmente anche in Italia la partecipazione delle FER a tutti i servizi di rete, prevista dalla RED II, che nel caso della generazione distribuita è più facilmente attuabile tramite aggregazioni degli impianti.

Queste misure non bastano però a garantire che la propensione a investire da parte di condomini e di PMI sia sufficientemente elevata. Carenze culturali, problemi finanziari, incapacità di valutare correttamente rischi e benefici dell'iniziativa, tendenza a privilegiare il *business as usual*: sono tutti ostacoli, spesso in sinergia tra loro, in grado di rendere irrealizzabile ciò che sulla carta appare fattibile e remunerativo.

Un ruolo importante nella promozione di questi investimenti può essere svolto:

- dalle **comunità energetiche locali,** che all'utilizzo ottimale delle FER associano altrettanto ottimali misure di efficienza energetica. All'estero sono da tempo un fenomeno consolidato, soprattutto in Germania e Danimarca, dove il loro sviluppo è stato favorito da un efficace sistema di finanziamento, da un chiaro quadro normativo sul ruolo di utility, autorità locali e consumatori, da adeguate misure di promozione e di informazione.
- dalle **utility**, il cui recente cambio di strategia punta tra l'altro su offerte ai consumatori diverse dalla vendita di kWh, fra cui rientra l'installazione di impianti fotovoltaici.
- se le venisse affidate questa *mission*, dalla **Cassa depositi e prestiti**, già attiva nel settore delle rinnovabili in associazione con operatori del settore.

Se nel 2021-2030 l'**incentivo** all'installazione di impianti fotovoltaici in sostituzione di coperture in **amianto**, previa bonifica, reintrodotto nel decreto sulle FER, avrà consistenza tale da replicare i risultati conseguiti all'inizio di questo decennio (in poco più di due anni bonificati 20.212.476 m^2 di coperture, realizzando una capacità di 2,159 GW), tenendo conto del prevedibile incremento di efficienza degli impianti, la misura dovrebbe garantire nuova capacità per circa **15 GW** entro il 2030.

Infine, un contributo alla riduzione delle installazioni a terra potrà venire dalla copertura della superficie dei bacini idroelettrici con moduli fotovoltaici galleggianti, tecnologia in fase di decollo, ma già adottata ad esempio in Giappone e in Francia, che presenta alcuni vantaggi aggiuntivi:

- la superficie del bacino viene schermata dall'irraggiamento solare, cui si aggiunge la ridotta azione dei venti, facendo calare l'evaporazione, in alcuni casi fino alll'80-90%; per di più si diminuisce anche la crescita delle alghe, che possono ostruire le prese dell'acqua;
- l'acqua funge da raffreddamento naturale dell'impianto fotovoltaico, aumentandone di conseguenza l'efficienza, garantendo una produzione di circa 100 kWh per ogni metro quadrato di bacino, pari al valore massimo per la stessa superficie negli impianti idroelettrici italiani più performanti.;
- in Italia gli impianti idroelettrici a bacino sono prevalentemente localizzati nella parte centro-settentrionale del paese, quindi in prossimità del baricentro dei consumi;
- posizionare impianti sulla superficie dei bacini idroelettrici dovrebbe rendere più agevole il *permitting*.

Sulla base della produzione degli impianti idroelettrici ad accumulo (18,5 TWh nel 2016), appare conservativo riuscire a realizzare per questa via almeno **2 TWh/anno** entro il 2030.

Le opzioni qui esaminate consentirebbero al 2030 una produzione fotovoltaica senza ulteriore occupazione del territorio di circa **71 TWh**. La superficie richiesta per realizzare, necessari per raggiungere nel 2030 l'obiettivo di Tabella 2, può essere ulteriormente ridotta, dotando gli impianti di moduli bifacciali e/o, dove è possibile, di *tracker* monoassiali. Tecnologie, la prima prodotta nel nostro paese con know-how proprio, la seconda in fase di sviluppo, sempre in Italia, che aumentano la resa energetica degli impianti (mediamente del 20% circa).

In tal caso si dovrebbero installare a terra circa 7 GW, occupando in totale circa 15.000 ettari, cui vanno aggiunti quelli del nuovo eolico (circa 2.500 ettari): una riduzione di circa 8.500 ettari rispetto a quella minima (26.100 ha), prevista in uno studio dell'Osservatorio Internazionale sulle Rinnovabili per realizzare il meno impegnativo obiettivo della SEN.

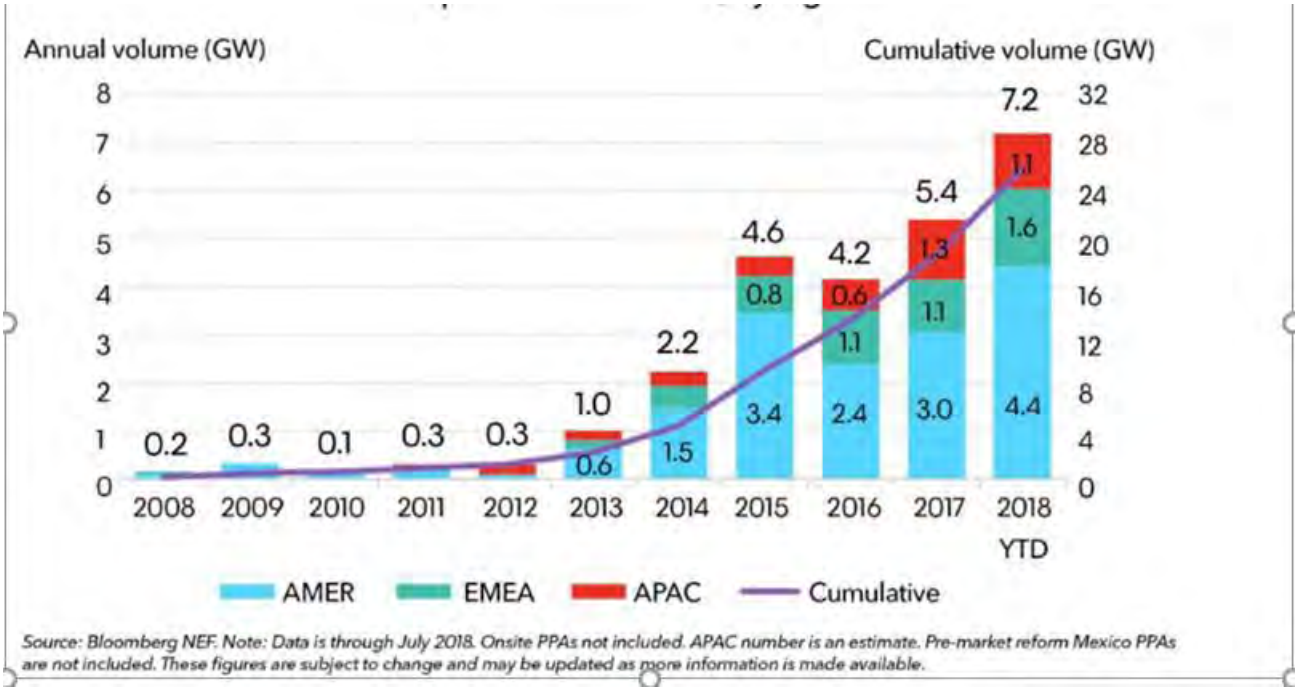
Una riduzione dei problemi per il *permitting* degli impianti a terra può in particolare venire:

- dalla diffusione anche in Italia dei *Corporate Power Purchase Agreement* – PPA (Fig. 2), stipulati tra un produttore e un consumatore prima della

realizzazione dell'impianto FER che dovrà fornire l'energia oggetto del contratto, la cui continuità può essere garantita dall'adozione di accumuli elettrochimici Se offerta e domanda sono sufficientemente limitrofe, si può generare un interesse alla sua realizzazione da parte del territorio coinvolto (soprattutto quando la domanda è formata da piccoli consumatori aggregati o da distretti industriali);

- dalla realizzazione degli impianti all'interno di comunità energetiche locali, la cui costituzione per il *repowering* degli impianti eolici esistenti e la realizzazione di quelli nuovi può essere agevolata dalla presenza di comunità montane.

Fig. 2- ANDAMENTO DEI PPA



3. RICADUTE SULLE RETI

Al crescere dei flussi energetici che circoleranno esclusivamente all'interno di sistemi di distribuzione chiusi, diminuiranno quelli nelle reti tradizionali. Se nelle reti di distribuzione saranno in parte compensati dalla generazione distribuita ad esse direttamente collegata, le funzioni della rete di trasmissione certamente non diminuiranno (avverrà anzi il contrario), ma dovranno essere svolte con rimunerazioni ridotte dal calo dei flussi di energia mediamente circolanti.

Non è pensabile di coprire il deficit inasprendo le tariffe per le utenze direttamente collegate alla trasmissione (per lo più industrie, spesso energivore), per cui andrà redistribuito in modo equo tra la miriade di sistemi di distribuzione chiusi e di produttori direttamente collegati alla distribuzione, tenendo conto che fino al 2026 la RED II prevede l'esenzione dagli oneri di rete per tutta l'autoproduzione sotto i 25 kW.

TERNA dovrà inoltre fare i conti con l'andamento stagionale della produzione fotovoltaica, che è massima nei mesi estivi, per poi calare fino a raggiungere un valore minimo, di norma in dicembre. Il fenomeno è già evidente oggi, ma con il fotovoltaico che contribuisce per l'8-9% alla produzione elettrica nazionale, TERNA non incontra grossi problemi nella gestione della rete. La situazione diventerà invece sempre più complicata, procedendo verso il 2030, quando il fotovoltaico coprirà presumibilmente 27-28% della produzione elettrica nazionale, con un esubero, rispetto alla domanda, di più di 3 TWh nei mesi estivi, e un deficit che a dicembre potrebbe avvicinarsi a 5 TWh.

Sono cifre indicative, che mettono in evidenza le dimensioni del problema.

Si dovranno però realizzare nuovi impianti di pompaggio nel centro-sud, per una potenza complessiva di 5 GW, con investimenti di 3-3,5 miliardi di euro, recuperabili dal differenziale tra prezzo d'acquisto e prezzo di vendita del kWh.

Audizione

Affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

Commissione 10ª Industria, Commercio, Turismo
Senato della Repubblica

Roma, 12 settembre 2018

Simone Mori
Presidente di Elettricità Futura

Elettricità Futura è la principale associazione del mondo elettrico italiano, ed unisce produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, distributori e fornitori di servizi, al fine di contribuire a creare le basi per un mercato elettrico efficiente e pronto alle sfide del futuro.

Elettricità Futura è composta da più di 650 operatori che impiegano oltre 40.000 addetti e detengono più di 76.000 MW di potenza elettrica installata tra convenzionale e rinnovabile e circa 1.150.000 km di linee. Oltre il 70 per cento dell'elettricità consumata in Italia è assicurata da aziende associate a Elettricità Futura.

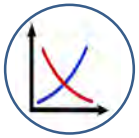
Elettricità Futura ha una proiezione internazionale ed aderisce a Eurelectric, WindEurope, SolarPower Europe ed a Res4Med

Le aspettative di Elettricità Futura sullo sviluppo del settore elettrico innovativo, sostenibile ed efficiente al 2030

Promuovere l'**elettrificazione** nei settori del trasporto e del riscaldamento e raffreddamento, accompagnando l'evoluzione tecnologica

Promuovere la **decarbonizzazione** del mix energetico europeo anche attraverso il rafforzamento del sistema ETS

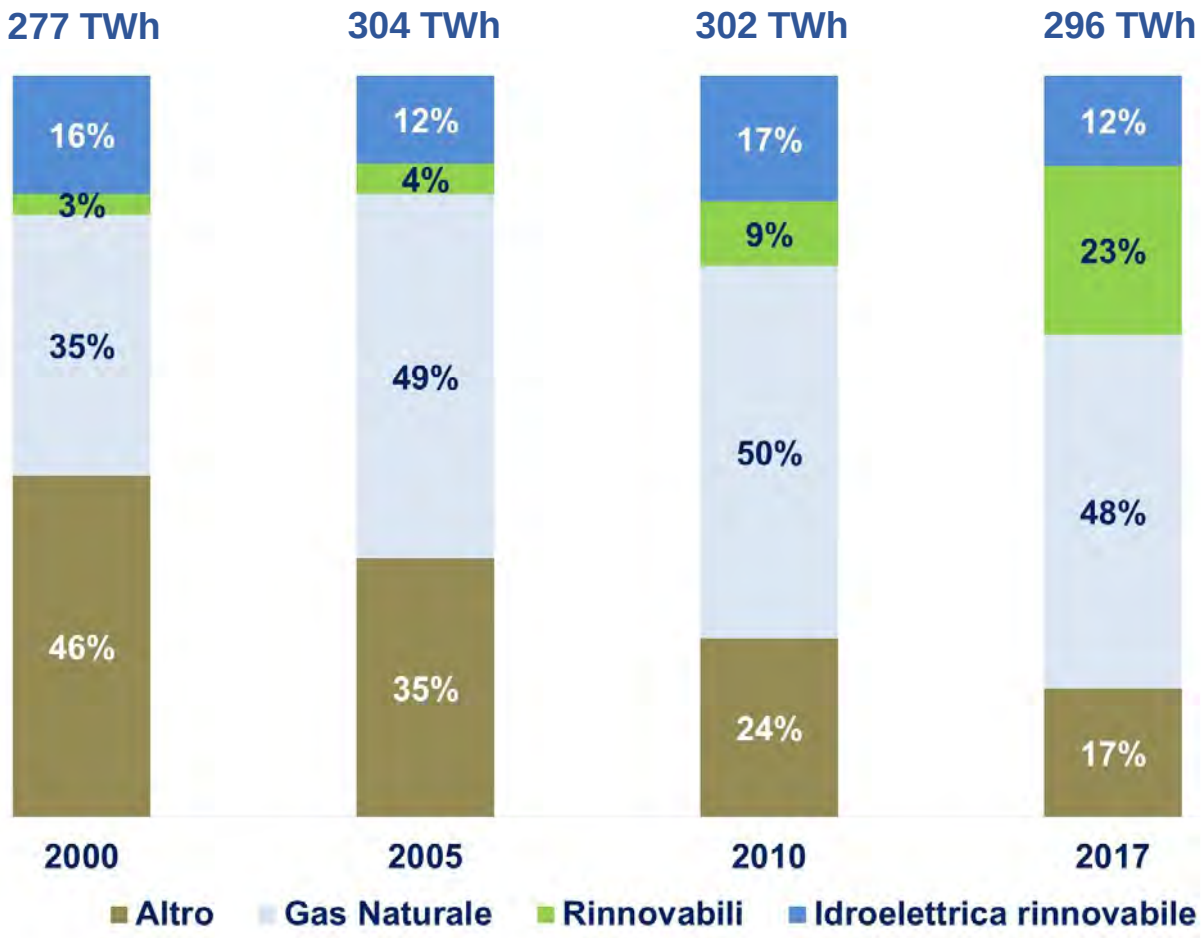
Sviluppare le **fonti rinnovabili** con meccanismi efficienti e orientati al mercato, garantendo stabilità delle regole e continuità degli investimenti



Riformare il **mercato elettrico** per renderlo coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione, integrando in modo efficiente fonti rinnovabili e nuove tecnologie e fornendo a tutti gli impianti segnali di prezzo di lungo periodo adeguati per le decisioni di investimento e disinvestimento

Fare leva sulla **digitalizzazione** e sull'informazione per rendere i clienti sempre più consapevoli del loro ruolo nel mercato liberalizzato

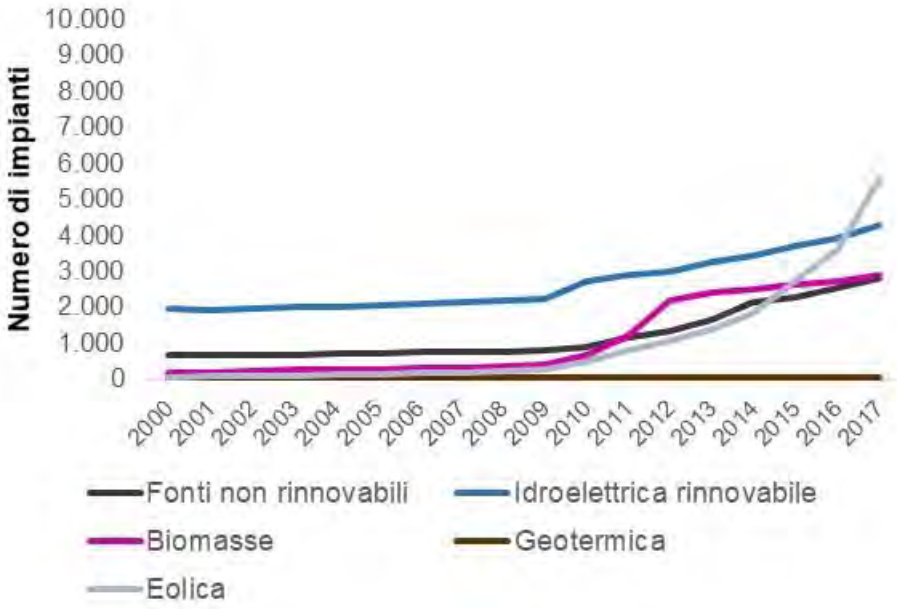
Andamento della produzione e del mix elettrico in Italia

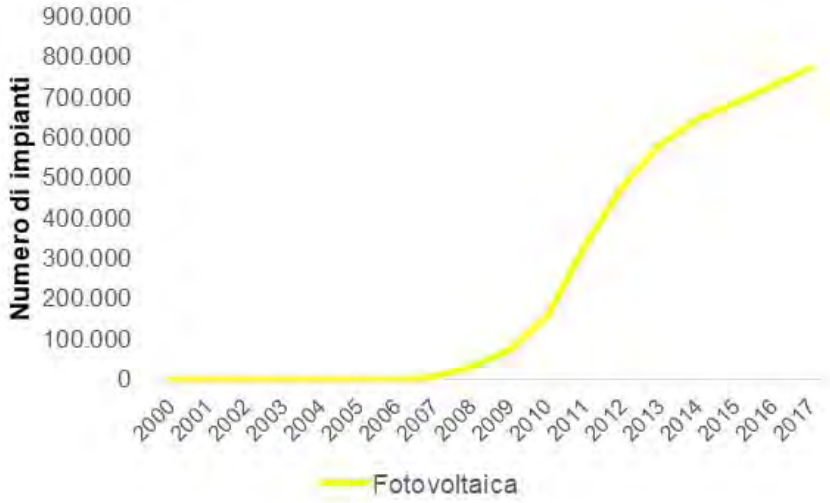


In Italia il mix produttivo elettrico è in piena fase di transizione verso la decarbonizzazione. Nel 2005 ha preso **avvio il grande incremento «nuove» FER** (per lo più eolico e fotovoltaico) **e degli impianti di generazione distribuita**

Fonte: TERNA – Dati Statistici

Crescita del parco di generazione dal 2000





Il sistema elettrico italiano è stato in grado di integrare **la crescita esponenziale del numero di impianti senza problemi nella gestione delle reti** in termini di sicurezza e qualità del servizio

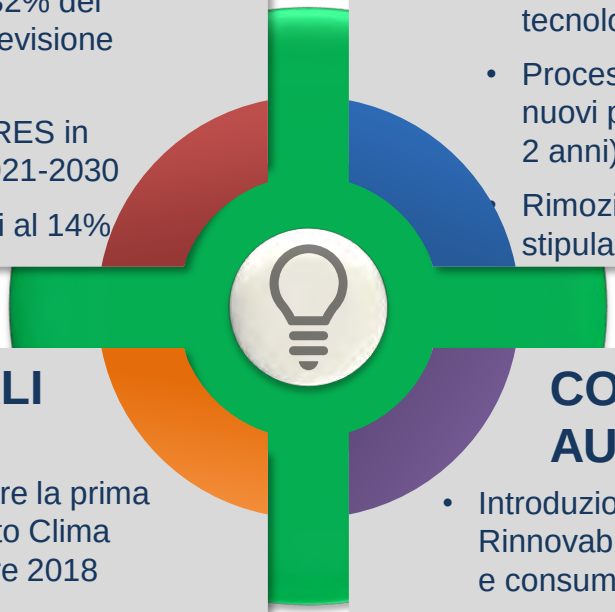
Nuova Normativa Europea Fonti Rinnovabili (RED II e Governance)

TARGET FER

- Target FER europeo 2030 pari al 32% dei consumi finali totali con possibile revisione al rialzo nel 2023
- 1,3% di incremento medio annuo RES in heating and cooling nel periodo 2021-2030
- Target FER 2030 nel trasporto pari al 14%

INCENTIVI FER

- Possibilità di aste rinnovabili differenziate per tecnologia con programmazione quinquennale
- Processo di autorizzazione semplificato per nuovi progetti (max 3 anni) e repowering (max 2 anni)
- Rimozione delle barriere amministrative alla stipulazione di contratti PPA rinnovabili



PIANI NAZIONALI

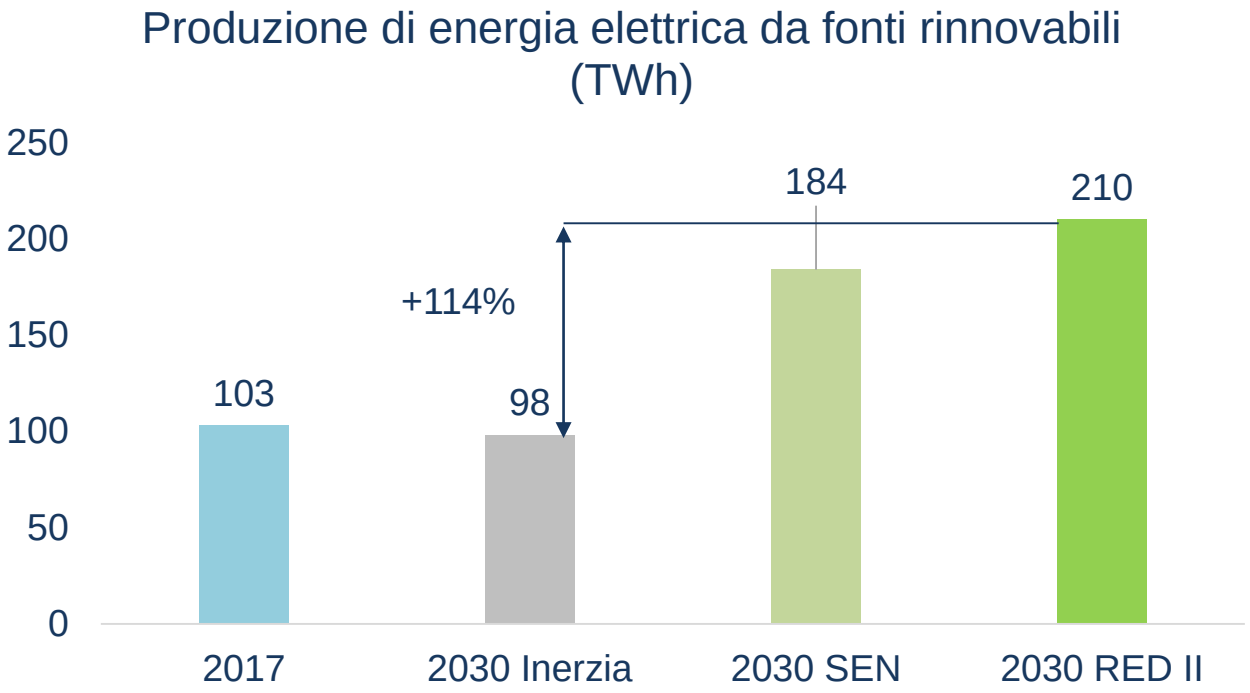
- Gli Stati Membri devono presentare la prima bozza di Piano Nazionale Integrato Clima Energia 2021-2030 entro dicembre 2018
- Le previsioni nazionali di sviluppo delle rinnovabili dovranno considerare la formula contenuta nella direttiva

COMUNITÀ FER E AUTOCONSUMO

- Introduzione delle Comunità Energetiche Rinnovabili per la produzione, stoccaggio, vendita e consumo di energia rinnovabile
- I consumatori avranno la possibilità di autoconsumare la propria energia anche attraverso accordi peer-to-peer

Il nuovo quadro normativo sarà completato con la revisione di regolamento e direttiva elettrica, e con il prossimo aggiornamento delle linee guida sugli aiuti di stato

Obiettivi FER al 2030: ipotesi di scenario (1/2)

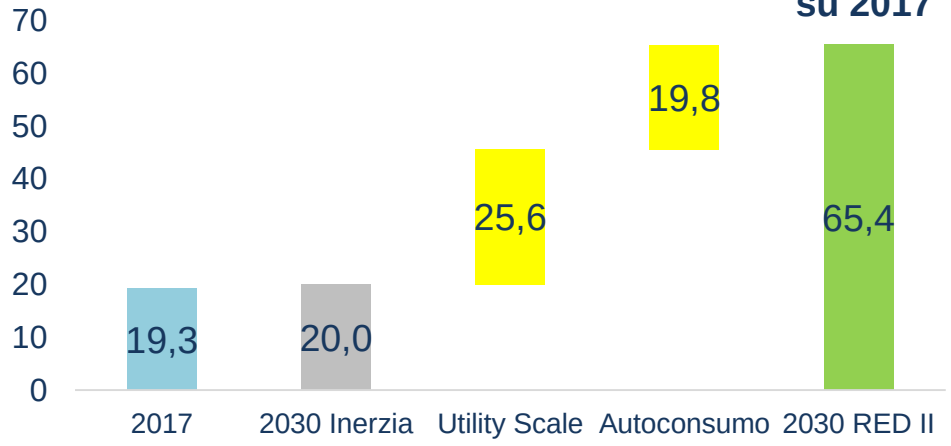


	2017	2030 Inerzia	2030 SEN	2030 RED II
Quota FER	17%	15%	28%	32%
Quota FER-E	32%	29%	55%	63%

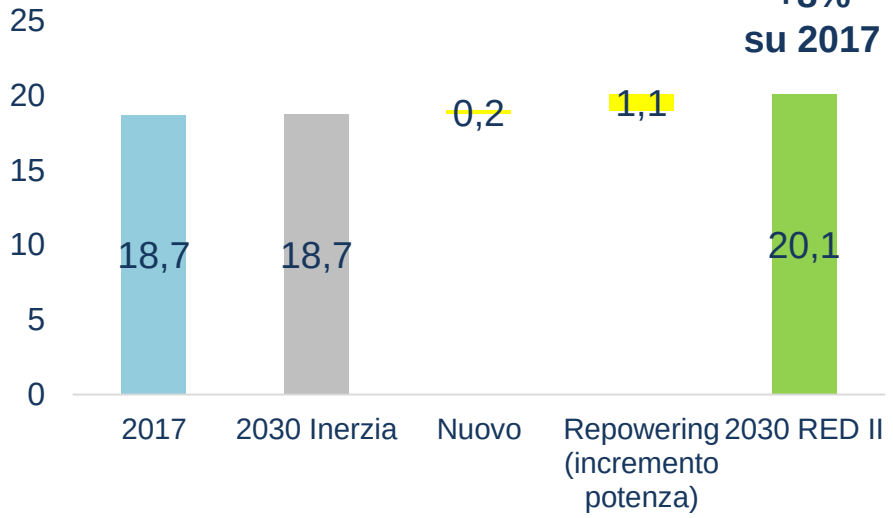
Fonte: Studio Elemens 2018 «Una nuova era per le rinnovabili elettriche»

Obiettivi FER al 2030: ipotesi di scenario (2/2)

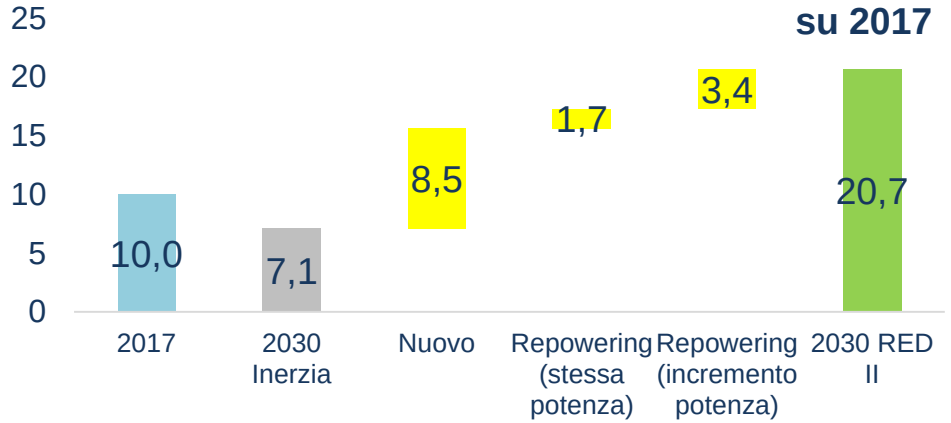
Fotovoltaico: scenario 2030 (GW)



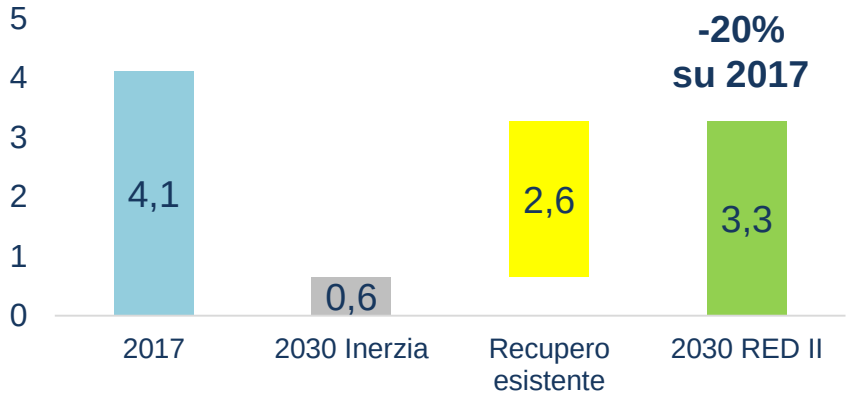
Idroelettrico: scenario 2030 (GW)



Eolico: scenario 2030 (GW)



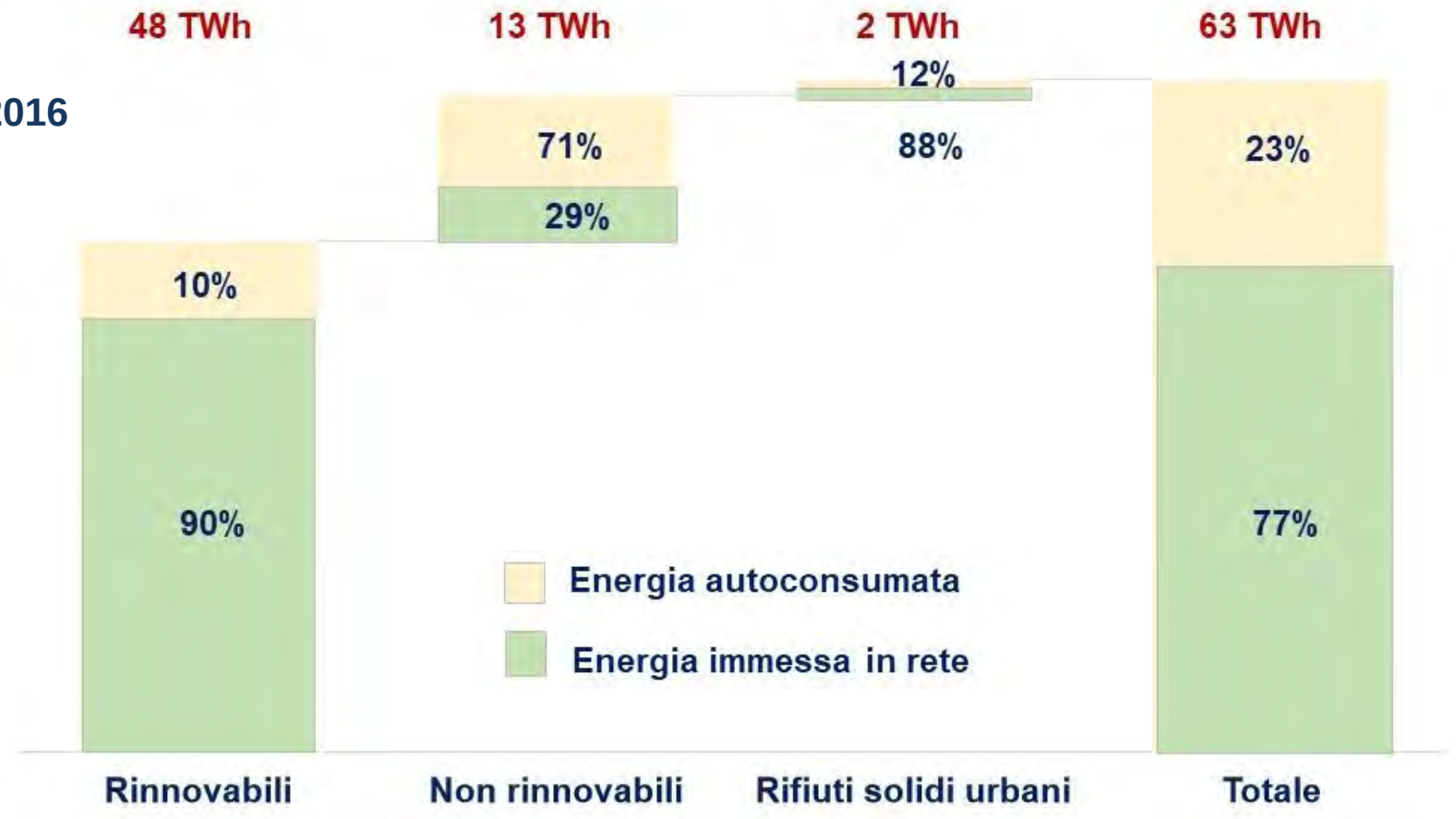
Bioenergie: scenario 2030 (GW)



Fonte: Studio Elemens 2018 «Una nuova era per le rinnovabili elettriche»

Produzione lorda da Generazione Distribuita
Energia autoconsumata ed energia immessa in rete

Anno 2016

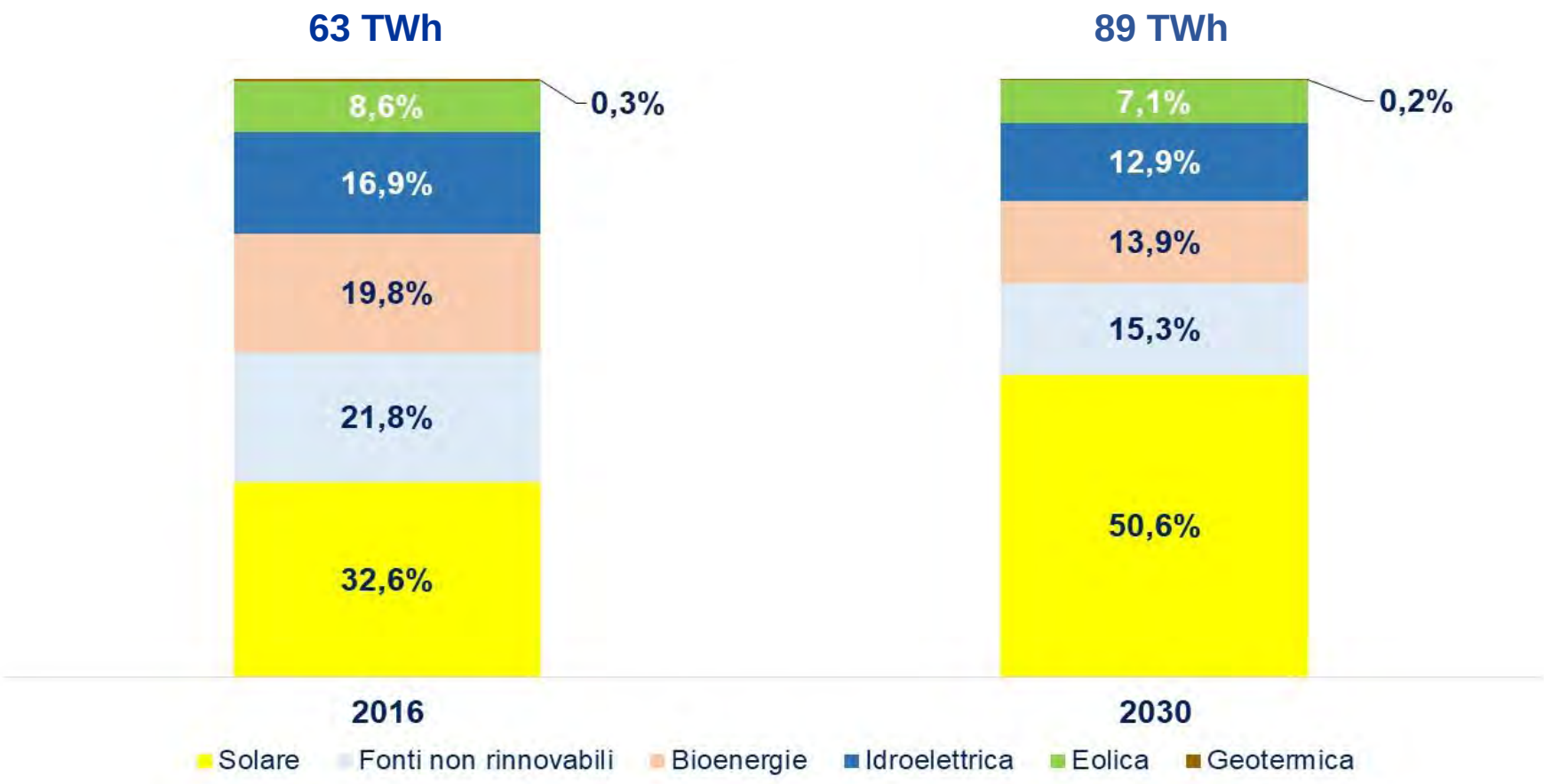


Le percentuali medie di autoconsumo degli impianti a fonti rinnovabili sono state pari al 19,8% per fotovoltaico, 1,6% per idroelettrico, 4% per bioenergie, 0% per eolico e geotermoelettrico

Per **Generazione Distribuita** (GD) si intende l'insieme degli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione, indipendentemente dal valore di potenza dei medesimi impianti

Fonte: ARERA Relazione 428/2018/I/Efr – dati al 31/12/2016

Generazione Distribuita in Italia 2016 e 2030



Lo sviluppo della produzione in impianti di Generazione Distribuita al 2030 sarà principalmente fondato sullo sviluppo del solare fotovoltaico e sulla microcogenerazione

Fonte: ARERA Relazione 428/2018/I/Efr – TERNA Dati Statistici e stime interne

Il modello di incentivazione dell'autoconsumo

- I maggiori costi di generazione degli impianti di autoproduzione dipendono in parte dalla taglia inferiore
- Prevista esenzione da quote variabili oneri di sistema per energia autoconsumata, originariamente prevista per alcune tipologie, oggi per tutte le configurazioni (Milleproroghe 2016)
- Il costo complessivo di tale esenzione è oggi stimabile in ~ 1.500 - 1.800 milioni euro/anno

Aree di sviluppo del Clean Energy Package EU per l'autoconsumo

Area	Descrizione	Possibili applicazioni
Autoconsumo collettivo ("autoconsumatore esteso")	• Collettività che consuma, immagazzina e vende elettricità da fonti rinnovabili generata nei suoi locali	• Condomini, siti commerciali o di servizi condivisi o SDC visto dal sistema come «un unico consumatore»
LEC (Local Energy Communities)	• Comunità di soggetti attivi nella distribuzione, fornitura o aggregazione di energia a livello locale	• Associazione, cooperativa, partenariato, organizzazione no-profit o altra entità legale controllata da membri attivi sul territorio il cui scopo è la generazione di valore
REC (Renewable Energy Communities)	• Comunità di enti attivi nella generazione, distribuzione, accumulo o fornitura di energia da fonti rinnovabili	• PMI o organizzazione no-profit

Le linee di indirizzo Europee porteranno al necessario chiarimento e omogeneizzazione delle normative nazionali in materia di autoconsumo

Politiche e interventi per lo sviluppo delle FER e per la decarbonizzazione

- Le **Politiche di supporto** devono essere attentamente calibrate e unicamente indirizzate verso le **tecnologie più efficienti e sostenibili** anche dal punto di vista ambientale (FER, CAR e micro-cogenerazione)
- Interventi di regolazione volti a **snellire e uniformare i processi autorizzativi** e a introdurre disposizioni certe, stabili e non retroattive, affinché non contribuiscano a ledere la fiducia degli operatori e distogliere gli investimenti indirizzati verso il settore
- Il **nuovo decreto FER è una leva fondamentale** per il **rilancio degli investimenti** nel settore nell'ottica di raggiungere i target europei attraverso lo sviluppo efficiente di tutte le fonti. Dovrà essere emanato tempestivamente anche il nuovo DM per le fonti e le tecnologie innovative e/o non ancora mature
- Regole d'accesso, dimensione dei contingenti e livello delle tariffe per i **piccoli impianti** dovrebbero permettere di preservare un modello di **imprenditorialità diffusa** e in armonia con il territorio
- Attraverso il **repowering** degli impianti si possono valorizzare i siti già oggetto di investimenti in passato, minimizzando l'impatto ambientale così da consentire l'incremento della produzione senza occupare nuovo suolo. A tal fine sono necessari un'ulteriore effettiva **semplificazione autorizzativa** e il **superamento dei vincoli esistenti** (es. "spalma-incentivi volontario")
- Per favorire la concorrenza fra le migliori tecnologie e i migliori progetti, a beneficio del mercato e dei consumatori finali, devono essere promossi **meccanismi di contrattazione fra investitori e clienti** che **stabilizzino il prezzo dell'energia nel lungo termine** (PPA)
- Per favorire la decarbonizzazione è inoltre opportuno procedere con una **razionalizzazione del parco termoelettrico**, valorizzando gli impianti più flessibili e a basso impatto ambientale

Proposte e strumenti per lo sviluppo dell'autoconsumo e della Generazione Distribuita (1/2)

- **Semplificazione**, ove possibile, **dell'attuale quadro che regolamenta la generazione distribuita**, prevedendo una definizione univoca di autoconsumo in luogo delle differenti tipologie di sistemi attualmente previste dalla regolamentazione nazionale e prevedendo una riduzione e armonizzazione degli adempimenti fiscali (in particolare per micro-cogenerazione)

- **I meccanismi di supporto dovranno essere controllabili e trasparenti**, in modo da dare più certezza e stabilità agli investitori nel rispetto dei principi di «cost reflectivity» e di efficienza di sistema confermati dal Clean Energy Package

- **Completa integrazione** delle **«comunità energetiche» e delle risorse distribuite nel mercato**, al quale parteciperanno assumendosi le proprie responsabilità di dispacciamento e partecipando ai costi di sistema in modo equo e chiara definizione dei diritti dei clienti compresi all'interno delle Comunità (es. qualità e sicurezza della fornitura, possibilità di switching fornitore, uscita dalla configurazione, ecc.)

- Introdurre **meccanismi di sostegno per le unità di micro-cogenerazione** ad alto rendimento che utilizzano biometano

Proposte e strumenti per lo sviluppo dell'autoconsumo e della Generazione Distribuita (2/2)

- Definizione di regole chiare per lo **sviluppo dei SSPC** e possibile sperimentazione della **regolamentazione di nuovi SDC e Energy Communities** (purché **alimentati da impianti FER e CAR**) valutando preventivamente gli impatti sui consumatori ed i necessari criteri di equità (sui *prosumer* e sull'intero sistema), garantendo un livello sempre maggiore di sicurezza e adeguatezza del sistema

- In ogni caso occorre evitare per quanto possibile **l'inefficiente duplicazione di infrastrutture di rete**, prevedendo la realizzazione di reti private solo a fronte di analisi costi/benefici

- Nello scenario di larga diffusione delle FER e dei sistemi di generazione distribuita e autoconsumo **sarà fondamentale il ruolo del DSO** come facilitatore, per sviluppare e gestire la rete con investimenti e innovazioni in ottica smart grid/digitalizzazione, per garantire l'efficienza, sicurezza e sostenibilità della rete (anche per gli utenti che continueranno ad essere forniti direttamente dalla rete)

- **Maggior coinvolgimento e responsabilizzazione del DSO** che consentirà al consumatore di avere un ruolo più centrale e attivo tramite la diffusione dei contatori di seconda generazione e l'accessibilità dei consumatori ai servizi post contatore

Grazie per l’attenzione

GREENPEACE

Audizione 10ª Commissione permanente (Industria, commercio, turismo)
"Affare sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica"

Roma, 12/09/2018

Greenpeace ha seguito, in sede comunitaria e anche a livello nazionale, tutta la discussione sul pacchetto europeo denominato *"Clean Energy for All Europeans"*. Tale discussione ha portato all'approvazione della *Renewable Energy Dircetive* (RED), che dovrà ora essere recepita dai vari Stati Membri. Altre direttive dello stesso pacchetto legislativo sono ancora in discussione a livello di Unione Europea, tra cui ad esempio quella denominata *"Market Design Initiave"* (MDI). Quando saranno conclusi tutti questi negoziati si sarà delineato il panorama di politica, energetica e non solo, dei Paesi UE fino al 2030.

A fianco di ciò, Greenpeace segue da diversi anni i negoziati europei sul clima, le conferenze climatiche denominate COP (la prossima si terrà a dicembre in Polonia), e l'elaborazione di politiche nazionali come la Strategia Energetica Nazionale (SEN).

Negli ultimi anni Greenpeace si è anche particolarmente concentrata sulla figura degli *energy citizen*s, ossia cittadini, piccole e medie imprese, enti pubblici e cooperative energetiche che producono e consumano energia da fonti rinnovabili. Proprio questa figura è posta al centro del modello energetico contenuto nella RED approvata in sede europea. L'Italia ha un grande potenziale energetico legato agli *energy citizens*, che è in buona parte bloccato da vari ostacoli che esamineremo in seguito. Basti pensare però che nel report *"The potential of energy citizens in Europe*[1]*"*, redatto dall'istituto Delft per Greenpeace, si stima che al 2050 gli *energy citizens* potrebbero produrre il 34% dell'elettricità in Italia, per un totale di oltre 26 milioni di persone che diventeranno produttori e consumatori di energia rinnovabile nello stivale.

Tutti questi temi, che sono al centro dell'audizione in oggetto, vedono dunque una posizione netta da parte di Greenpeace: i cittadini devono essere messi al centro del modello energetico che deve portare l'Italia e l'Europa ad essere 100% rinnovabili prima della metà del secolo, come indicato dalla scienza per rispettare gli impegni siglati alla Conferenza di Parigi. Ma affinchè questo accada serve una politica più ampia ed organica che spinga verso l'abbandono rapido e deciso di carbone, petrolio e gas, cosa che al momento non sta accadendo in Italia.

Circa quanto in oggetto nell'audizione, Greenpeace si attende una piena implementazione della RED e di tutti gli strumenti, in particolari gli *shared solar schemes*, che essa mette a disposizione per agevolare la produzione di energia rinnovabile da parte dei cittadini. Ciò permetterebbe al nostro paese di superare finalmente paradossi quali la sostanziale impossibilità di utilizzare l'energia solare per chi vive in condominio o la impossibilità legislativa di condividere energia tra

[1] Report scaricabile al seguente link:
http://www.greenpeace.org/italy/it/ufficiostampa/comunicati/The-Potential-for-Energy-Citizens-in-the-European-Union/

più appartamenti o utenze commerciali all'interno di uno stesso edificio. Greenpeace supporta dunque strumenti come i Sistemi di Distribuzioni Chiusi (SDC) o realtà innovative come le *Energy Communities* e le cooperative energetiche 100% rinnovabili. Ed è anche fondamentale che sia data la possibilità ai consumatori in forma collettiva di effettuare stoccaggio e fornire servizi alla rete.

E' inoltre importante sottolineare quanto sia fondamentale incentivare e supportare l'autoconsumo, ma anche per l'energia non autoconsumata, ossia quelle immessa nella rete, bisogna riconoscere un prezzo che tenga conto delle esternalità positive legate alla produzione di suddetta energia, sia in termini ambientali che per la società in generale e per la rete elettrica.

In aggiunta ci pare utile citare il *Virtual Net Metering*, strumento esplicitamente previsto dalla RED. Tale sistema è già stato adottato in via sperimentale e con successo in Grecia, con il fine di combattere la povertà energetica e stimolare la produzione da fonti rinnovabili[2].

Ci preme evidenziare inoltre quali siano i maggiori ostacoli allo sviluppo delle rinnovabili in Italia. Tra questi certamente possiamo annoverare la burocrazia e i lunghi e complessi processi autorizzativi, la difficoltà ad ottenere informazioni certe, i sussidi che ancora oggi ricevono le fonti fossili e, particolarmente importante, la scarsa credibilità dell'Italia su questo tema nei confronti di cittadini e investitori a causa di passati provvedimenti retroattivi che hanno cambiato in maniera unilaterale accordi siglati dallo Stato.

Soprattutto per gli ultimi due punti è assolutamente necessaria una rapida e netta inversione di tendenza, altrimenti tutti i provvedimenti sopra citati non avranno l'effetto sperato. E' fondamentale rivedere la SEN per innalzare gli obiettivi climatici e di produzione da rinnovabili e per fermare gli enormi ed insensati investimenti nel comparto del gas. E sempre in ambito di politiche nazionali c'è bisogno che venga rivisto il "decreto rinnovabili", che al momento è troppo poco ambizioso e sostanzialmente uguale alla precedente versione redatta dall'ex ministro Calenda.

Inoltre è importante che l'Italia non adotti il *capacity market* come forma di finanziamento alle fonti fossili, come invece sembra essere intenzionato a fare anche questo governo. Proprio sul tema del mercato della capacità si sta finalizzando la discussione in Europa, e l'Italia sembra essere al fianco della Polonia nel chiedere che questo strumento venga applicato indiscriminatamente e per un medio lungo periodo. Tutto ciò porterebbe al fallimento di tutte le politiche climatiche e di incentivo alle fonti rinnovabili. Per questa ragione Greenpeace ritiene che il *capacity market* debba essere limitato nel tempo ed utilizzabile solamente dopo aver fornito prova della crisi di offerta energetica nel Paese ed aver considerato alternative come interconnessioni di rete, DSM, accumuli e produzione da rinnovabili all'interno di un adeguato studio, chiamato *Resource Adequacy Assessment* al quale l'Italia si sta opponendo, appunto, in sede europea.

In conclusione, riteniamo quanto in oggetto dell'audizione un giusto passo avanti, ma riportiamo al centro del dibattito anche l'importanza di una politica organica che vada di pari passo e in maniera evidente e credibile nella direzione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica, eliminando i sussidi alle fonti fossili inquinanti e dannose, come carbone, petrolio e gas.

[2] Per maggiori informazioni: https://www.pv-magazine.com/2017/05/12/greece-applies-virtual-net-metering/

LEGAMBIENTE

Audizione al Senato del 12 Settembre 2018
10ª Commissione (Industria, commercio e turismo)

Oggetto: osservazioni e proposte di Legambiente nell'ambito dell'esame dell'affare assegnato numero 50 di sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

Egregi onorevoli,

vi ringraziamo per la possibilità di confronto su un tema così strategico in campo energetico come quello che si va ad aprire con le nuove regole europee su prosumer e comunità dell'energia, contenute nella Direttiva che verrà approvata il prossimo Autunno per la promozione delle fonti energetiche rinnovabili, nella direzione di una generazione sempre più distribuita e integrata con sistemi di gestione della domanda, di accumulo e con la mobilità elettrica.

Come raccontato durante l'audizione Legambiente chiede al Parlamento di anticipare il completo recepimento della nuova Direttiva europea sulle fonti energetiche rinnovabili – l'Italia avrebbe due anni di tempo per farlo – attraverso un intervento normativo che permetta di cogliere le opportunità che si andranno ad aprire in particolare per quanto previsto agli articoli 21 e 22 del testo.

La nostra proposta è di individuare subito alcune categorie di interventi dove recepire quanto la direttiva consentirà tra poche settimane, al momento della sua approvazione, per chi si produce da fonti rinnovabili direttamente l'energia che consuma (i "self-consumers" o prosumer, ossia i produttori/consumatori) e per le "renewable energy communities".

La ragione è duplice. Da un lato oggi esistono tutte le condizioni tecniche ed economiche per aprire ad innovazioni che possono consentire nel nostro Paese di mettere in moto in pochi mesi investimenti in grado di creare vantaggi per le imprese e le famiglie, oltre che per l'ambiente, e davvero non dobbiamo sprecare questa opportunità per il sistema produttivo italiano. Dall'altro, abbiamo una drammatica urgenza di accelerare nello sviluppo delle fonti rinnovabili se vogliamo conseguire gli obiettivi fissati dall'Unione Europea al 2030 e ridurre l'impatto dei cambiamenti climatici e dell'inquinamento.

L'aspetto di più grande interesse di questa prospettiva è proprio nelle innovazioni che riguardano le città e gli edifici, i distretti produttivi e agricoli dove consentono di dare risposta ai fabbisogni sia elettrici che termici degli edifici attraverso nuovi impianti, smart grid, sistemi di accumulo. E' importante sottolineare come questi sistemi proprio per le loro caratteristiche si possono candidare ad essere parte della soluzione ai problemi che fino ad oggi hanno avuto gli impianti da rinnovabili (nella discontinuità della produzione) attraverso una gestione integrata di impianti di produzione, accumulo, sistemi efficienti che permette di valorizzare modelli di produzione e consumo contemporanei e di programmare immissioni e prelievi con la rete.

In allegato potete trovare il documento di proposte che sul tema dell'autoproduzione da fonti rinnovabili abbiamo presentato lo scorso anno insieme al Coordinamento FREE, in vista del

percorso legislativo che si era aperto a Bruxelles, e che in parte sono entrate nella Strategia energetica nazionale. Anche quelle proposte partivano dall'idea che occorresse aprire subito ad interventi ben definiti, e che nel nostro Paese sono oggi vietati per Legge, per ragioni che si fa sempre più fatica a comprendere.

La proposta di Legambiente, aggiornata alla luce dell'accordo trovato sulla proposta di Direttiva, è di anticipare il recepimento della Direttiva in particolare riguardo ad alcuni ambiti di intervento.

Gli edifici, dove consentire la produzione e scambio di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili alle utenze condominiali, residenziali e non residenziali presenti all'interno della struttura, attraverso reti private. Le utenze continuerebbero ad avere contratti per l'approvvigionamento elettrico e l'energia da rinnovabili prodotta all'interno dell'edificio andrebbe a coprire nella forma dell'autoconsumo una parte dei fabbisogni. Inoltre proprio per le caratteristiche di un modello di questo tipo non si configurerebbe un sistema di distribuzione ai sensi delle norme vigenti.

I distretti produttivi e le aree agricole, dove consentire la produzione e scambio di energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili e in cogenerazione ad alto rendimento, attraverso reti private, tra imprese artigianali, industriali e agricole limitrofe fino a una distanza massima dai confini catastali e comunque all'interno dello stesso Comune o di superfici massime da individuare. Gli interventi avrebbero la forma dei sistemi di distribuzione chiusi (SDC) come definiti dall'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE. Come per gli edifici, le utenze continuerebbero ad avere contratti per l'approvvigionamento elettrico e l'energia da rinnovabili scambiata all'interno del sistema andrebbe a coprire nella forma dell'autoconsumo una parte dei fabbisogni.

Le comunità energetiche rinnovabili, dove aprire alla creazione di aggregazioni di utenti associati per la produzione, accumulo e consumo di energia da fonti rinnovabile da parte direttamente dei soci. In questa prima applicazione, si dovrebbe sempre prevedere la partecipazione di Enti Locali e di una forma aperta alla partecipazione di cittadini e piccole imprese, stabilendo inoltre obiettivi di solidarietà nei confronti dei cittadini più indigenti, come prevede la stessa direttiva. L'interesse sta proprio nella possibilità di studiare e valorizzare le forme più efficienti di produzione e consumo contemporaneo.

L'intervento normativo dovrebbe inoltre chiarire i termini per intervenire in questi tre ambiti ben definiti stabilendo che si fa riferimento esclusivamente a nuovi impianti e entro dimensioni massime, così come le condizioni per il pagamento degli oneri di sistema per l'energia scambiata con la rete di distribuzione, mentre l'energia elettrica prodotta e consumata contemporaneamente, distribuita attraverso reti private, dovrà essere esclusa dal pagamento degli oneri. Sarà importante rispetto al pagamento degli oneri di sistema differenziarli a seconda della dimensione degli impianti e del numero delle utenze connesse, come previsto dalle norme europee. Il completo recepimento della Direttiva dovrà essere l'occasione per fare chiarezza anche rispetto al pagamento degli oneri rispetto alla produzione da fonti rinnovabili o fossili.

Siamo disponibili e interessati a contribuire nel percorso legislativo che si va ad aprire attraverso un confronto che ci auguriamo veda il coinvolgimento dei diversi attori della produzione da fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica, dell'accumulo, delle smart grid.

LIBERIAMO IN ITALIA L'AUTOPRODUZIONE DA ENERGIE PULITE

16 Maggio 2017

L'autoproduzione e distribuzione locale di energia da fonti rinnovabili sono oggi al centro dell'interesse in tutto il mondo, per le opportunità che si stanno aprendo di innovazione nella gestione energetica grazie all' efficienza e alla riduzione dei costi delle tecnologie e delle reti.
In Italia questa prospettiva ha grandi potenzialità perché permette di valorizzare le risorse rinnovabili riducendo l'uso della rete, perché si avvicinano produzione e consumi, e consente di soddisfare i fabbisogni di energia elettrica e di calore negli edifici e nei territori creando valore e nuova occupazione. Inoltre aprendo a queste innovazioni si rende possibile lo spostamento dei consumi verso il vettore elettrico nonché un'innovazione integrata di fonti rinnovabili, mobilità elettrica, sistemi di accumulo.

Una grande novità alle porte è rappresentata dagli Articolo 21 e 22 della nuova proposta della Commissione Europea di modifica della direttiva in materia di rinnovabili. L'Articolo 21 della nuova proposta di direttiva (382/2016) stabilisce che deve essere ammesso l'autoconsumo di energia prodotta collettivamente da fonte rinnovabile all'interno dei condomini residenziali, delle aree commerciali, delle aree di servizi condivisi, ovvero dei sistemi qualificabili come sistemi di distribuzione chiusi (cioè unità di consumo industriali o commerciali limitrofe e con servizi energetici condivisi) e che ai fini dell'autoconsumo di energia i soggetti autoproduttori all'interno di tali sistemi devono essere considerati come un solo soggetto. Inoltre all'articolo si fissano riferimenti e diritti per la nascita di "Renewable energy communities", che possono essere composte da cittadini, istituzioni locali, soggetti territoriali che cooperano nella generazione, distribuzione, accumulo o fornitura di energia da fonti rinnovabili.

Un Paese come l'Italia avrebbe tutto l'interesse a svolgere un ruolo da leader in questo processo di innovazione energetica distribuita. Ma per aprire a questo scenario occorre cambiare una situazione che, al momento, blocca gli interventi che vanno in questa direzione. Infatti il quadro normativo è oggi complicato e contradditorio e vieta la distribuzione locale di energia da fonti rinnovabili, nella grande maggioranza dei casi. Fanno eccezione alcuni Comuni delle Alpi dove, utilizzando una legge nata per le cooperative energetiche negli anni Venti, questa possibilità ha permesso innovazioni nella gestione delle reti e nella produzione da fonti rinnovabili di grandissimo interesse, con conseguente riduzione dei costi in bolletta[i]. Eppure, proprio il drastico calo degli investimenti in nuovi impianti da fonti rinnovabili e la

riduzione dei costi delle tecnologie dovrebbe convincere ad aprire spazi e opportunità nei territori. Le attuali limitazioni impediscono di dare uno sbocco concreto allo sviluppo di nuove tecnologie per la gestione attiva dei consumi elettrici, lo stoccaggio e le cd. *smart grids*, costituendo una grave zavorra alla ricerca e allo sviluppo industriale.

Obiettivo di questo documento è spingere le innovazioni che vanno nella direzione dell'autoproduzione e distribuzione locale di energia da fonti rinnovabili nel territorio italiano, in modo da creare opportunità di innovazione che aiutino famiglie e imprese. Siamo consapevoli che questa prospettiva sarà forte se in grado di **dare risposta alle due sfide che questo modello di generazione distribuita da fonti rinnovabili pone al sistema energetico**. La prima riguarda **le oscillazioni nella produzione da rinnovabili,** dove queste innovazioni si devono candidare ad essere parte della soluzione attraverso una gestione integrata di impianti di produzione, accumulo, sistemi efficienti che permetta di offrire un efficiente servizio di bilanciamento e dispacciamento rispetto alla rete, capace di programmare immissioni e prelievi. La seconda sfida riguarda **gli oneri di sistema,** perché il gettito per la copertura di tali oneri deve essere coperto anche se si riduce la quantità di energia prelevata dalla rete elettrica per i consumi. **Per questo serve trasparenza delle regole in modo da prevedere una partecipazione agli oneri di sistema legata anche al tipo di fonte utilizzata (se di origine fossile o da rinnovabili) e un controllo dell'evoluzione degli oneri, in modo da essere pronti a eventuali interventi correttivi.**

Di sicuro abbiamo bisogno di idee nuove per un cambiamento radicale del modello energetico come è quello dell'autoproduzione, perché distribuito e con molteplici protagonisti (i *prosumers*, ossia soggetti al contempo produttori e consumatori di energia elettrica), che può portare enormi vantaggi per un Paese come l'Italia, in termini di riduzione dei consumi energetici, delle importazioni di fonti fossili e delle emissioni inquinanti e climalteranti. La direzione nella quale guardare è quella di creare opportunità per l'autoproduzione, a beneficio di famiglie e imprese, e per la produzione e distribuzione locale per i fabbisogni di edifici, imprese, Enti Locali, rendendo possibili gestioni innovative degli impianti e delle reti che consentano, attraverso l'elettrificazione dei consumi, di ridurre i consumi di gas nel riscaldamento e raffrescamento degli edifici e analogamente i consumi di carburanti nella mobilità.

Qui di seguito presentiamo alcune proposte con l'obiettivo di definire una nuova cornice normativa che consenta di aprire ad interventi che vanno nella direzione dell'autoproduzione e distribuzione locale di energia da fonti rinnovabili. Le nostre proposte partono dall'idea di semplificare e spingere l'autoproduzione da parte di imprese e famiglie, e, in parallelo, di aprire ad innovazioni nella distribuzione di energia elettrica all'interno degli edifici e dei distretti produttivi. Il tutto **in piena coerenza con il quadro politico e normativo comunitario** e in particolare con i principi dell'Energy Union e del recente "Clean Energy Package"[1]. Inoltre **questi interventi sono possibili ai sensi delle norme europee vigenti** e sono tornati di interesse alla luce delle recenti modifiche apportate dal Decreto Legge "*Milleproroghe*" (DL 244/2016, convertito in Legge 19/2017) che ha riportato l'applicazione delle componenti variabili degli oneri generali di sistema alla sola energia elettrica prelevata, abrogando il regime introdotto dal DL 91/2014 (convertito in Legge 116/2014).

[1] Va poi considerato che le linee strategiche della politica energetica comunitaria mirano a sostenere il primato tecnologico dell'Europa nel settore energetico, sviluppando tutte le opportunità tecnologiche che consentano ai consumatori di energia di ridurre le proprie bollette attraverso l'autoconsumo, la partecipazione attiva ai mercati energetici e lo stoccaggio (p. 2 dell'"*Explanatory memorandum*" in "*Proposal for a regulation of the European Parliament and Council on the internal market for electricity*", November 30, 2011, COM (2016) 861 final).

La prima innovazione riguarda **l'introduzione di sistemi di produzione e scambio di energia da fonti rinnovabili attraverso reti private nella forma di sistemi di distribuzione chiusi** (previsti dalla direttiva 2009/72/CE) che, attraverso una gestione attenta di impianti e sistemi di accumulo, possano garantire contratti di immissione e prelievo stabili alla rete, e quindi permettano di ridurre sia le oscillazioni che la potenza impegnata per la rete.
La seconda riguarda **la semplificazione per le utenze domestiche** del sistema di scambio sul posto, nel caso di impianti da fonti rinnovabili in prevalenza in autoconsumo, in modo da ridurre gli scambi con la rete e le oscillazioni conseguenti. Si propone inoltre di rendere finalmente **trasparente la fiscalità in bolletta** e la modulazione nel pagamento degli oneri di sistema sulla base delle fonti utilizzate e dei vantaggi ambientali.

Aprire a queste innovazioni non comporterebbe impatti negativi sul sistema elettrico, perché si tratta di sistemi che si fanno carico di limitare le oscillazioni nei confronti della rete.

E' arrivato il momento di aprire un confronto pubblico e trasparente su queste scelte, sia a livello italiano che europeo, in tema di normativa sull'energia e sugli aiuti di Stato. Tale prospettiva, oltre ad essere di interesse generale, è oramai anche competitiva come riconosciuto dalla Commissione Europea[ii]. Proprio per far comprendere la concretezza di questo scenario abbiamo individuato dei punti precisi e il percorso normativo richiesto.

E' evidente che stiamo entrando in un mondo completamente nuovo, in costante e positiva evoluzione grazie alla riduzione dei costi degli impianti da fonti rinnovabili, delle batterie di accumulo, delle tecnologie di gestione, e delle opportunità che si aprono nel mercato dei servizi di dispacciamento anche per sistemi nuovi da fonti rinnovabili[iii]. A livello europeo si stanno ridefinendo le regole per aprire a questo tipo di innovazioni nella generazione distribuita da fonti rinnovabili, e la sfida sta ora nell'accompagnare questa prospettiva e di verificarne nel tempo i risultati. Quello che è certo è che si dispone ormai di tutte le competenze per rispondere agli allarmi lanciati dall'Autorità per l'energia sulla sicurezza del sistema, ma anche sulla riduzione delle risorse per gli oneri di sistema. Sono questioni facilmente risolvibili dentro uno scenario davvero nuovo, nel quale possano crescere i consumi elettrici, grazie all'elettrificazione dei consumi energetici, e dove si può (finalmente) ripensare la tassazione in funzione delle emissioni e dell'inquinamento prodotti. Per chiarezza, il rischio che si sta correndo nel continuare a porre barriere a questi interventi è che avvenga una "fuga" di utenze, grandi o piccole, dalla rete, vista la riduzione dei costi degli impianti da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo. **Il modello a cui guardiamo è profondamente integrato con la rete e partecipa alla riduzione degli sbilanciamenti nella produzione da fonti rinnovabili**.

LE PROPOSTE:

1) NUOVI SISTEMI DA FONTI RINNOVABILI PER I FABBISOGNI DI AZIENDE INDUSTRIALI, COMMERCIALI E AGRICOLE

- **Tra aziende limitrofe è consentito lo scambio di energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili e in cogenerazione/microcogenerazione ad alto rendimento attraverso reti private.**
- **All'interno degli edifici a destinazione commerciale e nelle aree con servizi condivisi sono consentiti la produzione e l'autoconsumo collettivi di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e in cogenerazione/microcogenerazione ad alto rendimento.**

- Le misure valgono per tutti i nuovi interventi di potenza complessiva fino a 18 MW coerentemente con quanto previsto dal "Clean Energy Package" per le "comunità energetiche". Per quelli passati valgono le norme in vigore al momento dell'entrata in esercizio.
- La cessione dell'energia elettrica è regolata da contratti consortili o di vendita diretta tra privati sulla base di accordi bilaterali nel rispetto delle condizioni di sicurezza e stabilità del servizio.
- La produzione elettrica deve essere esclusivamente da fonti rinnovabili e da cogenerazione/microcogenerazione ad alto rendimento, eventualmente integrata con sistemi di accumulo. Se la configurazione è in grado di ridurre gli sbilanciamenti e, in prospettiva, di rendere servizi di dispacciamento può beneficiare di un vantaggio in termini di riduzione degli oneri di sistema, di dispacciamento e di distribuzione. Con il gestore di rete sarà definito un contratto di immissione in rete con individuazione di una tolleranza massima nell'energia non auto-consumata e una riduzione della potenza impegnata in prelievo rispetto alla situazione precedente l'installazione degli impianti di produzione.
- Queste fattispecie contrattuali varranno all'interno di edifici a destinazione commerciale, di distretti produttivi, di Asi e nelle aree artigianali, tra aziende artigianali, industriali e agricole limitrofe fino alla distanza massima di 2 km dai confini catastali e comunque all'interno dello stesso Comune o di superfici massime da individuare.
- Gli interventi avrebbero inizialmente la forma dei sistemi di distribuzione chiusi (SDC) come definiti dall'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE e a seguito dell'entrata in vigore della nuova direttiva rinnovabili, come configurata all'interno del Clean Energy Package, potranno estendersi anche oltre tale configurazione a tutte le aree con servizi condivisi anche ove non abbiano le caratteristiche dei sistemi di distribuzione chiusi (Cfr. Articolo 21 "Renewable self-consumers" della proposta di direttiva sulle rinnovabili del Winter Package).
- L'autoconsumo godrà del mancato pagamento della quota variabile degli oneri di sistema e di distribuzione. La quota di oneri di sistema e distribuzione da pagarsi in misura fissa sarà poi parametrata alla potenza impegnata al punto di connessione della rete privata con la rete pubblica e suddivisa proporzionalmente fra gli utenti, in modo da premiare la diminuzione di potenza impegnata sulla rete pubblica. Inoltre, si propone l'applicazione di corrispettivi ridotti di oneri generali di sistema da applicarsi a queste tipologie di utenze.

Le ragioni sono nella opportunità di promuovere innovazioni nella gestione energetica delle imprese e all'interno degli edifici in generale, promuovendo gestioni e produzioni condivise, per ridurre consumi e costi nella direzione promossa dalle Direttive europee (2010/31/UE, Energy Performance Building Directive) dall'Energy Union e dal recente Clean Energy Package con il quale si riforma complessivamente la politica energetica comunitaria. In particolare si consentirà una gestione aggregata e dinamica dei consumi all'interno degli edifici, permettendo agli utenti aggregati di partecipare ai mercati dell'energia, ivi incluso quello del dispacciamento e della prestazione di servizi di

interrompibilità dei consumi e si stimolerà l'uso di fonti rinnovabili, la transizione a fonti elettriche, la maggiore efficienza e la diminuzione dei costi energetici degli edifici.
Attraverso la produzione e distribuzione di energia prodotta da fonti rinnovabili direttamente alle utenze poste in aree limitrofe o all'interno dell'edificio commerciale, si riducono i costi per il sistema e si possono spingere investimenti, oltre che negli impianti rinnovabili, anche nella gestione integrata dell'energia (elettricità e calore, efficienza, accumulo, ecc.). **Un sistema di questo tipo è integrato con la rete e porta vantaggi, riducendo la potenza impegnata e le oscillazioni rispetto a produzione e consumi, attraverso il ruolo dell'accumulo e la possibilità di sottoscrivere contratti di prelievo e immissione programmabili.** In particolare consente di azzerare le eccedenze immesse nella rete pubblica da parte degli impianti da fonti rinnovabili e per la cogenerazione/microcogenerazione di dare la necessaria simmetria fra utenze elettriche e utenze termiche, che con la attuale disciplina invece non può essere raggiunta, visto che non si può avere più di una utenza elettrica[iv]. Con queste politiche ci si allinea poi all'Energy Union e al recente Clean Energy package con il quale si riforma complessivamente la politica energetica comunitaria. In particolare si consentirà una gestione aggregata e dinamica dei consumi all'interno degli edifici, permettendo agli utenti aggregati di partecipare ai mercati dell'energia, ivi incluso quello del dispacciamento e della prestazione di servizi di interrompibilità dei consumi e si stimolerà l'uso di fonti rinnovabili, la transizione a fonti elettriche, la maggiore efficienza e la diminuzione dei costi energetici degli edifici.
Cosa serve
Il Parlamento italiano può legiferare per introdurre queste innovazioni che dovrebbero presentare inizialmente le caratteristiche dei Sistemi di Distribuzione Chiusi come definiti dall'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE e che potranno poi essere estese alle configurazioni previste dall'Articolo 21 e 22 della nuova proposta di direttiva sulle rinnovabili contenuta nel Clean Energy Package. Per l'energia prodotta e autoconsumata all'interno degli edifici potranno essere garantiti i certificati bianchi, come previsto dalla tredicesima premessa della nuova proposta di direttiva comunitaria sull'efficienza energetica all'interno del Clean Energy Package (2016/376) e dall'Articolo 1 della stessa (che modifica l'Articolo 7 della Direttiva 2012/27). Tali norme prevedono infatti espressamente che l'autoconsumo di energia elettrica negli edifici è rilevante ai fini del raggiungimento degli obblighi di risparmio energetico.

2) NUOVI SISTEMI DA FONTI RINNOVABILI A FAVORE DI UTENZE DOMESTICHE

- **Le utenze domestiche beneficiano di vantaggi e semplificazioni nell'autoproduzione da fonti rinnovabili.**

- Per i nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e di microcogenerazione ad alto rendimento fino a 10 kW di potenza installata posti a servizio di utenze domestiche, non incentivati, l'accesso al meccanismo dello scambio sul posto è semplificato con conguaglio fisico e non economico della produzione e dei consumi su base annuale nel caso di impianti in autoconsumo per almeno il 60% della produzione. In caso di impianti integrati con sistemi di accumulo, al posto del meccanismo dello scambio sul posto si può usufruire di un contributo di 10 c€/kWh per l'energia autoprodotta e autoconsumata.
- Il meccanismo rimarrà in vigore per tre anni, per verificarne risultati, replicabilità, modifiche – ad esempio rispetto al peso degli oneri di sistema tra parte variabile e fissa - nella direzione della spinta all'autoproduzione da parte delle utenze domestiche integrata con sistemi di accumulo e i risultati rispetto sia alle oscillazioni nello scambio di energia elettrica con la rete che agli impatti rispetto agli oneri di sistema.

Le ragioni sono nella opportunità di aprire ad innovazioni nella produzione energetica da fonti rinnovabili e da microcogenerazione per le famiglie capaci di produrre diversi risultati positivi. In questo modo si possono spingere infatti interventi che aiutano a ridurre consumi e costi negli usi domestici, promuovendo al contempo innovazioni che spostano i consumi verso il vettore elettrico e che riducono le oscillazioni negli scambi con la rete. Attualmente lo scambio sul posto risulta complesso da gestire per le famiglie, perché prevede una compensazione non quantitativa (tanto metto in rete, tanto prelevo) ma economica sulla base del costo dell'energia nei diversi momenti. Attraverso una semplificazione del regime di scambio sul posto per le famiglie, si rendono convenienti investimenti nella produzione da fonti rinnovabili che tendano a massimizzare l'energia prodotta e consumata ma anche nella riqualificazione energetica degli edifici con lo spostamento dei consumi verso il vettore elettrico (utilizzo delle pompe di calore, fornelli ad induzione, ecc.). La possibilità di accedere in alternativa allo scambio sul posto a un incentivo diretto sarebbe limitata solo per l'installazione di impianti di accumulo.
Un sistema di questo tipo è integrato con la rete e porta vantaggi perché riduce la potenza impegnata e l'oscillazione rispetto a produzione e consumi, attraverso l'obbligo di garantire una quota minima in autoconsumo. Ulteriori vantaggi si avrebbero con una gestione integrata dei sistemi di generazione in un'ottica "smart grid".
Cosa serve
Il Parlamento italiano può legiferare per introdurre queste innovazioni per impianti fino a 10 kW, poiché la Commissione Europea ha ritenuto non rilevanti ai fini degli Aiuti di Stato gli incentivi per impianti di questa taglia.

3) INTERVENTI SULLE TARIFFE ELETTRICHE

- **Le tariffe elettriche devono premiare l'autoconsumo e scoraggiare gli sprechi di energia**

- Coerentemente con quanto stabilito dal Clean Energy Package (art. 21), i sistemi in autoconsumo non devono essere soggetti a procedure sproporzionate e a oneri che non riflettano i costi per il sistema, consentendo la partecipazione ai costi di sistema attraverso tariffe dinamiche e trasparenti.
- Ad esempio nell'ambito non residenziale deve essere incrementata la quota delle tariffe di distribuzione pagata in modo variabile e si devono prevedere meccanismi di "*demand response*" sulla componente variabile delle tariffe, come previsto dalla normativa comunitaria, superando anche la tariffa unica nazionale in materia di distribuzione. Le tariffe di distribuzione come richiesto dalla Unione Europea potranno dunque assumere valori più o meno alti a seconda dell'ora di utilizzo e del disagio che crea l'utilizzo dell'energia nel momento specifico.
- Dal 1° Gennaio 2018 la parte maggioritaria degli oneri di sistema dovrà dunque continuare ad essere prelevata attraverso componenti variabili a consumo, anche perché (anche in ossequio alla normativa comunitaria come detto sopra) si dovrà ampliare la parte variabile delle tariffe di rete a cui si intendono uniformare gli oneri di sistema.
- Infine, in riferimento alla riforma tariffaria per i clienti domestici, sarà necessario valutare l'adozione di nuove modifiche per renderla conforme alle indicazioni che deriveranno dall'adozione del Clean Energy Package.

Le ragioni sono nella spinta a investimenti nell'efficienza energetica e nell'autoproduzione che possono trovare vantaggio da una fiscalità incentrata sulla parte variabile invece che su quella fissa. In questo modo si mantiene una convenienza economica per investimenti che puntano a ridurre il prelievo di energia.
Cosa serve

Il Parlamento italiano può legiferare sul tema, specificando che gli oneri di rete e distribuzione in ossequio alla normativa comunitaria devono essere in parte prevalente variabili, flessibili e basati su principi di "*demand response*" e avviando una sperimentazione per il superamento della tariffa nazionale di distribuzione.

INTERVENTI NORMATIVI DA IMPOSTARE PER DARE IMPULSO AD AUTOPRODUZIONE, DISTRIBUZIONE LOCALE, EFFICIENZA ENERGETICA

Non appena sarà approvata la nuova direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia rinnovabile (COM 2016/382) sarà necessario darvi immediata attuazione, ammettendo l'autoconsumo collettivo negli edifici e inserendo nella normativa nazionale le "energy communities" previste dall'articolo 22 della proposta della commissione.

L'Articolo 21 della proposta di direttiva per la promozione delle fonti rinnovabili 382/2016 del 30 Novembre 2016 prevede che sia possibile rifornire in autoconsumo come se fossero un unico soggetto tutti quei soggetti che collettivamente producono energia rinnovabile o da impianti di cogenerazione/microcogenerazione ad alto rendimento all'interno di condomini, sistemi di distribuzione chiusi, aree commerciali e di servizi condivisi.

Altrettanto importante si ritiene l'attuazione in Italia dell'Articolo 22 della proposta di direttiva sulle rinnovabili (COM 2016/382), riguardo le "renewable energy communities" che dà diritto a cooperative di cittadini e associazioni no profit di carattere locale di generare, stoccare, consumare e vendere energia rinnovabile.

Quanto sopra non solo per migliorare prima possibile l'efficienza energetica degli edifici, ma anche al fine di consentire al più presto lo sviluppo in Italia di tutte le applicazioni tecnologiche connesse, evitando di diventare un mercato preda di operatori che hanno maturato esperienza negli altri paesi europei che hanno anticipato l'attuazione della direttiva.

4) INTERVENTI A FAVORE DI UTENZE DOMESTICHE E CONDOMINI

- **All'interno degli edifici residenziali è consentita la distribuzione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili attraverso reti private**

- Le misure valgono per tutti i nuovi interventi di potenza complessiva fino a 18 MW coerentemente con quanto previsto dal "Clean Energy Package" per le "comunità energetiche". Per quelli passati valgono le norme in vigore al momento dell'entrata in esercizio.
- La cessione dell'energia elettrica prodotta collettivamente all'interno dei condomini residenziali deve poter essere regolata da contratti di vendita o accordi consortili.
- La produzione elettrica deve essere esclusivamente da fonti rinnovabili e da cogenerazione/microcogenerazione ad alto rendimento, integrata eventualmente con sistemi di accumulo e comunque strutturata con modalità tali da evitare sbilanciamenti e al contrario poter fornire servizi di dispacciamento.
- L'edificio avrà un punto di connessione con la rete di distribuzione, salvo il diritto per qualsiasi condomino di chiedere di avere accesso diretto alla rete di distribuzione.
- La quota fissa degli oneri di rete e di sistema sarà parametrata al punto di connessione del condominio e alla potenza impegnata dal condominio. L'energia autoconsumata all'interno del condominio godrà dei certificati bianchi.

Le ragioni sono nella opportunità di promuovere innovazioni nella gestione energetica all'interno degli edifici, per ridurre consumi e costi, nella direzione promossa dalle Direttive europee (2010/31/UE,

Energy Performance Building Directive) e dalle recenti proposte di modifiche della direttiva comunitaria in materia di efficienza energetica (tredicesime premessa e Articolo 6 della proposta di modifica nel Winter Package).

Cosa serve

Governo e Parlamento devono garantire la sollecita approvazione delle norme del Clean Energy Package da parte dell'Unione Europea e provvedere poi ad una loro rapida attuazione.

---

[i] Le cooperative energetiche hanno come riferimenti normativi il Decreto Legislativo 79/1999 (il cosiddetto Bersani, articolo 2, comma 2) e le delibere dell'Autorità per l'energia (ARG/elt 113/10). Queste cooperative erano rimaste attive anche dopo la nazionalizzazione dell'energia elettrica del 1962. Possono produrre e distribuire energia elettrica ai soci della cooperativa, per questa parte dell'energia prodotta sono esonerati dalle principali componenti degli oneri di sistema. In particolare quelle più interessanti come esperienze sono caratterizzate dalla proprietà degli impianti e dalla proprietà o affidamento della rete da parte dei Comuni, e quindi a un fortissimo legame con i territori.

[ii] Si veda il documento "Best practices on renewable energy self-consumption", del 15 Luglio 2015, dove sono individuate le migliori pratiche in materia di autoproduzione.
http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52015SC0141&from=EN

[iii] In tutta Europa si sta andando nella direzione di coinvolgere le fonti rinnovabili e i sistemi di energy management nel mercato dei servizi di dispacciamento. In questo modo diventano competitivi servizi che mettono assieme impianti di accumulo e impianti in autoconsumo, per realizzare servizi di dispacciamento da vendere a Terna.

[iv] Cfr. Art. 5.1 Delibera 539/2015 dell'Autorità per l'energia elettrica e gas.

UTILITALIA
imprese acqua ambiente energia

Commissione 10ª (Industria, commercio, turismo)

Atto n. 59

Affare sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

Audizione di UTILITALIA – Federazione delle Imprese Acqua, Ambiente, Energia

Roma, 12 settembre 2018

Federazione delle imprese energetiche idriche ambientali
Piazza Cola di Rienzo 80/A 00192 Roma
T +39 06 94528210-20 F +39 06 94528200
CF 97378220582

Signor Presidente, signori Senatori,
Utilitalia ringrazia questa Commissione per l'invito rivolto a partecipare a questo ciclo di Audizioni.

L'analisi dello stato delle norme e delle regole che nel complesso governano il settore energetico, dei programmi degli Operatori che a vario titolo partecipano al Mercato, del livello di preparazione dell'industria fornitrice delle nuove tecnologie che accompagneranno la profonda transizione energetica, appare necessario per affrontare con una *governance* adeguata l'avvio di un nuovo percorso impegnativo tecnologicamente per tutto il Paese.

Il recente accordo tra le Istituzioni europee sulla revisione della Direttiva per la promozione dell'uso dell'Energia da Fonti Rinnovabili (FER), la cosiddetta Renewable Energy Directive – RED II -, una delle otto proposte legislative che compongono il Clean Energy Package, pone il nostro Paese di fronte a scelte non più rinviabili. La natura del compromesso raggiunto, in merito alla RED II, *"legalmente vincolante"* a livello europeo, delinea uno scenario dove la transizione del settore energetico in atto subirà una decisa accelerazione, per raggiungere al 2030 obiettivi di produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili – FER – doppi rispetto ai livelli attuali.

A proposito, tuttavia, il nostro Paese parta da una situazione che riteniamo lusinghiera.
I principali dati riguardo la produzione da energie rinnovabili evidenziano che l'Italia ha superato gli obiettivi fissati per il 2020 per quanto riguarda l'indicatore che misura la percentuale di tutti i consumi di energia coperti da fonti rinnovabili - nei settori elettrico, termico e trasporti: l'obiettivo era del 17% mentre al 2015 si è giunti al 17,5%, 18,3% nel 2016 e nel 2017 è stato raggiunto il 19,2%.

Se si vogliono conseguire gli obiettivi indicati dalla RED II, ovvero **incrementare al 32% gli obiettivi di diffusione delle FER al 2030** sui consumi finali, bisogna attivare tutte le leve disponibili al legislatore. La produzione FER al 2030 dovrebbe superare i 200 TWh circa, partendo da una valore raggiunto nel 2017 di 103 TWh.

In uno scenario con obiettivi così ambiziosi l'incremento di produzione da FER si sviluppa attraverso: la **costruzione di nuovi impianti** (inclusi gli interventi di riattivazione, potenziamento e/o il rifacimento) valorizzando l'intero contingente di potenza previsto dall'emanando DM FER che prevede 7 GW di potenza disponibile nell'orizzonte temporale 2019-2021; il **rinnovamento del parco impianti esistente** con particolare attenzione alla fonte eolica e idroelettrica di cui si stima un potenziale:

- per l'idroeletrico di 1.8 GW al 2020, che cresce fino a 5.7 GW al 2030;
- per l'eolico di 2,3 GW al 2020 che, cresce fino a 4.2 GW al 2030.

E' da tenere presente, infatti, che **in assenza di interventi legislativi specifici alcuni impianti di produzione FER potrebbero cessare l'esercizio per obsolescenza**. A questo proposito, in merito ai futuri investimenti FER per repowering, Utilitalia è consapevole che ci sono aspettative da parte dei produttori per la semplificazione delle procedure e per tale motivo vogliamo segnalare come la Federazione si sia fatta carico di avanzare, condividere con gli Operatori interessati e sottoporre all'Autorità di regolazione una proposta di snellimento dell'iter tecnico di

connessione alla rete in caso di rinnovamento degli impianti, che se accolto dal Regolatore, renderà più rapida l'attivazione di nuova potenza FER.

Se negli anni passati l'elemento *disrupting* del settore riteniamo sia stato lo sviluppo della generazione distribuita nei prossimi anni il fattore di cambiamento sarà costituito dagli ulteriori cambiamenti nelle modalità di gestione dell'energia. **Lo sviluppo e la promozione dell'autoconsumo energetico**, attraverso la possibilità per i consumatori finali, le PMI e le comunità locali, di produrre, consumare, accumulare e vendere energia rinnovabile**, sarà lo scenario al quale il sistema energetico nazionale deve essere preparato.**

In un più generale processo di decarbonizzazione, al quale tutti devono sentirsi impegnati a contribuire, **Utilitalia vede centrale il ruolo delle infrastrutture energetiche**, **delle tecnologie digitali** applicate ai processi di consumo e produzione, **delle regole certe delle quali il consumatore dovrà disporre** per confrontarsi con le novità del mercato.

La sfida per una completa integrazione nel sistema elettrico delle FER si sta spostando dagli incentivi sulla produzione (essendo alcune fonti prossime alla *grid parity*) agli **investimenti sulle infrastrutture di rete**, per continuare a garantire **adeguatezza, flessibilità e qualità del servizio al nuovo assetto**, a maggior ragione se la prospettiva è il graduale processo di elettrificazione dei consumi finali. I Distributori di energia elettrica già da anni sono impegnati in azioni mirate per il rafforzamento e l'adeguamento delle reti intelligenti con interventi che rientrano nel più ampio concetto di smart grid.

La mutata struttura del mercato delle generazione nazionale nell'ultimo decennio, che vede sempre più impianti FER connessi alla rete di Media e Bassa Tensione (con fenomeni di concentrazione in alcune aree del Paese), ha comportato un notevole impegno dei Distributori di elettricità per identificare le migliori soluzione per le connessioni degli impianti alle reti ma determina anche un impegno per la gestione dei flussi di energia prodotta, che in alcuni periodi dell'anno vanno in inversione di flusso.

La "risalita" dell'energia verso al Rete di Trasmissione Nazionale indica come sia opportuno ipotizzare non solo soluzioni tecniche alternative alla mera connessione delle FER in maniera "passiva" ma anche come **un parco di generazione "non programmabile" sempre più diffuso** sul territorio **imponga che tutti i partecipanti al mercato siano responsabilizzati rispetto al bilanciamento del Sistema**, fermo restando il modello di central-dispatching.

Risulterà fondamentale quindi la regolazione a regime della partecipazione attiva al Mercato di consumatori e produttori – anche in configurazione Vehicle Grid Integration - VGI - favorita dalla intermediazione di nuove figure specializzate come gli Aggregatori.

In quest'ottica si guarda anche con crescente interesse ai sistemi di accumulo dell'energia, in particolare presso la singola utenza/produttore. Questa tecnologia, infatti, si ritiene in grado di rendere sempre meno dipendente il consumatore dal mercato, avvalendosi della propria produzione prescindendo da un autoconsumo istantaneo.

Tuttavia, il mercato dello *storage* appare ancora poco maturo; una simulazione economica effettuata, sulla base dei costi e delle tariffe elettriche 2018, relativa alla installazione di un impianto di accumulo a servizio di un impianto fotovoltaico di 3 kW di utenza domestica con un consumo annuo di 4.000 kWh/anno evidenzia un *pay back time* di circa 10 anni. Riteniamo particolarmente utili le azioni assunte da questo Governo di recente volte a sollecitare iniziative industriali nel territorio nazionale, nella logica di contenere i costi di queste apparecchiature, al momento, non in grado di suscitare interesse da parte del mercato.

A tale proposito Utilitalia ritiene **necessario sviluppare anche scenari paralleli che**, sebbene indirettamente, **vanno nella medesima direzione delle finalità proprie della diffusione degli accumuli a servizio degli impianti FER**, ovvero rendere più efficiente il Sistema contenendo al massimo le perdite di rete dovute al trasporto dell'energia.

Finora le funzioni di "accumulo" sono state assicurata dall'istituto regolatorio dello "scambio sul posto", che consente al *prosumer* di riversare nella rete di distribuzione (che funge da accumulo virtuale) l'energia non autoconsumata e di prelevare dalla rete quando necessario. Questa energia in alcuni casi deve risalire fino al livello della RTN, quando la domanda complessiva sulla rete di bassa-media tensione non richiede tale energia.
Riteniamo che, secondo anche le indicazioni del Clean Energy Package che, pongono l'enfasi sul ruolo pivotale del DSO nella transizione energetica, **il Distributore possa dotare la propria rete di sistemi di accumulo** che garantirebbero, in una logica di Servizio Universale, un esercizio più efficiente dei transiti di energia con un livellamento dei profili di carico della rete, provvedendo a "dispacciare" sulla propria rete l'energia in risalita dagli impianti FER, con un complessivo minore livello di perdite di energia. In tal senso, **riteniamo opportuno che nel recepimento delle disposizioni comunitarie tali iniziative non siano penalizzate, evidenziando sicuri benefici per il Sistema.**

Decisamente utile e strumentale, in prospettiva di orientamenti volti al coinvolgimento del DSO nell'attività di dispacciamento (potenziali compiti legati all'approvvigionamento di risorse di flessibilità a livello locale, oltre che di gestione in sicurezza della rete), valutiamo la ripresa delle attività per la **Osservabilità della produzione degli impianti FER presenti sulle reti di distribuzione**.
Ad oggi, i Distributori rilevano per molteplici finalità, i dati di misura degli impianti FER ma non è stato ancora sviluppato un programma di azioni strutturate e coordinate dal Regolatore tecnico di settore (ARERA) volto alla stima della producibilità di detti impianti, particolarmente utile per formulare previsioni di carico e assorbimento di energia sulle reti, ottimizzarne la gestione, offrire nuove opportunità ai produttori, nonché minimizzare i costi complessivi di dispacciamento per il Sistema.

Di recente abbiamo assistito ad una iniziativa da parte della Regione Piemonte che ha approvato una legge regionale per la istituzione delle comunità energetiche, per incentivare la produzione e lo scambio di energie "*generate principalmente*" da FER.
Parallelamente, l'accordo sulla RED II, promuovendo l'autoconsumo e il diritto di consumatori, di cooperative, di PMI di produrre, consumare, accumulare e vendere la propria energia FER, prevede una esenzione della produzione degli impianti sotto i 30 kW dagli oneri di rete.

Riteniamo che entrambi gli aspetti citati – allargamento del concetto di "autoconsumatore" e gestione degli oneri di rete – debbano trovare una corretta ed equa regolazione, che sostenga i diritti per i consumatori, che le nuove norme introdurranno, e assicuri l'equilibrio economico di un patrimonio collettivo che è la Rete Elettrica nazionale.
Ad oggi già **abbiamo esempi di Società Cooperative di Utenza che**, salvaguardate dalla nazionalizzazione del 1962, eserciscono in proprio impianti di produzione di energia ma che, utilizzando la rete elettrica del sistema nazionale per "vettoriare" l'energia autoprodotta ai propri Soci, **riconoscono al Sistema gli oneri di rete al pari degli altri clienti finali**.

L'eventuale esenzione dagli oneri di rete assumerebbe ulteriore impatto qualora la declinazione della RED II, nel recepimento nazionale, dovesse estendersi agli "oneri di sistema"; il progressivo maggior carico di tali oneri per la rimanente utenza non solo evidenzierebbe una questione di equità sociale – nei casi in cui il Consumatore non fosse nella condizioni di accedere a forme di autoconsumo - ma sottrarrebbe ulteriore spazio ai margini di trattativa commerciale agli Operatori in un mercato libero dell'energia.

La competizione tra le fonti di produzione dovrebbe essere sui costi di produzione e non solo in termini di 'sconti' dagli oneri del sistema elettrico. In particolare, crediamo che nella definizione della politica e della regolazione energetica per lo sviluppo del potenziale degli autoconsumi **debba essere favorita la diffusione delle configurazioni virtuose** e debbano essere attentamente commisurate forme di incentivazione indirette (sconto sugli oneri di rete od addirittura esenzione) **per non sostenere una inefficiente emersione di reti private, probabilmente non in grado di mantenere i medesimi standard di qualità del servizio** posti in capo ai Distributori. Se si ritiene che nei prossimi anni vedranno la luce nuove configurazioni di 'prosumer', queste dovranno consentire prevalentemente scambi energetici di natura commerciale piuttosto che andare ad incidere sull'assetto di rete esistente, patrimonio strategico del nostro Paese, anche in termini di sicurezza.

In ogni caso, vogliamo cogliere l'occasione per ribadire che anche in vista del recepimento della futura Direttiva REC II non si può non prendere in considerazione un progressivo, seppur parziale, trasferimento degli oneri generali di sistema alla fiscalità generale.

L'intero percorso di sviluppo delle FER e della flessibilizzazione delle forme di consumo dell'energia troverà supporto nelle applicazioni di nuove tecnologie.
Una di dette tecnologie, sinergica agli orientamenti della RED II, è rappresentata dagli smart meter elettrici di seconda generazione – meglio noti con i contatori 2G - che i Distributori sono impegnati ad installare nei prossimi 10 anni.
I nuovi contatori assicureranno non solo ai clienti finali ma anche ai *prosumer* informazioni di dettaglio al quarto d'ora – in tempo reale – in merito al proprio profilo di consumo o di produzione della generazione distribuita. Le informazioni fornite dai contatori 2G saranno utili/necessarie anche per permettere lo sviluppo della partecipazione degli impianti di produzione ai servizi del mercato del bilanciamento.
I dati rilevabili dai contatori 2G daranno ai singoli Operatori di mercato e al Sistema un bagaglio informativo di supporto che troverà molteplici applicazioni nell'ottica della maggiore partecipazione dei consumatori alle opportunità di mercato, **abilitando i clienti ai servizi di Energy Management.**

L’impegno finanziario ed organizzativo è notevole ma dobbiamo essere consapevoli che gli investimenti in nuove tecnologie digitali dal sistema delle Imprese daranno benefici al Sistema che vanno ben oltre i costi sostenuti.

Dal quadro sinteticamente delineato, con riferimento alle differenti connotazioni dello sviluppo della produzione da FER anche di piccola taglia, **emerge un fabbisogno di nuove e dettagliate norme per la corretta regolazione tecnica della produzione, del consumo e autoconsumo dell’energia da fonti rinnovabili.**
Utilitalia ritiene opportuno e necessario sostenere il ruolo di ARERA nel guidare questo processo, determinante per avere indirizzi e regole certe, in base alle quali tutti i soggetti interessati potranno sviluppare le proprie strategie di investimenti.

Utilitalia rimane a disposizione di questa Commissione per ogni chiarimento e approfondimento che si ritenesse utile sviluppare nel merito dei temi dell’Affare oggetto di questa Audizione.

Nota ACU –Associazione Consumatori Utenti

NON SI PUÒ CHE PLAUDIRE AD UNA INIZIATIVA DI VERA E PIENA LIBERALIZZAZIONE PRODUTTIVA DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI NON TERMICHE. PERCHÉ QUESTO TRA I TANTI PROFILI POSITIVI SIGNIFICA:

1) APRIRE UN NS. PERCORSO INDUSTRIALE AUTONOMO CHE TENDA A SVILUPPARE SEMPRE PIÙ INTENSAMENTE LO SCENARIO DI UNA REALE AUTOPRODUZIONE SICURAMENTE ECOSOSTENIBILE MA AL CONTEMPO FLESSIBILMENTE CORRELATA AI BISOGNI DELL' UTENTE PROMOTORE. - CHIARAMENTE A CONDIZIONE CHE LO STATO SMETTA DI VEDERE TALE INIZIATIVA COME UNA ULTERIORE SMODATA OCCASIONE DI PRELIEVO FISCALE, COME OGGI ACCADE, DA DISINCENTIVARLA MIOPEMENTE.

2) DARE COSÌ CORSO AD UNA TENDENZIALE E PROGRESSIVA RIDUZIONE DEGLI ENORMI COSTI GLOBALI CONNESSI (DALLA PROGETTAZIONE AL FINE VITA DI: CENTRALI, RETI DISTRIBUTIVE ETC. E MANUTENZIONI CONNESSE) INCANALANDO PIÙ PROFICUAMENTE LE RISORSE VERSO INFRASTRUTTURE PIÙ PERFORMANTI; PIÙ AGEVOLMENTE REALIZZABILI; DI MAGGIORE RICHIESTA SOCIALE E IMPRENDITORIALE.

3) ASSUMERE UN CONCRETO ORIENTAMENTO PROTESO AL MINOR CONSUMO DEL TERRITORIO
(AD ESEMPIO RIMUOVENDO E CONTENENDO LA BULIMICA E ONEROSA QUANTO DISORDINATA REALIZZAZIONE DI RETI DISTRIBUTIVE) COME SINORA NON È AVVENUTO NÉ S'INTRAVVEDE ALCUNA UTILE INVERSIONE DI TENDENZA.

4) UN SIMILE APPROCCIO INCANALA POSITIVAMENTE RISORSE, INGEGNO UMANO E POLITICA ENERGETICO-ECOLOGICA, VERSO UNA TANGIBILE RIDUZIONE DEI GAS SERRA RESPONSABILI DEL PREGIUDIZIEVOLE INNALZAMENTO TERMICO E CONSEGUENTI CRITICITÀ PER LA VIVIBILITÀ SUL E DEL PIANETA CUI NON POSSIAMO SOTTRARCI IN TERMINI DI RESPONSABILITÀ.
COSÌ FACENDO OLTRE AD INNESCARE UN INCREMENTO VALORIALE EVIDENTE DELLE ATTIVITÀ UMANE POTENDO DISPORRE DI ENERGIA PULITA (COME LE STRATEGIE INTERNAZIONALI AUSPICANO, AGENDA ONU IN PRIMIS) MA NON DI MENO A COSTI IRRISORI. SIAMO ANCHE CERTI DI POTER MEGLIO GARANTIRE I NECESSARI FLUSSI ERARIALI ALLO STATO, MA AD INCIDENZA UNITARIA DECISAMENTE PIÙ UNIFORME E SOSTENIBILE PER IL CITTADINO/UTENTE A CAUSA DELL'EFFETTO MOLTIPLICATORE INDOTTO DALLO SVILUPPO DELLE INIZIATIVE ECONOMICHE E PRODUTTIVE CHE NE DERIVANO.

SICCHÉ DIVENTA OGGETTIVAMENTE IMPOSSIBILE NON INTRAVVEDERE GLI IMMEDIATI BENEFICI PER I CONSUMATORI CHE ATTRAVERSO TALI "POLITICHE" INTANTO SI AVVANTAGGIANO DELLA RIDUZIONE DEI COSTI MA NON DELLA QUALITA E DISPONIBILITA DEL BENE ENERGIA ANCHE PERCHE ESSA EMARGINA AD UNA RESIDUALE E A TENDERE IREILEVANTE INCIDENZA DI RENDITE IMMORIVATAMENTE RICONOSCIUTE AD UN SISTEMA ECONOMICO FINANZIARIO CHE VORREBBE CONTINUARE A FRUIRE DI QUELLE ARTIFICIOSE RENDITE PARASSITARIE CHE TANTO HANNO BLOCCATO UN SANO E DEMOCRATICO SVILUPPO COLLETTIVO.

ALTROCONSUMO

Oltre 370.000 soci in tutta Italia
Membro del Consiglio Nazionale Consumatori e Utenti
Membro BEUC, Bureau Européen des Unions de Consommateurs
Membro di Consumers International

Alla cortese attenzione:

Ufficio di Segreteria
10° Commissione del Senato
(Industria, commercio e turismo)
SENATO DELLA REPUBBLICA

Contributo di Altroconsumo

audizione del 13 settembre relativamente all'affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica, anche alla luce dell'accordo, raggiunto a giugno tra Consiglio e Parlamento europeo, sulla proposta di direttiva per la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che indirizzerà le legislazioni degli Stati membri dal 2020 al 2030.

Con preghiera di distribuzione ai componenti della Commissione interessati

Nell'impossibilità di poter partecipare fisicamente all'audizione indetta per il 13 settembre a Roma, l'associazione di consumatori Altroconsumo intende apportare comunque il proprio contributo al tema oggetto dell'incontro anche in forza dell'esperienza maturata con il progetto ***CLEAR-CasaRinnovabile*** (patrocinato dall'Unione Europea nell'ambito del programma HORIZON 2020), un progetto a sostegno e promozione delle tecnologie che utilizzano fonti rinnovabili presso i consumatori.

I primi 3 anni del progetto (dal 2014 al 2017) ci hanno consentito di approfondire le motivazioni che spingono, o trattengono, i consumatori dall'investire nell'installazione di pannelli solari fotovoltaici o di altri sistemi che consentono di climatizzare casa, o produrre acqua calda, utilizzando le energie rinnovabili.
Uno dei **principali fattori che trattengono** dall'investire in questa direzione **è l'incertezza del quadro regolatorio** che sovraintende il sistema, sia per quanto riguarda le incentivazioni esistenti che la struttura dei costi a regime.

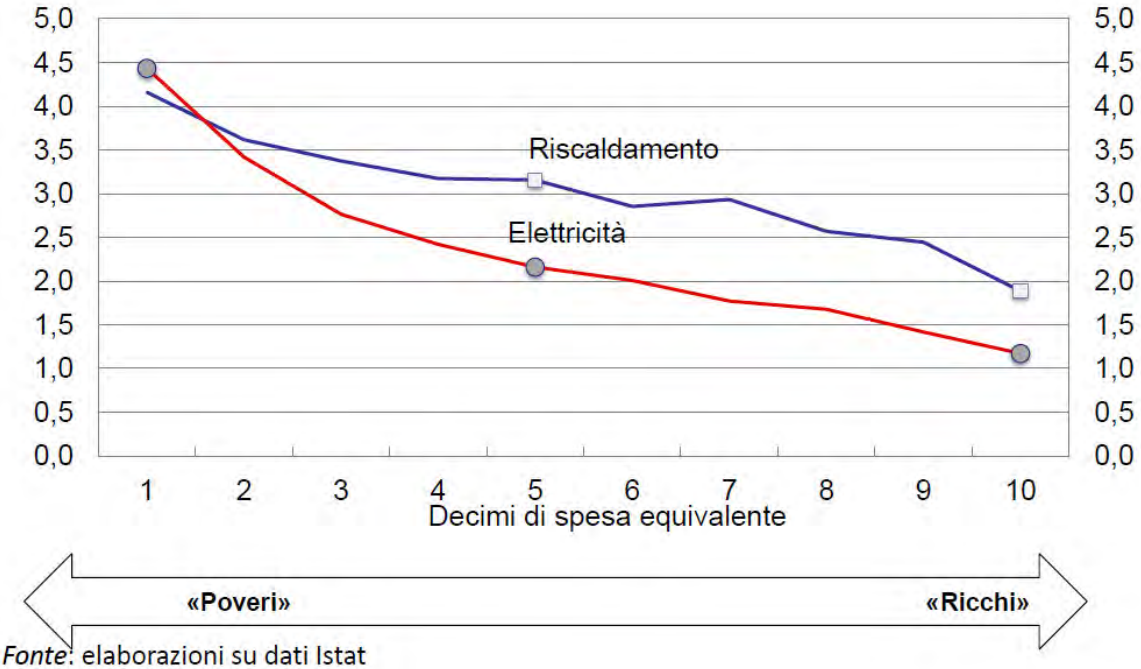
I consumatori per investire nelle rinnovabili hanno bisogno di una serie di rassicurazioni relative, in ordine di importanza, ai tempi di rientro dell'investimento, ai risparmi ottenibili, alle performance dell'impianto.

Altroconsumo
Associazione Indipendente di Consumatori
Via Valassina 22, 20159 Milano
Tel +39 02 66 8901
Fax +39 02 66 8902 88
www.altroconsumo.it
C.F. 97010850150

La proposta di Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, contiene delle disposizioni di principio, espresse anche nei considerando inziali, che ci sentiamo di sottoscrivere perché rispondono a quanto ***CLEAR-CasaRinnovabile*** ci ha insegnato.

I principi espressi nel *considerando 38* della proposta di direttiva, ad esempio, sulla necessità di certezza della durata del periodo di sostegno economico per le rinnovabili, trovano il nostro appoggio. Le detrazioni fiscali che l'Italia ha messo in campo negli anni per incentivare le installazioni di impianti efficienza energetica, e più in generale gli interventi di efficienza energetica sugli edifici, sono estremamente utili, ma sono sempre ostaggio di una costante incertezza sul loro perdurare, che pesa come una spada di Damocle sulla testa di chi vorrebbe investire.
Un primo modo per **promuovere le rinnovabili**, quindi, è quello di **rendere più stabili e strutturali gli sgravi fiscali** per chi investe in efficienza energetica e nell'utilizzo di fonti di energia rinnovabili.
È altrettanto vero che il sostegno/promozione delle rinnovabili deve **comportare il minor costo possibile per le bollette elettriche dei consumatori,** per evitare di penalizzare gli strati più deboli e vulnerabili della popolazione che spende per l'energia proporzionalmente molto di più di altri consumatori.

Figura 1 - spesa energetica e benessere nel 2016 (in % della spesa totale)



Fonte: elaborazioni su dati Istat

Le detrazioni fiscali per le spese di investimento sostenute evitano di generare un aggravio del costo in bolletta e vanno quindi nella direzione indicata dalla proposta di direttiva citata in oggetto.

La giusta e comprensibile preoccupazione dei consumatori, rispetto al ritorno degli investimenti fatti, alla convenienza economica e al risparmio ottenibile diventando un autoproduttore di energia rinnovabile, deve trovare innanzitutto nel mercato le condizioni di remunerazione, ma non si possono trattare allo stesso modo gli impianti tipicamente domestici, di piccole dimensione, e quelli di dimensioni maggiori che rientrano più in attività di business imprenditoriale.

A nostro avviso per i piccoli impianti di rinnovabili è necessario prevedere:

- **Autorizzazioni semplici e veloci**. L'informazione necessaria a tutte le procedure da seguire per l'installazione di un impianto di rinnovabili deve essere reperibile e disponibile in un solo passaggio, presso un referente unico. Ai consumatori deve essere garantita priorità di accesso alla rete elettrica di distribuzione.
- **Un adeguato compenso economico** per i consumatori che immettono in rete l'elettricità prodotta e non consumata, vietando l'imposizione di qualsiasi onere discriminatorio.

Un ulteriore impulso all'adozione delle rinnovabili si avrebbe facendo in modo che anche gli **inquilini e i proprietari di appartamenti in condominio abbiano la possibilità e la convenienza di poter partecipare all'installazione di impianti di rinnovabili di piccola taglia**.

Un sicuro sviluppo si avrebbe nel prevedere la possibilità di utilizzare l'energia prodotta sul tetto del condominio non solo per "le parti comuni", ma anche per i fabbisogni dei singoli appartamenti, sebbene questi siano aspetti più di competenza regolatoria o ricadenti in altre direttive ancora in discussione a livello europeo, come la Direttiva sul mercato interno dell'elettricità e il Regolamento omonimo, che contengono aspetti ancora in discussione come la disposizione che vieta i modelli di business di condivisione dei rischi e dei benefici di un impianto di rinnovabili con una terza parte (proprietario, società elettrica, ONG, ecc.) – riducendo in tal senso le opportunità di partecipare per gli inquilini, i cittadini con redditi bassi e gli abitanti di edifici condominiali.

Nell'attuale edizione di ***CLEAR-CasaRinnovabile***, andremo a testare anche alcuni sistemi di accumulo energetico e a monitorane il funzionamento con l'impianto di rinnovabili ad essi collegato.
Al momento, sulla base dei dati in nostro possesso, siamo piuttosto restii a consigliare questi sistemi in maniera generalizzata a tutti e di conseguenza ci asteniamo dal formulare un qualsiasi suggerimento di promozione o sostegno prima di avere a disposizione ulteriori elementi di valutazione.

Nella proposta di Direttiva sulla Promozione delle Rinnovabili, una gran parte del testo è dedicata ai biocarburanti o biocombustibili. Sul tema non abbiamo condotto test o studi diretti, ma ci sentiamo di condividere le apprensioni circa i possibili rischi nello sviluppo di questo tipo di attività imprenditoriali delineati da molti in fase di consultazione preliminare alla stesura del testo finale.

La proposta di direttiva giustamente richiama e si raccorda ad altri pezzi di legislazione che riguardano il consumo del suolo e le attività di silvicoltura.
Sarebbe saggio utilizzare, per la produzione di biocarburanti, dei terreni da decontaminare, come ex siti industriali, o aree altre aree contaminate dall'attività umana. In questo modo si avrebbe il duplice vantaggio, se le condizioni del suolo permettono la crescita dei vegetali, di ripulire le aree in questione in modo doppiamente utile per l'ambiente e togliendo business alle ecomafie dello smaltimento dei rifiuti pericolosi.

Restiamo a disposizione per qualsiasi futuro chiarimento e contatto e vi salutiamo cordialmente.

Dipartimento Relazioni Esterne Istituzionali
Altroconsumo

Milano, 13 settembre 2018

Per informazioni:
Marialuisa Villa – Relazioni Esterne Istituzionali
Tel. 02 66890.208; fax 02 66890288
E-mail: pr@altroconsumo.it

ANCE | ASSOCIAZIONE NAZIONALE COSTRUTTORI EDILI

Audizione

sui sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

presso la 10ª Commissione del Senato della Repubblica

Roma, 13 settembre 2018

Riduzione dei consumi energetici degli edifici e delle emissioni in atmosfera ed utilizzo di energia da fonti rinnovabili

L'edilizia, con un consumo del 40% di energia finale, è il settore più energivoro e racchiude pertanto grandi potenzialità di miglioramento a fronte di un obiettivo europeo di efficienza del 30% da raggiungere nel 2030.

La diminuzione del consumo energetico e l'utilizzo di energia da fonti rinnovabili nel settore dell'edilizia costituiscono quindi misure importanti per ridurre la dipendenza energetica dall'estero e le emissioni di gas a effetto serra, alla luce dell'obiettivo per il 2030.

Nonostante gli aggiornamenti normativi del 2015, che hanno riguardato sia le nuove costruzioni che le ristrutturazioni degli edifici esistenti in termini di prestazioni energetiche da conseguire, e gli interventi di riqualificazione realizzati negli ultimi anni grazie agli incentivi per l'efficientamento energetico degli edifici, c'è ancora molto da fare per raggiungere gli obiettivi europei previsti per il 2030. È un percorso lungo che chiede programmazione, stabilità e potenziamento degli strumenti incentivanti, semplificazione delle regole amministrative e di quelle tecniche.

Le potenzialità di risparmio energetico del parco edilizio esistente sono enormi, ma il numero degli interventi eseguiti è ancora insufficiente in particolare per gli edifici condominiali.

Misure specifiche vanno definite per sviluppare l'uso di energie da fonti rinnovabili e l'installazione degli stessi impianti negli edifici, considerando che anche la proposta di modifica della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica prevede che gli Stati membri tengano in conto della quantità di energia rinnovabile generata dai consumatori sugli o negli edifici mediante impianti di energie rinnovabili.

La situazione normativa

L'obbligo di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nei nuovi edifici e nel caso di ristrutturazioni rilevanti, è disciplinato dal decreto legislativo n. 28/2011 che stabilisce, per gli impianti

asserviti agli edifici, obblighi quantitativi di produzione legati alla superficie in pianta dell'edificio, non come percentuale dei consumi degli edifici stessi, come avviene per l'energia termica.

Tale previsione normativa porta ad un incremento di energia elettrica rinnovabile prodotta dagli edifici che, combinata con il prossimo avvento degli "edifici a energia quasi zero", creerà sempre più situazioni di eccesso di produzione rispetto ai possibili consumi. Gli edifici si configureranno sempre più come "centrali" di produzione di energia in un contesto di generazione diffusa sul territorio, con difficoltà a consumare nello stesso edificio l'energia prodotta.

È un aspetto che andrà curato con particolare attenzione per favorire il consumo di questa energia "pregiata", che ha ancora dei costi superiori a quelli dell'energia prodotta dalle fonti fossili, contestualmente alla sua produzione nell'edificio.

Il fenomeno è accentuato dall'attuale legislazione che rende, di fatto, impercorribile la strada della cessione di energia prodotta da soggetti diversi all'interno dello stesso edificio o all'esterno. Una situazione frequente è quella dell'energia elettrica prodotta da un impianto condominiale che non può essere ceduta ai singoli condomini.

Proposte

Per favorire la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed evitare che questa non venga pienamente ed efficientemente utilizzata, bisogna apportare modifiche all'attuale legislazione (decreto legislativo n. 79/1999 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica") per non ostacolare la cessione ad altri utilizzatori, che abitano nello stesso condominio o nella stessa zona residenziale, o si trovano all'interno dello stesso sito commerciale, industriale o con servizi condivisi.

Una tale possibilità, da un punto di vista dell'efficienza, non esclude sistemi di accumulo condominiali o individuali. Dovrebbe essere facoltà degli utenti scegliere la soluzione più adeguata in funzione delle specifiche esigenze, senza prevedere ulteriori obblighi.

Sempre in termini di efficientamento dell'intero processo (produzione-utilizzo-accumulo dell'energia elettrica), sarebbe altresì opportuno prevedere la facoltà per il condominio di dotarsi di un unico contratto/contatore per la fornitura di energia elettrica da suddividere successivamente tra i singoli condomini, analogamente a quanto avviene per la fornitura di acqua potabile.

Anche la proposta di modifica della Direttiva europea sulle fonti rinnovabili va nella direzione sopra indicata, prevedendo che i consumatori siano autorizzati a praticare l'autoconsumo e a vendere, anche tramite accordi per l'acquisto di energia elettrica e accordi per scambi tra pari, le eccedenze di produzione di energia elettrica rinnovabile senza essere soggetti a procedure discriminatorie o sproporzionate e oneri che non tengono conto dei costi.

Stessa semplificazione è prevista per l'energia prodotta ed eventualmente stoccata nei propri locali. In tal caso i consumatori non devono essere considerati fornitori di energia né essere soggetti ad alcun onere, compresi la tassazione e duplici oneri di rete per l'elettricità immagazzinata.

AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE, L'ENERGIA E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE - ENEA

Sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica, anche alla luce dell'accordo, raggiunto a giugno tra Consiglio e Parlamento europeo, sulla proposta di direttiva per la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che indirizzerà le legislazioni degli Stati membri dal 2020 al 2030 (affare n. 59)

Audizione del Presidente ENEA, Prof. Federico Testa

Gian Piero Celata
Direttore Dipartimento Tecnologie Energetiche

Giorgio Graditi
Responsabile Divisione Solare Termico e Termodinamico

Commissione 10ª (Industria, commercio, turismo) del Senato della Repubblica
Roma, 13 settembre 2018

Onorevoli Presidenti, Gentili Senatrici, Onorevoli Senatori,

grazie per l'invito a rappresentare in questa sede istituzionale il contributo che l'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile - ENEA può fornire all'espressione dei pareri da parte della competente Commissione Parlamentare nell'ambito dell'esame dell'affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica, anche alla luce dell'accordo, raggiunto a giugno tra Consiglio e Parlamento europeo, sulla proposta di direttiva per la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che indirizzerà le legislazioni degli Stati membri dal 2020 al 2030.

La missione dell'ENEA consiste nel contribuire alla competitività e allo sviluppo sostenibile del Sistema Italia attraverso attività di ricerca, di sviluppo tecnologico e di agenzia a supporto della Pubblica Amministrazione, delle imprese, con particolare riguardo alle PMI, e ai cittadini. L'Agenzia è organizzata in quattro Dipartimenti che sviluppano ricerca, innovazione tecnologica e servizi tecnici avanzati nei settori delle tecnologie energetiche, dell'efficienza energetica, della sostenibilità dei sistemi produttivi e territoriali, della fusione e della sicurezza nucleare.

Con riferimento agli aspetti energetici, attraverso il Dipartimento Tecnologie Energetiche ENEA promuove l'innovazione nei settori delle fonti di energia rinnovabili (solare termico e termodinamico con sistemi di accumulo, fotovoltaico, bioenergie, bioraffineria per la produzione di energia e biocombustibili) e delle tecnologie per l'efficienza energetica e gli usi finali dell'energia (*Smart Cities* ed uso razionale dell'energia, mobilità sostenibile e trasporto, uso sostenibile dei combustibili fossili e cicli termici avanzati, idrogeno e celle a combustibile, accumulo di energia per applicazioni mobili e stazionarie, *Smart Grids*, robotica e ICT). L'obiettivo strategico è quello di contribuire alla diversificazione, nel medio-lungo termine, delle fonti energetiche e, nel contempo, alla massima riduzione delle emissioni e della dipendenza energetica dalle fonti fossili, alla diffusione della *low-carbon economy*, anche tramite l'ottimizzazione dell'utilizzo dell'energia.

Nello specifico di cui alla presente audizione, il Dipartimento Tecnologie Energetiche ENEA da numerosi anni è impegnato nell'ambito del dominio tecnologico dei processi energetici "Fonte-Utilizzazione" svolgendo attività di ricerca, sviluppo e sperimentazione secondo le seguenti traiettorie e priorità tecnologiche:

- tecnologie, componenti e sistemi avanzati per la produzione energetica e l'efficientamento degli usi finali;
- tecnologie avanzate per migliorare i rendimenti, ridurre l'impatto ambientale nella produzione di energia e negli usi finali, favorire il mix ottimale di produzione e potenziare la sicurezza e l'indipendenza nell'approvvigionamento energetico;
- dispositivi e sistemi avanzati di conversione dell'energia da fonti rinnovabili o equiparabili alle rinnovabili per la produzione di energia elettrica e/o termica (solare PV e CSP, biomasse, fuel

cell, solar cooling/heating ad assorbimento o con cicli ibridi, pompe di calore ad alta efficienza, etc.) e per l'integrazione della generazione rinnovabile nelle reti elettriche di distribuzione, la gestione flessibile e l'erogazione di servizi ancillari di rete;

- tecnologie e sistemi di accumulo di energia nelle diverse forme e metodi per applicazioni mobili e stazionarie (batterie avanzate a base di litio, supercondensatori elettrochimici ed altri metodi alternativi);
- tecnologie per la produzione di materiali adatti al miglioramento delle prestazioni dei dispositivi e sistemi per l'energia;
- tecnologie e sistemi ibridi (rinnovabile, fossile, accumulo) di produzione dell'energia per gli usi finali nelle forme elettrica, termica e potenziale chimica;
- tecnologie evolute e dispositivi "intelligenti" per migliorare la qualità, l'affidabilità, la flessibilità del servizio offerto, ridurre i costi di gestione, e ottimizzare lo scambio di dati e informazioni per il controllo e la gestione della rete (*Smart Grid*);
- strategie di gestione e controllo di reti energetiche integrate in presenza di impianti di poligenerazione distribuita da fonte rinnovabile e sistemi di accumulo energetico;
- tecnologie ICT per la smartizzazione del sistema energetico mediante il monitoraggio, controllo e gestione del sistema energetico (sistemi di misura, comunicazione, trasmissione ed elaborazione dati, calcolo scientifico, reti ad alte prestazioni, cloud computing, etc.);
- soluzioni impiantistiche per l'elettrificazione di comunità isolate (isole minori);
- ricerca e sviluppo tecnologico sui diversi aspetti delle filiere di produzione dei biocarburanti, con particolare riferimento a quelli che nella normativa europea di settore vengono definiti "biocarburanti avanzati", come il biometano e i biocarburanti liquidi di seconda generazione ottenuti con diversi processi di conversione da biomasse lignocellulosiche, e sull'utilizzo di elettricità e/o idrogeno da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti.

Sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica alla luce degli obiettivi Europei previsti al 2030 sul tema dell'energia da FER

Contributo ENEA

1. Premessa

La consapevolezza, ormai diffusa a livello globale, che gli investimenti sulle fonti energetiche rinnovabili (FER) rappresentano non più una scelta di ideologia ecologista, ma una vera e propria necessità energetica e un'importante opportunità di crescita e di sviluppo economico, ha fatto da traino, negli ultimi anni, all'aumento del numero di installazioni di impianti di produzione da FER e della loro integrazione in rete, anche alla luce del processo di transizione in atto del sistema energetico Europeo.

L'Unione Europea (UE) si pone da tempo tra i leader mondiali nella promozione e nello sviluppo delle FER, svolgendo un ruolo di primo piano nel contrastare i cambiamenti climatici, favorire la transizione verso un'economia eco-sostenibile a basse emissioni di carbonio e stimolare una crescita economica ad alto potenziale. Tra le principali priorità politiche della Commissione Europea vi è, infatti, l'ambizione dell'UE di mantenere il suo ruolo di guida nella lotta contro il cambiamento climatico e conquistare una posizione di leadership nel campo delle energie rinnovabili, che si traduce nel duplice obiettivo di aumentarne l'integrazione nel sistema energetico attuale, e far sì che le imprese europee siano le principali fornitrici dei componenti chiave delle tecnologie rinnovabili sia all'interno che all'esterno della UE, contribuendo alla crescita economica e alla creazione di nuova occupazione.

In coerenza con queste priorità, nel novembre del 2016, mediante la definizione del *Clean Energy Package*[1], la Commissione Europea ha avviato un processo per la realizzazione di un'*Unione dell'Energia*, che possa consentire a tutti i cittadini dell'UE di usufruire di energia sicura, sostenibile e competitiva a prezzi accessibili. L'evoluzione del sistema energetico attuale, necessaria per poter realizzare un obiettivo così ambizioso, passa attraverso la realizzazione di un sistema energetico integrato a livello continentale, che si fondi sulla concorrenza e sull'uso ottimale delle risorse, concretizzandosi, pertanto, nello sviluppo di un modello economico sostenibile.

Alla luce dell'accordo raggiunto nel giugno 2017 tra Consiglio e Parlamento Europeo, il regolamento sulla *governance* dell'*Unione dell'Energia,* che costituisce un elemento fondamentale del *Clean Energy Package*, è diventato un atto legislativo, volto a garantire il raggiungimento degli obiettivi energetici e climatici dell'UE al 2030, ponendo particolare attenzione al decennio 2021-2030. Tale atto definisce, inoltre, le regole e le modalità di collaborazione tra gli Stati Membri e tra questi e la Commissione Europea, al fine di raggiungere gli ambizioni obiettivi al 2030, in materia di energia pulita, inclusi quelli relativi alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica, nonché i target di lungo termine fissati dall'UE in materia di emissioni di gas a effetto serra (GHG), che prevedono una riduzione delle emissioni GHG del 33% entro il 2020 rispetto al 2005 e del 40% al 2030 rispetto ai livelli del 1990 per tutte le attività economiche. Il target previsto del 40% al 2030 dovrà essere conseguito attraverso una riduzione del 43% nei settori EU ETS (*European Union Emissions Trading Scheme*), e del 30% nei settori non compresi nel sistema ETS (rispetto ai livelli del 2005).

Con riferimento ai consumi di energia, che rappresentano un fattore chiave per il perseguimento degli obiettivi di riduzione di GHG definiti a livello comunitario, secondo le proiezioni rese note dalla Commissione Europea nel *EU Reference Scenario* 2016 [*EU Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050*], nel 2050, il settore residenziale e quello dei trasporti continueranno ad assorbire la maggior parte dell'energia consumata, pari complessivamente al 60%. Con riferimento al mix energetico, si evidenzia una graduale penetrazione dell'energia elettrica attesa da qui al 2050, che passerebbe da un'incidenza del 20% al 2005 ad una del 28%, soprattutto a discapito del petrolio, la cui penetrazione si ridurrebbe di circa di 10 punti percentuali (Figura 1).

[1] COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, THE COMMITTEE OF THE REGIONS AND THE EUROPEAN INVESTMENT BANK - Clean Energy For All Europeans, Commissione Europea, Bruxelles, 30.11.2016 COM(2016) 860 finale.

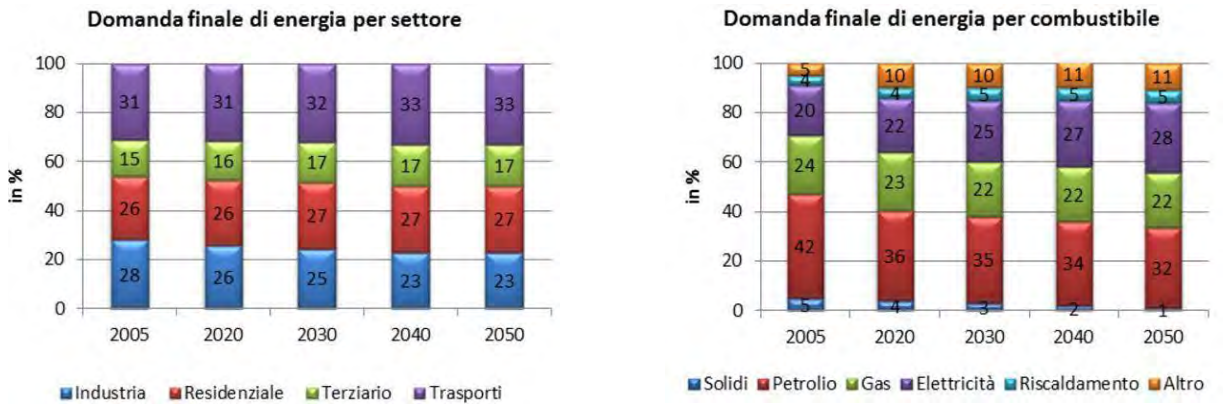


Figura 1 - Andamenti della domanda finale di energia per settore e combustibile

Come mostrato in Figura 1, i trasporti costituiscono i principali responsabili dei consumi energetici e rappresentano anche il settore dove si sta registrando un'accelerazione del processo di elettrificazione. Guardando invece al settore residenziale, ci si attende che, nel 2050, l'energia elettrica sia in grado di soddisfare circa un terzo del suo fabbisogno energetico.

Al fine di raggiungere l'obiettivo relativo alle emissioni inquinanti e gli altri target previsti per il 2030 in materia di energie rinnovabili ed efficienza energetica, l'UE ha messo a punto un pacchetto di politiche e misure, che copre tutti i settori dell'economia. A riguardo, uno strumento fondamentale è proprio il nostro sistema di scambio delle emissioni ETS, in vigore dal 2005, che garantisce riduzioni economicamente convenienti delle emissioni da grandi centrali elettriche, impianti industriali e trasporto aereo in Europa. Una direttiva ETS rivista atta a conseguire l'obiettivo per il settore ETS è entrata in vigore nell'aprile 2018; nel luglio 2016 la Commissione ha proposto due regolamenti sulla condivisione degli sforzi (ESR - *Effort Sharing Regulation*) per la riduzione delle emissioni nel periodo successivo al 2020 nei settori non compresi nel sistema ETS, tra cui i trasporti, l'edilizia e l'agricoltura, che consentono agli Stati Membri di stabilire quali politiche implementare per raggiungere l'obiettivo prefissato, offrendo anche diverse soluzioni flessibili sotto il profilo dei costi. In aggiunta, tale regolamento istituisce dei meccanismi di controllo al fine di garantire che gli obiettivi a breve e lungo termine siano raggiunti e che l'insieme delle azioni proposte costituisca un approccio coerente e coordinato. Tra gli elementi costitutivi cardini dell'accordo del giugno 2017, vi è la definizione di una traiettoria specifica per la promozione dell'utilizzo dell'energia rinnovabile, che stabilisce come target vincolante al 2030 (da rivedere entro i prossimi cinque anni), il raggiungimento del 32% dell'utilizzo di FER.

Sebbene l'UE abbia quasi completato l'intero pacchetto legislativo per l'attuazione del *Climate Energy Package* 2030, risulta evidente che si tratta di un processo in itinere che necessita di ulteriori interventi. Infatti, tale pacchetto fa parte della strategia a lungo termine adottata dalla UE, per dar vita entro la metà di questo secolo, ad un'economia europea a basse emissioni di carbonio. Nel marzo del 2018, i leader dell'UE hanno chiesto alla Commissione di presentare una nuova strategia di lungo periodo sulla riduzione delle emissioni di gas serra, che sarà illustrata prima della conferenza COP24 sui cambiamenti climatici che si terrà a Katowice, in Polonia, nel dicembre 2018.

Le strategie e le azioni necessarie per la transizione verso un modello energetico ecosostenibile (decarbonizzazione) rappresentano una responsabilità condivisa tra l'UE e i suoi Stati Membri. Appare, pertanto, evidente, alla luce delle considerazioni suddette, che la transizione verso un'economia eco-sostenibile a basse emissioni di carbonio richiederà trasformazioni fondamentali nella tecnologia, nell'industria, negli affari, nella finanza e, in definitiva, nella società nel suo complesso. Si tratta indubbiamente di una sfida impegnativa e significativa, che rappresenta, anche, un'eccellente opportunità per la crescita economica e occupazionale. A riguardo l'UE sostiene i governi e le diverse parti interessate destinando una significativa quota della spesa comunitaria ad interventi e azioni per la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio e resiliente ai cambiamenti climatici al fine di fungere da propulsore per la sostenibilità energetica e di orientare gli investimenti lontano dalle scelte "*Business as usual*" indirizzandoli verso azioni strutturate a sostegno di una profonda decarbonizzazione.

Tuttavia, è chiaro che gli attuali livelli di investimento non sono sufficienti a determinare il cambiamento economico globale necessario per il raggiungimento degli obiettivi a lungo termine stabiliti dall'Accordo di Parigi (COP 21). È, quindi, necessario un ulteriore sforzo a livello mondiale per potenziare la correlazione tra i finanziamenti disponibili e le azioni per il clima e lo sviluppo sostenibile.

A tal fine, la Commissione ha presentato nel marzo di quest'anno un ambizioso piano d'azione dell'UE per finanziare la crescita sostenibile. Il piano di azione per la finanza sostenibile mira a garantire che i fattori ambientali, sociali e di governance diventino elementi stabili delle decisioni di investimento private. Le proposte della Commissione comprendono lo sviluppo di una tassonomia UE unificata per i finanziamenti per il clima e la creazione di etichette UE per i prodotti finanziari verdi.

Inoltre, le politiche dell'UE in materia di clima ed energia prevedono diversi meccanismi incentivanti al fine di orientare le imprese e i consumatori verso scelte ecosostenibili. Il pacchetto "*Clean Energy for All Europeans*" mira a stabilire un quadro normativo che consenta agli operatori economici di svolgere un ruolo attivo nella transizione verso un sistema energetico a basse emissioni di carbonio, nonché a sostenere iniziative comunitarie sull'autoproduzione di energia, in particolare da fonti rinnovabili.

La società civile, nel frattempo, dovrà essere parte attiva del dibattito e del percorso di cambiamento al fine di contribuire al processo decisionale dell'UE in materia di clima ed energia attraverso vari meccanismi di sovvenzione e finanziamento dell'UE, tra cui H2020, il programma LIFE e il partenariato europeo per l'innovazione sulle città e le comunità intelligenti. In particolare, l'UE sostiene lo sviluppo di tecnologie a basse emissioni di carbonio in ogni fase del processo: ricerca e innovazione, attraverso il programma H2020; dimostrazione, attraverso il programma NER300, che sarà seguito da un nuovo Fondo per l'innovazione dopo il 2020; e finanza privata, attraverso strumenti quali la Finanza europea per gli innovatori (InnovFin) e il Fondo europeo per gli investimenti strategici (FEIS). Per il bilancio dell'UE nel 2021-2027, la Commissione Europea ha proposto un nuovo programma di ricerca e innovazione, *Horizon Europe* (FP9), di quasi 100 miliardi di euro, per sostenere ricerca e innovazione anche nel settore della decarbonizzazione energetica.

In conclusione l'evoluzione internazionale dovuta agli accordi di Parigi (COP21) e alle normative europee contenute nell'ambito del *Winter Package*, impone un impegno congiunto, a livello di singola

nazione, sulle tematiche energetiche-ambientali e sulle politiche e strategie da attuare. Il raggiungimento degli obiettivi europei, vincolanti per gli Stati membri, di riduzione entro il 2030 delle emissioni climalteranti nell'UE del 40% rispetto ai livelli del 1990, di incremento del 27% della quota minima di dispacciamento energetico da FER e di miglioramento del 27% dell'efficienza energetica, si baserà sulle politiche energetiche adottabili, su scala nazionale, per la decarbonizzazione dell'approvvigionamento energetico e la crescita sostenibile. L'UE ha elaborato obiettivi per il 2020, 2030 e 2050 finalizzati al raggiungimento del traguardo della sicurezza energetica, della competitività e della sostenibilità energetica, ambientale ed economica nell'ottica di una strategia di lungo termine.

In tale scenario un ruolo chiave per il perseguimento degli obiettivi comunitari fissati, sarà svolto dai Piani energetici e climatici Nazionali dei singoli Stati Membri, che dovranno definire traiettorie strategiche volte alla promozione dell'utilizzo delle FER e dell'efficienza energetica, la cui complessità di implementazione, risiede principalmente nella numerosità dei soggetti coinvolti nell'intera filiera, quali produttori, fornitori, utilizzatori, regolatori, etc., e nella necessità di sviluppare e immettere sul mercato nuove tecnologie a basse emissioni di carbonio.

L'attuazione di adeguate politiche energetiche volte alla promozione dell'uso di FER, richiede investimenti nei sistemi per l'energia, così come una continua attività di ricerca per lo sviluppo di sistemi, dispositivi e tecnologie innovativi in grado di coniugare la sostenibilità ambientale con quella economica, e perseguire una maggiore accessibilità alla risorsa rinnovabile.

Sviluppare tecnologie a basse emissioni di carbonio e portarle sul mercato è una delle maggiori sfide da affrontare nel nostro tempo. Si tratta di un processo sfidante, impegnativo e costoso. Nella maggior parte dei casi, i costi maggiori sono dovuti alla fase di dimostrazione. I rischi sono elevati, quindi se da un lato è improbabile che il settore privato possa finanziare in toto i progetti dimostrativi, dall'altro, il settore pubblico ha un potere di spesa limitato; la sfida consiste, pertanto, nel creare meccanismi virtuosi di incentivazione economica e finanziaria che consentano la realizzazione di progetti dimostratori e la diffusione su larga scala delle tecnologie e dei prodotti sviluppati.

2. Posizionamento dell'Italia sulla promozione dell'uso dell'energia da FER

In Italia, nell'ultimo decennio, è stata messa in atto una politica di incentivazione economica per stimolare la transizione energetica verso un sistema più efficiente e meno dipendente dall'importazione di fonti estere, in cui un ruolo rilevante è sicuramente svolto dall'utilizzo delle FER. Le direttive per la liberalizzazione e la creazione dei mercati europei dell'energia elettrica ed il gas hanno mutato profondamente il settore energetico, sia nell'assetto istituzionale che nel suo funzionamento.

Il Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n. 28, in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n. 96, definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. La Direttiva 2009/28/CE assegna all'Italia due obiettivi vincolanti in termini di quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER al 2020:

- un obiettivo complessivo secondo cui la quota dei consumi finali lordi di energia da coprire al 2020, mediante l'utilizzo di FER nei settori elettrico, termico (riscaldamento e raffreddamento) e trasporti, deve essere almeno pari al 17%.
- un obiettivo trasporti secondo cui la quota rinnovabile dei consumi del settore dei trasporti deve essere almeno pari al 10% del consumo finale di energia in tale settore.

Come per gli obiettivi al 2020, quelli per il 2030 si basano sul PIL pro capite relativo di ciascuno Stato Membro al fine di garantire equità: infatti, gli Stati Membri a reddito maggiore hanno obiettivi più elevati.

Il target dell'Italia è ridurre le emissioni del 33% entro il 2030 rispetto al 2005. Per il raggiungimento di questo obiettivo è necessario che tutti i settori (produzione di energia, industria, trasporti, edifici, edilizia e agricoltura) diano il loro contributo in funzione delle rispettive potenzialità economiche e tecnologiche.In tale contesto, un ruolo chiave sarà certamente svolto dalle fonti di produzione di energia e dallo sviluppo di tecnologie e dispositivi innovativi per l'efficientamento del loro utilizzo e per l'integrazione nelle reti elettriche.

In Italia, il fabbisogno di energia elettrica nel 2017, pari a 320,5 TWh (+2,0% rispetto al 2016), è stato soddisfatto per l'88,2% da produzione nazionale (282,8 TWh: +2,0% rispetto al 2016) al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi e per la restante quota (11,8%) da importazioni nette dall'estero (37,8TWh) con un aumento del 2,0% rispetto al 2016[2].

La produzione nazionale lorda, pari a 295,8 TWh (produzione netta di 285,3 TWh con un incremento del 2% rispetto all'anno precedente), è stata coperta per il 70,8% dalla produzione termoelettrica che continua a registrare un incremento positivo (209,5 TWh: +5,0% rispetto al 2016), per il 12,8% dalla produzione idroelettrica (38,0 TWh) che è diminuita del 14,1% rispetto al 2016 e per il restante 16,3% dalle fonti geotermica (6,2 TWh: -1,4%), eolica (17,7 TWh: +0,3%) e fotovoltaica. In particolare, il fotovoltaico è cresciuto significativamente rispetto al 2016 (24,4 TWh: +10,3%) anno in cui, per la prima volta, si era registrata una diminuzione del 3,7% rispetto al 2015.

La produzione da fonti rinnovabili (bioenergie, idrica, eolica, fotovoltaica e geotermica) è complessivamente diminuita del 3,8%, attestandosi a un valore di 103,9 TWh e con una incidenza sul consumo interno lordo di energia elettrica, al netto degli apporti di pompaggio, pari al 31,3% (nel 2016 era il 33,2%). La quota che spettava all'Italia per il 2020, pari al 26,4%[3] di elettricità rinnovabile utilizzata, è stata già raggiunta nel 2012, quando la produzione elettrica da FER è risultata pari al 27,1% del consumo interno lordo, come mostrato in Figura 2.

[2] DATI STATISTICI SULL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA 2017 - TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA
[3] Fonte MiSE, Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN), Giugno 2010.

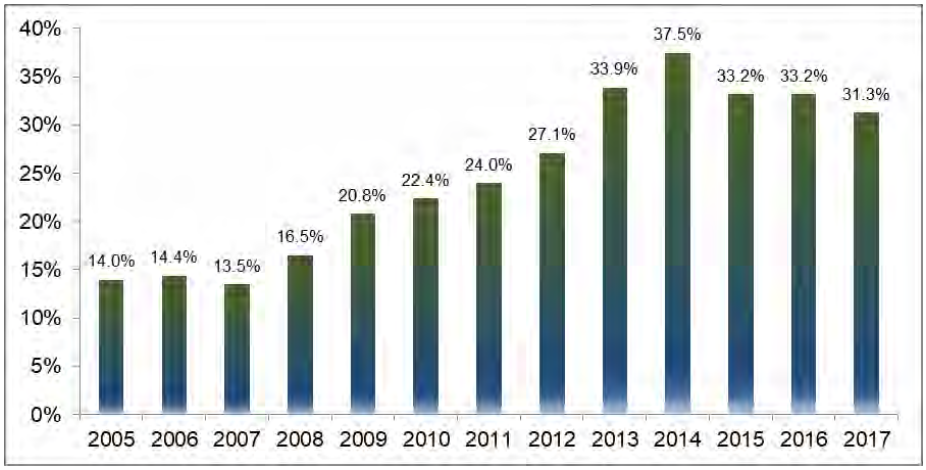


Figura 2 - Copertura percentuale rinnovabili elettriche sul consumo interno lordo (Elaborazione da dati fonte TERNA)

Nel dettaglio, la contrazione delle FER registrata nel 2017 rispetto al 2016, ha interessato quasi esclusivamente la fonte idroelettrica (bioenergie: -0,7% con 19,4 TWh prodotti) che è stata in parte compensata dal significativo incremento della fonte fotovoltaica.

Nel 2017 i consumi totali di energia elettrica, che hanno registrato rispetto al 2016 un incremento in tutti e quattro i settori (industriale: + 2,3%; terziario: +1,9%; domestico: +1,8%; agricolo: +7,6%), sono aumentati complessivamente del 2,2% attestandosi a 301,9 TWh. Infine si registra un aumento degli autoconsumi, attestati a 28,2 TWh, con una variazione pari a +6,2% rispetto al 2016.

In termini di potenza installata, al 31 dicembre 2017 la potenza efficiente lorda di generazione è risultata pari a 117,1 GW, in linea con il dato del 2016, in quanto l'entrata in esercizio di nuovi impianti, anche termoelettrici di piccola taglia ha compensato le grandi dismissioni nel parco di generazione tradizionale, mentre la potenza efficiente netta di generazione è risultata pari a 114,2 GW, con un incremento di 79 MW, pari a +0,1% rispetto al 2016. In particolare, la potenza termoelettrica tradizionale pari a 61,6 GW ha registrato, rispetto al 2016, una flessione di 800 MW, con una riduzione del parco termoelettrico tradizionale pari a 1,3%, mentre si è avuto un incremento della capacità delle fonti rinnovabili quali il fotovoltaico (+399 MW; +2,1%), l'eolico (353 MW; +8,0%) e l'idroelettrico (128MW; +0,6%) (Figura 3).

Nelle figure 4 e 5 sono riportate, rispettivamente, la variazione registrata negli anni 2015/2016 della capacità lorda installata per tecnologia (GW), il cui trend è simile per gli anni 2016/2017, ed il bilancio elettrico nazionale (Fonte TERNA).

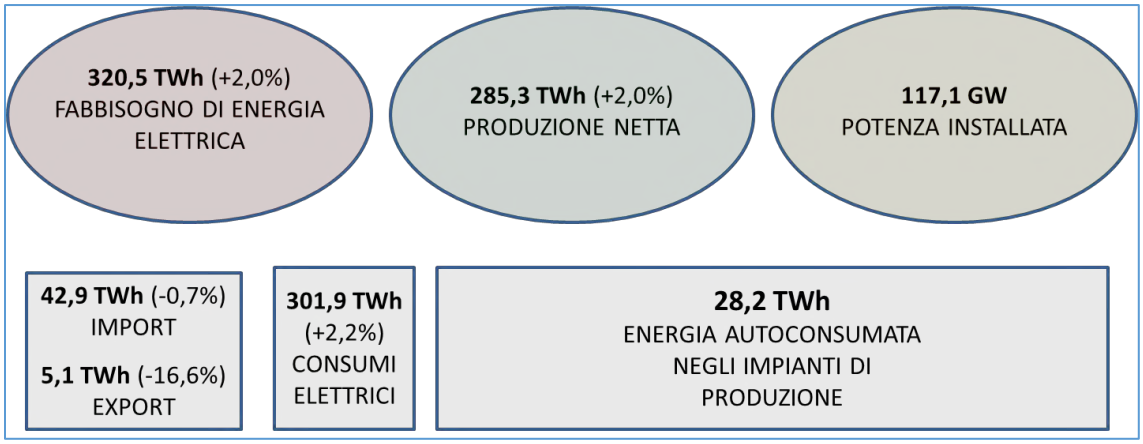


Figura 3 - Dati statistici sull'energia elettrica (elaborazione da fonte TERNA)

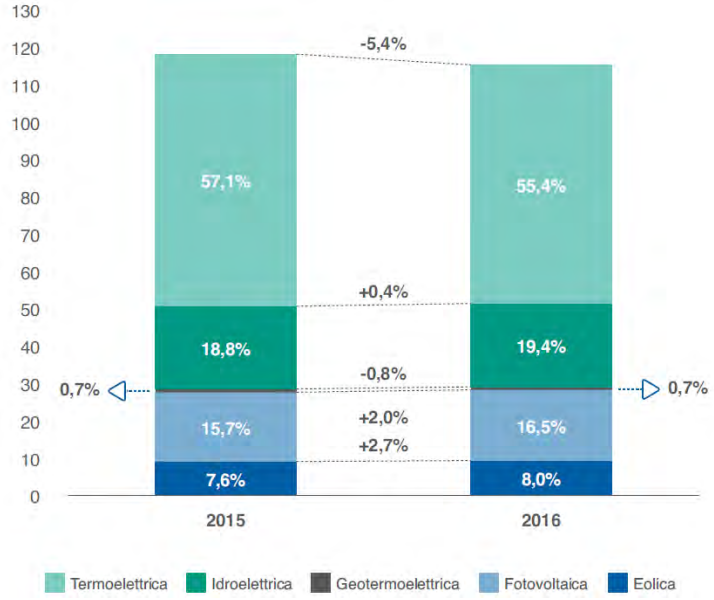


Figura 4 - Variazione registrata negli anni 2015/2016 della capacità lorda installata per tecnologia (GW)

BILANCIO ELETTRICO ITALIA			
TWh	2016	2017	2017/2016
Produzione lorda			
- idrica	44,3	38,0	-14,1%
- termica	199,4	209,5	5,0%
- geotermica	6,3	6,2	-1,4%
- eolica	17,7	17,7	0,3%
- fotovoltaica	22,1	24,4	10,3%
Totale Produzione Lorda	**289,8**	**295,8**	**2,1%**
Consumi dei servizi ausiliari	10,1	10,6	5,2%
Produzione netta			
- idrica	43,8	37,6	-14,2%
- termica	190,8	200,3	5,0%
- geotermica	5,9	5,8	-0,8%
- eolica	17,5	17,6	0,2%
- fotovoltaica	21,8	24,0	10,4%
Totale Produzione Netta	**279,7**	**285,3**	**2,0%**
Energia destinata ai pompaggi	2,5	2,5	0,4%
Produzione destinata al consumo	**277,2**	**282,8**	**2,0%**
Ricevuta da fornitori esteri	43,2	42,9	-0,7%
Ceduta a clienti esteri	6,2	5,1	-16,6%
DOMANDA	**314,3**	**320,5**	**2,0%**
Perdite di rete	18,8	18,7	-0,5%
in percentuale della domanda	*6,0%*	*5,8%*	
CONSUMI	**295,5**	**301,9**	**2,2%**

Figura 5 - Bilancio elettrico 2017 (Fonte TERNA)

Sulla base di questi dati, si può quindi affermare che le FER hanno ormai acquisito un ruolo di primo piano nel sistema energetico nazionale, confermandosi una componente centrale dello sviluppo sostenibile del Paese e uno strumento chiave per ottenere una decarbonizzazione profonda del sistema energetico ed economico. Infatti, il rapporto 2017 del GSE (Gestore dei Servizi Energetici) contiene una doppia buona notizia: il 17,6% dei consumi totali (elettricità, termico e trasporti) è arrivato da fonte rinnovabile, superando per il quarto anno il target europeo. Inoltre, il costo complessivo si è ridotto di circa 2 miliardi per effetto della fine di alcuni programmi di sostegno che non hanno avuto però effetti su un settore ormai solido.

A rafforzare questo quadro, vi è anche la Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN 2017)[4], che delinea le scelte di fondo e definisce le priorità d'azione, per favorire una crescita sostenibile attraverso un miglioramento sostanziale della competitività del sistema economico italiano soprattutto sui mercati internazionali, attraverso la riduzione del costo dell'energia e l'innovazione tecnologica dei dispositivi e sistemi prodotti dalle industrie nazionali.

In generale gli obiettivi prioritari definiti dalla SEN promuovono la decarbonizzazione del sistema energetico attraverso politiche indirizzate:

[4] Strategia Energetica Nazionale 2017, http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/Testo-integrale-SEN-2017.pdf

- alla riduzione dell'utilizzo di risorse fossili;
- all'attuazione di misure specifiche per l'incremento della produzione di energia pulita da FER (senza incentivi);
- alla diversificazione delle rotte e delle fonti di approvvigionamento;
- allo sviluppo competitivo di nuove tecnologie di produzione (FER e CCGT - *Combine Cycle Gas Turbine*);
- al potenziamento ed ammodernamento delle infrastrutture di rete;
- alla promozione dell'efficienza energetica in edilizia e nei trasporti;
- all'elettrificazione dei consumi domestici e dei trasporti.

In particolare la SEN promuove ulteriormente la diffusione delle tecnologie rinnovabili, prevedendo di raggiungere, entro il 2030, il 28% di utilizzo di FER sui consumi energetici complessivi. Più specificamente per il settore elettrico, la percentuale di rinnovabili sui consumi elettrici dovrebbe raggiungere il 55,0% nel 2030 rispetto all'attuale 31,3%.

Sebbene le strategie e le azioni pianificate e intraprese per raggiungere gli obiettivi UE 2020 in materia di clima ed energia stanno dando un significativo contributo allo sviluppo delle FER, ci sono ancora ostacoli/difficoltà da affrontare, se guardiamo agli obiettivi 2030 e oltre. Ad esempio, l'integrazione di fonti rinnovabili nei sistemi energetici comporta ancora molte sfide, in particolare la necessità di bilanciare l'offerta e la domanda di energia elettrica, per garantire la stabilità della rete e la sicurezza dell'approvvigionamento. Tuttavia, lo sviluppo di opzioni e soluzioni tecnologiche per lo stoccaggio dell'energia (come le batterie, l'idrogeno, il gas sintetico, etc.) e di tecnologie avanzate ed abilitanti per le applicazioni nelle reti intelligenti (*Smart Grid*) consentiranno di accelerare il processo di smartizzazione delle reti energetiche integrate, favorendo il processo di decarbonizzazione dell'economia nazionale e Europea.

Nell'ambito del processo di transizione verso un nuovo scenario e modello energetico, sempre più fondato sulle fonti rinnovabili, sulla generazione distribuita e sul crescente utilizzo del vettore elettrico, al fine di abilitare l'integrazione in rete di quantità sempre crescenti di FER, è necessario sviluppare tecnologie e servizi competitivi e innovativi, e, allo stesso tempo, definire nuove metodologie e strategie di pianificazione delle reti. In particolare, in tale contesto, le sfide principali riguardano la valorizzazione della generazione da FER, facilitando l'autoconsumo e l'istituzione di comunità energetiche rinnovabili, l'adeguamento delle reti elettriche, che, in un'ottica di *Smart Grid*, favoriscano l'integrazione delle FER mediante l'impiego di sistemi di accumulo nonché la promozione del ruolo attivo dell'utente finale. Quest'ultimo, sia nel ruolo di *prosumer* che di *consumer*, assume un'importanza strategica per l'integrazione in rete delle fonti rinnovabili, partecipando, in maniera attiva, alla gestione dell'intero sistema energetico.

Con riferimento a tali azioni, è opportuno evidenziare che, nel contesto Europeo ed Internazionale, l'Italia riveste un ruolo di primo paino ed ha già raggiunto ottimi risultati. Nel corso della COP21 di Parigi, l'Italia ha aderito all'iniziativa multilaterale di *Mission Innovation* e, in tale contesto, svolge un ruolo di co-leadership nell'ambito dell'*Innovation Challenge* dedicata alle *Smart Grids* che affronta gran parte delle tematiche descritte sopra, e partecipa, in maniera attiva, alla *Challenge* dedicata allo sviluppo di sistemi che consentano l'accesso alle comunità *off-grid* alle FER. Inoltre, sempre con riferimento al tema delle *Smart Grid*, l'Italia coordina il *Joint Programme on Smart Grids* della *European Energy Research Alliance* (EERA) che riunisce i più importanti centri di ricerca pubblici

europei e università, per la condivisione di risultati e informazioni del settore e l'utilizzo delle relative infrastrutture di ricerca anche in collaborazione con gli stakeholder europei di settore. Sempre a livello Europeo, l'Italia partecipa attivamente all'*ETIP SNET*, piattaforma che, includendo un elevato numero di stakeholder europei ed esperti del settore, ha l'obiettivo di favorire lo sviluppo delle tecnologie e l'innovazione nell'ambito delle *Smart Grids* per la transizione energetica volta ad un utilizzo sempre più diffuso delle FER.

Sulla base delle considerazioni esposte, si evidenzia, quindi, come in Italia il tema delle FER e della loro integrazione nel sistema elettrico svolga un ruolo fondamentale nella crescita dell'economia nazionale, sia come fattore della produzione teso ad incorporare innovazione per la riduzione del costo del prodotto energia da FER e il miglioramento della qualità del vettore con cui è fornita l'energia elettrica agli usi finali, sia come fattore di crescita capace di facilitare il conseguimento degli obiettivi europei, definiti dalle agende strategiche e dalla direttive nazionali e comunitarie, per meglio coniugare la sostenibilità ambientale, energetica ed economica, dare sostegno alle attività produttive e favorire il percorso di transizione verso la *Green Economy*.

Assicurare quindi sistemi per l'energia più competitivi e sostenibili è una delle sfide più rilevanti per il futuro del Paese. In tal senso, lo sviluppo delle fonti rinnovabili è oramai un fenomeno irreversibile e sta riscontrando un sempre crescente interesse, generando anche maggiori investimenti, da parte di tutti gli operatori, coinvolti a vario titolo e livello nell'Area di Specializzazione Energia, contribuendo, di fatto, allo sviluppo di uno scenario futuro guidato dall'innovazione e dallo sviluppo di nuove tecnologie, dispositivi e sistemi e caratterizzato dalla necessità di rendere le reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica idonee ad una efficiente ed efficace integrazione di un numero sempre maggiore di FER.

In questo scenario si rende necessario, a livello nazionale, allineare le politiche energetiche previste dalla SEN, precedentemente descritte, a quelle di ricerca e sviluppo tecnologico ed industriale definite dalla SNSI (Strategia nazionale di Specializzazione Intelligente), dal PNR (Programma Nazionale della Ricerca), da Industria 4.0 al fine di contribuire al conseguimento di quanto da esse previsto, rispondendo, nel contempo, agli impegni europei ed internazionali assunti (*Energy Union*, *SET-Plan*, Pacchetto Clima-Energia al 2030, COP21, *Mission Innovation*).

A riguardo si evidenzia che i temi della promozione dell'utilizzo dell'energia da FER, dell'accumulo energetico, dell'autoconsumo di energia elettrica e delle reti e microreti energetiche risultano essere elementi cardine del Piano di Azione (PdA) del Cluster Tecnologico Nazionale Energia (CTN Energia), che individua, tra le diverse Traiettorie Tecnologiche prioritarie, lo sviluppo delle tecnologie per la conversione da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e/o termica, di sistemi innovativi di pianificazione, esercizio, monitoraggio e controllo delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica secondo il concetto di *Smart Grid*, e di sistemi di accumulo elettrico con relativa integrazione in rete.

3. La visione dell'ENEA sul tema della promozione dell'utilizzo delle FER nel settore elettrico

Le attività di ricerca e sviluppo svolte da ENEA, in linea con le priorità in campo energia definite a livello internazionale e nazionale, si inquadrano nell'ambito delle traiettorie tecnologiche orientate alla

diffusione delle FER, della generazione distribuita, e delle *Smart Grid* che rappresentano il principale driver abilitante per un significativo incremento della penetrazione delle risorse energetiche distribuite nelle reti di trasmissione e distribuzione ed in generale per l'evoluzione verso sistemi elettrici sempre più flessibili ed intelligenti.

ENEA contribuisce a definire le scelte programmatiche in campo energetico attraverso: i) un approccio multidisciplinare che integra diverse professionalità e specifiche competenze; ii) attività di ricerca e sviluppo competitivo svolte con il supporto di un ampio patrimonio di infrastrutture, laboratori, impianti, etc., distribuiti sul territorio nazionale; iii) sviluppo di tecnologie energetiche avanzate, dispositivi e sistemi evoluti; iv) analisi sullo status energetico del paese e stime sui possibili effetti delle diverse tecnologie nei vari scenari di sviluppo ipotizzabili.

Si fa presente che ENEA presiede e coordina il CTN Energia, che è una associazione riconosciuta di soggetti pubblici e privati, di alta qualificazione, che opera sul territorio nazionale in settori quali la ricerca industriale, la formazione e il trasferimento tecnologico nell'ambito dell'Area di Specializzazione Energia. Il CTN Energia intende sostenere la ricerca e lo sviluppo tecnologico nazionale in tema di energia, con l'obiettivo di esaltare una visione più unitaria, di coniugare la domanda di innovazione del settore industriale con l'offerta di innovazione proveniente dalle strutture di ricerca del Paese per supportare, in una logica di inclusività di tutti gli attori operanti a vario titolo e livello nel settore, il raggiungimento dei target previsti a livello europeo e nazionale in termini di pianificazione della ricerca e di ricercare, sviluppare e maturare la prossima generazione di tecnologie e servizi innovativi per l'energia, allo scopo di assicurare la reale affermazione di un nuovo modello energetico sostenibile basato sulle FER, sulla generazione distribuita e sulle reti energetiche integrate.

Inoltre, ENEA coordina il progetto europeo H2020 INTERPLAN "INTEgrated opeRation PLANning tool towards the Pan-European Network" che si propone lo sviluppo di tecnologie e strumenti innovativi a supporto di un sistema elettrico sempre più interconnesso e sicuro, attraverso una gestione coordinata e in sicurezza delle reti elettriche nazionali ed europee, per favorire la creazione di un Sistema Energetico Europeo integrato, che è uno dei capisaldi delle politiche della Commissione Europea. In particolare, il progetto si pone l'obiettivo di realizzare un database di reti elettriche equivalenti (*library*) rappresentative delle possibili configurazioni di rete e delle interconnessioni, per studiare le problematiche di gestione delle reti di trasmissione e di distribuzione e delle relative interfacce e sviluppare controlli innovativi per garantire la stabilità e la sicurezza, operando in modo "integrato" e sui diversi livelli di tensione, partendo dalle reti in alta e altissima tensione, passando per quelle in media e bassa fino ad arrivare agli utenti finali.

SemIn termini di sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica da FER, alla luce degli obiettivi Europei previsti al 2030, la visione strategica dell'ENEA è volta alle tematiche di ricerca discusse di seguito. Si elencano di seguito alcune delle principali attività di ricerca, sviluppo e sperimentazione condotte correntemente da ENEA, nell'ambito di progetti e/o accordi di collaborazione e ricerca su scala regionale, nazionale ed internazionale, afferenti all'Area di Specializzazione Energia.

3.1.1. Autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili

Oltre alla diffusione delle FER e della generazione distribuita, un altro elemento che assume un'importanza rilevante nell'evoluzione del settore elettrico Nazionale ed Europeo, è caratterizzato dal ruolo dell'utente finale, che sta cambiando da soggetto passivo ad oggetto attivo della rete in grado di modificare il proprio profilo di carico in risposta ai cambiamenti di prezzo sul mercato e /o per offrire servizi alla rete. Tale processo, di fatto basato su un nuovo rapporto consumatore-venditore, è legato all'evoluzione in atto dell'intero sistema energetico, interessato da una serie di fattori quali l'integrazione in rete delle FER e dei sistemi di accumulo diffusi, l'elettrificazione dei consumi, e la modalità di accesso ai dati e alle informazioni mediante le nuove tecnologie di ICT (*Information and Communications Technology*) e la digitalizzazione. Come tutte le innovazioni tecnologiche rivoluzionarie che implicano profondi cambiamenti sociali, la rivoluzione digitale offre sia enormi opportunità che sfide impegnative. Ciò vale anche per il contributo della rivoluzione digitale alla mitigazione dei cambiamenti climatici e alla decarbonizzazione dell'economia. Ad esempio, senza le tecnologie ICT sarebbe estremamente difficile decarbonizzare in gran parte il sistema elettrico europeo e nazionale, azione che riveste un ruolo importante per il perseguimento degli obiettivi climatici a lungo termine fissati dall'UE. Infatti, le soluzioni digitali hanno consentito l'avvio della realizzazione di una rete intelligente su scala europea (*Pan European Network*) in grado di integrare con successo la crescente quota di energia da fonti rinnovabili intermittenti.

La proposta della Commissione Europea di direttiva sul mercato elettrico (*Clean Energy Package*) pone il cliente attivo, inteso come singolo utente o come un aggregato di utenti, al centro di questo nuovo disegno di mercato, introducendo anche la figura delle comunità energetiche locali, che sono sia produttrici che consumatrici dell'energia prodotta *in loco*. In aggiunta, la rapida riduzione, ormai in corso, del costo della tecnologia rinnovabile, consentirà l'accesso alle FER ad un numero sempre maggiore di consumatori, favorendo l'autoconsumo e la partecipazione attiva dei piccoli consumatori ai mercati dell'energia.

Questo processo potrà essere sostenuto anche dall'organizzazione di nuovi soggetti aggregatori, incluse le comunità energetiche locali, che, in *primis* rappresentano uno dei fattori trainanti la transizione energetica. Esse, infatti, migliorano la concorrenza, favoriscono gli investimenti locali, facilitano la cooperazione locale e regionale, e, soprattutto, coinvolgono i cittadini nella lotta ai cambiamenti climatici grazie alla possibilità di autoconsumo dell'energia prodotta da FER.

In un'ottica strategica, l'ENEA considera le comunità energetiche locali un'opportunità per promuovere l'utilizzo delle FER disponibili *in loco* e mettere in atto, su scala locale, programmi di *Demand Response* (DR) favorendo così il ruolo attivo dell'utente finale. In dettaglio, tale visione, che vede un'intensa attività progettuale in corso, sia a livello Nazionale che Europeo, si basa sulle seguenti linee di ricerca.

- Sviluppo e implementazione di *tool* di ottimizzazione che consentono di progettare in maniera ottimale l'installazione rinnovabile comune e condivisa, in termini di combinazione e dimensionamento ottimali delle tecnologie rinnovabili accoppiate a sistemi di accumulo. Basandosi anche su tecniche avanzate di *forecasting* che interessano sia la produzione che il carico, essi rappresentano dei reali strumenti di pianificazione per le comunità energetiche rinnovabili, dimostrando la loro fattibilità economica, grazie alla possibilità di ridurre i costi totali di installazione rispetto alle singole tecnologie rinnovabili, sfruttando i vantaggi dell'economia di scala e ottimizzando l'utilizzo dei sistemi di accumulo. Tale approccio

contribuisce alla diffusione delle FER sfruttando al meglio il concetto di fonte rinnovabile comune e condivisa, che viene gestita congiuntamente dalle comunità di utenti.

- Definizione e sviluppo di programmi avanzati di DR per applicazioni in comunità energetiche rinnovabili, che si basano su opportuni meccanismi di incentivazione per i consumatori finali, spingendoli a variare i propri profili di carico, adeguando le loro abitudini di consumo all'energia prodotta da FER disponibile a livello locale.
- Determinazione delle strategie di offerta ottimali di comunità energetiche locali (nella forma di aggregatore) al mercato dell'energia, basandosi sulla gestione integrata del binomio produzione-domanda e su opportuni programmi di DR. Questo tipo di approccio favorisce non solo la penetrazione in rete della componente rinnovabile, ma anche il ruolo attivo dell'utente, che, diventando responsabile dei propri consumi, assume un'importanza primaria per la gestione del mercato elettrico.
- Sviluppo di tecnologie abilitanti per l'interoperabilità dei sistemi e il controllo e la gestione evoluta di reti energetiche integrate.

3.1.2. Sistemi di generazione e accumulo dell'energia elettrica da FER

Il processo di transizione in corso del sistema energetico Nazionale ed Europeo, non interessa soltanto la parte infrastrutturale delle reti, ma riguarda soprattutto i sistemi di gestione delle reti stesse, che, in un'ottica di *Smart Grid* e di reti energetiche integrate devono essere in grado di gestire e monitorare, con elevata flessibilità, le unità di generazione, trasmissione, distribuzione e usi finali dell'energia elettrica. I crescenti livelli di penetrazione delle FER, che sono, per natura, intermittenti e non programmabili, richiedono una sostanziale modifica delle logiche di gestione dei flussi di energia tra i sistemi di generazione e i carichi, adeguandosi, al contempo, alla disponibilità temporale della componente rinnovabile.

In tale ottica, i sistemi di accumulo di energia sono uno strumento di notevole interesse per lo sviluppo delle reti elettriche caratterizzate da elevati livelli di penetrazione di FER, grazie alla loro capacità di fornire flessibilità alla rete e di contribuire alla fornitura di servizi ancillari, permettendo, al contempo, di sfruttare il pieno potenziale delle FER non programmabili compatibilmente con le esigenze di rete anche nell'ottica di transizione verso un sistema elettrico evoluto. Infatti, l'autoproduzione da fonti rinnovabili (fotovoltaico, eolico, biomasse), con l'integrazione anche dei sistemi di accumulo elettrici, costituente la cosiddetta generazione distribuita, sta portando significativi cambiamenti nella pianificazione e nell'esercizio della rete elettrica inducendo, accanto a maggiori oneri per il controllo, gestione e sicurezza, anche benefici alla gestione e allo sviluppo dell'intero sistema, grazie alla potenziale capacità di rendere più flessibile il tradizionale vincolo di contemporaneità tra la potenza erogata dai generatori e quella assorbita dai carichi (adeguamento del carico). I benefici derivanti dall'accumulo in termini di contributo alla risoluzione delle congestioni di rete, alla riconfigurazione della rete in caso di guasti, alla compensazione della variabilità della generazione aleatoria (eolica e fotovoltaica), al miglioramento del livello di pianificazione della rete, evitando e/o rimandando gli investimenti di adeguamento delle infrastrutture esistenti, sono evidenti.

L'accumulo può, quindi, costituire uno strumento potenzialmente molto flessibile ed utile al DSO (*Distribution System Operator*) per risolvere problemi sia di gestione sia di pianificazione delle reti di distribuzione MT e BT, soprattutto per la tematica dell'adeguamento al carico. Alcuni dei fattori

contingenti che possono incidere sugli scenari di sviluppo della rete elettrica futura sono di seguito elencati:

- Riforma della struttura della bolletta elettrica.
- Incentivi e detrazioni risparmio energetico.
- Autoproduzione da fonti rinnovabili ed accumulo.
- Pianificazione interventi sulla rete in relazione all'incremento della domanda elettrica.

In dettaglio, sono diverse le priorità che determinano la necessità di prevedere l'impiego di sistemi di accumulo nelle reti elettriche, tra cui:

- Integrazione dei sistemi di generazione distribuita, soprattutto con riferimento ai sistemi di produzione da fonte rinnovabile.
- Evoluzione verso le reti intelligenti, in grado di far interagire produttori e consumatori e, pertanto, atte ad adattare con flessibilità la produzione ed il consumo di energia, agendo localmente su scale ridotte.
- Sostituzione graduale della fornitura dei servizi ancillari, effettuata finora dalla generazione a combustibili fossili, con la generazione da FER.

Sulla base di queste priorità si ritengono strategiche le seguenti azioni, che sono indirizzate all'integrazione in rete del sistema di accumulo, inteso come componente attiva del sistema elettrico per favorire la penetrazione delle FER ed erogare servizi ancillari:

- Ottimizzazione della generazione di energia elettrica da FER mediante accoppiamento di sistemi di accumulo ad impianti di generazione da FER. L'accumulo, infatti, permette di disaccoppiare temporalmente la produzione e il consumo di energia elettrica, favorendo una maggiore penetrazione delle FER che, per la loro natura aleatoria, hanno curve di produzione non facilmente prevedibili e spesso non coincidenti con quelle del carico.
- Sviluppo di logiche di gestione e controllo di sistemi di accumulo per la fornitura di servizi ancillari. L'utilizzo dei sistemi di accumulo per la fornitura di servizi ancillari, quali ad esempio, la regolazione della frequenza, è considerata, infatti, un'applicazione promettente sia in termini economici - per la riduzione dei costi di *Operation & Maintenance* - sia in termini ambientali, grazie ad una riduzione significativa dell'impronta di carbonio rispetto alla generazione convenzionale. Questo approccio risulta essere di notevole interesse, grazie alla velocità di risposta offerta dai sistemi di accumulo e si identifica, inoltre, come un'operazione priva di emissioni.
- Integrazione di sistemi di accumulo nelle reti di trasmissione. Gli impianti alimentati da FER, quali ad esempio le centrali eoliche, sono spesso collocati in punti "deboli" della rete, che risultano essere inadeguati ad accogliere l'energia prodotta in situazioni di elevata disponibilità della fonte. L'impiego di sistemi di accumulo, installati nelle stazioni lungo le dorsali elettriche con significativa presenza di rinnovabile, è considerata, dai gestori delle reti di trasmissione, come una valida soluzione di breve-medio termine per ovviare a potenziamenti di rete, ben più onerosi per natura.
- Integrazione di sistemi di accumulo nelle reti di distribuzione. I crescenti livelli di penetrazione di generazione distribuita non programmabile connessa alle reti di media e bassa tensione, spingono i distributori a variare i criteri di pianificazione e gestione della rete nell'ottica di

massimizzare la generazione distribuita, mantenendo al contempo la qualità e l'affidabilità del servizio. Similmente a quanto avviene per i gestori delle reti di trasmissione, anche per i distributori, l'impiego dei sistemi di accumulo consentirebbe di rimandare, almeno nel breve periodo, il tradizionale potenziamento della rete.

- Integrazione di sistemi di accumulo nelle unità di consumo. L'impiego di sistemi di accumulo sul lato consumo consente una gestione più flessibile dell'impianto di produzione di proprietà dell'utente che diventa *prosumer*, abilitando lo stesso ad una partecipazione attiva alla gestione della rete a cui è connesso.

3.1.3. Sistemi di distribuzione chiusi

La diffusione della generazione distribuita si basa principalmente sullo sviluppo di reti intelligenti private a supporto della generazione distribuita di energia da FER e da cogenerazione ad alto rendimento, per lo più finalizzate all'interazione ed integrazione del binomio produttore-consumatore e al bilanciamento tra produzione distribuita e domanda di energia elettrica a livello locale. L'obiettivo di integrare elevate quote della componente rinnovabile nel sistema elettrico e di sfruttare il potenziale della cogenerazione ad alto rendimento, può essere agevolato dalla possibilità, per gli impianti di generazione distribuita, non solo di immettere energia in rete, ma anche di distribuirla a specifici e predeterminati clienti finali vicini agli impianti di produzione, costituendo, di fatto, delle reti elettriche private.

La microrete energetica si configura come una particolare tipologia di rete elettrica privata o sistema di distribuzione chiuso. Essa si può, infatti, definire come un gruppo di carichi interconnessi e risorse energetiche distribuite (DER - *Distributed Energy Resources*) con confini elettrici chiaramente definiti, che agisce come una singola entità controllabile rispetto alla rete e può connettersi e disconnettersi da essa, operando, quindi, sia in modalità *grid-connected*, sia in isola. Il soggetto proprietario può essere un singolo utente, un raggruppamento di utenti o privati generici. Essendo tale sistema caratterizzato da un insieme di tecnologie di piccola-media taglia che forniscono energia elettrica per il soddisfacimento dei carichi di un'utenza o di un gruppo di utenze, il principale beneficio risiede proprio nella possibilità di integrare diverse fonti energetiche, rinnovabili e non, e di ottimizzare l'utilizzo delle risorse in funzione dei carichi ai fini del risparmio energetico.

L'ENEA, in una visione strategica, amplia il concetto di microrete energetica descritta, ponendo l'attenzione all'assetto poligenerativo. In tale assetto, la microrete diviene un *hub energetico* multi-vettore che trae il suo maggior beneficio nella possibilità di sfruttare le sinergia tra vettore elettrico e termico anche grazie all'integrazione dell'accumulo. Le linee di ricerca e le azioni ritenute di interesse, in tal senso, sono descritte di seguito:

- Ottimizzazione di *design* di microreti energetiche mediante un approccio multi-obiettivo, allo scopo di determinare il mix ottimale di tecnologie e le relative taglie assicurando la sostenibilità a breve e lungo termine del sistema. La ricerca di soluzioni progettuali per una microrete è un processo decisionale complesso che coinvolge diversi *stakeholders* ed è, pertanto, caratterizzata dalla presenza di obiettivi spesso in conflitto tra loro. Una soluzione progettuale che minimizza i costi di investimento e di gestione, risultato di un'ottimizzazione di *design* puramente economica e di interesse del soggetto proprietario o del gestore della microrete, potrebbe non

garantire la sostenibilità a lungo termine dell'approvvigionamento energetico, ottenibile mediante l'integrazione delle FER e la riduzione dell'utilizzo delle fonti fossili. In tale contesto, un approccio multi-obiettivo consente di identificare delle soluzioni di compromesso tra obiettivi a breve e a lungo termine, di interesse degli *stakeholders* coinvolti, fornendo anche informazioni essenziali per i decisori politici sui benefici e gli impatti legati all'integrazione della generazione distribuita da FER.

- Pianificazione della generazione degli impianti a fonte fossile e della gestione dei sistemi di accumulo in microreti energetiche, basandosi sulla previsione della generazione da FER e del carico ed utilizzando opportuni *tool* di ottimizzazione. Questa tipologia di approccio, grazie all'ottimizzazione del funzionamento coordinato delle tecnologie presenti nella microrete e del binomio produzione-domanda, consente di massimizzare l'utilizzo delle FER, minimizzando l'utilizzo delle fonti fossili con conseguente riduzione dell'impatto ambientale.

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

Dipartimento tecnologie energetiche

Senato della Repubblica
10^ Commissione 'Industria, commercio, turismo'

Audizione ENEA sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica, anche alla luce dell'accordo, raggiunto a giugno tra Consiglio e Parlamento europeo, sulla proposta di direttiva per la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che indirizzerà le legislazioni degli Stati membri dal 2020 al 2030 (affare n. 59)

Roma, 13 settembre 2018

CONTESTO EUROPEO: Obiettivi al 2050

►2050 LOW-CARBON ECONOMY

La tabella di marcia verso un'**economia europea** a **basse emissioni di carbonio**, più rispettosa del clima ed efficiente dal punto di vista del consumo energetico, prevede che:

- entro il **2050** l'**UE** riduca le **emissioni di gas a effetto serra dell'80%** rispetto ai livelli del 1990 unicamente **attraverso riduzioni interne** (cioè senza ricorrere a crediti internazionali).

Per ottenere questo risultato è necessario che:

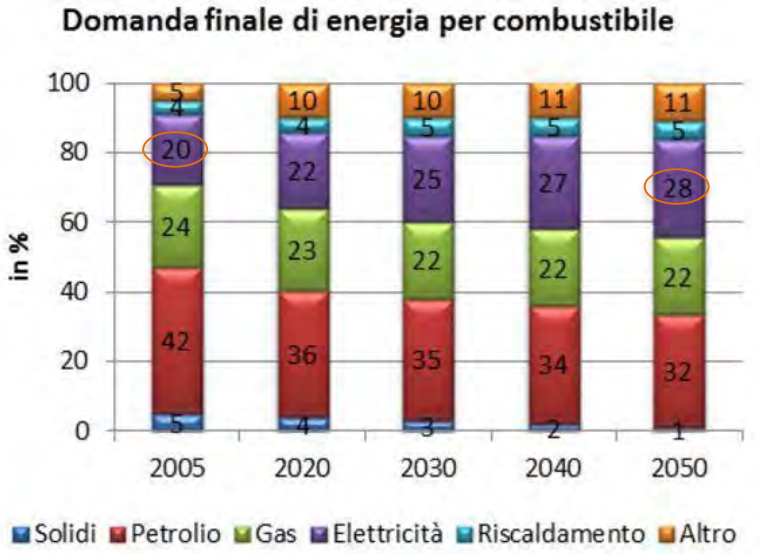
- si abbia una **riduzione** delle **emissioni** del **40% entro il 2030 e del 60% entro il 2040.**
- tutti i **settori** (produzione di energia, industria, trasporti, edilizia e agricoltura) diano il loro contributo in funzione delle rispettive potenzialità economiche e tecnologiche.
- la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio sia **fattibile ed economicamente abbordabile.**

CONTESTO EUROPEO: Proiezioni consumi al 2050

▶Proiezioni dei consumi di energia al 2050

- Il **settore residenziale e quello dei trasporti** continueranno ad assorbire la maggior parte dell'energia consumata, **pari complessivamente al 60%**.

- Si evidenzia nel mix energetico una **graduale penetrazione dell'energia elettrica attesa da qui al 2050**, che passerebbe da un'incidenza del 20% ad una del 28%, **soprattutto a discapito del petrolio**, la cui penetrazione si ridurrebbe di 10 pp.



CONTESTO EUROPEO: Obiettivo al 2030 → Energia Pulita per tutti gli Europei

►Clean Energy Package: *Clean Energy for all Europeans*

Nel Novembre 2016, la CE ha avviato il processo per la realizzazione di un'**Unione dell'Energia**, allo scopo di consentire a tutti i cittadini dell'UE di usufruire di **energia sicura, sostenibile e competitiva a prezzi accessibili.**

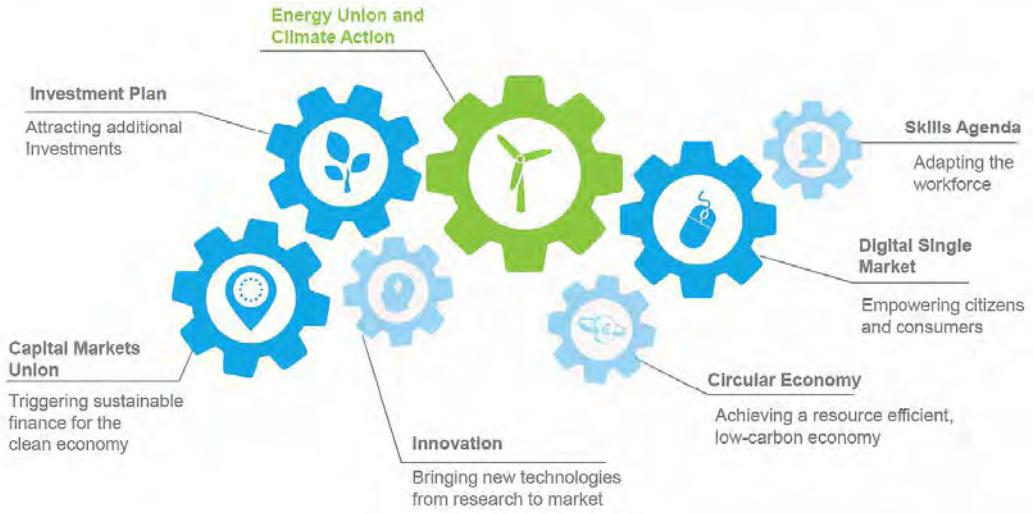
Al fine di stimolare gli investimenti necessari per la transizione verso **l'energia pulita**, il **Clean Energy Package** ha tre obiettivi principali:

- Mettere in primo piano **l'efficienza energetica**
- Raggiungere la **leadership globale nelle energie rinnovabili**
- Fornire un **accordo equo per i consumatori**

CONTESTO EUROPEO: Obiettivo al 2030 → Energia Pulita per tutti gli Europei

►Clean Energy Package: *Clean Energy for all Europeans*

Alla luce **dell'accordo raggiunto nel giugno 2017 tra Consiglio e Parlamento Europeo**, il regolamento sulla **governance dell'Unione dell'Energia** diventa un atto legislativo volto a garantire **il raggiungimento degli obiettivi energetici e climatici dell'UE al 2030** attraverso **un'azione di collaborazione tra gli Stati Membri e tra questi e la CE**.



Un ruolo chiave per il perseguimento degli obiettivi comunitari fissati, sarà svolto dai **Piani energetici e climatici Nazionali dei singoli Stati Membri**, che dovranno definire traiettorie strategiche volte alla **promozione dell'utilizzo delle FER e dell'efficienza energetica.**

CONTESTO EUROPEO: Obiettivo al 2030 → Energia Pulita per tutti gli Europei

L'attuazione di adeguate politiche energetiche volte alla **promozione dell'uso di FER**, richiede **investimenti nei sistemi per l'energia** e una **continua attività di ricerca per lo sviluppo di sistemi, dispositivi e tecnologie innovativi in grado di coniugare la sostenibilità ambientale con quella economica.**

Si tratta di un processo sfidante, impegnativo e costoso!

Posizionamento dell'Italia sulla promozione dell'uso dell'energia da FER

►Obiettivi da raggiungere al 2020 in tema di Rinnovabili

Nell'ultimo decennio, è stata messa in atto una **politica di incentivazione economica per stimolare la transizione energetica verso un sistema più efficiente** e meno dipendente dall'importazione di fonti estere, in cui un **ruolo rilevante è sicuramente svolto dall'utilizzo delle FER.**

La **Direttiva 2009/28/CE** assegna all'Italia due obiettivi vincolanti al **2020**:

- La quota dei consumi finali lordi di energia da coprire al 2020, mediante l'utilizzo di FER nei settori elettrico, termico e trasporti, deve essere almeno pari al 17%.
- La quota rinnovabile dei consumi del settore dei trasporti deve essere almeno pari al 10% del consumo finale di energia in tale settore.

Posizionamento dell'Italia sulla promozione dell'uso dell'energia da FER

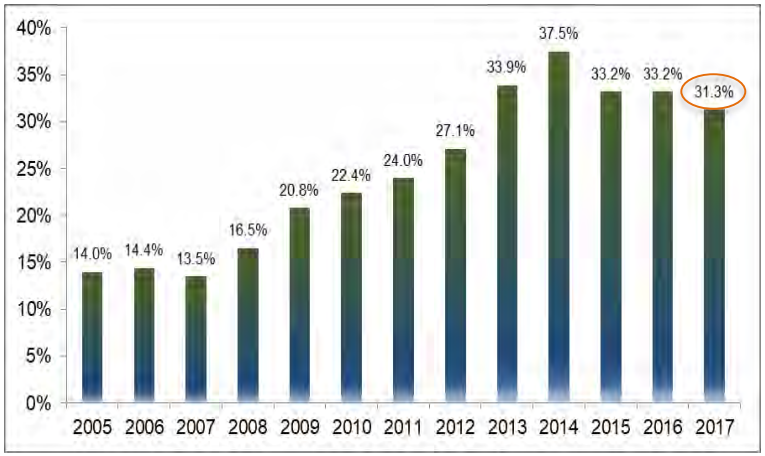
►Obiettivi da raggiungere al 2030 in tema di Emissioni

Entro il 2030, Il target dell'Italia è **ridurre le emissioni del 33% rispetto al 2005**. Per il raggiungimento di questo obiettivo è necessario che tutti i settori (produzione di energia, industria, trasporti, edifici, edilizia e agricoltura) diano il loro contributo in funzione delle rispettive potenzialità economiche e tecnologiche.

Un **ruolo chiave sarà certamente svolto dalle FER** e dallo sviluppo di tecnologie e dispositivi innovativi **per l'efficientamento del loro utilizzo e l'integrazione nelle reti elettriche.**

Posizionamento dell'Italia sulla promozione dell'uso dell'energia da FER

▶ Produzione da FER in Italia



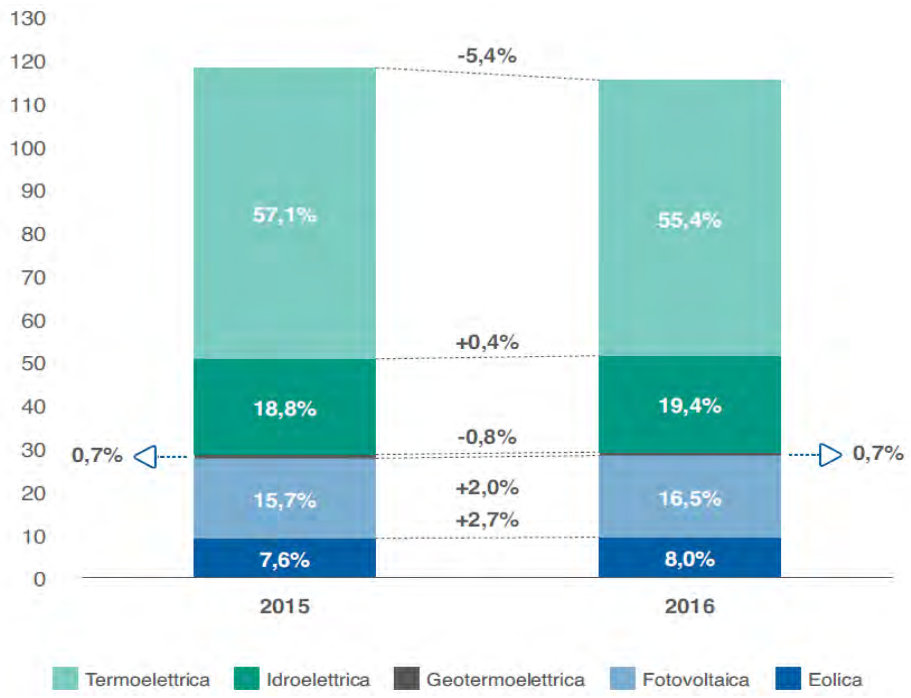
- Dal 2016 al 2017, si riscontra un **incremento nella produzione da termoelettrico (+5%) e fotovoltaico (+10,3%):**
- **70,8%** termoelettrico
- **12,8%** idroelettrico
- **16,4%** rinnovabile

- Nel 2017, **la produzione da FER** (bioenergie, idrica, eolica, fotovoltaica e geotermica) è diminuita del 3,8%, attestandosi con una incidenza sul consumo interno lordo di energia elettrica, al netto degli apporti di pompaggio, **pari al 31,3%** (nel 2016 era il 33,2%). Tale riduzione è per lo più attribuibile **all'idroelettrico.**

BILANCIO ELETTRICO ITALIA			
TWh	2016	2017	2017/2016
Produzione lorda			
- idrica	44,3	38,0	-14,1%
- termica	199,4	209,5	5,0%
- geotermica	6,3	6,2	-1,4%
- eolica	17,7	17,7	0,3%
- fotovoltaica	22,1	24,4	10,3%
Totale Produzione Lorda	**289,8**	**295,8**	**2,1%**
Consumi dei servizi ausiliari	10,1	10,6	5,2%
Produzione netta			
- idrica	43,8	37,6	-14,2%
- termica	190,8	200,3	5,0%
- geotermica	5,9	5,8	-0,8%
- eolica	17,5	17,6	0,2%
- fotovoltaica	21,8	24,0	10,4%
Totale Produzione Netta	**279,7**	**285,3**	**2,0%**
Energia destinata ai pompaggi	2,5	2,5	0,4%
Produzione destinata al consumo	**277,2**	**282,8**	**2,0%**
Ricevuta da fornitori esteri	43,2	42,9	-0,7%
Ceduta a clienti esteri	6,2	5,1	-16,6%
DOMANDA	**314,3**	**320,5**	**2,0%**
Perdite di rete	18,8	18,7	-0,5%
in percentuale della domanda	*6,0%*	*5,8%*	
CONSUMI	**295,5**	**301,9**	**2,2%**

Posizionamento dell'Italia sulla promozione dell'uso dell'energia da FER

▶ Potenza installata impianti FER



- A fine 2016, la potenza totale installata risulta in calo rispetto a quella del 2015. Tale calo è principalmente attribuibile al termoelettrico.
- **Prosegue l'incremento della capacità installata nel settore rinnovabile**, pari al +2,7% per l'eolico, +2,0% per il fotovoltaico e +0,5% per l'idroelettrico, mentre, per il geotermoelettrico, si registra un lieve calo rispetto al 2015 pari al -0,8%.

Le **FER hanno ormai acquisito un ruolo di primo piano nel sistema energetico nazionale**, confermandosi una **componente centrale dello sviluppo sostenibile del Paese** e uno strumento chiave per ottenere una **decarbonizzazione profonda del sistema energetico ed economico**

Posizionamento dell'Italia sulla promozione dell'uso dell'energia da FER

►**Strategia Energetica Nazionale 2017**

La SEN **promuove ulteriormente la diffusione delle tecnologie rinnovabili**, prevedendo di **raggiungere il 28% di utilizzo di FER** sui consumi energetici complessivi **entro il 2030**.

Più specificamente **per il settore elettrico**, la **percentuale di rinnovabili sui consumi elettrici dovrebbe raggiungere il 55,0% nel 2030** rispetto all'attuale 31,3%.

In tale contesto, le sfide principali riguardano:

- la **valorizzazione della generazione da FER**, facilitando l'autoconsumo e l'istituzione di comunità energetiche rinnovabili.
- l'adeguamento delle **reti elettriche**, che, in un'ottica di ***Smart Grid***, favoriscano **l'integrazione delle FER** mediante l'impiego di sistemi di accumulo.
- la **promozione del ruolo attivo dell'utente finale**.

►**Decreto incentivi per l'energia elettrica da FER per il triennio 2018-2020**

►(in corso di approvazione)

Posizionamento dell'Italia sulla promozione dell'uso dell'energia da FER

►Cluster Tecnologico Nazionale Energia

I temi della **promozione dell'utilizzo dell'energia da FER**, **dell'accumulo energetico**, **dell'autoconsumo di energia elettrica** e delle **Smart Grid** risultano essere elementi cardine del Piano di Azione del Cluster Tecnologico Nazionale Energia.

Traiettorie Tecnologiche:

- lo sviluppo di tecnologie per la conversione da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e/o termica.
- lo sviluppo di sistemi innovativi di pianificazione, esercizio, monitoraggio e controllo delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica secondo il concetto di *Smart Grid*, e di sistemi di accumulo elettrico con relativa integrazione in rete.

Posizionamento dell'Italia sulla promozione dell'uso dell'energia da FER

►Impegno dell'Italia nelle principali agende e iniziative Internazionali ed Europee sul tema della promozione dell'uso di energia elettrica da FER

- **Mission Innovation** con il ruolo di co-leader nell'ambito *dell'Innovation Challenge* dedicata alle *Smart Grids*, e la partecipazione attiva alla *Challenge* dedicata allo sviluppo di sistemi che consentano l'accesso alle *comunità off-grid* alle FER.

- **Joint Programme on Smart Grids** della **European Energy Research Alliance** con il ruolo di Coordinatore.

EERA
European Energy Research Alliance
JP Smart Grids

La visione dell'ENEA

►Il ruolo dell'ENEA nelle scelte programmatiche del Paese

ENEA contribuisce a definire le **scelte programmatiche in campo energetico** attraverso:

- un **approccio multidisciplinare** che integra diverse professionalità e specifiche competenze.
- **attività di ricerca e sviluppo** competitivo svolte con il supporto di un ampio patrimonio di infrastrutture, laboratori, impianti, etc., distribuiti sul territorio nazionale.
- **sviluppo di tecnologie energetiche avanzate**, **dispositivi e sistemi evoluti**.
- **analisi sullo status energetico del paese** e stime sui possibili effetti delle diverse tecnologie nei vari scenari di sviluppo ipotizzabili.

Le attività di ricerca e sviluppo svolte da ENEA si inquadrano nell'ambito delle traiettorie tecnologiche orientate alla **diffusione delle FER**, della **generazione distribuita**, e delle **Smart Grid.**

La visione dell'ENEA

- **Sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica da FER**

In linea con gli **obiettivi energetici e climatici Europei e Nazionali al 2030**, la **visione strategica dell'ENEA** è volta alle seguenti tematiche di ricerca discusse di seguito:

- Autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili
- Sistemi di generazione e accumulo dell'energia elettrica da FER
- Sistemi di distribuzione chiusi

Queste tematiche fanno parte di alcune delle principali attività di ricerca, sviluppo e sperimentazione condotte correntemente da ENEA, nell'ambito di **progetti e/o accordi di collaborazione e ricerca su scala regionale, nazionale ed internazionale**, afferenti all'Area di Specializzazione Energia.

La visione dell'ENEA

►Autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili

Il **Clean Energy Package** pone il **cliente attivo** al centro del nuovo **disegno di mercato elettrico**, introducendo anche la figura delle **comunità energetiche locali**, che sono sia produttrici che consumatrici dell'energia prodotta in loco.

La rapida riduzione del costo della tecnologia rinnovabile, consentirà l'accesso alle FER ad un numero sempre maggiore di consumatori, **favorendo l'autoconsumo e la partecipazione attiva dei piccoli consumatori ai mercati dell'energia**.

In un'ottica strategica, l'ENEA considera **le comunità energetiche locali un'opportunità per promuovere l'utilizzo delle FER** disponibili in loco e mettere in atto, su scala locale, programmi di *Demand Response* (DR) favorendo così il ruolo attivo dell'utente finale

La visione dell'ENEA

►Autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili

Linee di ricerca:

- **Sviluppo e implementazione di tool di ottimizzazione** che consentono di progettare l'installazione rinnovabile comune e condivisa, in termini di combinazione e dimensionamento ottimali delle tecnologie rinnovabili accoppiate a sistemi di accumulo.
- **Definizione e sviluppo di programmi avanzati di DR** per applicazioni in comunità energetiche rinnovabili, che si basano su opportuni meccanismi di incentivazione per i consumatori finali, spingendoli a variare i propri profili di carico.
- **Determinazione delle strategie di offerta ottimali di comunità energetiche locali** (nella forma di aggregatore) al mercato dell'energia.
- **Sviluppo di tecnologie abilitanti per l'interoperabilità dei sistemi e il controllo e la gestione evoluta di reti energetiche integrate.**

La visione dell'ENEA

► Sistemi di generazione e accumulo dell'energia elettrica da FER

I crescenti livelli di penetrazione delle FER, che sono, per natura, intermittenti e non programmabili, richiedono una **sostanziale modifica delle logiche di gestione dei flussi di energia tra i sistemi di generazione e i carichi nell'ottica di Smart Grid.**

I **sistemi di accumulo** sono uno strumento di notevole interesse per lo **sviluppo delle reti elettriche caratterizzate da elevati livelli di penetrazione di FER**, grazie alla loro capacità di fornire flessibilità alla rete.

La visione strategica dell'ENEA è indirizzata **all'integrazione in rete del sistema di accumulo**, inteso come componente attiva del sistema elettrico per **favorire la penetrazione delle FER e l'erogazione di servizi ancillari.**

La visione dell'ENEA

► Sistemi di generazione e accumulo dell'energia elettrica da FER

Linee di ricerca:

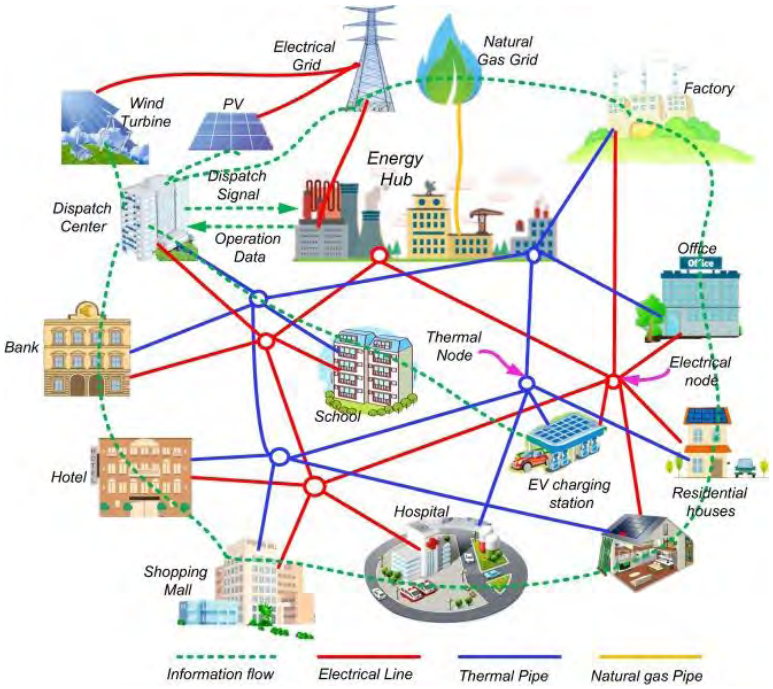
- **Ottimizzazione della generazione di energia elettrica da FER** mediante accoppiamento di sistemi di accumulo ad impianti di generazione da FER.
- **Sviluppo di logiche di gestione e controllo di sistemi di accumulo per la fornitura di servizi ancillari**. L'utilizzo dei sistemi di accumulo per la fornitura di servizi ancillari, quali ad esempio, la regolazione della frequenza, è considerata, infatti, un'applicazione promettente sia in termini economici che ambientali.
- **Integrazione di sistemi di accumulo nelle reti di trasmissione e distribuzione** con l'obiettivo di incrementare la *hosting capacity* della rete.
- **Integrazione di sistemi di accumulo nelle unità di consumo** per consentire una gestione più flessibile dell'impianto di produzione di proprietà dell'utente che diventa *prosumer*, abilitando lo stesso ad una partecipazione attiva alla gestione della rete a cui è connesso.

La visione dell'ENEA

► Sistemi di distribuzione chiusi

La **diffusione della generazione distribuita** si basa principalmente sullo sviluppo di **reti intelligenti private** a supporto della generazione distribuita di energia da FER e da cogenerazione ad alto rendimento.

La **microrete energetica** si configura come una particolare tipologia di rete elettrica privata o sistema di distribuzione chiuso.



L'ENEA, in una visione strategica, **amplia il concetto di microrete energetica, ponendo l'attenzione all'assetto poligenerativo**. In tale assetto, la microrete diviene un **hub energetico multi-vettore** che trae il suo maggior beneficio nella possibilità di sfruttare le **sinergie tra vettore elettrico e termico** anche grazie all'integrazione dell'accumulo.

La visione dell'ENEA

► Sistemi di generazione e accumulo dell'energia elettrica da FER

Linee di ricerca:

- **Ottimizzazione di design di microreti energetiche mediante un approccio multi-obiettivo**, allo scopo di determinare il mix ottimale di tecnologie e le relative taglie assicurando la sostenibilità a breve e lungo termine del sistema. L'approccio multi-obiettivo consente di identificare delle soluzioni di compromesso tra obiettivi a breve e a lungo termine, di interesse degli *stakeholders* coinvolti.
- **Pianificazione della generazione degli impianti a fonte fossile e della gestione dei sistemi di accumulo in microreti energetiche**, basandosi sulla previsione della generazione da FER e del carico ed utilizzando opportuni *tool* di ottimizzazione. Tale approccio, grazie all'ottimizzazione del funzionamento coordinato delle tecnologie presenti nella microrete e del binomio produzione-domanda, consente di massimizzare l'utilizzo delle FER.

Alcuni progetti ENEA di riferimento

- **ENEA** coordina il progetto europeo **H2020 INTERPLAN "*INTEgrated opeRation PLANning tool towards the Pan-European Network*"** che propone lo sviluppo di tecnologie e strumenti innovativi a supporto di un sistema elettrico sempre più interconnesso e sicuro, attraverso una gestione coordinata e in sicurezza delle reti elettriche nazionali ed europee, per favorire la creazione di un **Sistema Energetico Europeo integrato**.

- **ENEA** è partner del progetto europeo **BALANCE "*Increasing penetration of renewable power, alternative fuels and grid flexibility by crossvector electrochemical processes*"** il cui obiettivo è quello di favorire lo sviluppo di una rete elettrica integrata con sistemi di accumulo "flessibili" che consentano di ottimizzare la gestione delle fluttuazioni delle FER dovute alla variabilità delle condizioni meteorologiche.

- **ENEA** è partner del progetto nazionale (PON Nazionale) **ComESto "*Community Energy Storage: gestione aggregata di sistemi d'accumulo dell'energia in power cloud*"** che prevede lo sviluppo di sistemi d'accumulo distribuiti massivamente presso comunità di utenti (Consumer e Prosumer) che, in combinazione con i singoli impianti, sono gestiti in tempo reale e mediante DR e in forma aggregata in coordinamento con la generazione da FER e gli accumuli dei Producer della comunità.

Grazie

1101 0110 1100
0101 0010 1101
0001 0110 1110
1101 0010 1101
1111 1010 0000

Audizione ANIE
X^ Commissione Industria del Senato

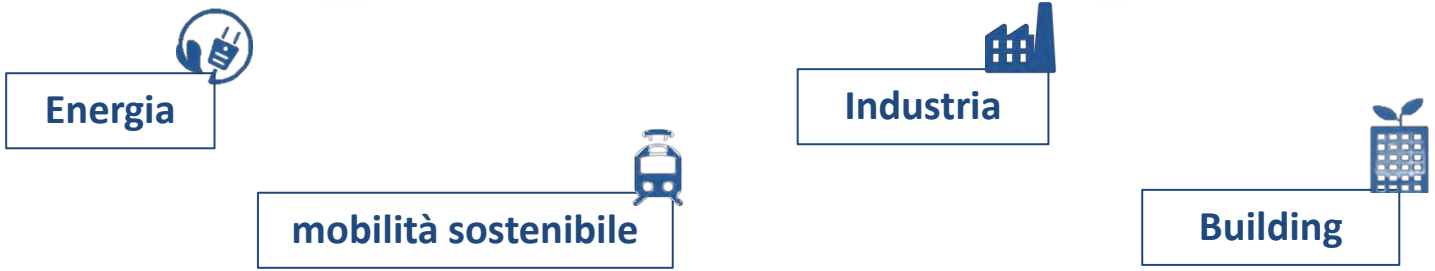
Affare assegnato n. 59
«sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica»

Roma, 18 settembre 2018

Federazione ANIE

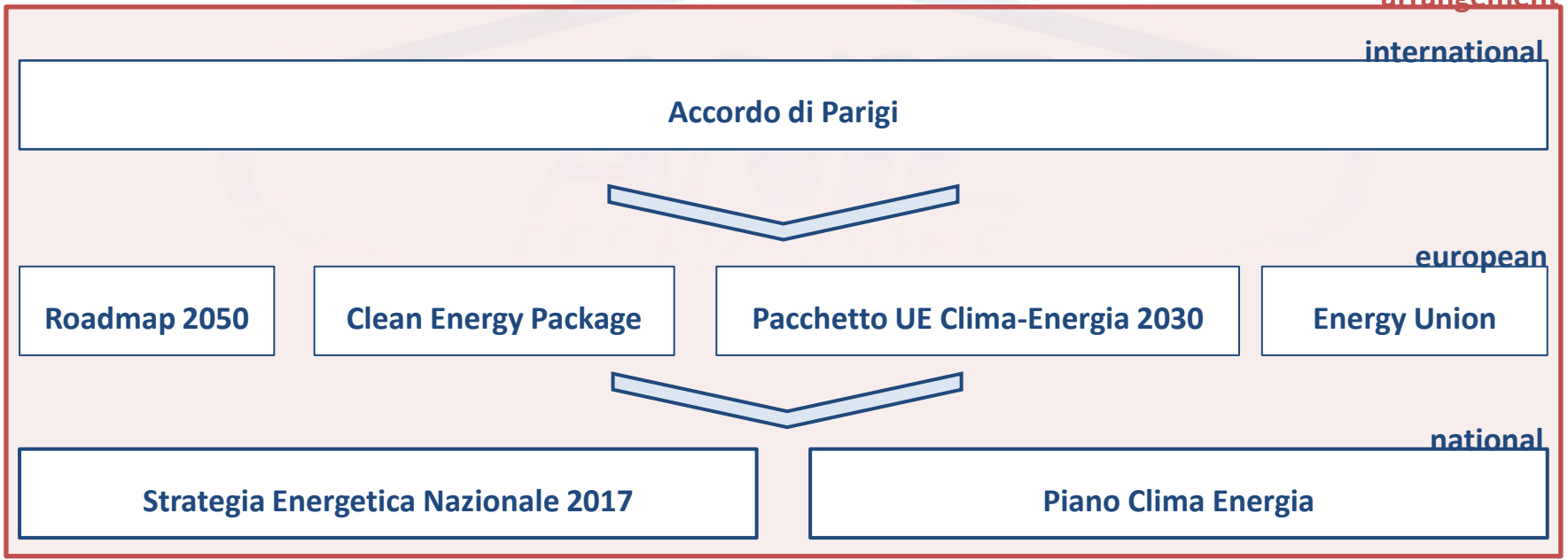
Federazione ANIE rappresenta, nel sistema confindustriale, **l'industria italiana delle tecnologie elettrotecniche ed elettroniche** con un fatturato aggregato, nel 2017, di circa 78 miliardi di euro e 468.000 addetti. Le oltre 1.300 aziende associate rappresentano un settore industriale classificato a livello internazionale come ad alta e medio-alta tecnologia, grazie ai continui investimenti in ricerca e sviluppo.

Le **imprese ANIE** forniscono sistemi e soluzioni **tecnologiche** all'avanguardia per infrastrutture, pubbliche e private, e per mercati strategici quali:



Quadro di riferimento

Le Politiche Energetiche



La Strategia ANIE

Gli obiettivi

Quadro legislativo attuale

Gli strumenti in vigore

DLgs 79/1999	Utilizzo delle reti elettriche private per l'erogazione del pubblico servizio
DLgs 387/2003	Art.6 - Scambio sul posto FER
DLgs 20/2007	Art.6 - Scambio sul posto CAR
DLgs 115/2008	Art. 10 - Disciplina dei servizi energetici e dei sistemi efficienti di utenza
Legge 99/2009	Art. 30.27 - Misure per l'efficienza del settore energetico e Art. 33. Reti internet di utenza
DLgs 93/2011	Recepimento dei sistemi di distribuzione chiusi previsti dalla direttiva 2009/72/CE
DL 244/2016	Milleproroghe - Art.6.9 - trattamento oneri generali di sistema su energia autoconsumata
Legge 167/2017	Art.19 - agevolazione alle imprese energivore

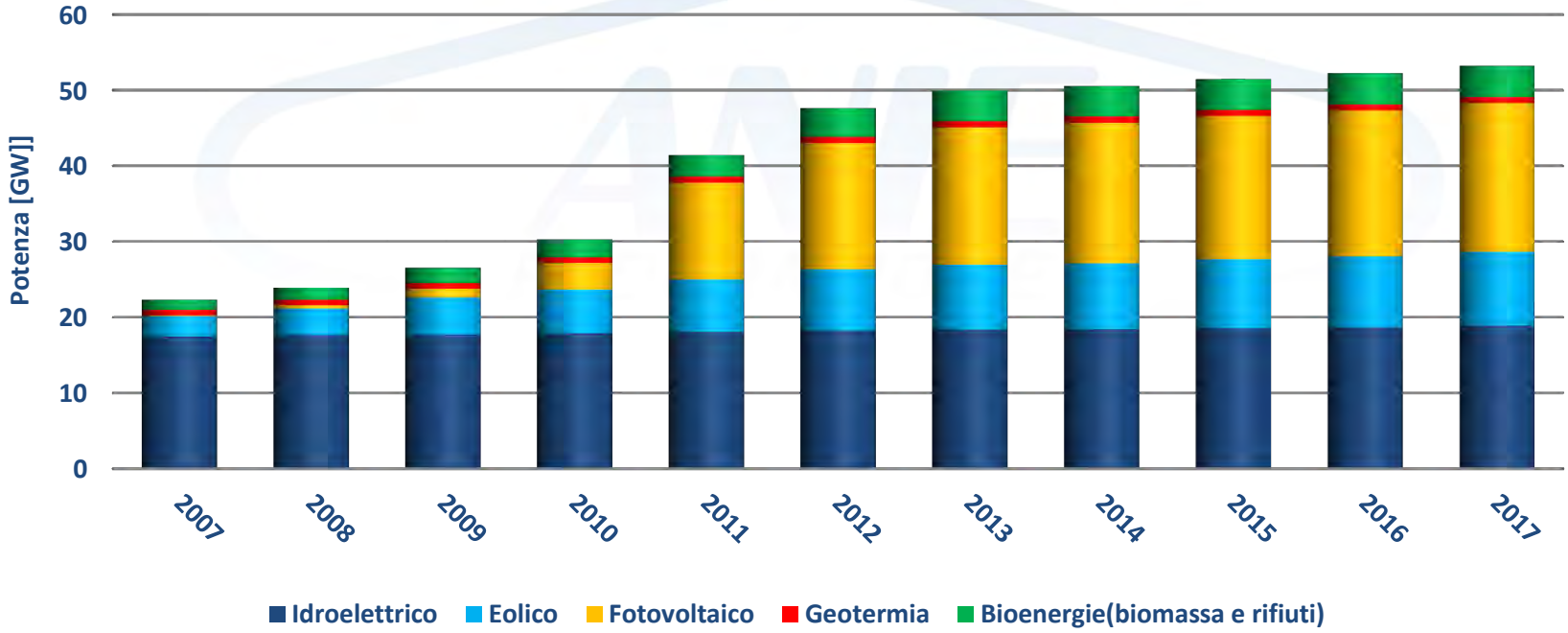
Quadro regolatorio attuale

Gli strumenti che ad oggi consentono l'autoconsumo:

TISP	Testo integrato scambio sul posto
TISDC	Testo integrato sistemi distribuzione chiusi
TISSPC	Testo integrato sistemi semplici di produzione e consumo
922/17/R/eel	Riforma tariffaria oneri generali di sistema utenti non domenstici

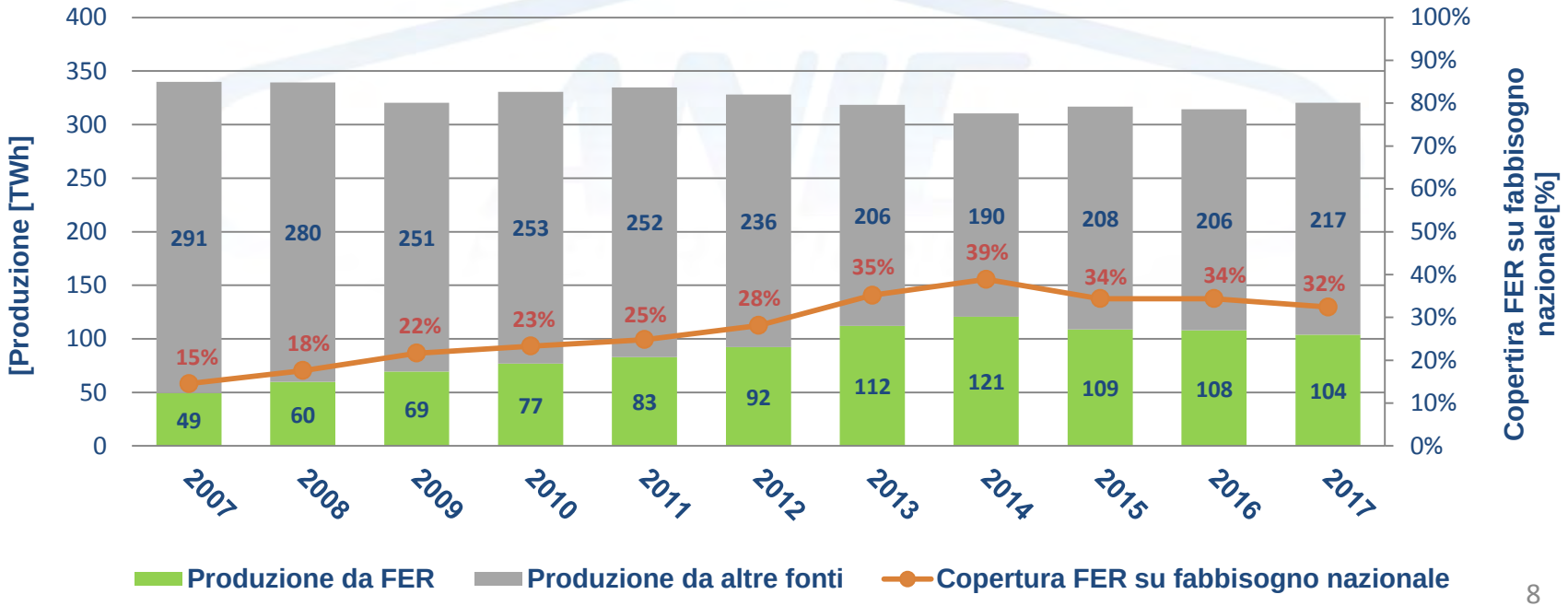
Lo stato dell'arte

La capacità di generazione rinnovabile



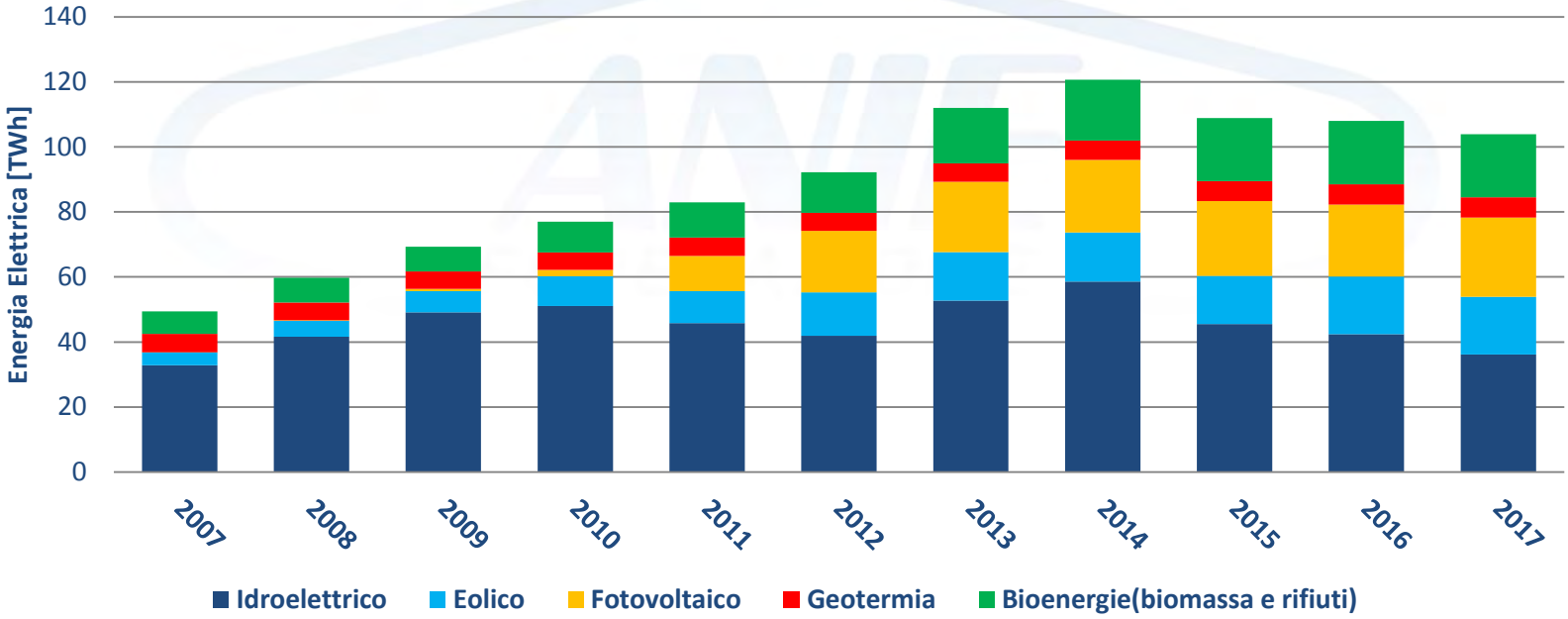
Lo stato dell'arte

La produzione fossile e rinnovabile



Lo stato dell'arte

Il contributo rinnovabile per tecnologia



Quadro normativo futuro

european regulation

Clean Energy Package

Fonti Rinnovabili

- Art.2 (aa) – definizione «**renewable self-consumer**»
- Art.2 (aaa) – definizione «**jointly acting renewable self-consumer**»
- Art.2 (ww) – definizione «**renewable energy community**»
- Art.21 – «**Renewable self-consumers**»
- Art.22 – «**Renewable energy communities**»

Mercato Elettrico

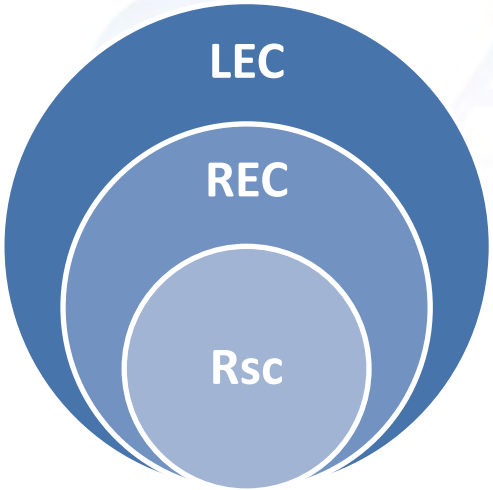
- Direttiva Art.2 (7) – definizione «**local energy community**»
- Direttiva Art.16 – «**Local energy communities**»
- Direttiva Art.36 – «**Ownership of storage facilities**» by distribution operators
- Direttiva Art.38 – «**Closed distribution systems**»
- Direttiva Art.54 – «**Ownership of storage and provision of ancillary services by transmission system operators**»

Quadro normativo futuro

Nuovi soggetti		Descrizione	Opportunità
Local Energy Community	**LEC**	Comunità di **soggetti locali** attivi nella generazione, stoccaggio, vendita, consumo dell'energia e nella **gestione della rete di distribuzione locale**	Associazione, cooperativa, partenariato, organizzazione **senza scopo di lucro** o altra persona giuridica, non orientata al profitto
Renewable Energy Community	**REC**	Comunità di **soggetti** attivi nella generazione **rinnovabile**, stoccaggio, vendita e consumo dell'energia	Soggetto che opera all'interno di una certa **area** in prossimità della generazione rinnovabile: PMI, enti locali, persone
Renewable self-consumers	**Rsc**	**Autoconsumatore collettivo** attivo nella generazione **rinnovabile**, stoccaggio, vendita e consumo dell'energia	Soggetto che opera all'interno di una certa **proprietà**: Condomini, Residence, Centri Commerciali, Centri Direzionali, etc

Considerazioni

Le community definite dalla UE e possibili applicazioni



community

LEC	generazione da FER con sistemi di accumulo e cogenerazione ad alto rendimento*
REC	generazione da FER con sistemi di accumulo
Rsc	generazione da FER con sistemi di accumulo

management

Gestione **«FISICA»**	se si gestisce la rete fisicamente (ad oggi è praticabile solo in alcuni mediante SDC e SSPC*)
Gestione **«VIRTUALE»**	se non si gestisce la rete (ad oggi non regolamentate)

*anche se ad oggi il Milleproroghe 2016 da beneficio su energia autoconsumata a tutti i tipi di generazione incluse quelle più emissive

Considerazioni

Community

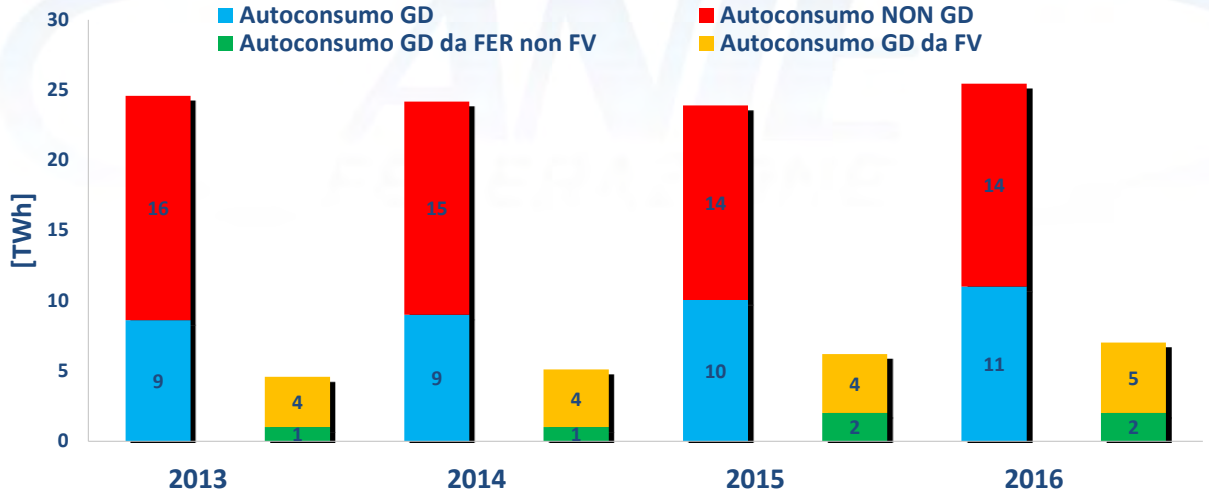
- L'autoconsumo e la gestione aggregata apportano benefici al sistema elettrico, perché esprimono intrinsecamente il concetto di uso efficiente delle risorse
- Con una gestione «VIRTUALE» la community è insensibile alla fisicità della rete
- Con una gestione «FISICA» la community all'interno deve tener necessariamente conto dell'adeguatezza della propria rete per una gestione ottimale dei propri flussi energetici
- Entrambe le gestioni hanno un impatto positivo sul sistema ma quella fisica permette di decongestionare la rete pubblica dai flussi energetici. tale beneficio aumenta all'incrementarsi della quantità di energia autoconsumata
- La ripartizione degli oneri della bolletta elettrica assumerà un valore sempre più determinante all'aumentare dell'autoconsumo

Il trend dell'autoconsumo

STRUMENTI

Esenzione quota variabile [€/MWh] **Oneri di Sistema** su energia autoconsumata

Oneri di Rete e Dispacciamento applicati solo su energia prelevata da rete (cost reflectivity)



*La generazione distribuita (GD) è di potenza inferiore a 10 MW

I trend delle FER

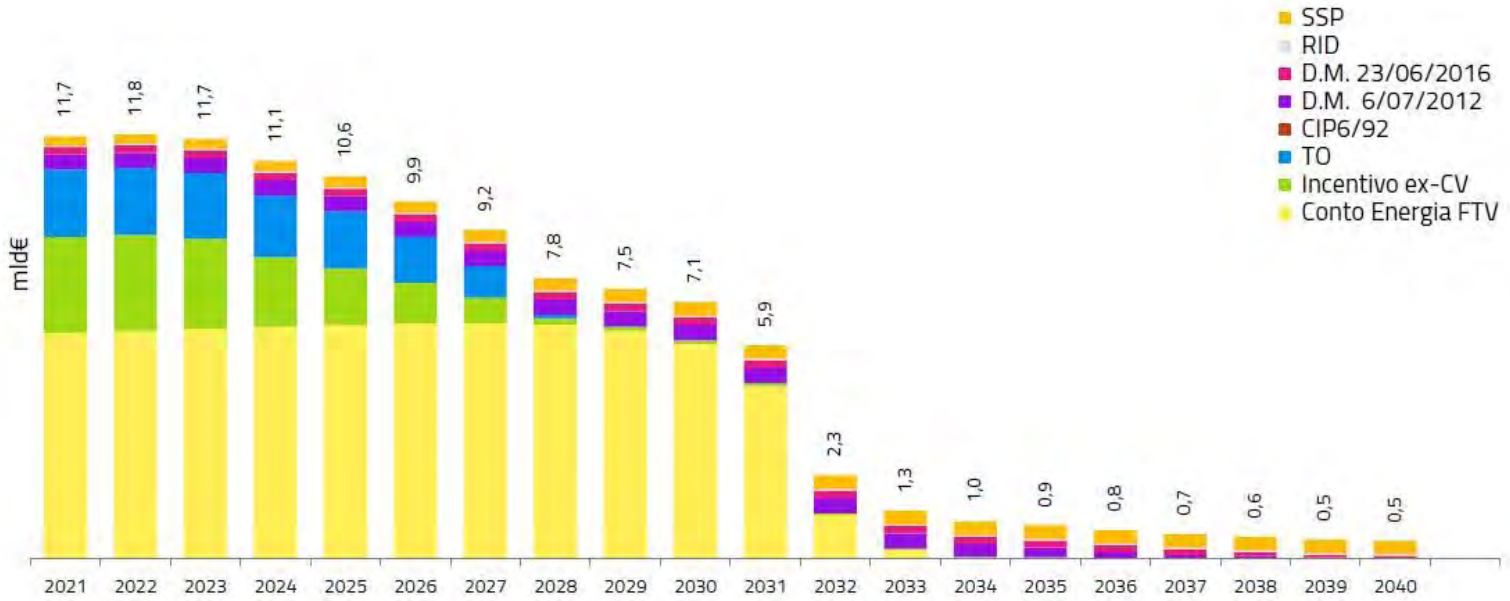
STRUMENTI ⟩ scambio sul posto, detrazioni fiscali, super-ammortamento, contributi regionali per Sistemi di Accumulo (SdA)

	Impianti installati [numero]			Potenza installata [MW]			Impianti installati [numero]	Potenza installata [MW]
	2015	*2016*	*2017*	*2015*	*2016*	*2017*	*2015-2017*	*2015-2017*
Idroelettrico	261	219	357	121	79	95	837	295
Eolico	887	888	1.987	488	290	359	3.762	1.138
Geotermoelettrico	0	0	0	0	0	0	0	0
Bioenergie	165	134	225	13	87	45	524	145
FV	39.980	44.219	43.913	305	369	409	128.112	1.083
*Sistemi di Accumulo**	4.000	6.000	8.000	ND	ND	ND	18.000	ND

** stima ANIE Rinnovabili*

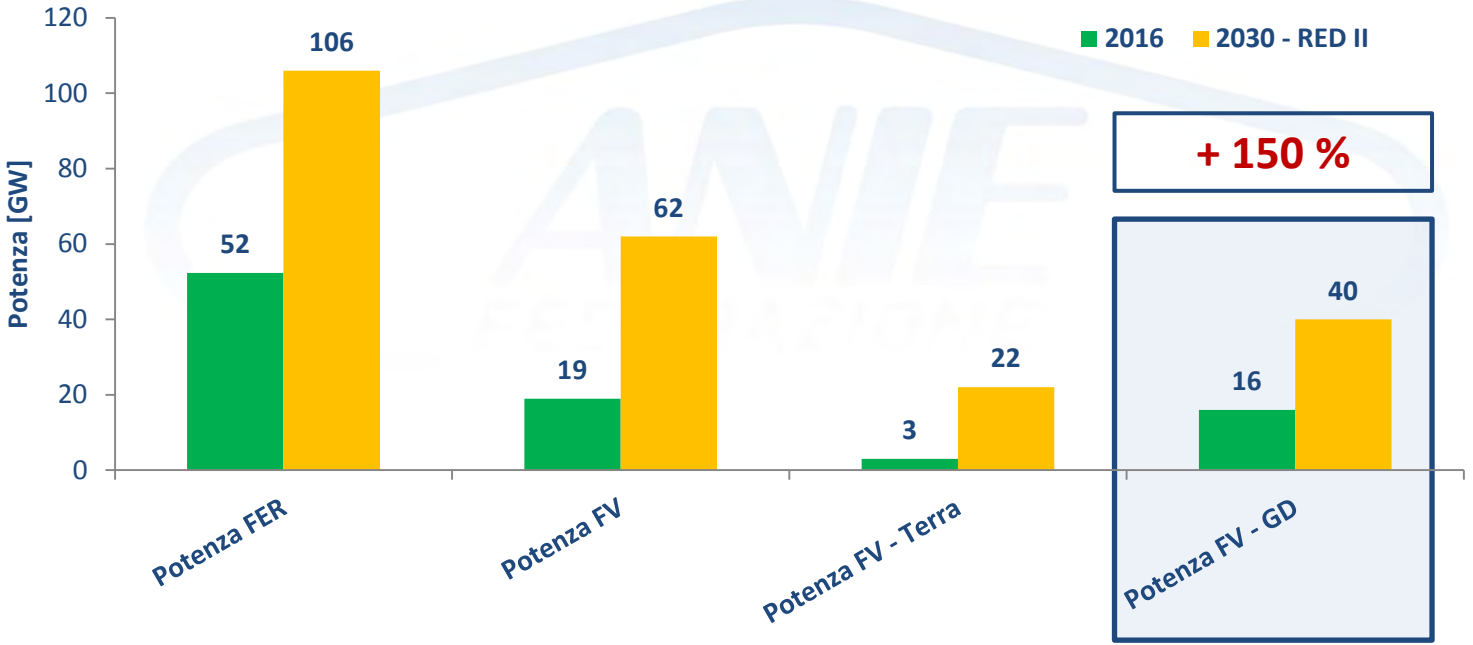
Il trend degli oneri di sistema

Scenario di lungo termine del fabbisogno di incentivazione A3



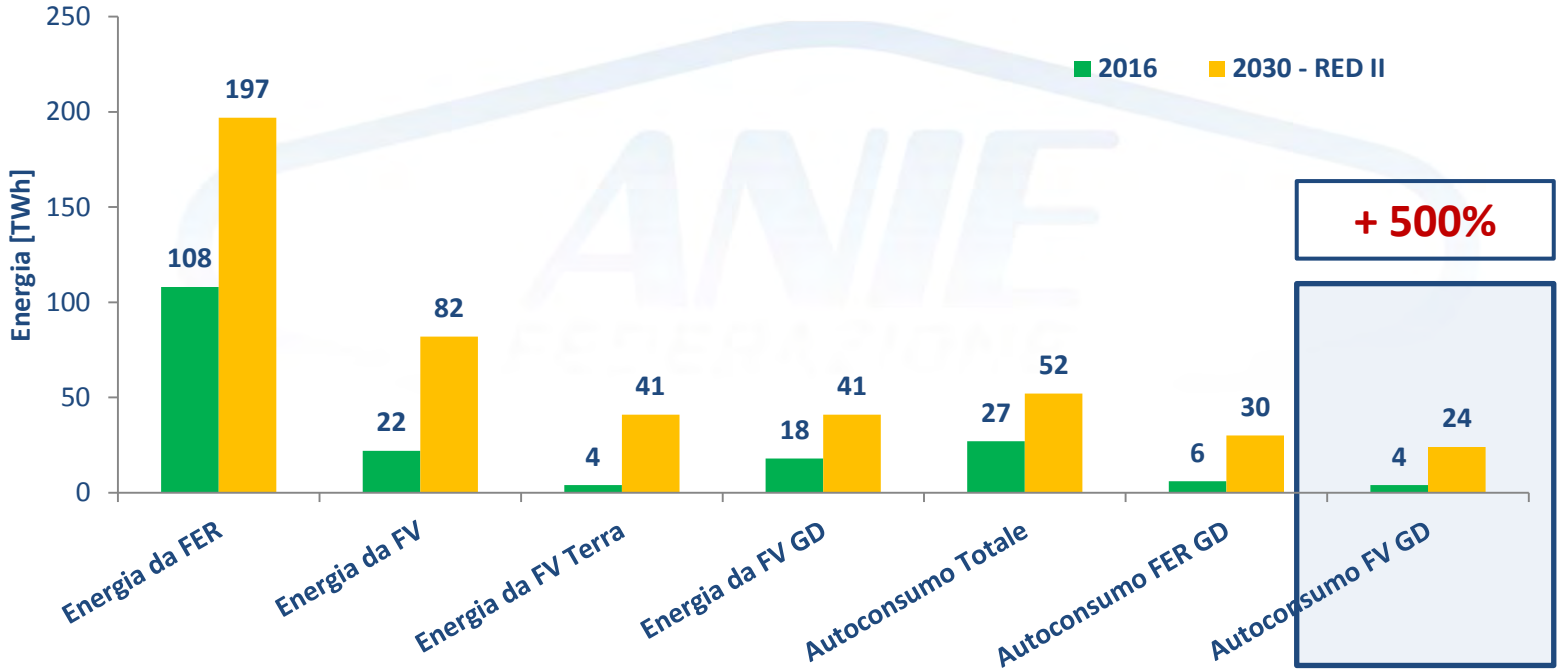
Fonte GSE

Gli obiettivi: potenza



Fonte ANIE e dati Energy Strategy Group (Politecnico di Milano)

Gli obiettivi: energia



Fonte ANIE e dati Energy Strategy Group (Politecnico di Milano)

Considerazioni

Esempio

Installando **1 GW** di Fotovoltaico distribuito (FV-GD) che produce circa **1,2 TWh/anno** (con il miglioramento della tecnologia potrebbe ancora incrementarsi il valore della produzione) è possibile soddisfare il fabbisogno energetico di:

- **450.000 famiglie** (considerando un consumo medio annuo per famiglia di 2.700 kWh/anno)
- **1.200 PMI** (considerando un consumo medio annuo per azienda di 1.000.000 KWh/anno)

Conclusioni: benefici

LEC – REC - Rsc

- Rendere tutti i **cittadini direttamente partecipi** della transizione energetica
- Apportare un contributo al raggiungimento dei **target di decarbonizzazione**
- Apportare un contributo al raggiungimento dei **target delle fonti rinnovabili** al 2030
- Incrementare l'autoconsumo, rendendo i membri della community più consapevoli dei propri consumi energetici
- Raggiungere una maggior **autonomia energetica**, di cui può beneficiare il sistema
- Creare **nuovi modelli di business** che accresceranno la filiera tecnologica delle fonti rinnovabili e della digitalizzazione
- La gestione fisica della community apporta maggior **benefici al sistema** della gestione virtuale

Autoconsumo

- L' Autoconsumo fornisce benefici alla rete e quindi al sistema, riducendo il congestionamento
- L' Autoconsumo aumenta se un sistema di accumulo è collocato vicino ad un impianto FER dotato di sistema intelligente di gestione dell'energia e di dispositivi domotici
- Il modello della Generazione Distribuita si addice molto al tessuto imprenditoriale italiano, costituito da PMI, grazie ai benefici dell'autoconsumo

Conclusioni: proposte

Community

- Creazione di community sia «**FISICA**» che «**VIRTUALE**» :
  - Per la community fisica occorre **rivedere e semplificare** la normativa di SDC e **SSPC** e delle **sub-concessioni** per la gestione della rete di distribuzione locale
  - Per la community virtuale si dovranno recepire le **indicazioni previste dal Clean Energy Package**
- Apertura alle **comunità condominiali**, lasciando loro la facoltà se gestire in proprio la rete di distribuzione locale
- **Sperimentazione dei modelli di community** prima del recepimento del Clean Energy Package supportandola con strumenti di finanziamento
- Parità di trattamento tra community «FISICA» e «VIRTUALE» purché quest'ultima sia orientata alla massimizzazione dell'autoconsumo
- **Parità di trattamento** di tutti gli **SDC** equiparando quelli realizzati ante 2009 a quelli realizzati post 2009 ed alla parità di trattamento di tutti i condomini equiparandoli alle villette unifamiliari

Conclusioni: proposte

Interventi

- Potenziare le misure di **detrazione fiscale** e **super ammortamento** per le FER e il SdA, prevedendo la cessione del credito, e meccanismi come quello del credito d'imposta applicato al «bonus sud»
- Istituire misure a supporto del **digital energy** per favorire la creazione delle community
- Applicazione modello di **esenzione** della **quota variabile degli Oneri di Sistema per l'energia autoconsumata** e a oneri di rete e di dispacciamento cost reflective
- Accelerare la riforma del **mercato di dispacciamento** per consentire a FER e SDA ed in generale alla Generazione Distribuita di fornire servizi di rete
- Armonizzare, Informatizzare e Semplificare le **procedure di connessione** degli impianti FER e SdA presso i DSO
- Accelerare e semplificare gli **iter autorizzativi** per impianti FER in autoconsumo
- Produzione **solo** da **FER e Cogenerazione ad alto Rendimento**, in ottica di sostenibilità ambientale
- Promuovere l'impiego degli **SdA presso gli operatori di mercato** e non presso DSO e TSO
- Istituire un **osservatorio sull'impatto dell'Autoconsumo** sugli oneri

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Le comunità energetiche

Centrale idroelettrica del Fontanone
Paluzza, 1913

è nostra
L'ENERGIA BUONA

LE COOPERATIVE ELETTRICHE IN ITALIA

300.000	SOCI/CONSUMATORI
73	COOPERATIVE ELETTRICHE
500.000.000	KWh/ANNO
60	COMUNI SERVITI

Fino al 1963 il sistema elettrico italiano era costituito su una serie di realtà molto eterogenee: industrie private, municipalizzate e cooperative

Con la nazionalizzazione cambia il modello: si preferisce l'universalità del servizio, l'integrazione della rete, l'unificazione delle tariffe

L'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica diventa lo strumento operativo delle politiche governative

è nostra
L'ENERGIA BUONA

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Dalla metà degli anni ‘90 l’Unione Europea decide di voler unificare e liberalizzare il settore delle forniture energetiche e crea il mercato interno dell’energia

Con i decreti Bersani 1999 e Letta 2000 la direttiva in materia viene recepita

Uno dei principali risultati è la trasformazione degli ex monopolisti nazionali in grandi oligopoli continentali

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Energy Policy 31 (2003) 393–403

Viewpoint

The Seven Brothers

Steve Thomas*

Public Service International Research Unit, School of Computing and Mathematics, University of Greenwich, 30 Park Row, London SE10 9LS, UK

EDF

EON

Endesa

ENEL

Vattenfall

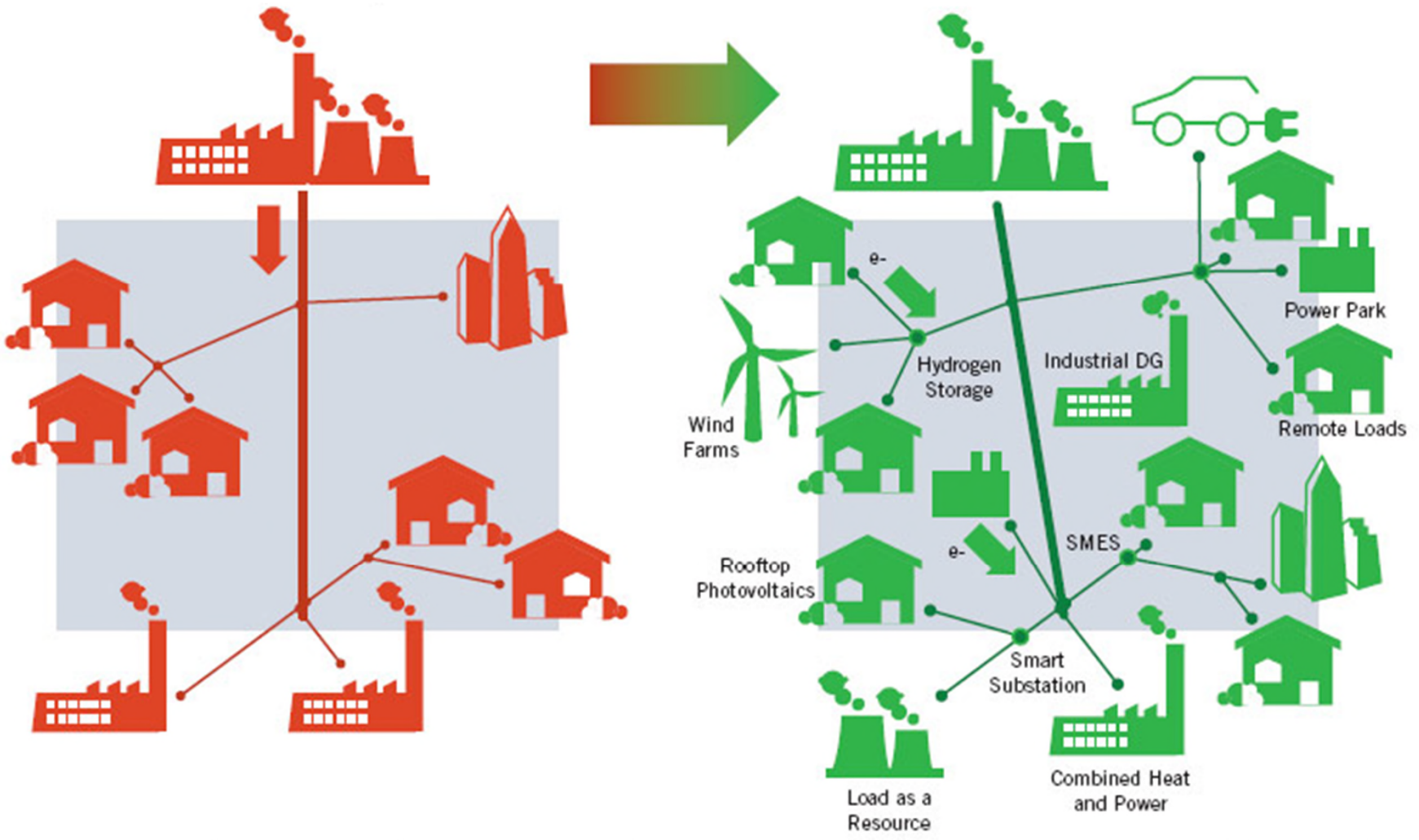
Iberdrola

Suez

EDP

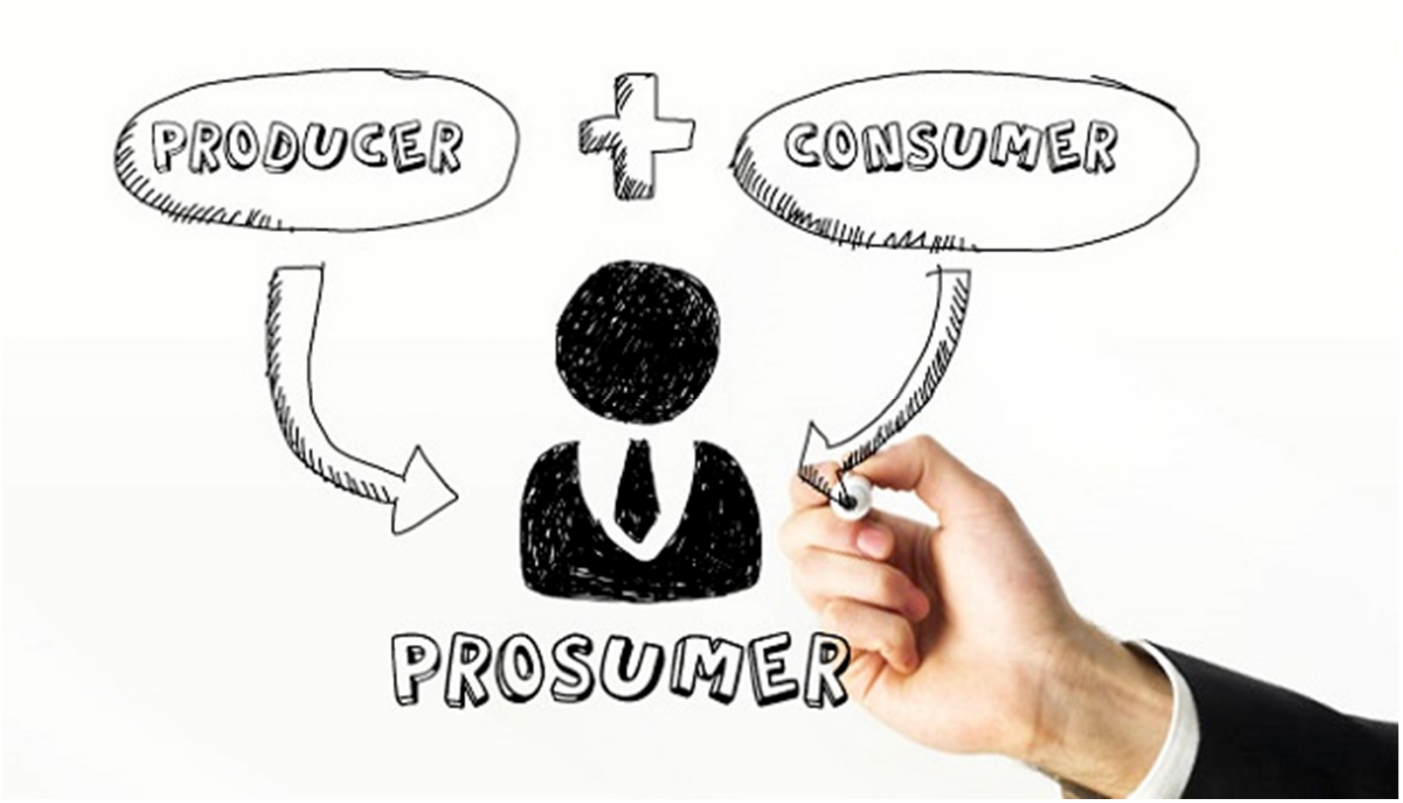
Fortum

è nostra
L'ENERGIA BUONA



Con lo sviluppo e la promozione delle energie rinnovabili e della generazione distribuita cambia il modello di rete e cambia anche il modello di mercato

è nostra
L'ENERGIA BUONA



I cittadini non sono più semplici consumatori

Profondi processi di consapevolezza li portano a un nuovo protagonismo

In cambio della responsabilità che si assumono chiedono nuove tutele e nuove diritti

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Esistono diverse esperienze, quella più semplice è la realizzazione di un impianto fotovoltaico per l’autoconsumo di elettricità

L’impianto è collegato alla rete

Non tutti però possono adottare questa soluzione, quindi si sono sviluppate esperienze collettive che assumono forme diverse

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Energiegenossenschaft Starkenburg

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Repower Balcombe

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Scuola estiva Somenergia

ènostra
L'ENERGIA BUONA

Middelgrunden Copenaghen

è nostra
L'ENERGIA BUONA

In Spagna dal 2010

35.000 soci

52.000 contratti

In Germania dal 1999

110.000 soci

In Belgio dal 1991

Oltre 50.000 soci

In Germania dal 1997

130.000 soci

In Francia dal 2004

22.000 persone

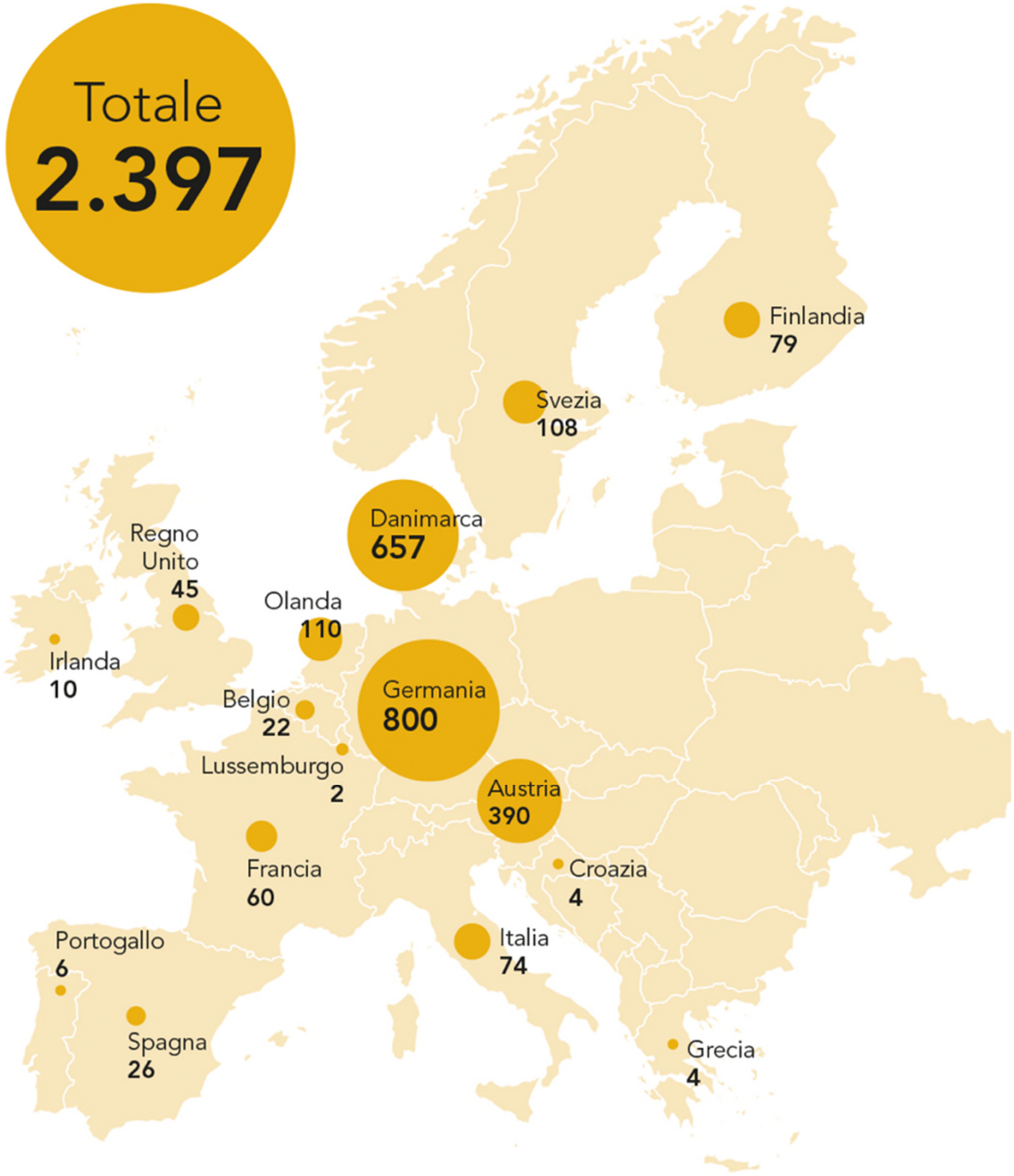
15.000 società

sono solo alcuni esempi (!)

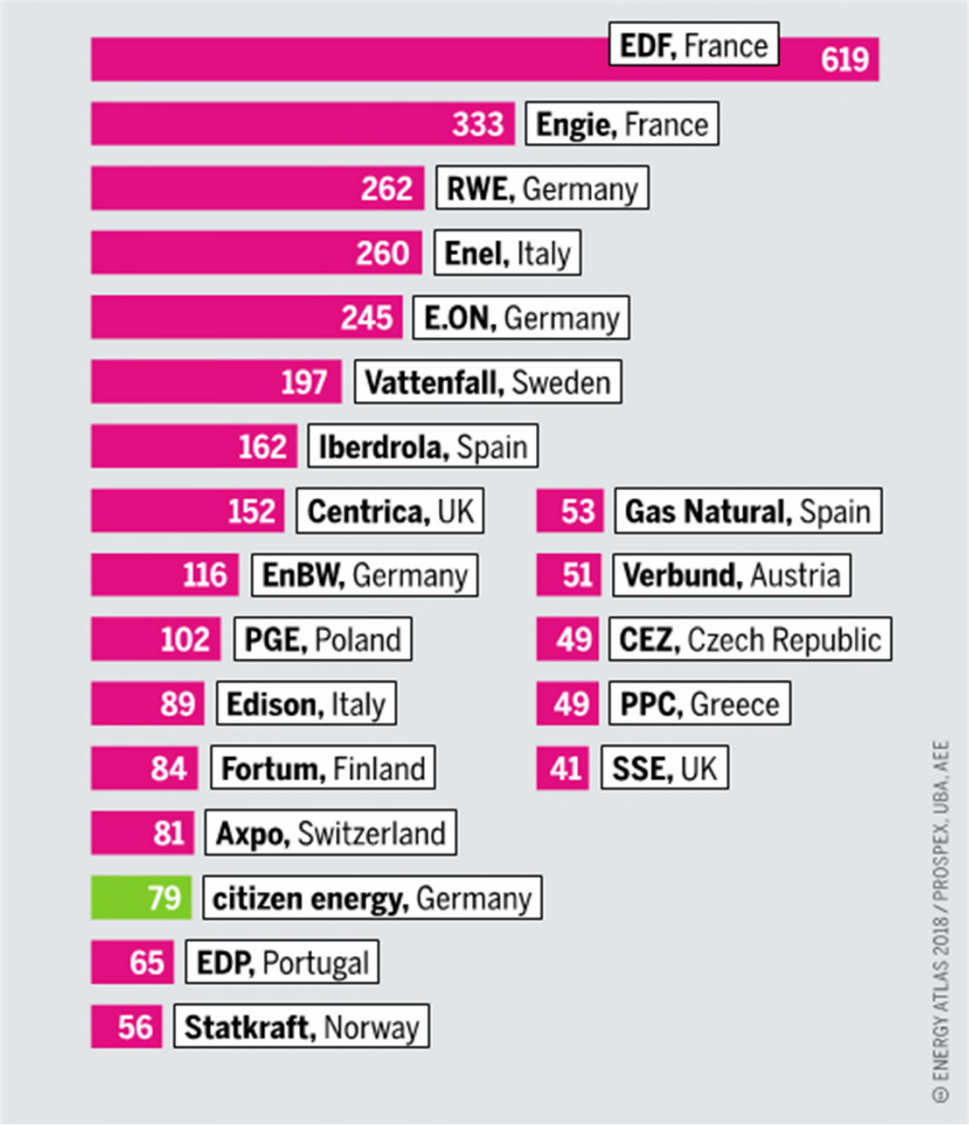
REScoop.eu è la federazione europea dei gruppi di cittadini e cooperative per le energie rinnovabili e l'efficienza energetica

Si tratta di gruppi di cittadini o di società (non sempre necessariamente cooperative) che possiedono impianti rinnovabili, che adottano un modello decisionale democratico e in cui la partecipazione è aperta.

www.rescoop.eu



Gli Energy citizen si fanno spazio tra i colossi energetici



Dall'**Energy Atlas** emerge che:

- Il 42% delle rinnovabili in Germania è di proprietà di cittadini e cooperative
- Aggregandole come fossero un'unica impresa, già oggi le comunità energetiche della Germania risultano occupare il 14° posto nella classifica dei più grandi fornitori di energia europei (1° posto EDF, al 4° ENEL, al 9° Edison)
- Grazie a strategie e leggi lungimiranti, la transizione potrà essere guidata da città, cittadini e comunità energetiche, lasciando molta più ricchezza nelle comunità locali

è nostra
L'ENERGIA BUONA

UE punta a **ridurre emissioni di CO_2 del 40%** al 2030

Il raggiungimento degli obiettivi climatici ed energetici porterebbe a:

- incrementare il **PIL europeo di 1%**
- produrre **900.000 posti di lavoro**
- **migliorare qualità** dell'ambiente e della vita

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Tre principali obiettivi del Winter Package

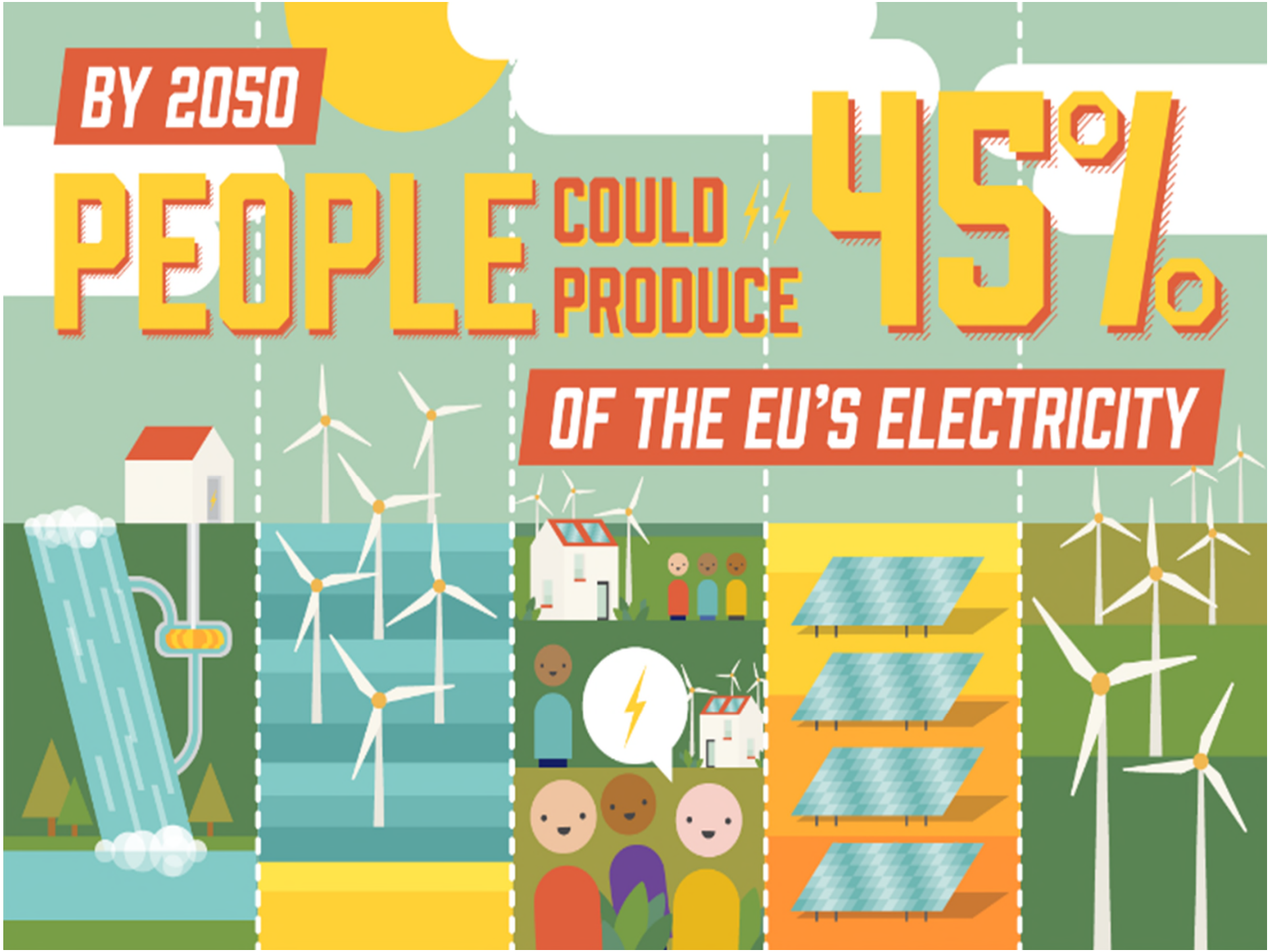
1. Priorità agli interventi di efficienza energetica
2. Acquisire leadership nella transizione da fossili a rinnovabili
3. Attribuire centralità al ruolo dei consumatori

è nostra
L'ENERGIA BUONA

The potential of energy citizens in the European Union

CE Delft

Committed to the Environment


BY 2050
PEOPLE
COULD
PRODUCE
45%
OF THE EU'S ELECTRICITY

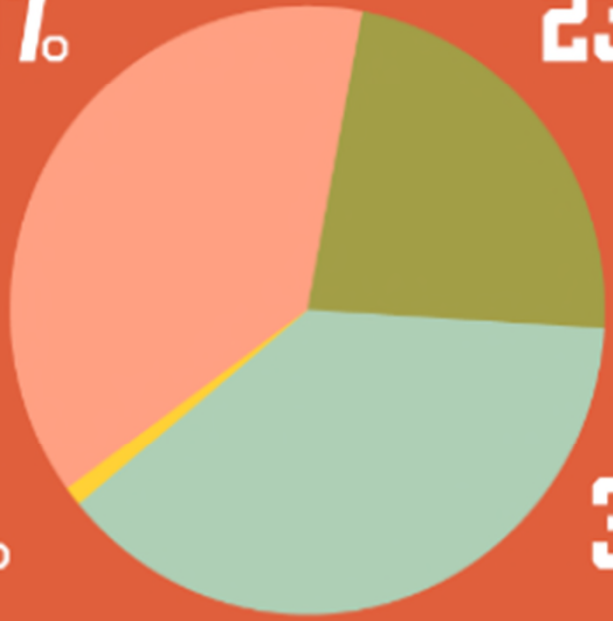
THE EU'S CITIZEN-OWNED ELECTRICITY IN 2050

39%

SMEs

23%

HOUSEHOLDS



1%

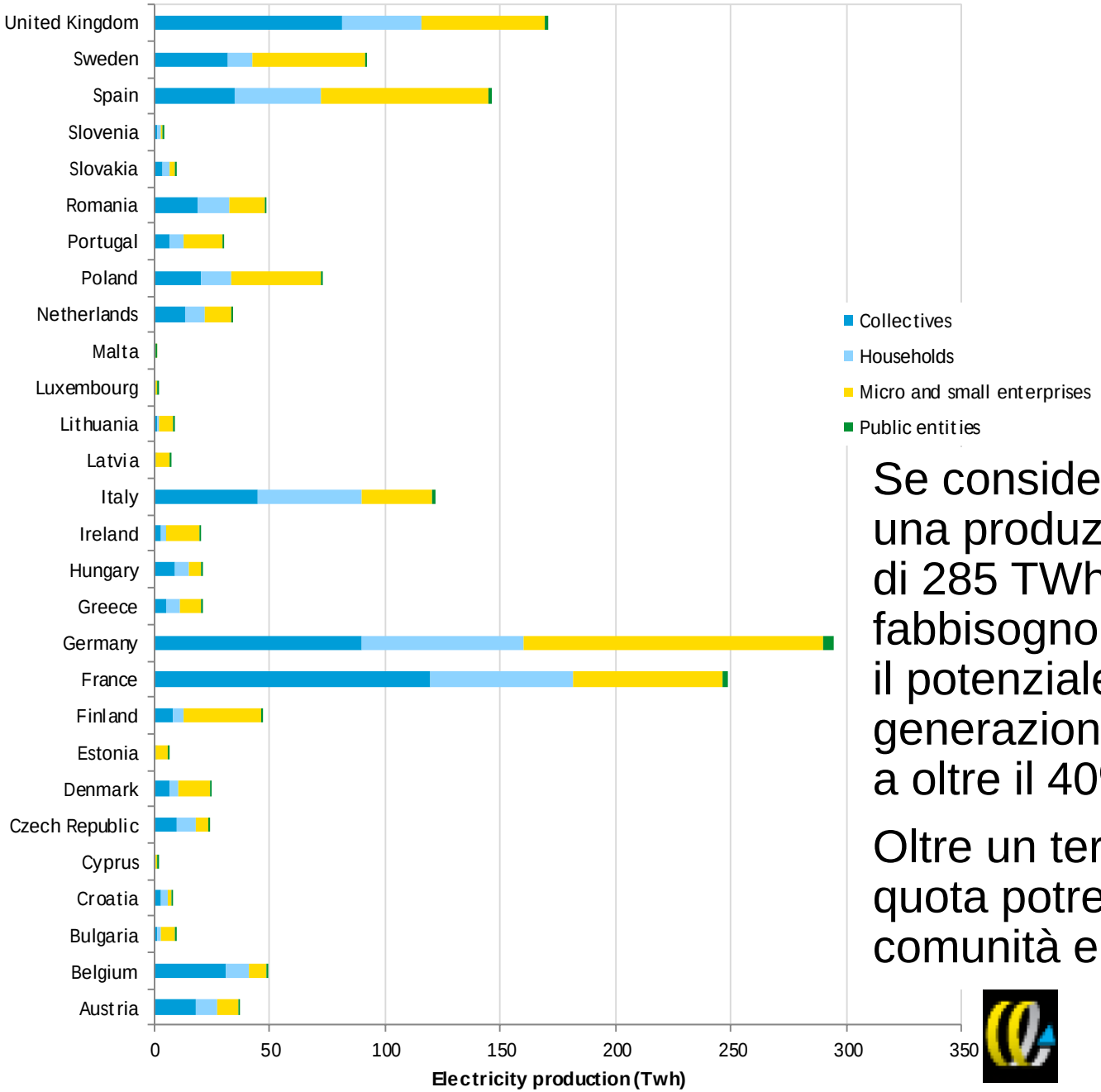
PUBLIC BUILDINGS

37%

CO-OPs

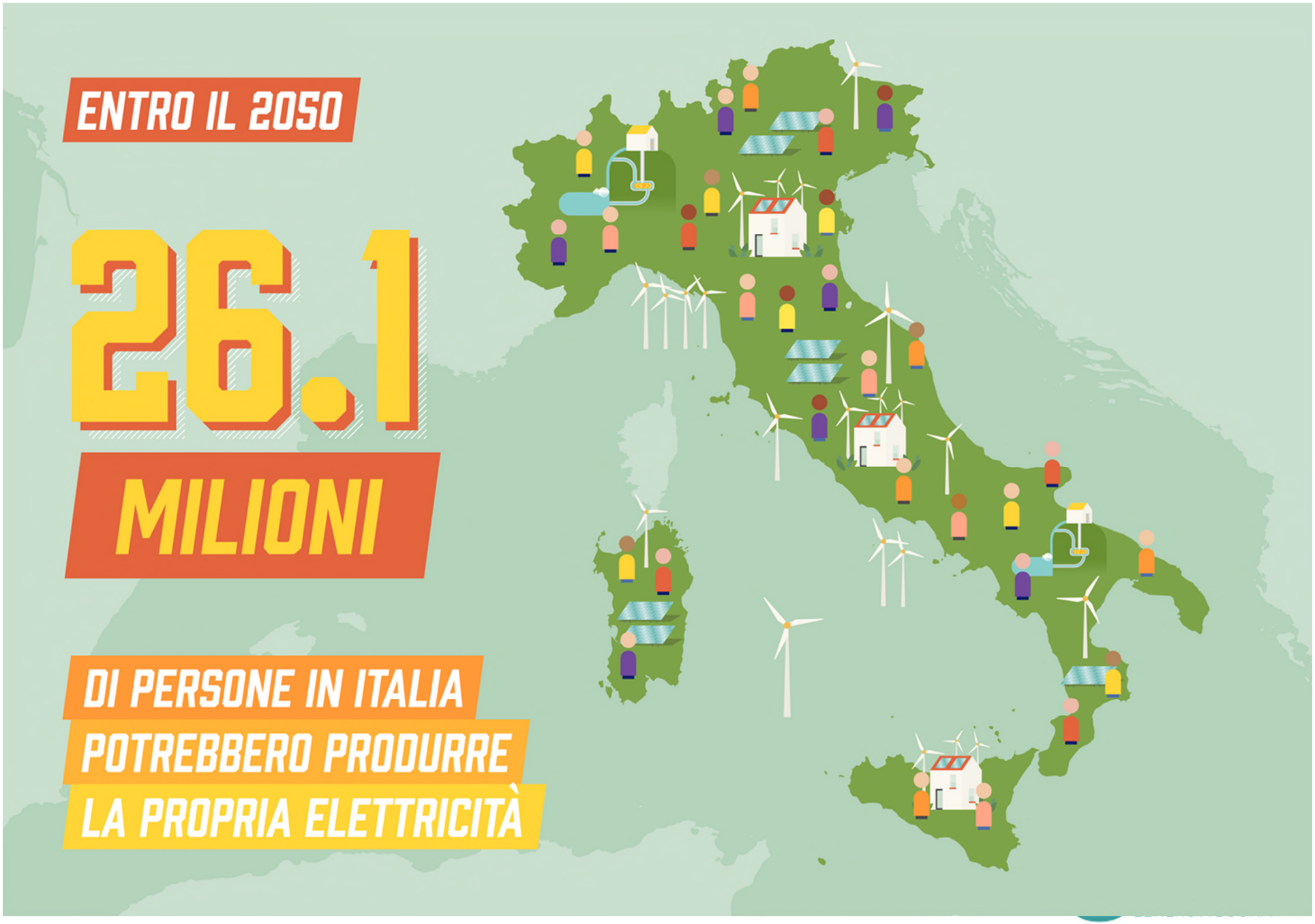
GREENPEACE

Figure 14 Electricity production by energy citizens, potential to 2050 per Member State (TWh)



Se consideriamo per l'Italia una produzione netta annua di 285 TWh (per un fabbisogno di 320 TWh) il potenziale della generazione distribuita è pari a oltre il 40% del totale

Oltre un terzo di questa quota potrebbe derivare da comunità energetiche


ENTRO IL 2050
26.1
MILIONI
DI PERSONE IN ITALIA
POTREBBERO PRODURRE
LA PROPRIA ELETTRICITÀ

Alcune realtà si sono sviluppate a partire dal 2008

Spesso realizzando un impianto su edifici comunali a cui viene ceduta l’elettricità prodotta per l’autoconsumo

Dosso Energia Castelleone

Un modello diverso è quello di Melpignano dove la cooperativa realizza piccoli impianti distribuiti sui tetti di abitazioni

Le famiglie usufruiscono dell'autoconsumo

Comunità cooperativa Melpignano

Esperienze più ambiziose hanno provato ad accoppiare altri servizi e a lavorare in ottica di rete

Comunità energetica San Lazzaro di Savena

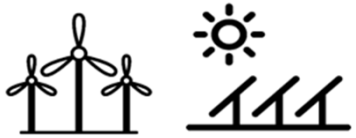
retenergie

energia cooperativa

Roadmap percorso di fusione ènostra-Retenergie

La Cooperativa come operatore del mercato elettrico

GENERAZIONE



è *nostra* promuove nuova produzione da rinnovabili finanziata con il contributo dei soci, per il resto acquista da impianti esistenti e identificati

TRASMISSIONE DISPACCIAMENTO

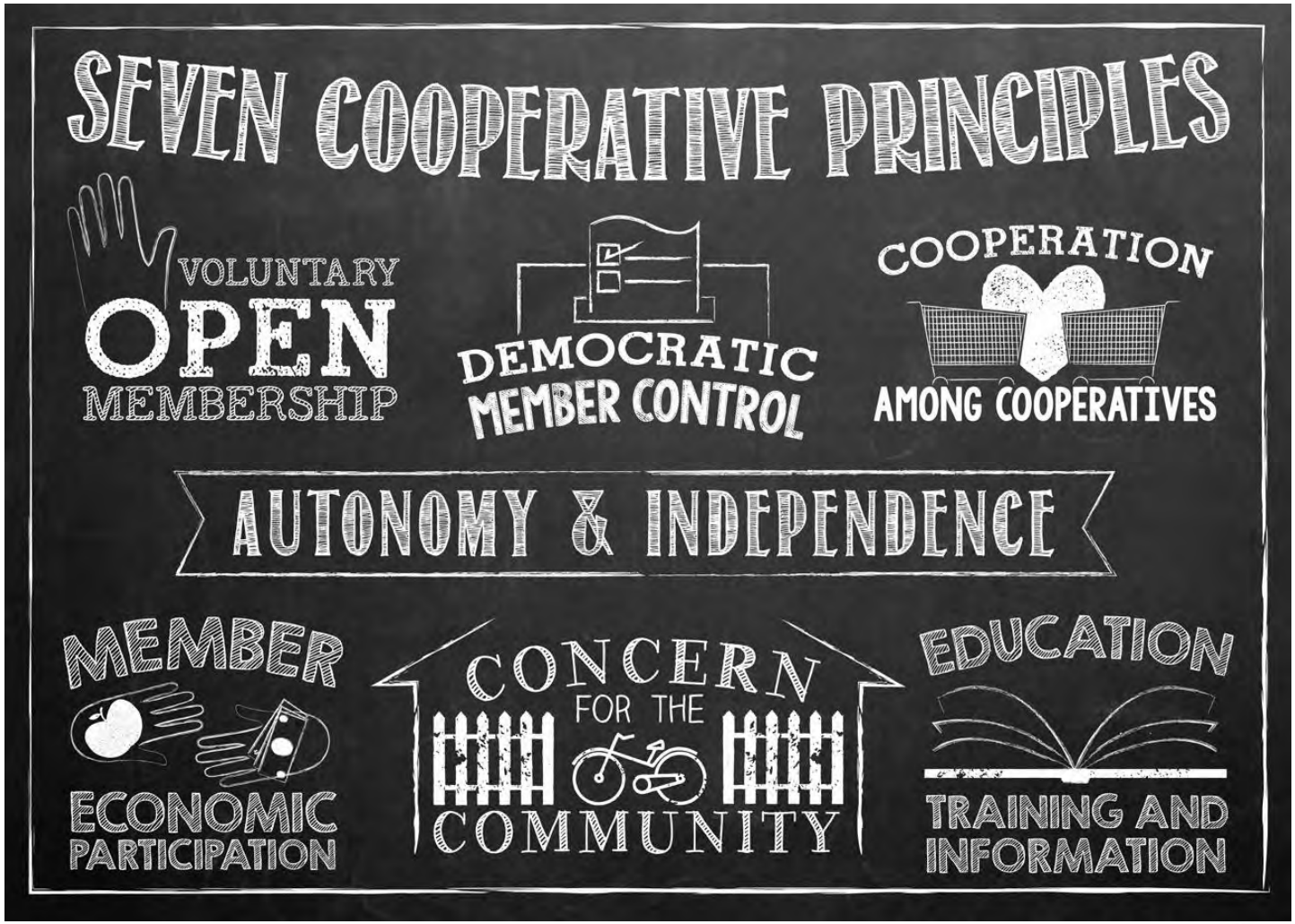
è *nostra* usa la rete nazionale e le reti di distribuzione locali

VENDITA

è *nostra* vende l'energia ai propri soci che siglano il contratto (e ricevono a casa la bolletta direttamente da *è nostra*)

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Le cooperative energetiche



è nostra
L'ENERGIA BUONA

14 giugno 2018:
l’alba di una nuova era per la democrazia energetica

Traguardi importanti della Direttiva rinnovabili:

- Target di energia rinnovabile al 2030 pari al 32% (obiettivo modificabile al rialzo nel 2023)
- Riconosciuta definizione di comunità energetica
- Riconosciuto il diritto dei cittadini e delle comunità per l’energia ad autoprodurre, autoconsumare, stoccare l’energia rinnovabile

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Direttiva per il mercato elettrico: negoziazioni in corso

- Nel marzo 2018 il Parlamento Europeo approvato in commissione parlamentare europea ITRE (energia, ricerca ed industria) la propria posizione sulla Direttiva per il mercato elettrico
- La nuova direttiva definisce una cornice di provvedimenti atti a supportare lo sviluppo di un quadro normativo nazionale favorevole alle comunità energetiche:
    - Al cittadino deve essere riconosciuto il diritto di partecipare ad una comunità energetica mantenendo preservati i diritti acquisiti in qualità di semplice consumatore
    - Agli Stati Membri si chiede di rimuovere le barriere, esistenti o potenziali, che possano inficiare lo sviluppo delle comunità energetiche e di garantire loro un accesso al mercato non discriminatorio.

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Tra le novità della Direttiva Market Design

La Direttiva assicura che:

- le comunità energetiche siano considerate negli schemi nazionali di sostegno alle rinnovabili
- sia favorita la loro collaborazione con le amministrazioni locali
- incoraggia il loro ruolo nel sostegno ai consumatori vulnerabili e nella lotta alla povertà energetica
- trasforma i cittadini da semplici clienti di una fornitura elettrica in active consumer titolari di vari diritti:
  - consumare, stoccare, vendere l'energia rinnovabile autoprodotta come singoli o come comunità dell'energia
  - stipulare un contratto per l'energia elettrica "a prezzo dinamico"
  - stipulare un contratto con un "aggregatore"
- sancisce il diritto delle collettività dell'energia di scambiarsi energia anche tramite sistemi di virtual net metering

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Le comunità energetiche: considerazioni

- Facilitano l'accettazione sociale degli impianti rinnovabili attraverso percorsi di partecipazione
- Ridistribuiscono benefici (non solo economici) sul territorio: servizi aggiuntivi, campagne di formazione e comunicazione, supporto ad attività comunitarie
- Coinvolgono i cittadini nel processo di transizione verso la decarbonizzazione contribuendo a una maggiore consapevolezza diffusa
- Attivano capitali pazienti su progetti che altrimenti sarebbero più difficilmente finanziabili
- Promuovono comportamenti virtuosi influenzando anche attori non comunitari
- Negli scenari post abrogazione del servizio di maggior tutela costituiscono una alternativa e una possibile garanzia per i consumatori

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Le difficoltà attuali in Italia

- Non c'è un riconoscimento specifico delle realtà esistenti e del loro valore aggiunto
- L'assenza di incentivi pregiudica il ripetersi di molte delle esperienze già realizzate
- L'accesso al mercato dell'elettricità è severamente regolato e determina delle barriere difficilmente superabili
- Impianti più grandi potrebbero essere realizzati in grid parity, ma chiedono dimensioni della comunità che difficilmente si conciliano con modelli basati su una definizione delle comunità per prossimità geografica

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Come promuovere le comunità energetiche

- Consentire la distribuzione su piccola scala dell'energia elettrica prodotta (come all'interno di condomini) in modo da rendere possibili i primi nuclei di smart grid e incrementare la remunerabilità di questo tipo di investimenti
- Consentire ai Sistemi Efficienti di Utenza di poter vendere l'elettricità non a una sola utenza ma a un gruppo locale di utenze, legate in rete
- Allargare le possibilità di ricorrere allo scambio sul posto virtuale

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Come si sono promosse in altri paesi

- Esenzioni fiscali (Regno Unito e Danimarca)
- Un accesso privilegiato a prestiti derivanti da specifici fondi governativi (Germania e Scozia)
- Una pianificazione energetica che limita la proprietà degli impianti rinnovabili (o almeno una quota di essi) ad attori locali (Danimarca)
- Incentivi differenziati agli impianti rinnovabili che favoriscano i progetti comunitari (nel Regno Unito tale meccanismo è previsto all'interno del Conto Energia, mentre in Germania nelle aste per i nuovi impianti e invece in Francia è incentivata l'elettricità prodotta da impianti finanziati in crowdfunding)
- L'esperienza della Grecia nella promozione del Virtual net metering presso le comunità locali, con il coinvolgimento delle municipalità, nella lotta alla povertà energetica

è nostra
L'ENERGIA BUONA

Grazie per l’attenzione

Gianluca Ruggieri, gianluca.ruggieri@enostra.it
Sara Capuzzo, sara.capuzzo@enostra.it

è nostra
L’ENERGIA BUONA

IL GSE

AUDIZIONE X COMMISSIONE SENATO
18.09.18

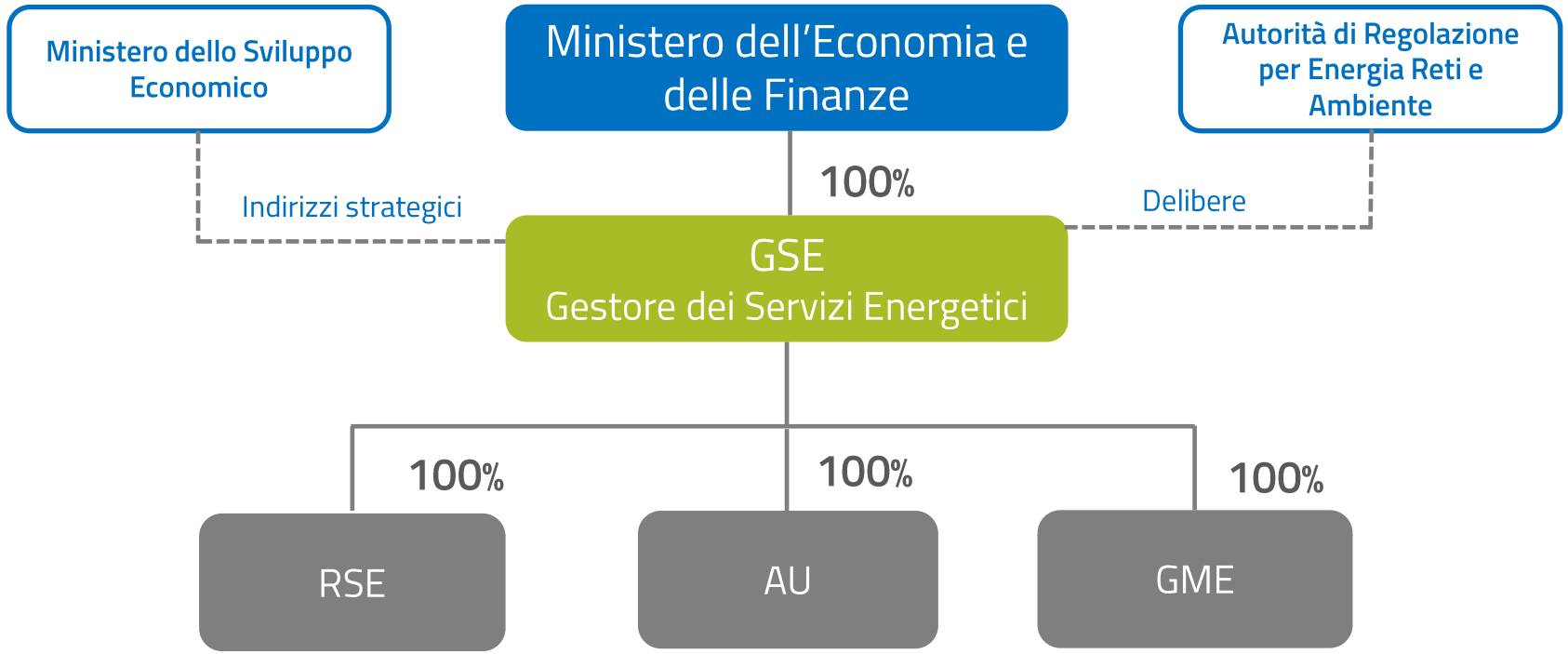
SOSTEGNO ALLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE MEDIANTE L'IMPIEGO DI SISTEMI DI GENERAZIONE, ACCUMULO E AUTOCONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA.

Affare assegnato n. 59

- LE NOSTRE ATTIVITA'
- IL CONTESTO DI RIFERIMENTO
- ONERI DI SISTEMA
- EVOLUZIONE DEL CONTESTO REGOLATORIO
- PROPOSTE PER LA PROMOZIONE E LO SVILUPPO DEI SISTEMI DI GENERAZIONE, ACCUMULO E AUTOCONSUMO

LE NOSTRE ATTIVITA’

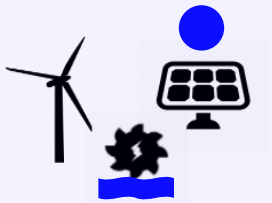
LE NOSTRE ATTIVITA'



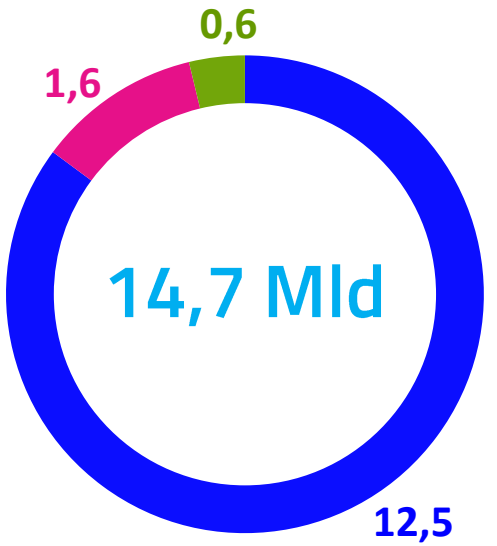
Abbiamo la responsabilità di supportare lo **sviluppo sostenibile** del Paese, attraverso la promozione e l'incentivazione dell'utilizzo delle **fonti rinnovabili** e dell'**efficienza energetica**

LE NOSTRE ATTIVITA'

Nel 2017 con circa **800.000** impianti gestiti, **1.200.000** partnership pubblico-private e un controvalore di **14,7 Miliardi di incentivi** gestiti, il GSE rappresenta il principale promotore della sostenibilità nel Paese.

Settori	Meccanismi	Volumi	Energia
Rinnovabili Elettriche 	Incentivi FER Elettriche Conti Energia FV Scambio sul posto Ritiro dedicato Censimento SSPC Avvalimento ARERA per RIU	~ 1.200.000 Contratti ~ 800.000 Impianti	65 TWh energia elettrica rinnovabile Incentivata
Rinnovabili Termiche Efficienza Energetica	Conto termico Certificati Bianchi CAR	~ 50.000 Richieste	2 Mtep energia fossile risparmiata
Rinnovabili Trasporti	Certificati di Immissione in Consumo (CIC) Biometano	~ 5.000 certificazioni di biocarburanti	10,6 mln Gcal biocarburanti

Incentivi



- FER elettriche
- Efficienza, FER termiche
- FER trasporti

LE NOSTRE ATTIVITA'

Il **GSE** monitora lo sviluppo del settore delle rinnovabili e dell'efficienza energetica:

Ricadute economiche e occupazionali

5 mld€ investimenti in rinnovabili (elettriche + termiche)

110.000 occupati (FTE) diretti, indiretti, temporanei e permanenti

Supporto Istituzionale

SEN
Piano Energia Clima
Monitoraggio normativo regionale

Oneri incentivi e bollette energia

Scenario onere FER-E
2020: **11,7 Mld**
2030: **7,1 Mld**
Costo incentivi famiglie 2017
113 €/anno
su 2.689 € di spesa energia

Impatti ambientali

- 63 $MtCO_{2eq}$ in atmosfera grazie all'energia rinnovabile

Costi delle tecnologie

FV:
900-1500 €/kW
Eolico:
1300-5000 €/kW

Statistiche e analisi energia FER e risparmi

17,4%
Target FER raggiunto

ALCUNI INDICATORI

Governance, trasparenza e responsabilità

Classifica MEF 2016 delle società pubbliche che pagano con puntualità

n. Fatture gestite: **809.934**
Importo totale: **5.506 Mln€**
% importi pagati nei tempi: **99,7%**

La classifica del Mef

Pa, ecco i virtuosi dei pagamenti
C'è anche chi salda entro 6 giorni

Andrea Bassi

Quando la Pa paga in 6 giorni
Il Tesoro svela i più virtuosi

►Pubblicata la classifica dei 500 enti migliori Primo è San Genesio, un comune altoatesino

►Alla Regione Lazio servono 26 giorni. Il record di Gse, nei tempi 810 mila fatture per 5,4 miliardi

Contenzioso gestito

3.754 contenziosi pendenti
pari allo **0,3%** dei **contratti gestiti (1,2 milioni)**

Nel **90%** dei casi il giudice amministrativo ha confermato i provvedimenti adottati dal GSE

Attività di verifica

7.862 procedimenti di controllo conclusi tra gennaio 2016 e agosto 2018 su impianti incentivati

587 i provvedimenti di revoca totale degli incentivi adottati (7,5% degli impianti verificati e 0,07% degli impianti gestiti)

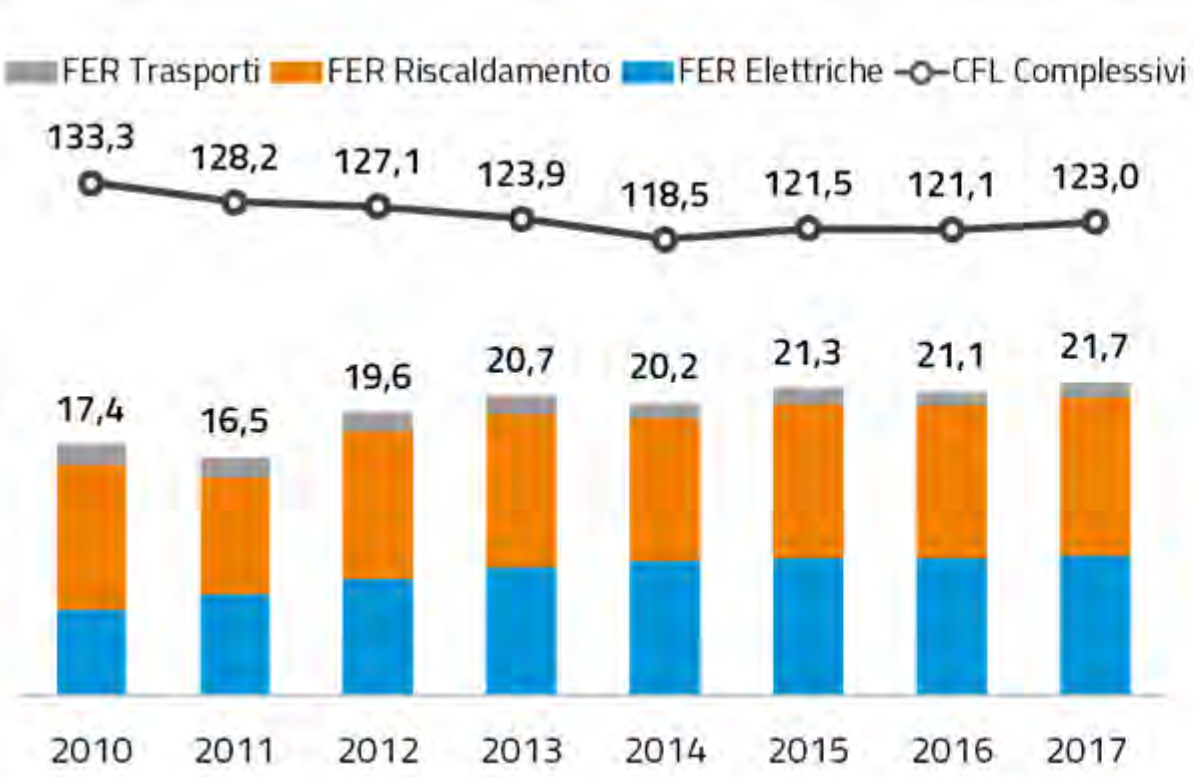
IL CONTESTO DI RIFERIMENTO

MONITORAGGIO STATISTICO OBIETTIVI ITALIA SULLE FER

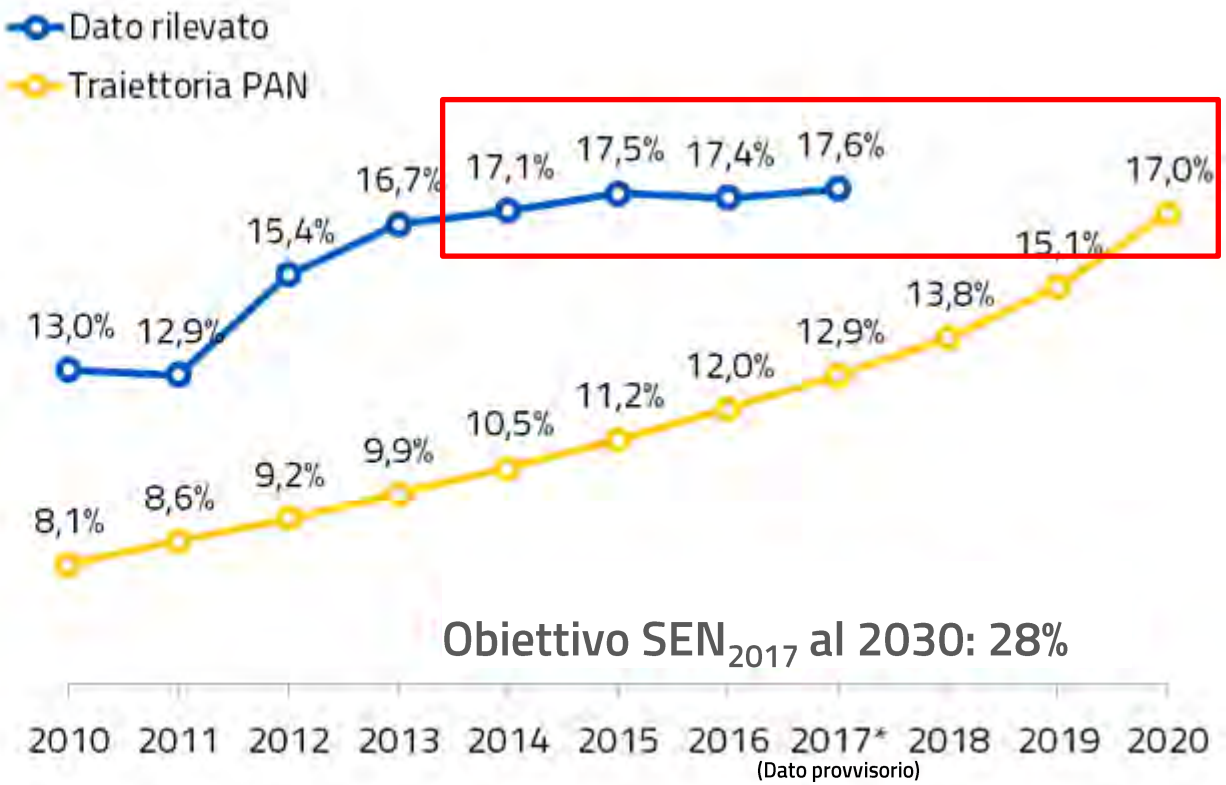
- Nel 2017 la **quota dei consumi finali lordi coperta da fonti rinnovabili** è stata pari al **17,6%**

- Per il **quarto anno consecutivo** la quota FER è risultata superiore al target fissato dalla direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17%)

Consumi finali lordi ed energia da FER [Mtep]

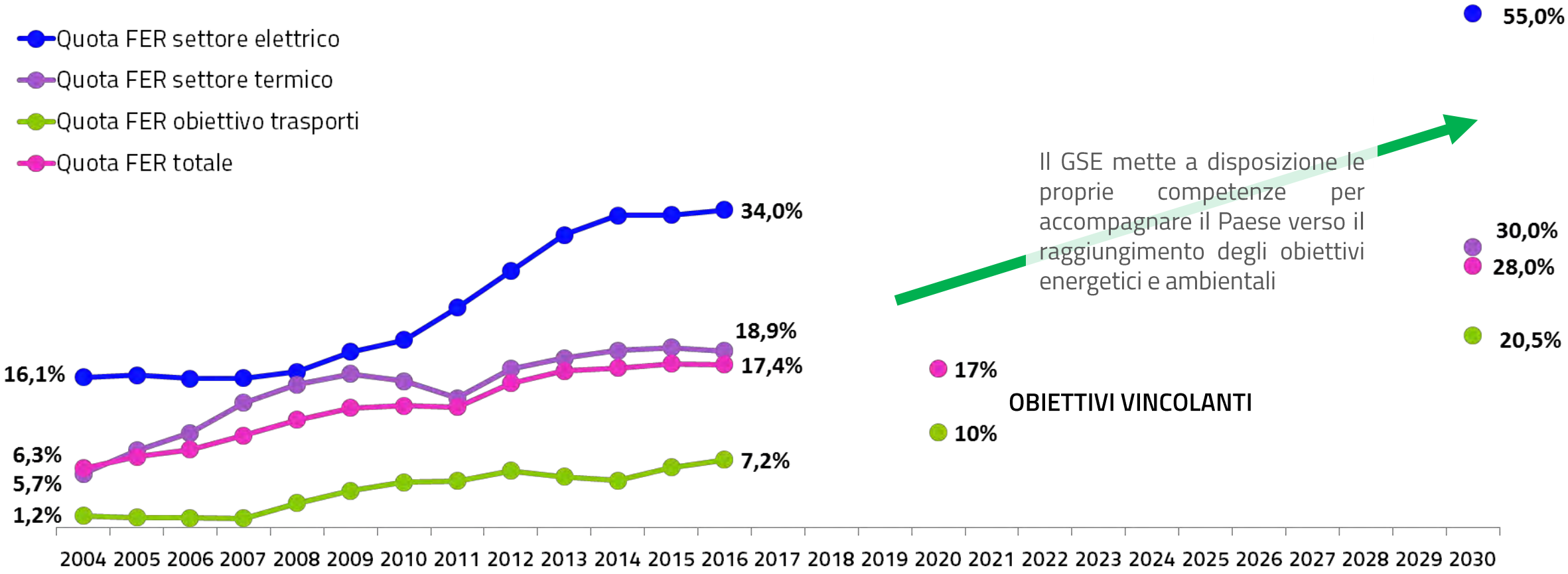


Quota FER dei consumi totali



PASSATO E FUTURO DELLE RINNOVABILI

Quota rinnovabile dei consumi finali lordi: storico, obiettivi al 2020 e obiettivi della SEN_{2017} al 2030

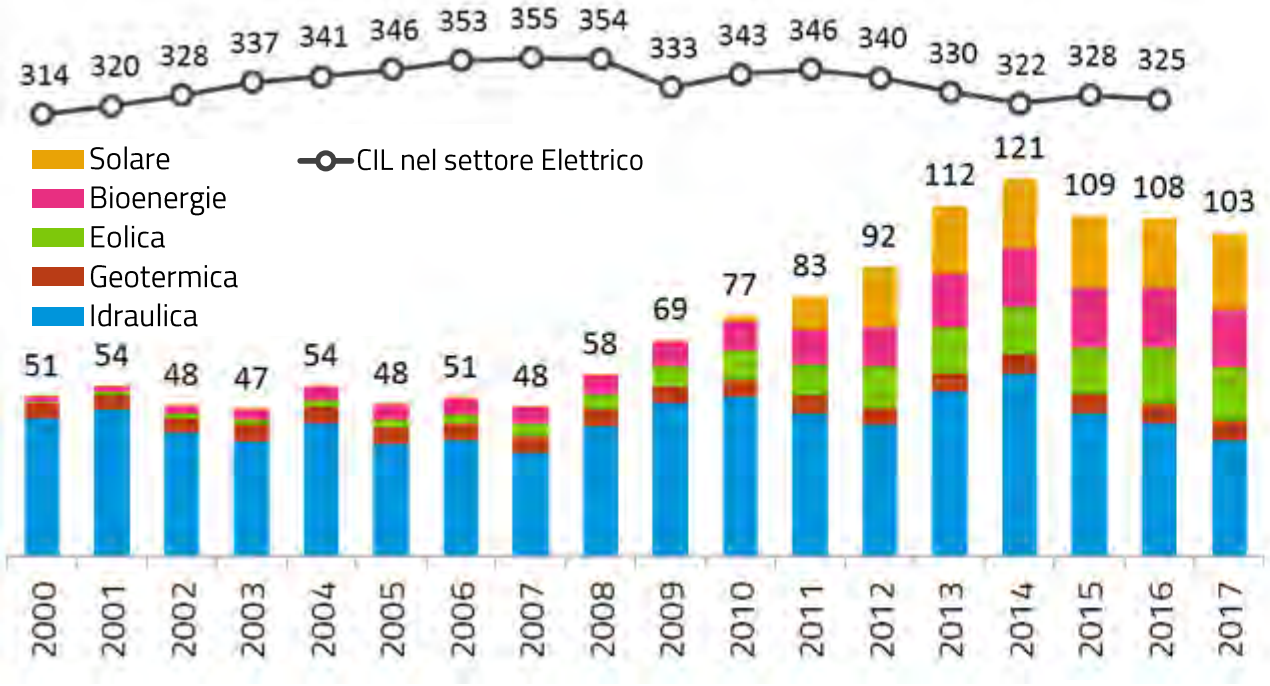


Con il delinearsi del quadro europeo degli obiettivi al 2030 e con la preparazione del **Piano Energia Clima** si definirà sempre di più il percorso dell'Italia sui diversi settori di impiego delle FER

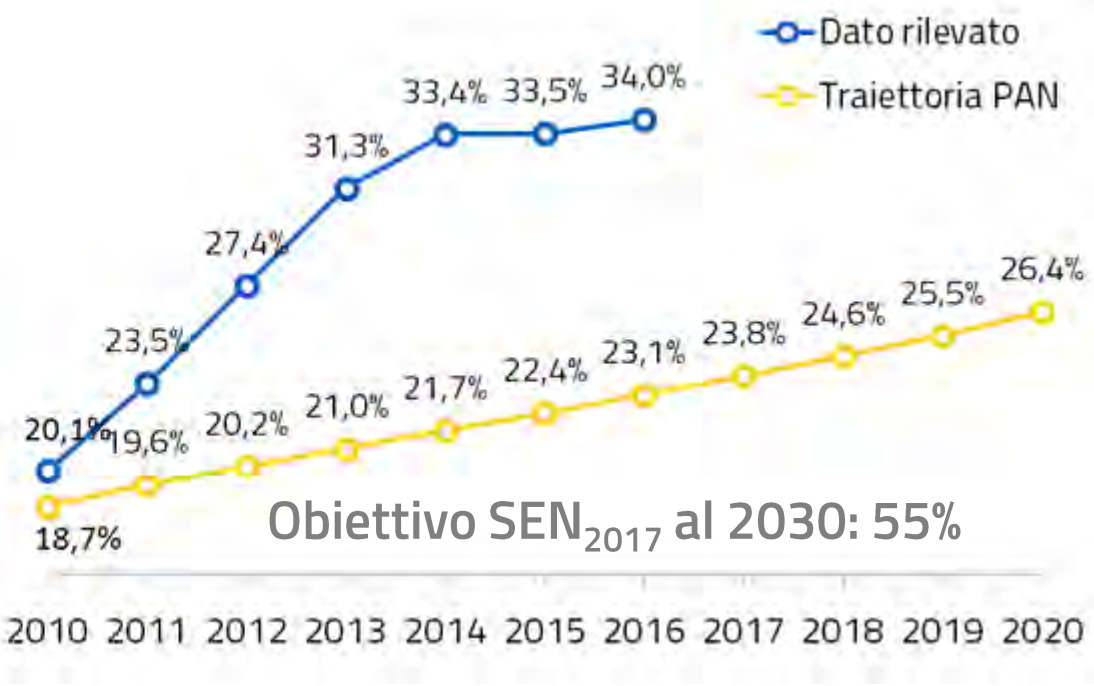
FER ELETTRICHE: IL TREND

- Nel 2017 sono stati installati circa **920 MW**: **410 MW fotovoltaici** e circa **370 MW eolici**
- Nel 2017 la produzione lorda FER è stata pari a **103,5 TWh**, circa **5 TWh in meno** rispetto al 2016
- Le performance delle rinnovabili sono state influenzate dalle condizioni **climatiche**: il **fotovoltaico** in positivo, l'**idroelettrico** in negativo, **l'eolico,** dopo una prima parte dell'anno negativa, ha recuperato nella seconda metà dell'anno
- La produzione rinnovabile netta **incentivata** è il **63%** della produzione rinnovabile lorda complessiva

Consumi interni lordi di elettricità e produzione da FER [TWh]



Quota FER (normalizzata) dei consumi elettrici



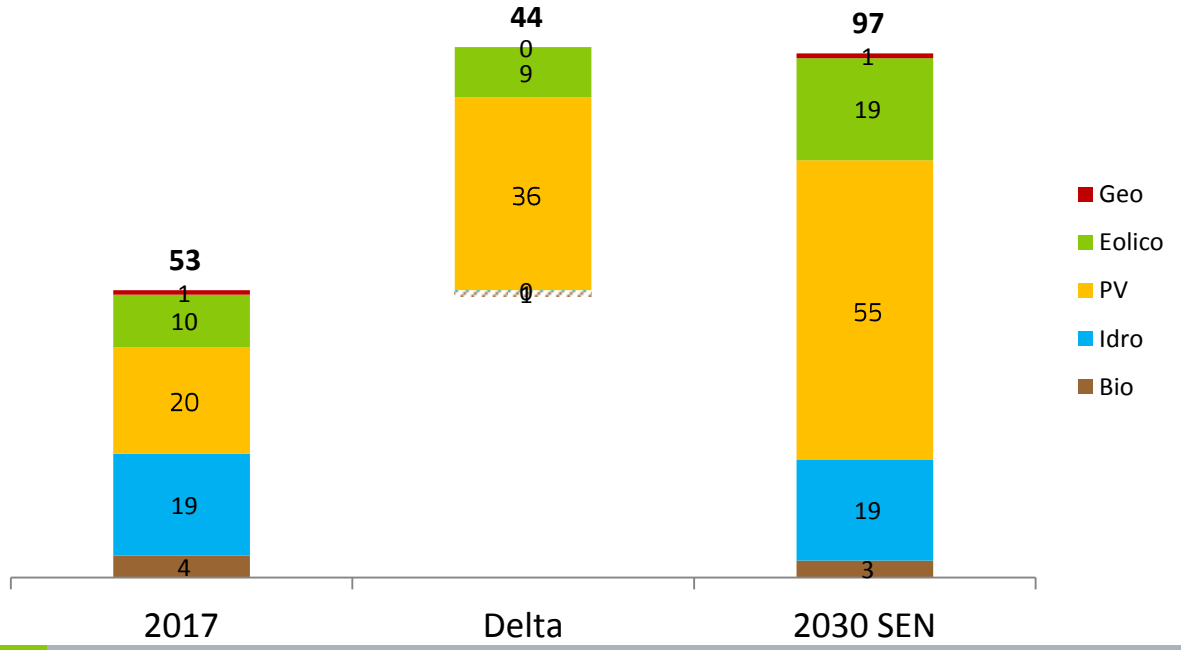
FER ELETTRICHE: OBIETTIVI AL 2030

- L'obiettivo del **55%** da FER al 2030 si traduce in una crescita attesa dell'energia FER del **+79%** rispetto al 2017, da 103 TWh a **184 TWh**

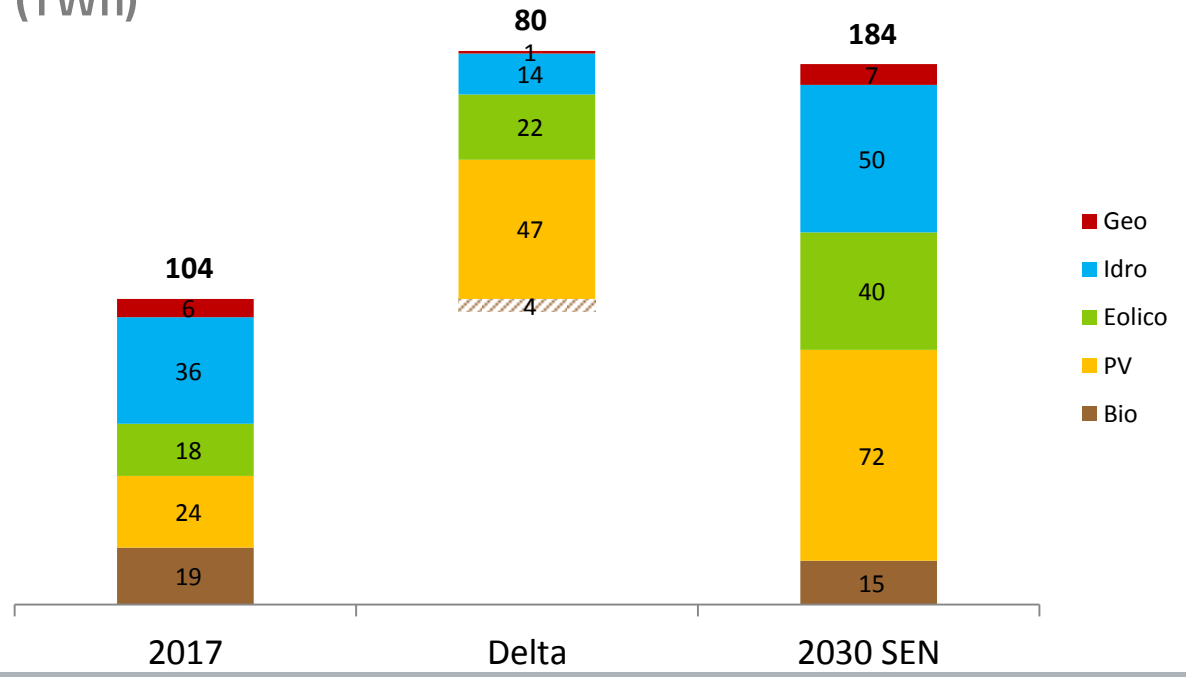
- I maggiori contributi sono attesi dal fotovoltaico e dall'eolico: l'energia fotovoltaica deve triplicare: da **24 TWh** a **72 TWh** e l'energia eolica deve più che raddoppiare, da **17 TWh** a **40 TWh**

- La crescita è ambiziosa: negli ultimi 4 anni sono stati installati mediamente **400 MW/anno** di fotovoltaico e **300 MW** di eolico. Per raggiungere gli obiettivi al 2030 occorrerebbe installarne quasi **3 GW/anno** di fotovoltaico e **0,8 GW/anno** di eolico

Obiettivi SEN di crescita della potenza FER al 2030 (GW)

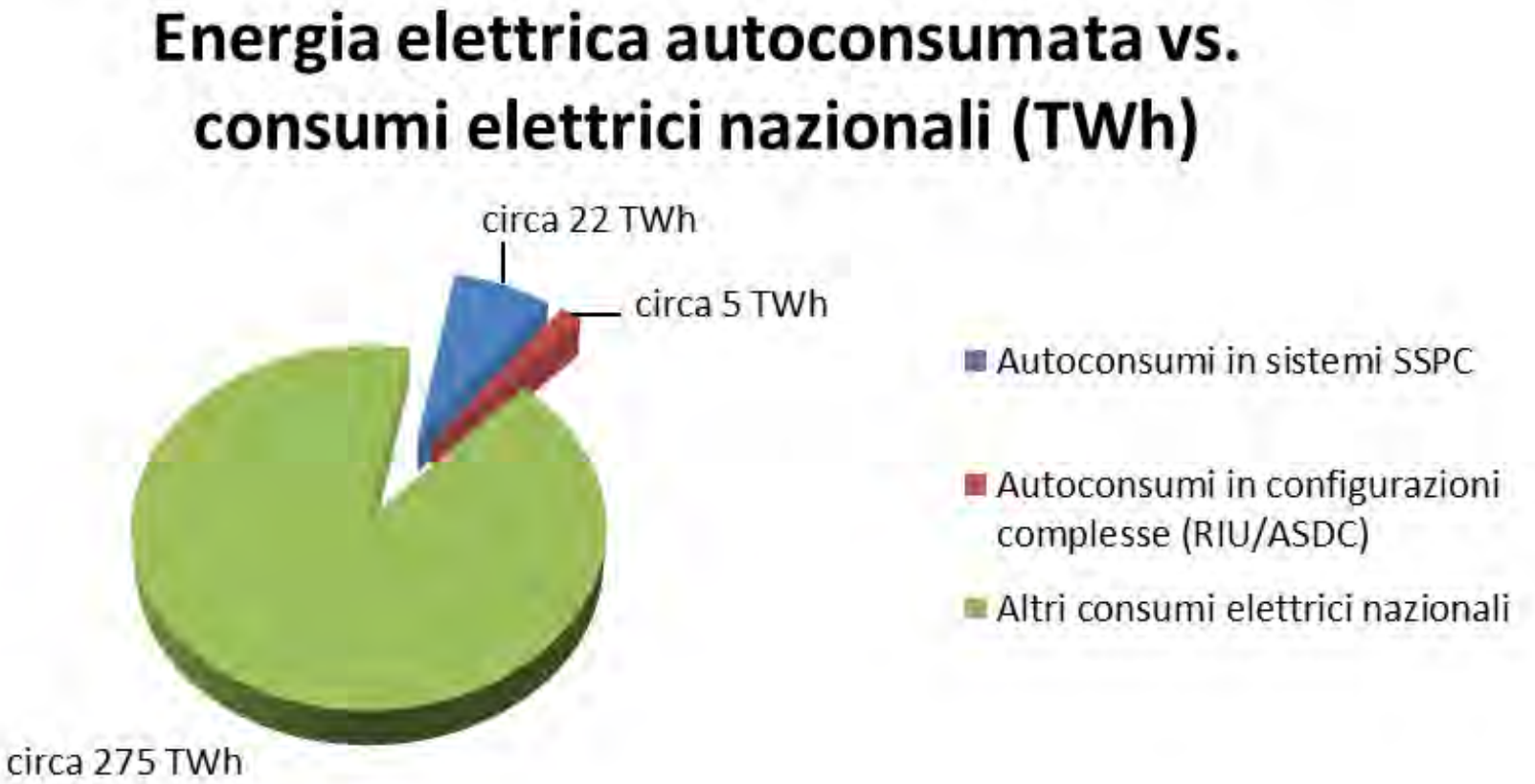


Obiettivi SEN di crescita dell'energia FER al 2030 (TWh)



SISTEMI DI AUTOCONSUMO

- **28 TWh** di energia complessivamente autoconsumata
- **9%** energia autoconsumata rispetto ai consumi elettrici nazionali (circa 302 TWh)
- **22 TWh** di energia autoconsumata in Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)



SISTEMI DI AUTOCONSUMO

- **740.000** sistemi elettrici di autoconsumo censiti dal GSE (inclusi gli impianti in SSP)
- **26 GW** di potenza complessivamente installata
- **10 GW** di potenza installata da fonte rinnovabile (ca. 90% fotovoltaica)
- **5,5 TWh** di energia autoconsumata da fonte rinnovabile
- **4 TWh** di energia autoconsumata da impianti fotovoltaici

Tipo fonte	Tipologia Impianti	Numerosità Impianti	Potenza Complessiva (MW)	Energia autoconsumata (GWh)
Fonte rinnovabile	SOLARE	735.386	8.714	4.137,8
	IDROELETTRICO	837	659,8	540,6
	EOLICO	643	29,2	4,1
	TERMOELETTRICO (BIOGAS, BIOLIQUIDI, BIOMASSE)	578	724,5	860,3
	GEOTERMOELETTRICO	1	1	1,4
	Totale fonte rinnovabile	**737.445**	**10.128,5**	**5.544,2**
Fonte NON rinnovabile	TERMOELETTRICO (ALTRI)	2.595	16.219,3	21.965,6
	ALTRE TIPOLOGIE DI IMPIANTI	32	1,3	3,4
	Totale fonte NON rinnovabile	**2.627**	**16.221**	**21.969**
	Totale complessivo	**740.072**	**26.349,1**	**27.513,2**

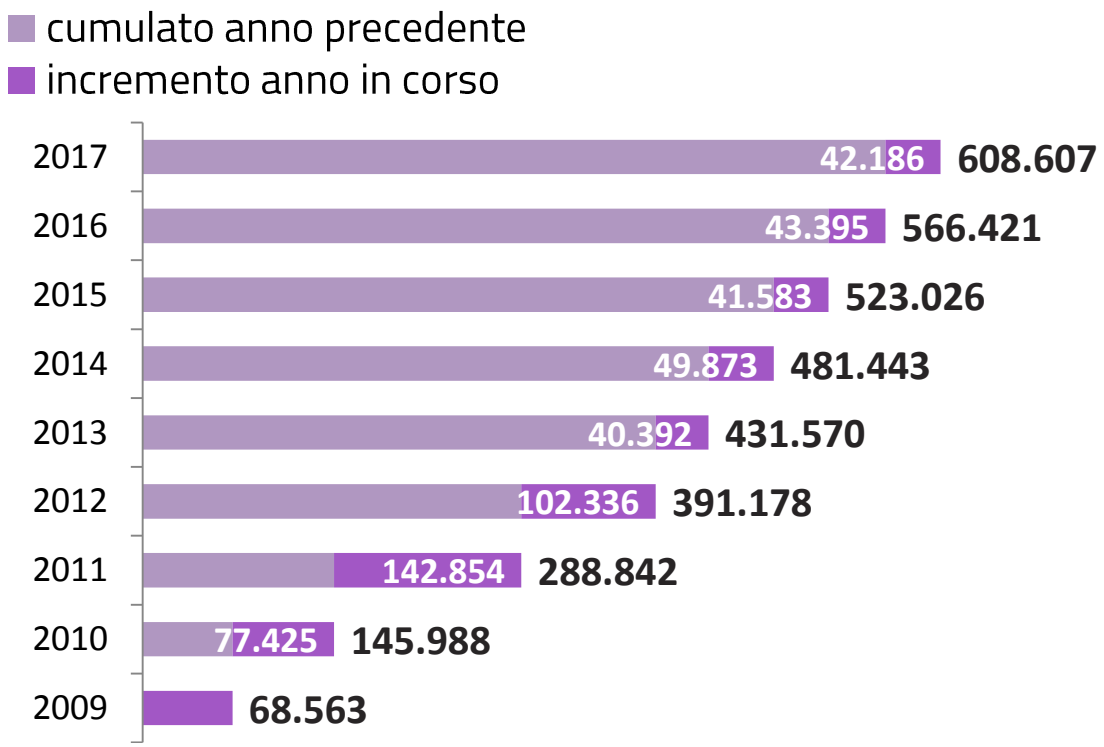
Dell'energia complessivamente autoconsumata solo il **20%** è prodotta FER

SCAMBIO SUL POSTO

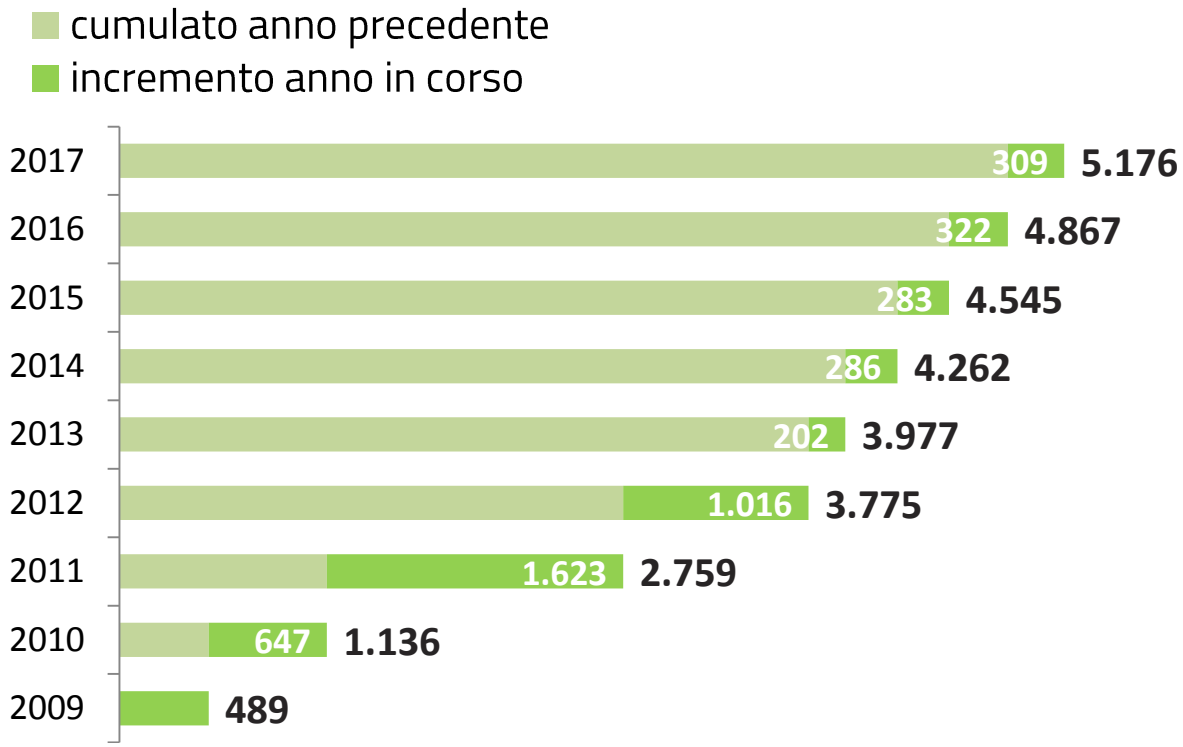
- Gli impianti che nel 2017 hanno beneficiato dello Scambio sul Posto sono stati **oltre 600.000** pari a **5.176 MW** (99,5% **fotovoltaico**), con un incremento rispetto al 2016 di **oltre 40.000 impianti** per una potenza aggiuntiva di **309 MW**

- A fronte di un totale di energia scambiata di **2,2 TWh**, il costo sostenuto è stato di **313 milioni di euro**

Evoluzione del numero degli impianti in SSP



Evoluzione della potenza degli impianti in SSP [MW]



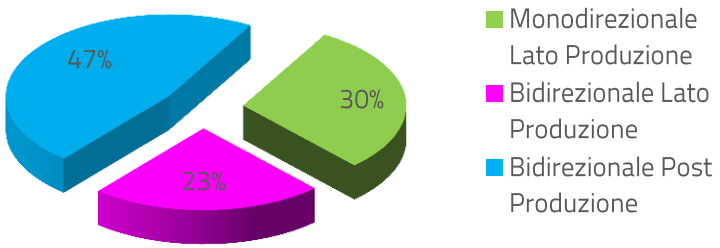
INTEGRAZIONE SISTEMI DI ACCUMULO SU IMPIANTI PV INCENTIVATI

- circa **2.700** installazioni di Sistemi di Accumulo (SdA) su impianti incentivati comunicate al GSE
- oltre **9 MW** di potenza installata
- circa **85%** batterie al litio

Configurazioni e tecnologie

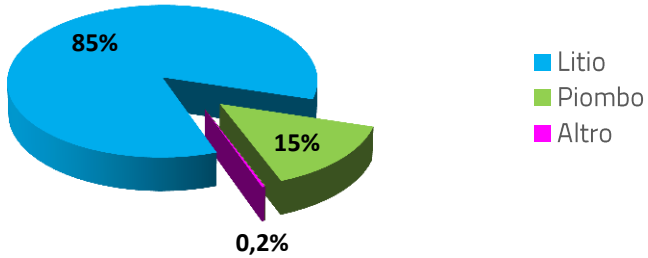
Tipo configurazione	N. Installazioni	Potenza (kW)
Monodirezionale Lato Produzione	785	1916,60
Bidirezionale Lato Produzione	609	1898,42
Bidirezionale Post Produzione	1246	5391,41
Totale	**2640**	**9206,43**

Configurazioni realizzate



Tecnologia accumulatori	N. Impianti
Litio	2248
Piombo	383
Nichel-Idruri	1
Altro	8
Totale complessivo	**2640**

Distribuzione tecnologie



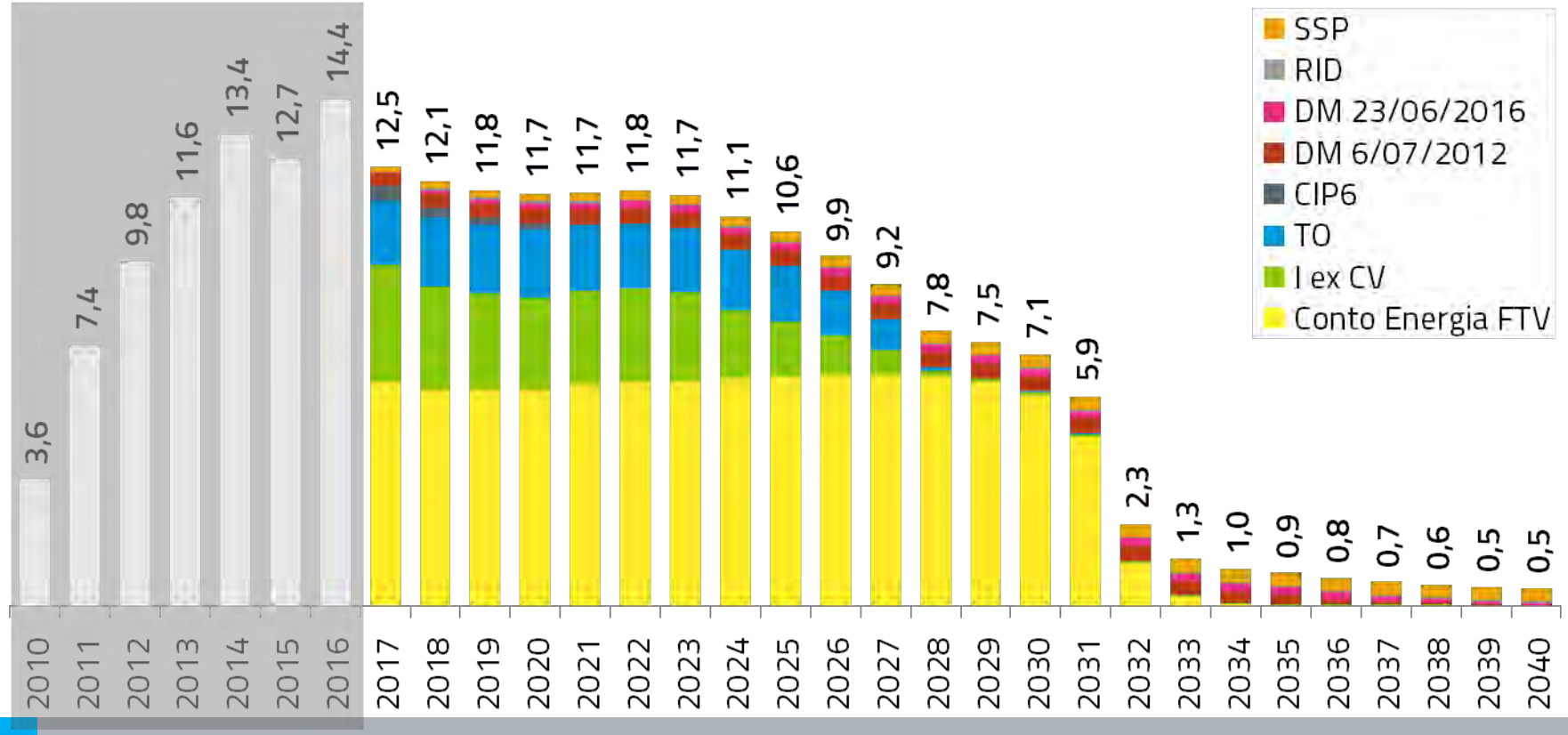
ONERI DI SISTEMA

EVOLUZIONE ONERI DI INCENTIVAZIONE

Scenario evolutivo dell'onere A3 (ora ASOS) che considera:

- **scadenza dell'incentivazione** degli impianti in esercizio e relative rimodulazioni
- progressivo **ingresso di impianti** attualmente a progetto (**DM 6/7/2012** e **DM 23/6/2016**) e di impianti fotovoltaici in **SSP**
- **prezzo dell'energia** sulla base degli esiti dei mercati *forward* ipotizzando in questa simulazione BAU 50 €/MWh nel medio termine

Scenario di evoluzione degli oneri di incentivazione ASOS (mld €)



Al **2030** il costo di incentivazione potrebbe ridursi a circa **7,1 mld€**, principalmente per le scadenze di impianti ex-CV e TO

Dopo il 2030 è attesa una drastica riduzione dell'onere per il termine del Conto Energia FTV

LA SPESA ENERGETICA DELLE FAMIGLIE NEL 2017 (COSTI)

Spesa energetica annua di una «famiglia tipo» e quota destinata ai meccanismi di promozione della sostenibilità gestiti nel 2017

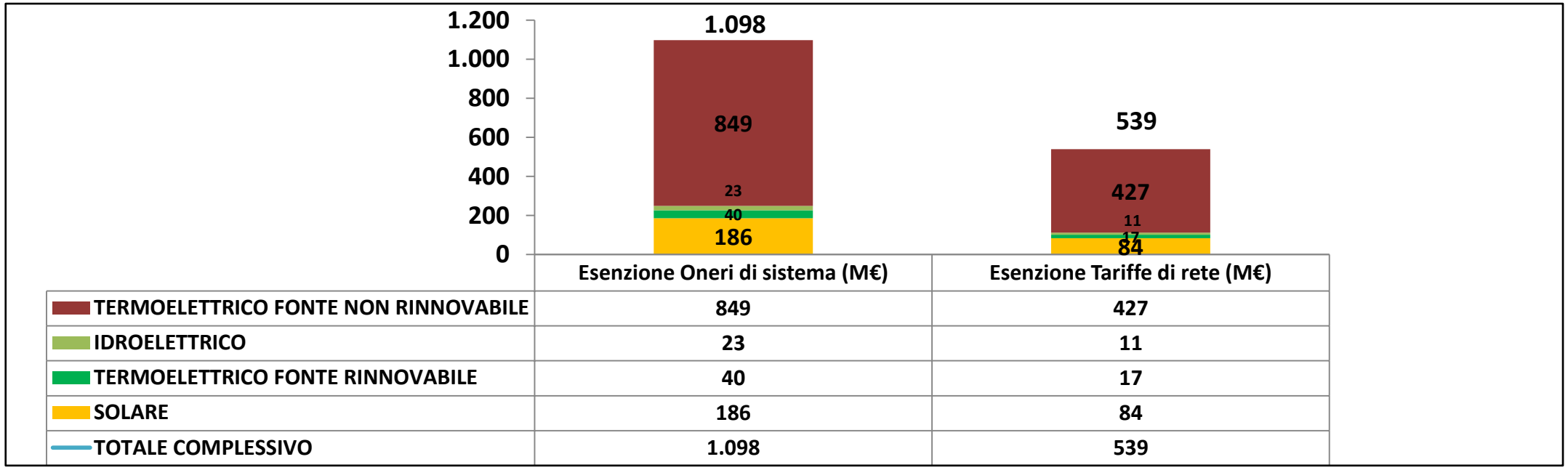
Consumi tipo	Prezzi medi	Spesa energia	oneri per la sostenibilità
2.700 kWh (4 persone, illuminazione ed elettrodomestici)	**19,3 c€/kWh** Domestico residente 3kW 2700kWh, Maggior tutela (dati AEEGSI medi 2017)	521 €(*)	**85 €** (16%)
1.400 Smc (usi cottura, ACS, riscaldamento in zona E)	**73,2 c€/Smc** Domestico 1400 Smc, Maggior Tutela (dati AEEGSI medi 2017)	1.024 €	**15 €** (1%)
800 l (12.000 km)	**1,43 €/l** (35% benzina, 65% diesel) (Dati MISE medi Gen-Ago 2017)	1.144 €	**13 €** (1%)
2,13 tep/anno(**)		**2.689 €/anno**	**113 €/anno** (4%)

(*) Non include i 90 € del canone TV 2017
(**) Consumi di energia primaria fossile

AUTOCONSUMO: ONERI GENERALI DI SISTEMA E TARIFFE

- **1,1 Mld €** l'anno gli **oneri generali di sistema traslati** (principalmente Asos) come effetto delle esenzioni
- **250 Mln €** l'anno le **esenzioni** di oneri di sistema **a vantaggio delle rinnovabili**

Stima esenzioni oneri generali di sistema e tariffe di rete (mln€)



	Esenzione Oneri di sistema (M€)	Esenzione Tariffe di rete (M€)
TERMOELETTRICO FONTE NON RINNOVABILE	849	427
IDROELETTRICO	23	11
TERMOELETTRICO FONTE RINNOVABILE	40	17
SOLARE	186	84
TOTALE COMPLESSIVO	1.098	539

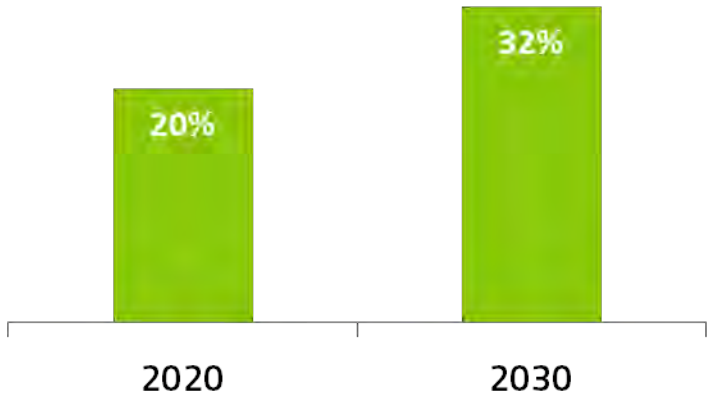
Al fine di raggiungere gli **obiettivi 2030**, con la preparazione del **Piano Energia Clima,** ipotizzando di triplicare l'energia autoconsumata da impianti fotovoltaici, si avrebbe un effetto di oneri di sistema e tariffe di rete per circa **800 Mln€**.

EVOLUZIONE DEL CONTESTO REGOLATORIO

CLEAN ENERGY PACKAGE E GLI OBIETTIVI EUROPEI AL 2030

RINNOVABILI

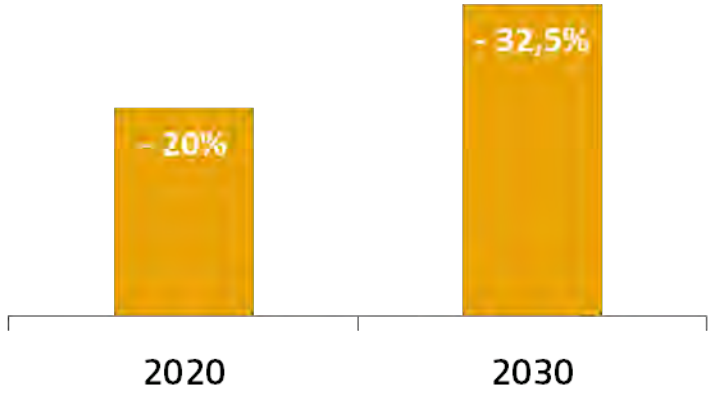
Quota di energia da FER
sui consumi finali lordi di energia
(obiettivo **complessivo** a livello **UE**)



OBIETTIVO UE ≠ OBIETTIVO NAZIONALE

EFFICIENZA

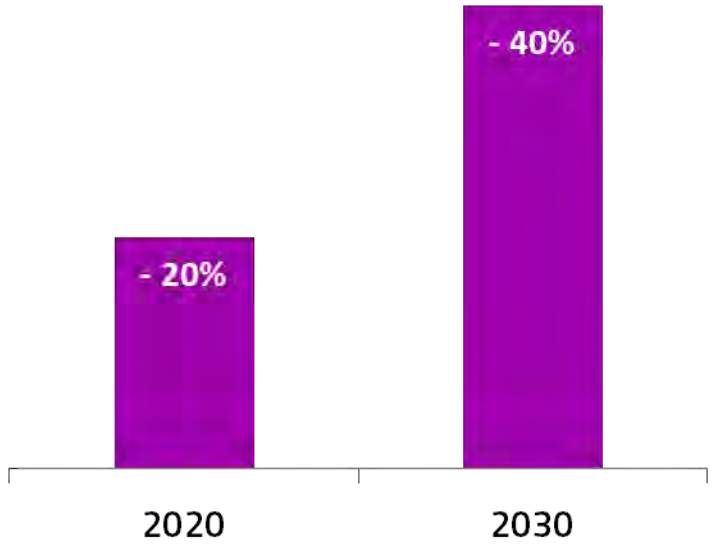
Riduzione dei consumi di energia
primaria rispetto al tendenziale 2007
(obiettivo **complessivo** a livello **UE**)



OBIETTIVO SM DOVRÀ CONSIDERARE QUELLO UE DI 1.273 MTEP DI ENERGIA PRIMARIE E/O 956 MTEP DI ENERGIA FINALE

EMISSIONI

Riduzione dei gas serra
rispetto ai livelli del 1990
(obiettivo **complessivo** a livello **UE**)

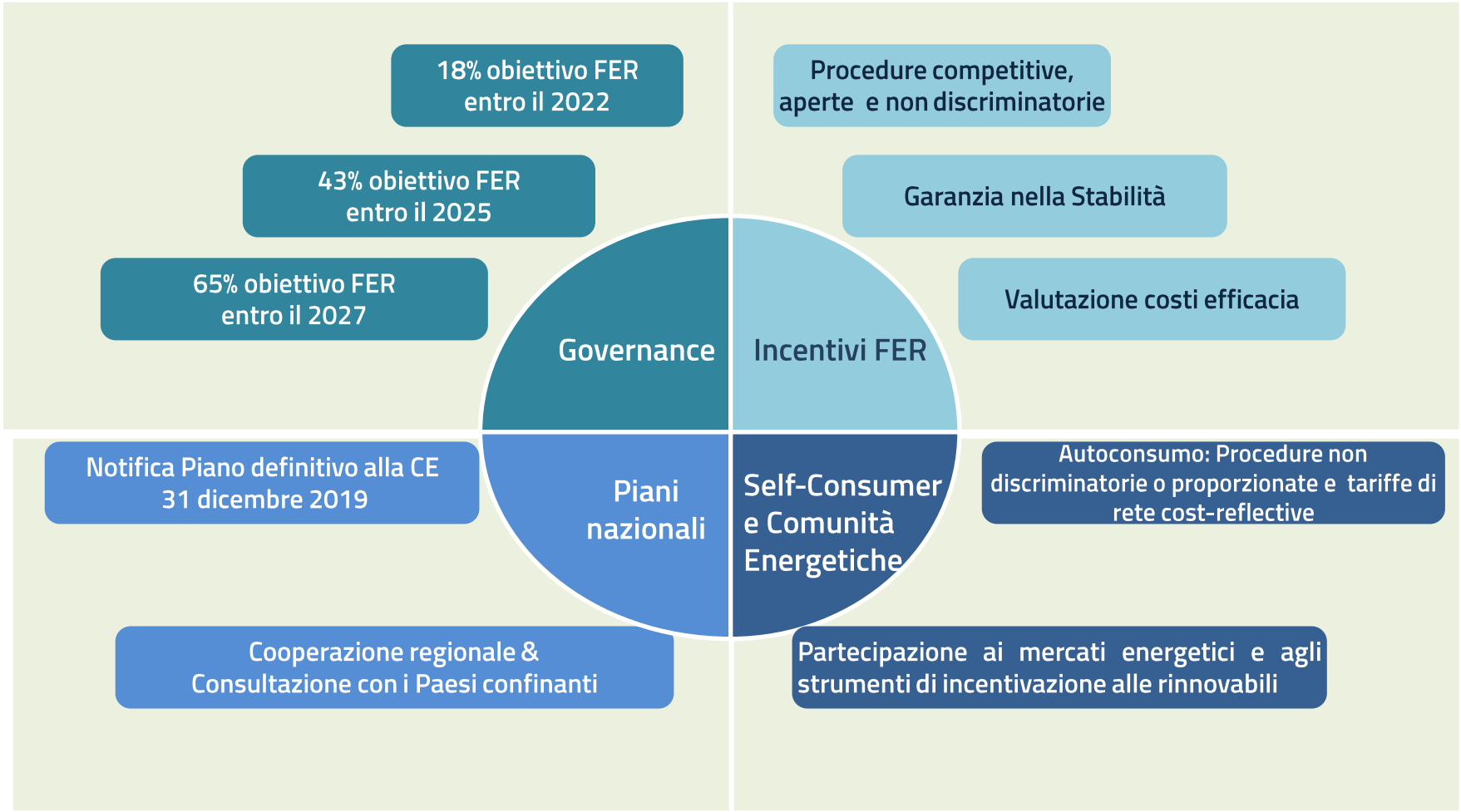


- 40% RISPETTO AL 1990 PER I SETTORI ETS

- 30% PER I SETTORI NON ETS

CLEAN ENERGY PACKAGE E GLI OBIETTIVI EUROPEI AL 2030

UNO SGUARDO DI INSIEME



LA NUOVA DIRETTIVA RINNOVABILI

Direttiva RED2: gli auto-consumatori e le comunità energetiche rinnovabili

Auto-consumatori rinnovabili

- Clienti finali che operano presso edifici di loro proprietà, in confini geografici delimitati o presso altri edifici. Se situati presso lo stesso edificio o condominio, possono **agire in forma aggregata**.
- Gli Stati Membri devono assicurare loro la possibilità, anche tramite aggregatori, di **generare elettricità rinnovabile per il proprio consumo, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile prodotta che non viene consumata** (anche tramite PPA, fornitori di elettricità o contratti peer-to-peer), purché tale attività non rappresenti la loro primaria attività commerciale o professionale.
- Per tali attività gli auto-consumatori non saranno soggetti a procedure discriminatorie o sproporzionate e a tariffe di rete non *cost-reflective*, in relazione all'elettricità che consumano, immettono in rete e a quella che rimane nella loro disponibilità
- Prevista l'**esclusione totale dal pagamento degli oneri per impianti FER in auto-consumo di piccola taglia (fino a 30 kW)**

Comunità energetiche rinnovabili

- **Entità legali, basate su partecipazione aperta e volontaria,** effettivamente controllate da **azionisti o membri che sono persone fisiche, autorità locali o PMI**
- Situate **in prossimità dei progetti rinnovabili posseduti e sviluppati**
- Scopo principale: fornire benefici di tipo ambientale, economico o sociale ai membri della Comunità o alle aree locali in cui opera (piuttosto che generare profitti finanziari)
- Devono poter **partecipare ai mercati energetici e agli strumenti di incentivazione alle rinnovabili**

LA NUOVA DIRETTIVA RINNOVABILI

Direttiva RED2: gli ncentivi alle rinnovabili

Incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

- Definizione di strumenti di supporto finalizzati a **massimizzare l'integrazione delle FER nel mercato**
- Assegnazione degli incentivi mediante **procedure aperte, competitive**, non discriminatorie ed efficienti
- Progressiva, ma non obbligatoria, **apertura dei meccanismi di supporto nel settore elettrico a impianti localizzati in altri Stati membri**
- Garanzia di **stabilità delle misure** introdotte e dei diritti acquisiti
- **Valutazione di costo-efficacia delle misure** su cui basare la definizione di nuovi strumenti di incentivazione
- Identificazione di un **piano quinquennale di allocazione di risorse** dedicate a progetti FER

PROPOSTE PER LA PROMOZIONE E LO SVILUPPO DEI SISTEMI DI GENERAZIONE, ACCUMULO E AUTOCONSUMO

PROPOSTE

Focus autoconsumo FTV - L'esperienza e le analisi del GSE a supporto degli Operatori

Il settore residenziale

- **8,5 milioni** edifici fino a 4 abitazioni di proprietà e residenza (prime case non in affitto)
- **600.000 (7% degli edifici)** gli impianti FTV di privati, per una potenza di ca. **2,8 GW**

Le imprese/PA

- **850.000** edifici non a uso residenziale e utilizzati (non dismessi o in costruzione)
- **130.000** gli impianti FTV in autoconsumo su edifici di imprese/PA **(15% degli edifici)**, per una potenza di ca. **5,9 GW**

Convenienza economica

7-9 anni è il tempo di ritorno medio per nuovi impianti fotovoltaici in autoconsumo, paragonabile a quello degli ultimi incentivi in Conto Energia. Ciò grazie all'effetto congiunto del calo dei prezzi degli impianti e degli strumenti di sostegno esistenti (detrazioni fiscali, super-ammortamento, scambio sul posto, esenzione oneri e tariffe per l'autoconsumo)

Situazione

Installazioni stabili da 4 anni (40mila/anno). Occorrerebbe tornare ai livelli del 2011-2012 (120mila/anno) per raggiungere gli obiettivi

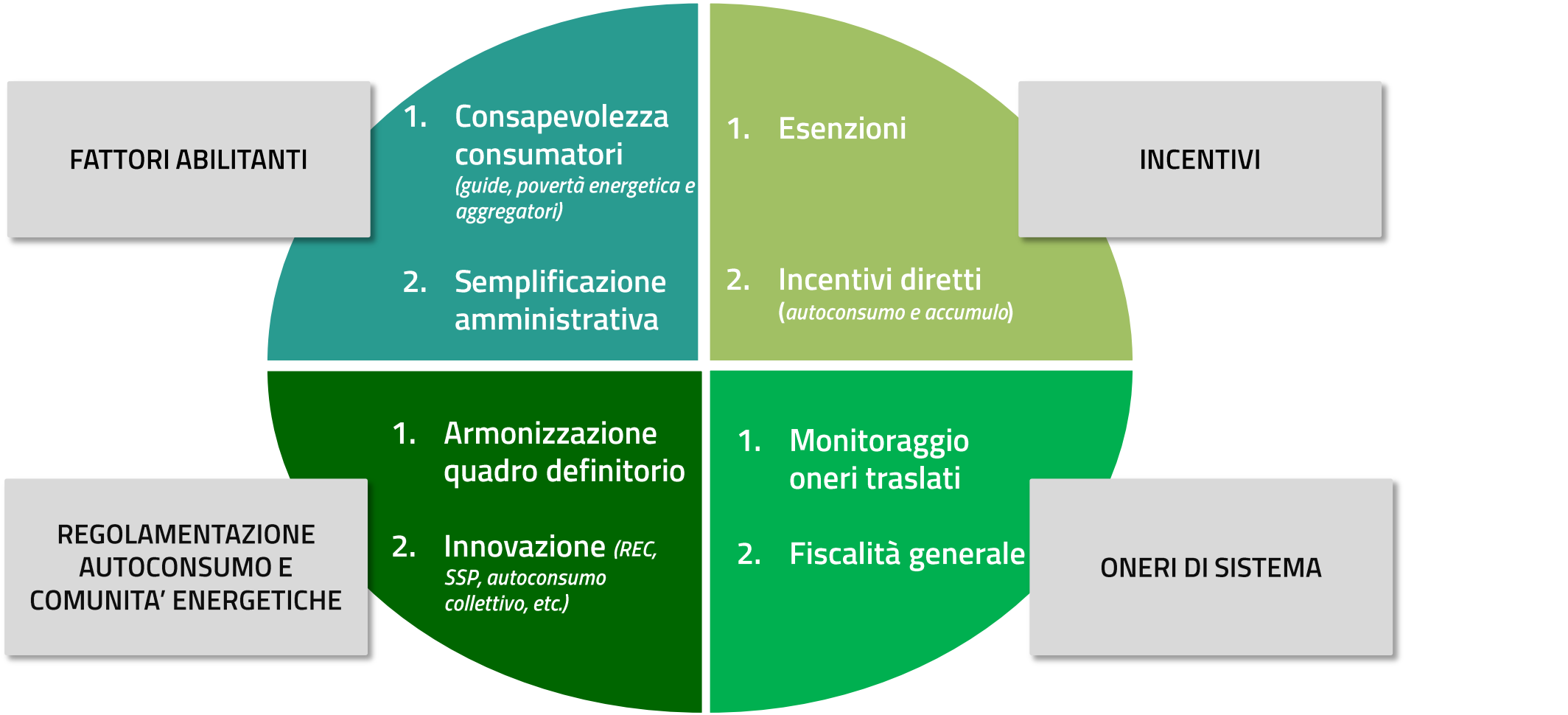
Esiti sondaggi condotti dal GSE su 24.000 tra cittadini e imprese

Difficoltà privati e imprese/PA nel valutare la convenienza economica, scarsa conoscenza e fruibilità delle semplificazioni autorizzative

POTENZIALE DI SVILUPPO PER TRIPLICARE L'AUTOCONSUMO DA FOTOVOLTAICO AL 2030

PROPOSTE

I principali driver per la promozione e lo sviluppo dei sistemi di generazione, accumulo e di autoconsumo



PROPOSTE

Alcuni fattori abilitanti: consapevolezza dei consumatori e semplificazione amministrativa

FATTORI ABILITANTI

CONSAPEVOLEZZA

Favorire la **consapevolezza** delle **opportunità** legate all'**installazione** di **impianti PV** in **autoconsumo**, dando evidenza della convenienza, garantendo la fruibilità di informazioni tramite guide, manuali e strumenti *software* che favoriscano la **comprensione** dei **benefici**

Diffondere le **buone pratiche**. Il progetto *PV east* del GSE: economia comportamentale. Il caso studio del Comune di Porto Torres: 100 impianti per le famiglie disagiate e il ruolo dell'inclusione sociale.

Povertà energetica. Rendere possibile la **cessione** delle **detrazioni fiscali** per la realizzazione di impianti PV in autoconsumo al **sistema creditizio**, in modo da favorire la realizzazione anche presso cittadini con capacità reddituale che non garantisce la piena fruizione dell'agevolazione

Aumentare il **coinvolgimento** del **consumatore attivo** sui mercati energetici, anche tramite **aggregatori**, dando attuazione alle previsioni del *D.lgs. 102/14* e svolgendo un'**analisi del potenziale** di **aggregazione** dei sistemi per **favorire** la **nascita** di **gruppi di acquisto, *solar cloud*** e **UVAM**

SEMPLIFICAZIONE

Semplificazione amministrativa. Potenziamento dell'istanza autorizzativa semplificata (cd. **Modello Unico**), aumentandone progressivamente il limite di potenza fino a **100 kW** (in linea con i piani di sviluppo delle reti di distribuzione), e introduzione di semplificazioni al procedimento per realizzazione di nuovi impianti FER in autoconsumo, oltre che per interventi di revamping

PROPOSTE

Autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili: armonizzazione del quadro definitorio e regolamentazione

REGOLAMENTAZIONE AUTOCONSUMO E COMUNITA' ENERGETICHE RINNOVABILI

ARMONIZZAZIONE

Armonizzazione del **quadro definitorio** dei **sistemi di autoconsumo**, prevedendo la distinzione tra:

- ✓ autoconsumo FER con potenza fino a 30kW [sempre esonerato dal pagamento oneri di sistema]
- ✓ altro autoconsumo FER e autoconsumo da CAR
- ✓ altro autoconsumo

INNOVAZIONE

Regolamentazione delle **Comunità Energetiche**, a cui consentire l'accesso ai mercati energetici, ai servizi di rete e agli incentivi alle FER, nonché dell'**autoconsumo collettivo (condomini, centri commerciali, nuovi SDC e distretti industriali)**

Revisione del meccanismo dello **Scambio sul posto**:

- ✓ **garantendo** l'**accesso** ai soli **impianti FER** di utenti **domestici** e di **altri piccoli utenti BT**
- ✓ **limitando** la possibilità di **accesso** allo scambio sul posto in quanto **freno** per lo sviluppo di **sistemi di storage**, anticipando le previsioni della nuova Direttiva Market Design
- ✓ definendo **regole di accesso** per le Comunità Energetiche Rinnovabili e per i **Comuni** di piccole dimensioni per definiti perimetri di consumo («**autoconsumo sul perimetro**»), includendo tra i «consumi eleggibili» anche quelli delle **colonnine** di **ricarica** per **EV**

PROPOSTE

Incentivi all'autoconsumo rinnovabile e ai sistemi di accumulo: esenzioni ed incentivi diretti

INCENTIVI

ESENZIONI

Esenzione dal **pagamento** degli **oneri generali** di **sistema** sull'**energia autoconsumata** per **impianti FER** con **P<30 kW**, come da RED2 in via di definizione

Incentivi indiretti all'autoconsumo: modulazione di **diversi livelli** di **esenzione** dal **pagamento** degli **oneri** di **sistema** per tipologia di fonte, correlato ai conseguenti **benefici** di **carattere sociale** ed **ambientale** e differenziato, in ogni caso, per autoconsumo FER, CAR e fossile

INCENTIVI DIRETTI

Incentivi diretti all'**autoconsumo** per **impianti FER:** procedure concorrenziali al ribasso sull'energia autoconsumata o tariffe premio sull'autoconsumo (anche con valori dipendenti dalla percentuale di autoconsumo)

Introduzione di un **sistema** di **sostegno** a livello **nazionale** per lo sviluppo di sistemi di **storage elettrochimici distribuiti**, integrando le varie previsioni normative ad oggi vigenti sul territorio

Introduzione di **misure** di **sostegno** per la **micro-cogenerazione** a **biometano** in **autoconsumo**

Una proposta alternativa: definire **quote d'obbligo** di **acquisto** di **energia FER** (*«green procurement»*) per **settori industriali** «*energy-intensive*». Possibile traino per sviluppo di PPA da FER.

PROPOSTE

Oneri di sistema: monitoraggio e possibile ruolo della fiscalità generale

ONERI DI SISTEMA

MONITORAGGIO ONERI TRASLATI

Individuazione di **strumenti** di **monitoraggio** e **controllo** degli «**oneri traslati**» per lo **sviluppo** ordinato **dell'autoconsumo**

Definizione di **strumenti** per l'**analisi costi-benefici** finalizzati alla **promozione** e allo **sviluppo** di **Comunità Energetiche** e di nuovi **Sistemi di Distribuzione Chiusi**

FISCALITA' GENERALE

Valutazione sulla possibile e **graduale traslazione** sulla **fiscalità generale** di una parte di **oneri generali di sistema**, in considerazione dei benefici di carattere sociale ed ambientale che le produzioni energetiche rinnovabili, in luogo di quelle fossili, possono garantire alla collettività

PROPOSTE

Governance e territorio: il ruolo della pianificazione territoriale a supporto degli obiettivi di sostenibilità

GOVERNANCE E TERRITORIO

- Al fine di **contenere** l'**utilizzo** di **suolo** è necessario indirizzare la crescita delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica e della mobilità sostenibile su tutto il territorio nazionale, in un'ottica di integrazione con i singoli territori e di valorizzazione delle peculiarità.

- Il GSE è a **supporto** delle **Regioni** e dei **Comuni**, nell'ambito della predisposizione dei Piani di Azione per l'energia sostenibile, con l'obiettivo della:
  - ✓ valorizzazione e reimpiego delle aree dismesse (aree industriali dismesse, cave e miniere esaurite, aree da bonificare e discariche**)**
  - ✓ identificazione di aree idonee alla realizzazione di nuovi impianti FER
  - ✓ realizzazione di interventi di riqualificazione energetica di edifici pubblici
  - ✓ sviluppo di impianti di generazione FER per l'autoconsumo e di sistemi di accumulo presso edifici pubblici e aree industriali attive

Twitter @gserinnovabili
LinkedIn Gestore dei Servizi Energetici
Youtube GseRinnovabili

R.ETE.
IMPRESE ITALIA

Senato della Repubblica

10ª Commissione
Industria, commercio, turismo

Atto n. 59

"Affare sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica"

Audizione

Roma, 18 settembre 2018

CASARTIGIANI Confederazione Autonoma Sindacati Artigiani
CNA Confederazione Nazionale dell'Artigianato e della Piccola e Media Impresa
Confartigianato Imprese
CONFCOMMERCIO IMPRESE PER L'ITALIA
CONFESERCENTI

La Strategia Energetica Nazionale 2017 ha lungamente trattato il tema dell'autoconsumo in relazione a due aspetti particolarmente rilevanti: l'ulteriore sviluppo delle rinnovabili in Italia, in vista del conseguimento dei nuovi e più sfidanti obiettivi nazionali; il necessario abbattimento del costo dell'energia per gli utenti finali.

Due obiettivi che R.E TE. Imprese Italia condivide pienamente, e che sono fondamentali per il completamento del **processo di decarbonizzazione dell'economia previsto per il 2025**.

Oggi, il sistema di produzione di energia elettrica è certamente sempre più indirizzato verso un modello decentralizzato in cui la produzione di energia si sposta laddove vi è consumo, con indubbi vantaggi connessi ad un minor spreco di energia e una riduzione delle emissioni.

L'autoproduzione di energia rappresenta per le imprese, visti i prezzi di energia da loro sostenuti, sicuramente uno strumento d'investimento utile ad abbattere i costi nel rispetto delle politiche ambientali. L'integrazione tra generazione, autoconsumo e accumulo consente di rendere virtualmente isolate dal prelievo dalla rete elettrica pubblica le imprese, con ricadute di difficile valutazione per il sistema energetico nel suo complesso, in particolar modo in termini di contribuzione agli oneri generali di sistema.

Pertanto riteniamo che occorra agire con prudenza avviando una **cabina di regia di analisi e monitoraggio del fenomeno**.

Certo è che l'autoproduzione rappresenta una leva rilevante per lo sviluppo e la competitività delle micro, piccole e medie imprese, per le quali la risorsa "energia" è un elemento fondamentale nello svolgimento del processo produttivo.

Al momento, infatti, il **costo della fornitura di energia elettrica e gas nel nostro paese supera di gran lunga quello pagato negli altri paesi europei** (circa +35%) e contribuisce a rallentare la crescita delle imprese italiane. Costo che è cresciuto drasticamente negli anni anche a causa di una politica di incentivazione che, sebbene abbia avuto il merito di stimolare il mercato e di promuovere la diffusione delle rinnovabili in Italia, non è riuscita tuttavia ad individuare fonti di

finanziamento alternative al ricorso alla bolletta. La cresciuta componente A3 (oggi Asos) ha raggiunto il picco massimo dei 13 miliardi di euro, abbattendosi quasi esclusivamente su micro e piccole imprese ed utenze domestiche.

Le imprese meritano una revisione organica e razionale degli incentivi alle rinnovabili che non gravi sulle utenze; nel frattempo stanno maturando, però, la consapevolezza di dover ricorrere all'autoproduzione e all'efficienza energetica per ridurre i consumi ed alleggerire il carico dei costi fissi aziendali determinato dalle fatture energetiche.

In tale ottica, la centralità che la SEN 2017 ha previsto per l'ulteriore spinta all'autoproduzione sarà positiva nella misura in cui è accompagnata da strumenti di sostegno adeguati e proporzionati alle realtà produttive e di consumo delle imprese, oltre che dalla rimozione delle maggiori criticità emerse in merito, prima fra tutte, la necessità di traslare il finanziamento delle politiche di incentivazione delle rinnovabili, rimuovendolo dalle bollette e preferendo forme di copertura più eque e sostenibili.

Nell'indicare le linee politico-strategiche per l'ulteriore sviluppo delle rinnovabili, la SEN 2017 ha originariamente individuato il target complessivo del 28% per la penetrazione delle rinnovabili nel mix energetico entro il 2030. Nel conseguimento di tale obiettivo, l'apporto delle FER elettriche avrebbe dovuto essere pari al 55%.

La successiva rimodulazione al rialzo degli obiettivi individuati a livello europeo ha spinto il target più in alto: il 32%. Un obiettivo ambizioso e oggettivamente difficile da conseguire senza una forte sollecitazione delle politiche nazionali. Infatti, oltre alla inevitabile rimodulazione delle risorse economiche necessarie al suo conseguimento - secondo stime recenti, mancherebbero all'appello 17 miliardi di euro - sono da rivedere anche gli obiettivi settoriali definiti in origine e che, per il settore elettrico, si posizionerebbero adesso ben al di sopra del 55%. **Un apporto che, a nostro avviso, richiede uno sforzo eccezionale e di sistema.**

Tuttavia, per coinvolgere le imprese nel processo di rafforzamento dell'autoproduzione – e quindi per stimolarle ad investire nell'installazione di impianti FER – si dovrebbe avviare una nuova stagione di incentivazione, in cui

siano riprogrammati gli strumenti a partire dalla valutazione delle potenzialità di sviluppo delle singole tecnologie.

Tale prospettiva emerge con chiarezza dall'analisi delle due fonti individuate dalla SEN come prioritarie per il conseguimento degli obiettivi nazionali, ossia il fotovoltaico e l'eolico; due tecnologie che, seppure abbiano raggiunto nel tempo un livello di maturità significativo, meritano una valutazione ulteriore soprattutto in relazione agli impianti di piccola dimensione che, per loro caratteristica, sopportano proporzionalmente costi di installazione maggiori.

D'altronde, il raggiungimento degli obiettivi ambiziosi già citati, unitamente ad altri obiettivi di tutela ambientale e del territorio, richiedono un impegno straordinario proprio per stimolare gli impianti di piccola dimensione finalizzati all'autoproduzione, superando la logica dei grandi parchi "a terra" che, pur rappresentando investimenti più attrattivi sotto il profilo del costo, non possono rappresentare da soli la via per la decarbonizzazione.

Occorre, in generale, **una seria riflessione utile ad avviare una nuova stagione di investimenti in tali impianti,** superando gli errori del passato ed evitando di appesantire ulteriormente le bollette.

Non è un mistero, infatti, che la brusca interruzione delle misure incentivanti ha determinato, soprattutto negli ultimi anni, una drastica riduzione degli interventi di installazione di impianti per la produzione di energia rinnovabile, causando un rallentamento non solo dell'energia prodotta ma anche del complessivo percorso di avvicinamento agli obiettivi 2030.

Tale aspetto non è stato a nostro avviso opportunamente approfondito dalla SEN 2017, che ha giustamente valorizzato quanto fatto finora dall'Italia – il raggiungimento anticipato dell'obiettivo 2020 di produzione da rinnovabili (27%) – tralasciando però la corretta analisi di quelle criticità che, ad esempio, non hanno favorito l'affermazione di una filiera nazionale di settore.

Come sopra segnalato, R.E TE. Imprese Italia nutre forte preoccupazione in particolare circa la possibilità che la prospettata spinta all'autoproduzione si traduca di nuovo in un significativo aggravio di costi per le imprese.

Le nostre preoccupazioni derivano dalla problematica attuale che caratterizza tutti gli utenti della rete elettrica e che concerne il pagamento di corrispettivi non soggetti alla libera contrattazione delle parti che hanno raggiunto livelli insostenibili. Gli oneri generali di sistema che sottendono alla bolletta energetica ammontano al 2017 a 10,9 miliardi di euro (Tav 3.3 Relazione annuale ARERA) per i soli utenti non domestici.

Occorre evidenziare che già esistono forme di sostegno alle imprese incentrate sulla generazione e l'autoconsumo (si pensi allo scambio sul posto, ai certificati bianchi per talune tecnologie e alle tariffe premio). Queste misure si sorreggono sul prelievo dalle tariffe di energia, creando quindi un impatto per tutte le altre imprese in qualità di consumatori di energia.

Ciò premesso, è evidente che la domanda non riguarda l'utilità o meno del sostenere le imprese per l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica, quanto piuttosto con quale strumento.

La risposta è la leva fiscale, attraverso una riorganizzazione in chiave energetica dei diversi strumenti oggi previsti, dalla detrazione fiscale al credito d'imposta e all'iper/super ammortamento.

Parimenti, potrebbero essere valorizzate quelle soluzioni già individuate in parte dalla stessa SEN 2017, e che stanno gradualmente diffondendosi tra le imprese quali strumenti utili a tale scopo.

Si tratta dei contratti PPA (power purchase agreement), accordi con i quali il prezzo dell'energia prodotta da un impianto FER viene negoziato tra le parti e fissato a lungo termine; per tali contratti, si potrebbe ipotizzare la definizione di un incentivo fiscale a favore del soggetto che realizza l'impianto.

Tale soluzione alleggerisce di fatto dall'onere del finanziamento quelle specifiche categorie di utenti – quali le micro e piccole imprese connesse in Bassa Tensione – che risultano ad oggi le maggiori contribuenti delle rinnovabili, a fronte di consumi energetici ridotti ed in spregio del principio del "chi inquina paga".

Una ulteriore criticità su cui a nostro avviso è necessario intervenire al più presto, riguarda la **semplificazione dei passaggi burocratici ed amministrativi** che ad

oggi presiedono all'avvio di un impianto e che, nelle intenzioni della SEN, dovrebbero essere abbattuti anche grazie alla sinergia tra i diversi livelli di governance interessati.

Più ancora, è quanto mai opportuno **rimuovere le barriere di tipo regolatorio**, che ostacolano al momento la possibilità di sviluppo dei sistemi di distribuzione chiusi.

Un'ultima osservazione merita di essere fatta sulla necessità che lo sviluppo dell'autoproduzione avvenga contestualmente al **rafforzamento e all'ammodernamento dell'infrastruttura di rete**.

Ciò al fine di renderla più efficiente e coerente con la sopravvenuta massiccia immissione in rete di energia rinnovabile, non prevista all'epoca della realizzazione del sistema infrastrutturale e oggi, invece, al centro delle politiche energetiche nazionali, oltre che per garantire adeguati livelli di sicurezza.

Inoltre, la rete deve poter rispondere all'esigenza di maggiore interazione tra i soggetti della filiera energetica, valorizzando l'apporto che può essere dato dal singolo utente che ha investito nell'autoproduzione.

Audizione sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

X Commissione permanente Industria, Commercio, Turismo
Senato della Repubblica

Luigi Michi
Roma, 19 Settembre 2018

Terna

Agenda

- Evoluzione sistema elettrico
- Fattori abilitanti alla transizione energetica
- Risorse distribuite
- Storage
- Autoconsumo

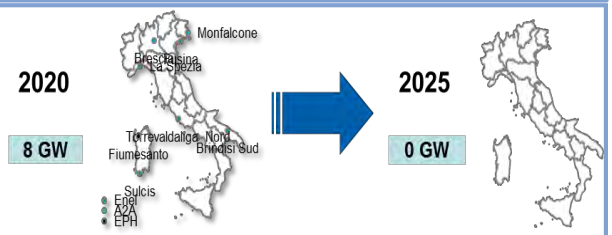
Evoluzione sistema elettrico

I target SEN e EU per le FER

I TARGET SEN

SEN 2017: Penetrazione FER sett. elettrico

SEN 2017: Phase-out impianti a carbone



❗ Tali obiettivi implicano **nuova capacità FER** non programmabile pari a circa **50 GW**[1]

I TARGET EUROPEI - PIANO CLIMA ed ENERGIA

	2020 *EU 20-20-20*		2030 *The energy bridge*
Quota FER sui consumi energetici finali	*≥20%*	*≥17%* ✓	*≥32%*
Quota FER sui consumi elettrici finali	*≈35%*	*≈26%* ✓	*≈46%*

❗ I nuovi target europei determinano la necessità di rendere ancora più ambiziosi gli obiettivi SEN

Benefici delle FER

in termini di:

- Decarbonizzazione
- Innovazione
- Crescita economica
- Sicurezza degli approvvigionamenti

Target Quota FER sui consumi energetici finali al 2030 recentemente aumentato dal 27% al 32% (VS 28% target SEN 2017)

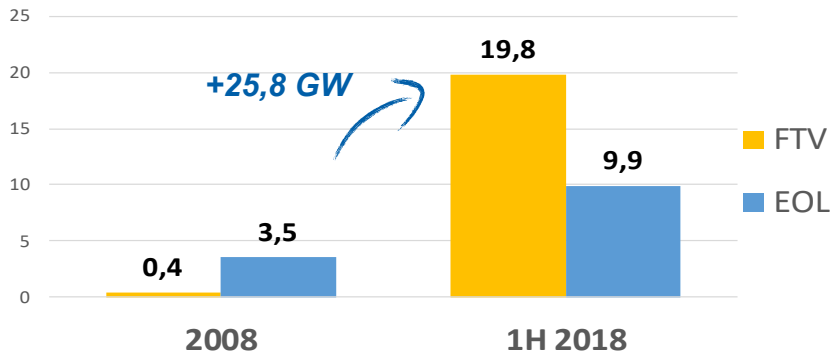
Terna è impegnata attivamente nel raggiungimento dei target europei, che pongono obiettivi ancora più sfidanti a livello nazionale in termini di nuova capacità FER

[1] PdS 2018

Evoluzione sistema elettrico

Key Points

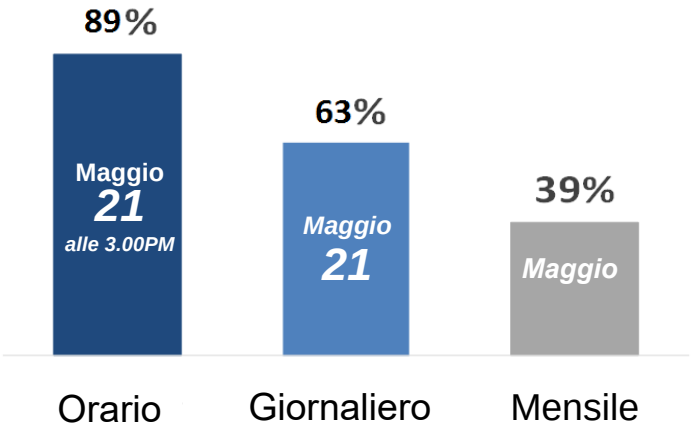
CAPACITÀ INSTALLATA EOLICA e SOLARE (GW)



Aumento capacità fonti rinnovabili

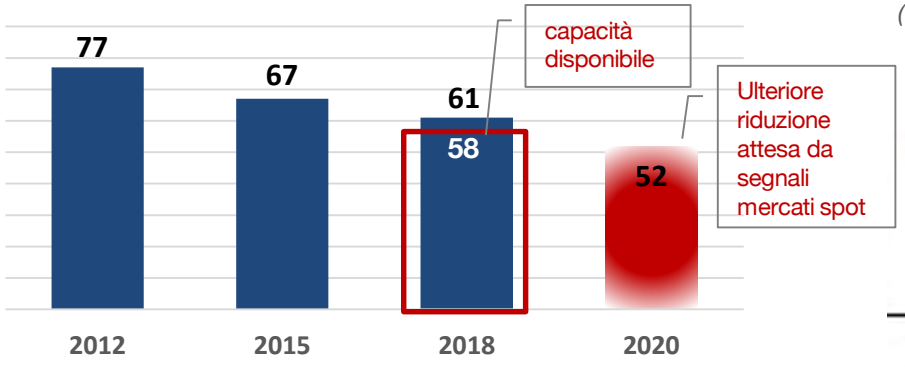
DOMANDA COPERTA DA FONTI RINNOVABILI* (2017)

** Incluso idroelettrico*



Picchi di fabbisogno orario coperto da FER crescenti

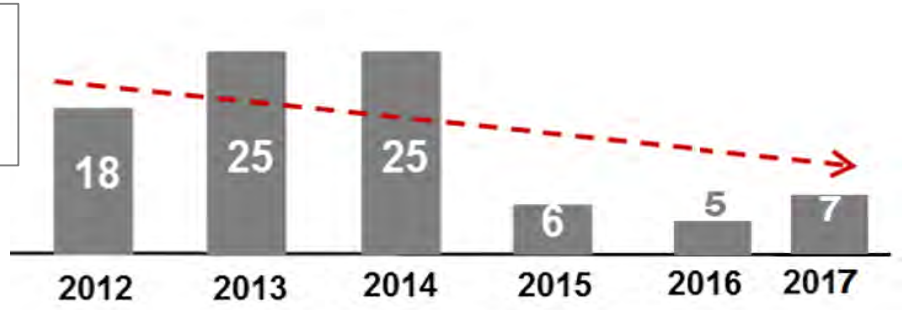
CAPACITÀ INSTALLATA TERMOELETTRICA (GW)



Riduzione termico convenzionale

MARGINE DI RISERVA ALLA PUNTA** (GW)

** *Differenza tra la capacità produttiva disponibile (incluso import) e il consumo (comprensivo della riserva) nel momento di massimo carico*

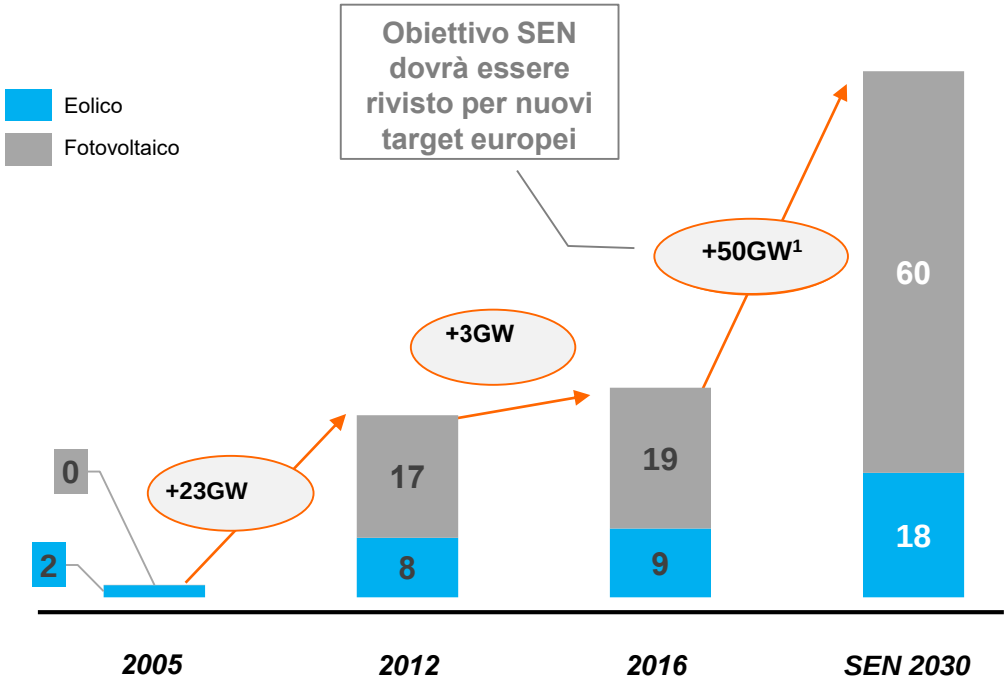


Progressiva **riduzione** margine di riserva alla punta

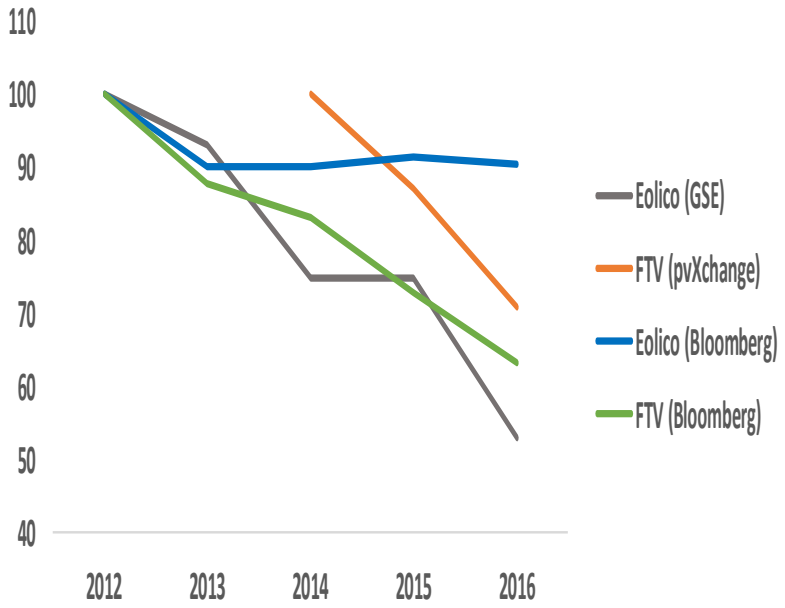
Evoluzione sistema elettrico

Prospettive di ulteriore sviluppo FER

CAPACITÀ INSTALLATA EOLICA e SOLARE (GW) – SCENARIO SEN 2030



ANDAMENTO COSTI IMPIANTI EOLICI E FTV (100=costo 2012)



La **capacità installata da FER** è cresciuta notevolmente negli ultimi anni ed è destinata a crescere ulteriormente, rispondendo agli **obiettivi SEN**, anche grazie alla **riduzione del costo** degli impianti eolici e fotovoltaici

Lo scenario al 2030 prevede una forte crescita degli impianti FER

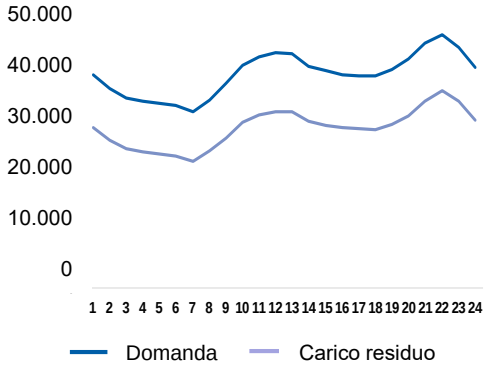
[1] PdS 2018

Evoluzione sistema elettrico

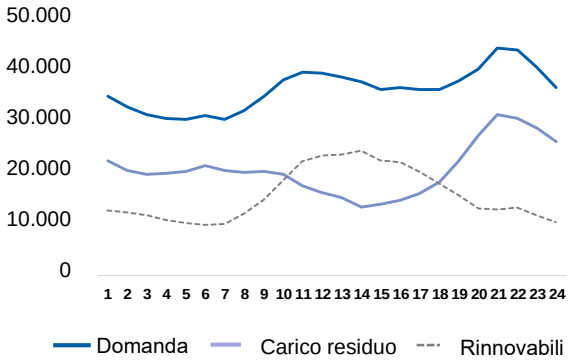
Curva di carico residuo

ANDAMENTO TIPICO DELLA CURVA DI CARICO RESIDUO SULLE 24 ORE [MW]

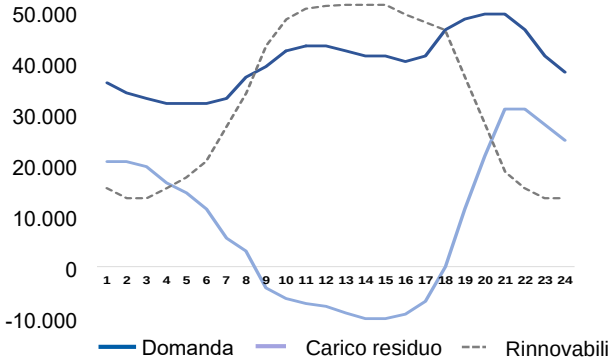
Aprile 2010



Aprile 2018



Aprile 2030



- Progressiva **riduzione della domanda soddisfatta da impianti tradizionali** a vantaggio delle FER
- Le ore diurne saranno coperte unicamente dalle fonti rinnovabili
- Inasprimento **problematiche** di **inerzia** e regolazione di **tensione** con possibili ripercussioni sulla stabilità del sistema elettrico

*Carico Residuo = Domanda – Rinnovabili non programmabili

Evoluzione sistema elettrico

Principali Impatti

TREND DI SISTEMA

Progressiva **dismissione di capacità termoelettrica; Riduzione potenza regolante** per modifica mix produttivo

Aumento FER non programmabili (ancora insufficiente in termini di **adeguatezza)**

Cambiamento curva di domanda termica residua

Phase out atteso impianti a carbone *(8 GW al 2025)*

Assenza di segnali di prezzo di lungo termine per permettere il rinnovo del parco di generazione

IMPATTI

- **Riduzione margini di riserva alla punta e rischio adeguatezza di sistema** (Situazioni critiche già registrate a Luglio 2015, Gennaio 2017 ed Agosto 2017)
- **Aumento congestioni sulla rete elettrica** per distribuzione disomogenea delle FER sul territorio
- **Aumento ripidità della rampa di carico** per volatilità della produzione rinnovabile non programmabile
- **Riduzione inerzia del sistema**
- Maggiore esigenza di risorse in grado di fornire servizi di **regolazione (V, f)** in tempi rapidi
- **Maggiore esigenza di movimentare risorse su MSD**

PRINCIPALI STRUMENTI

Interventi di rete al fine di aumentarne la magliatura e le interconnessioni con l'estero

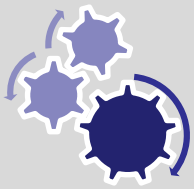
Sistemi di accumulo (idro in particolare) per integrazione FER, **adeguatezza e aumentare risorse in grado di offrire servizi di regolazione (f e V)**

Strumenti per promuovere segnali di prezzo di lungo termine e aste per nuove FER per far fronte ad adeguatezza e servizi di regolazione (f e V)

Revisione regole MSD per adattamento a nuovo contesto (**apertura** a nuove risorse che possono offrire servizi (f e V) e **integrazione** con mercati confinanti)

Fattori abilitanti alla transizione energetica

EVOLUZIONE DEL MERCATO



SEGNALI DI PREZZO DI LUNGO TERMINE
Garantire strumenti che forniscano segnali di prezzo di lungo termine capaci di promuovere gli investimenti sia in impianti rinnovabili che tradizionali per rinnovare il parco e permettere dismissione impianti più inquinanti

APERTURA A NUOVE RISORSE
Favorire la partecipazione di nuove risorse (domanda, generazione distribuita, storage) al mercato dei servizi ancillari. Nel 2017/18 **avviati importanti progetti pilota con ARERA**

INTEGRAZIONE MERCATI
TERRE per lo scambio di riserva terziaria e XBID (piattaforma unica per mercato infragiornaliero) possono aumentare competizione e disponibilità risorse

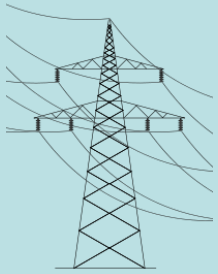
DATA MANAGEMENT

Investimenti in tecnologie che potenziano **OSSERVABILITÀ e CONTROLLABILITÀ DELLA RETE** e delle risorse distribuite ad essa connesse
Disponibilità dei dati è un abilitatore fondamentale per permettere integrazione nuove risorse nel Sistema elettrico

STORAGE

Necessari nuovi sistemi di **storage idroelettrico ed elettrochimico** per garantire adeguatezza, sicurezza e rapidità di risposta, assorbendo energia nelle ore di maggiore produzione rinnovabile (**quadro regolatorio**/normativo **da definire**)

INTERVENTI INFRASTRUTTURALI



Potenziamento delle **dorsali interne (Nord-Sud e isole) e interconnessioni** necessario a risolvere nuove congestioni e vincoli, aumentare adeguatezza e sicurezza del sistema, migliorare integrazione delle rinnovabili.
Reti ad alta capacità e **FACTS** (Flexible AC Transmission System) per aumento efficienza complessiva del sistema

Terna è impegnata su vari fronti per favorire l'integrazione delle FER

Fattori abilitanti alla transizione energetica

View di Terna

Risorse distribuite

L'integrazione di **risorse distribuite** - domanda, impianti di generazione distribuita e accumuli - è uno dei fattori abilitanti alla transizione energetica; un **ruolo attivo** di queste risorse **nella fornitura dei servizi** per la gestione in sicurezza del sistema permette di far fronte alla progressiva riduzione di risorse convenzionali

Storage

- Nuova capacità di accumulo (**storage)** è risorsa fondamentale per l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico nonché per massimizzare l'utilizzo delle fonti rinnovabili
- Lo storage - in un sistema caratterizzato da presenza crescente di risorse distribuite e intermittenti - è uno strumento essenziale per il rispetto dei parametri di **qualità del servizio** (frequenza, tensione) garantendo inerzia e potenza di corto circuito
- Gli obiettivi di decarbonizzazione sono conseguibili con significativo ricorso allo **stoccaggio idroelettrico** (elevata intensità di accumulo centralizzata) **accompagnato da accumuli elettrochimici** (per ottimizzazioni locali)

Autoconsumo

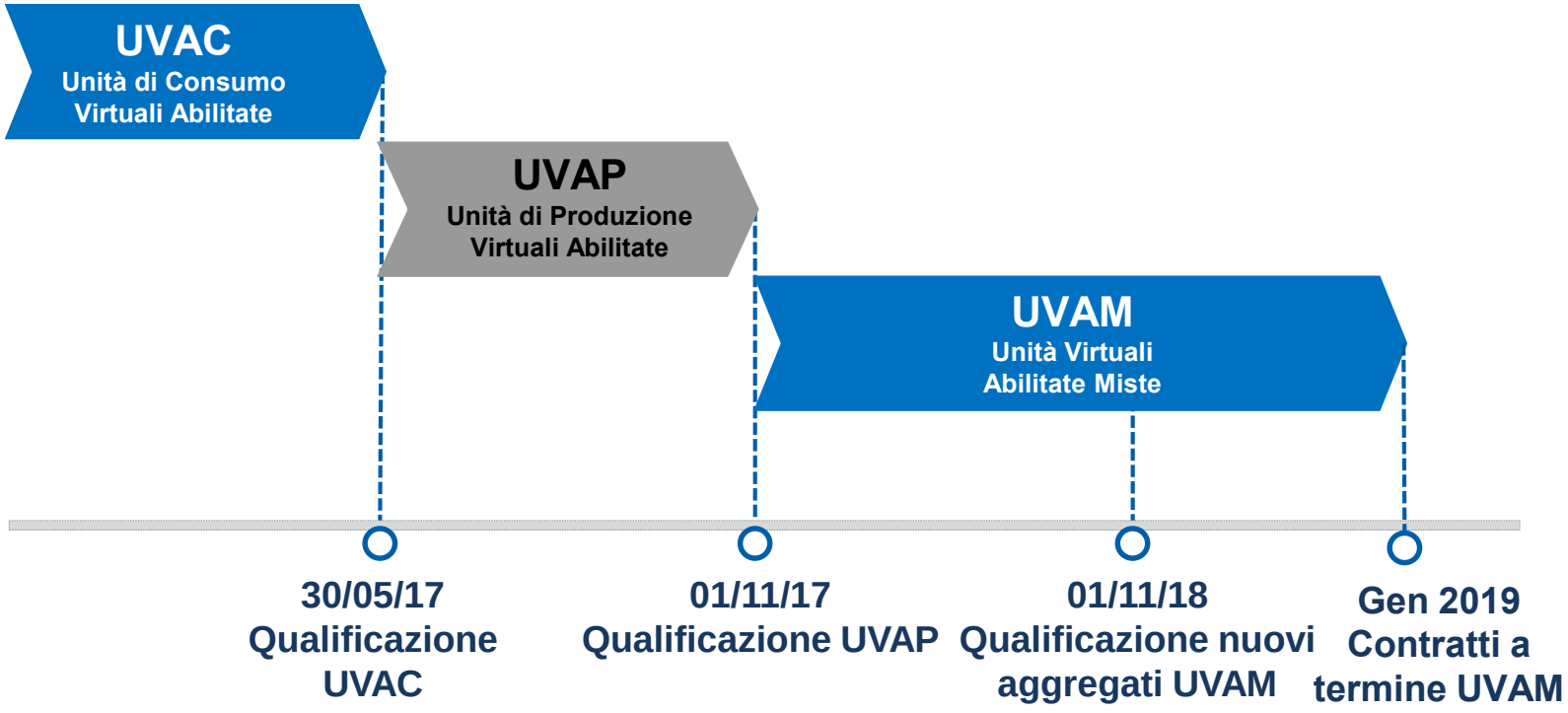
- Necessità di favorire **solo** lo sviluppo di **forme di autoconsumo efficienti.** A tal fine risulta fondamentale:
  - superare forme implicite di incentivazione che non sono controllabili (quali le esenzioni, che costituiscono un sussidio incrociato che grava su chi non ha le risorse per diventare un autoproduttore) e passare **ad incentivi espliciti**
  - garantire il rispetto dei parametri di funzionamento in sicurezza del sistema elettrico assicurando adeguati standard di servizio

Risorse distribuite

Le azioni di Terna (I)

Terna sta promuovendo, sulla base degli indirizzi di ARERA, nuove iniziative volte ad abilitare un maggior numero di risorse (GD, Domanda e Storage) alla **partecipazione attiva** al mercato dei servizi di dispacciamento

- → Avviati i Progetti Pilota delle **UVAC** e delle **UVAP** per abilitare rispettivamente la domanda e la GD
- → Dal 1° Novembre 2018 avvio del Progetto Pilota **UVAM** per consentire la partecipazione in forma aggregata della domanda, della GD e dei sistemi di accumulo



Risorse distribuite

Le azioni di Terna (II)

UVAC – Unità di Consumo Virtuali Abilitate

516 MW abilitati

- Abilitazione a MSD di aggregati di carico in grado di ridurre il proprio prelievo di almeno 1 MW entro 15 minuti dalla richiesta di Terna
- Introdotta la figura dell'aggregatore

UVAP – Unità di Produzione Virtuali Abilitate

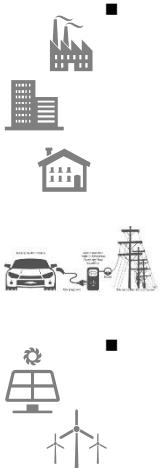
110 MW abilitati

- Abilitazione a MSD di aggregati di unità di produzione connesse alle reti di distribuzione (programmabili o non) inclusi i sistemi di accumulo, in grado di offrire flessibilità a scendere e/o a salire di almeno 1 MW entro 15 minuti dalla richiesta di Terna
- Introdotta la figura dell'aggregatore

Risorse distribuite

Le azioni di Terna (III)

UVAM – Unità Virtuali Abilitate Miste

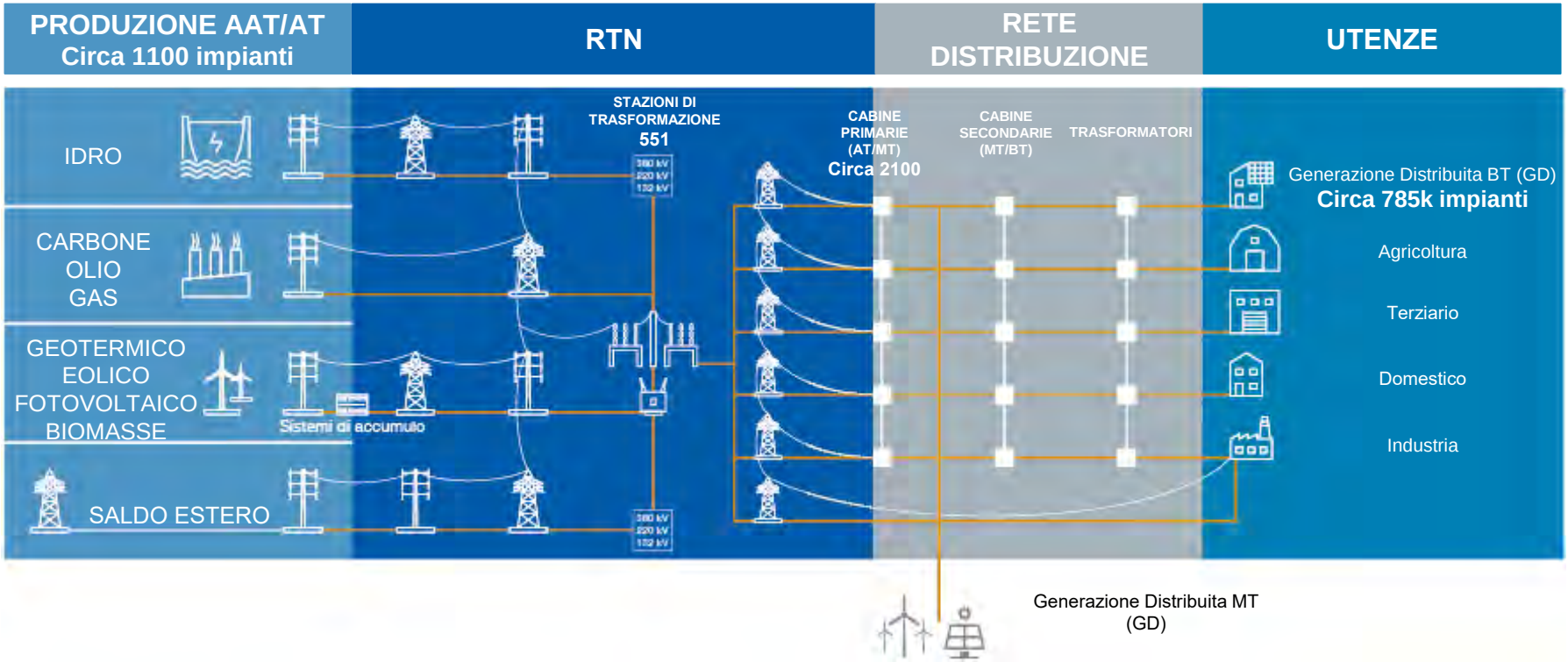


- Le UVAM rappresentano uno **strumento chiave e flessibile** di risorse di diversa natura:
  - Unità di **produzione**
  - Unità di **consumo**
  - Impianti di **accumulo** «stand alone» o abbinati a UP e/o a unità di consumo
  - Sistemi di accumulo funzionali alla **mobilità elettrica**
- Le UVAM devono essere in grado di offrire flessibilità a scendere e/o a salire di almeno 1 MW entro 15 minuti dalla richiesta di Terna

Per la prima volta in Italia, attraverso il progetto UVAM, le tecnologie V2G e G2V avranno la possibilità di partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento

Risorse distribuite

Osservabilità delle risorse connesse alla rete

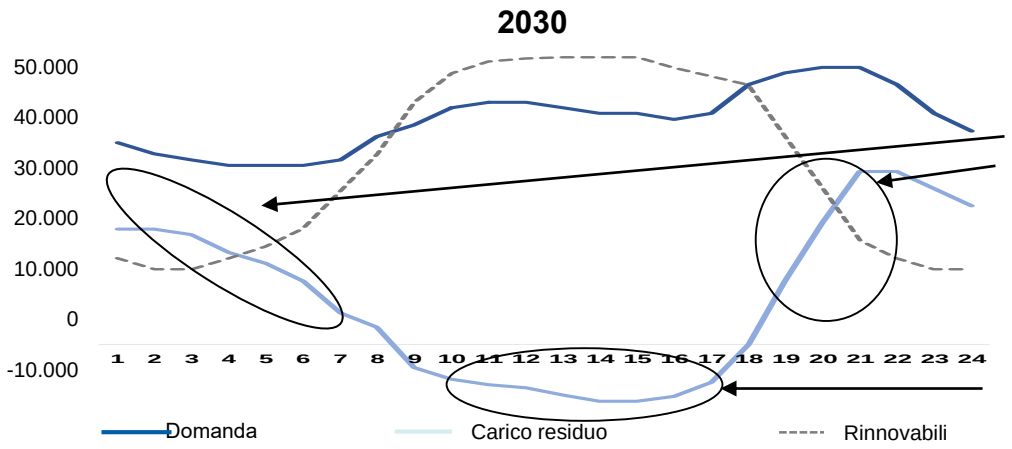


In un Sistema contraddistinto da una forte crescita delle FER connesse in MT/BT e da un ruolo sempre più «attivo» ricoperto dai *prosumer* nella fornitura di flessibilità, <u>l'osservabilità delle risorse distribuite risulta fondamentale per gestire il sistema elettrico in sicurezza</u>

Storage

Esigenze di sistema

CURVA DI CARICO RESIDUO CON AUMENTO RINNOVABILI



Pompaggi producono durante le rampe e nelle ore di bassa produzione rinnovabile

Pompaggi in assorbimento

Ulteriore aumento delle fonti rinnovabili al 2030 accentuerà i seguenti fenomeni:

- **Aumento rampa serale di carico**
- **Riduzione potenza regolante**
- **Riduzione margini di riserva alla punta**
- **Aumento congestioni sulla rete elettrica**
- Maggiore esigenza di risorse rapide di **regolazione**
- **Periodi di overgeneration**

Fondamentali nuovi sistemi di storage idroelettrico ed elettrochimico per coprire la curva di fabbisogno in sinergia con sistemi di generazione flessibile

Storage

Impianti di Pompaggio

Benefici

- Gli impianti di pompaggio **consentono di rispondere a tutte le esigenze** di un sistema con fonti intermittenti al 55% o più al 2030
- Terna ha inserito nel **PdS 2018** la necessità di ulteriori 5 GW di accumulo idroelettrico, da localizzare al Sud e Centro-Sud dove è più intenso lo sviluppo delle rinnovabili ed è minore la capacità di accumulo
- Al 2030 i **pompaggi assorbiranno energia durante le ore centrali della giornata** (con carico residuo negativo) e produrranno nelle restanti ore contribuendo:
  - a **coprire il fabbisogno** nelle ore di alto carico e scarso apporto di solare/eolico
  - a **ridurre le congestioni** di rete e **l'overgeneration**
  - a **fornire servizi di rete**, in virtù dell'elevata flessibilità di questi impianti
- Tali impianti dovranno essere **realizzati a mercato**

Modello di sviluppo

La realizzazione di nuovi impianti di pompaggio richiede la definizione di un modello di sviluppo che:

- **faciliti l'iter di rilascio dell'autorizzazione** e della concessione idroelettrica
- favorisca **segnali di prezzo di lungo termine** per investitori e operatori di mercato
- garantisca la gestione di tali impianti per esigenze di sicurezza del sistema, **riducendo** il più possibile **l'impatto sul mercato**

Storage

Accumulo elettrochimico

Integrazione nel MSD dei sistemi accumulo elettrochimico

Il progetto **UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste):**

- va nella direzione della integrazione dei sistemi di accumulo nel mercato dei servizi
- consente la partecipazione degli accumuli negli aggregati che costituiscono le UVAM per la fornitura dei servizi nel mercato dei servizi di dispacciamento

Terna sta gestendo due importanti **Storage Lab** che hanno permesso di valutare il **contributo attuale e prospettico dello storage elettrochimico nella fornitura dei servizi**

Autoconsumo

Configurazioni esistenti e impatti

SDC
(Sistemi di Distribuzione Chiusi)

- **Reti elettriche private** all'interno di siti industriali, commerciali o di servizi condivisi, geograficamente limitati (non riforniscono clienti civili)
- **Schema di rete complesso**:
  - Presenza di una pluralità di utenti
  - Non gestito da titolare di concessione di trasmissione/distribuzione

SSPC
(Sistemi Semplici di Produzione e Consumo)

- **Schema di rete semplificato:**
  - Presenza di 1 produttore ed 1 cliente finale (rapporto 1:1)

- Energia autoconsumata da tali configurazioni pari a circa **30 TWh**
- Autoconsumo sostenuto attraverso **incentivazione implicita**: esenzione pagamento oneri di sistema e costi di rete (trasmissione e distribuzione)
- Costo complessivo stimato per il sistema pari a circa **1,8 Mld€**

Autoconsumo

Impatti nuove possibili configurazioni

Energy Communities

- Comunità di soggetti (cittadini, enti locali, PMI) associati per produzione, accumulo e consumo di energia in forma aggregata

Autoconsumo collettivo

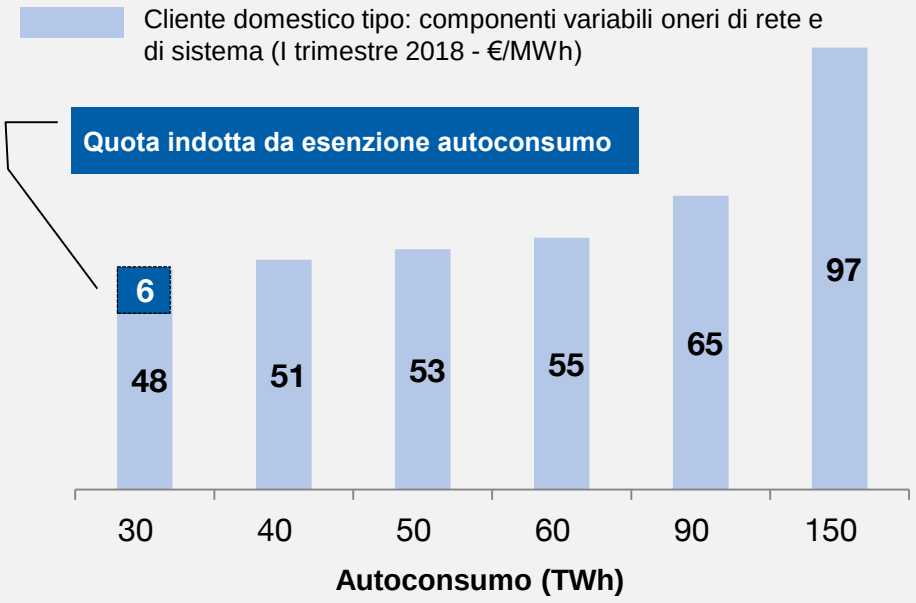
- Estensione del criterio 1:1 verso un criterio 1:n

L'estensione dei regimi di autoconsumo con **incentivo implicito** comporta un significativo **aumento** degli **oneri a carico della platea che non autoconsuma**

Al crescere dell'autoconsumo esentato, cresce l'incentivo implicito ad autoconsumare:

- si innesta un circolo vizioso che mette a rischio la sostenibilità dell'attuale impianto tariffario
- non necessariamente si incentivano impianti rinnovabili ed efficienti

Incentivo implicito cliente domestico tipo su componenti variabili oneri di sistema e costi di rete(*)



Forme esplicite di incentivazione consentirebbero una maggiore selettività delle soluzioni ed una controllabilità dei costi per maggiore efficienza ed efficacia complessiva

(*) Elaborazioni Terna su dati ARERA - Ipotesi di invarianza del totale dei costi di rete e degli oneri di sistema

Audizione

Affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

X Commissione Industria, Commercio, Turismo
Senato della Repubblica

Roma, 20 settembre 2018

Agenda

La transizione energetica e il ruolo della generazione distribuita

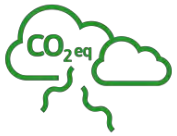
Le iniziative di Enel X

Gli obiettivi europei al 2030 guidano la transizione energetica

Efficienza energetica

*Riduzione dei consumi primari e finali di energia al 2030 rispetto al tendenziale**

-32,5%



Gas Serra

Riduzione al 2030 delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990

-40%

Fonti rinnovabili

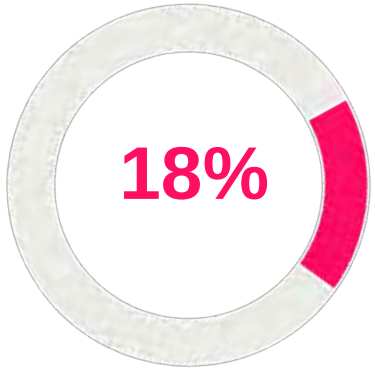
Contributo ai consumi finali di energia al 2030

32%

* Scenario tendenziale definito nel 2007 (Primes EU Reference Scenario 2007 – Energy, transport and GHG emissions trends to 2030)

Possibile declinazione degli obiettivi sulle fonti rinnovabili in Italia

Situazione attuale

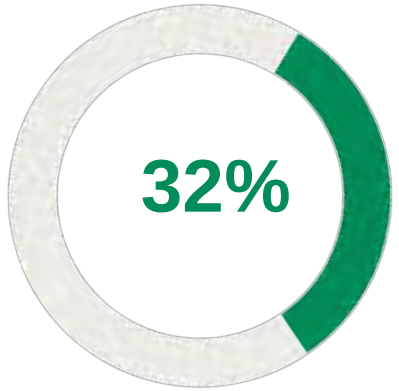


Quota di rinnovabili sui consumi finali al 2016*

34% nel settore elettrico

7% nei trasporti

Nuovo target
Renewable Energy Directive (RED II)**



Quota minima di rinnovabili sui consumi finali al 2030

55-65% nel settore elettrico

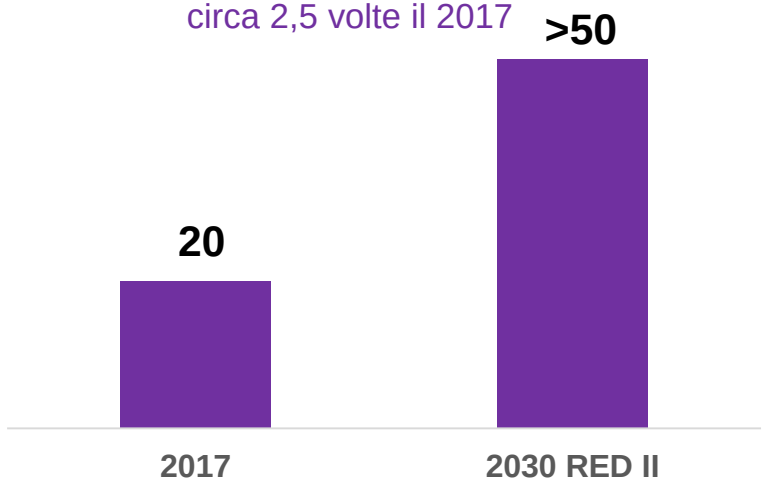
>14% nei trasporti

* Dati GSE ; **Accordo EU raggiunto il 13/06/2018 per un target comunitario del 32% di fonti rinnovabili sui consumi finali di energia

Obiettivi ambiziosi determineranno l'installazione di ingenti quantità di impianti fotovoltaici ed eolici

Fotovoltaico - Capacità installata (GW)

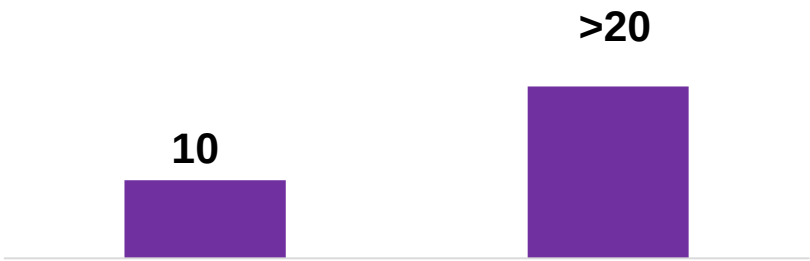
Nel 2030 incremento capacità di circa 2,5 volte il 2017



	2017	2030 RED II
n. Impianti	800.000*	3 Mln
Produzione (TWh)	24	>70

Eolico - Capacità installata (GW)

Nel 2030 incremento capacità di circa il doppio rispetto al 2017



	2017	2030 RED II
	5.600	>10.000
	17	>40

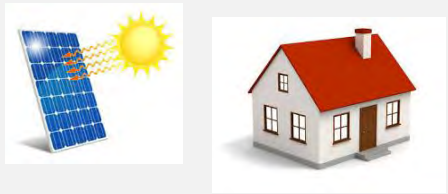
La generazione distribuita, anche in configurazione di autoconsumo, sarà necessaria per centrare gli obiettivi EU

* più del 90% degli impianti sono stati connessi alle reti di distribuzione

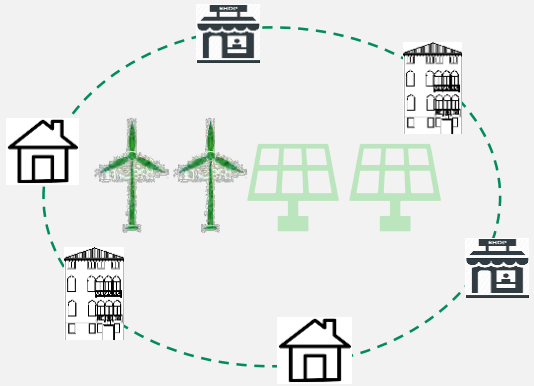
La normativa europea in discussione prevede varie configurazioni di autoconsumo

Configurazione «uno-a-uno»

1 impianto di produzione e 1 consumatore



Nuove configurazione «molti a molti»



N impianti di produzione e N consumatori

- Sistema di distribuzione chiuso (SDC)*
- Autoconsumatore esteso
- Renewable energy community (REC)
- Local energy community (LEC)

Necessario razionalizzare e semplificare le diverse configurazioni introdotte dal Clean Energy Package

* Istituto già previsto dalla normativa europeo ma recepito solo parzialmente in Italia

I recenti orientamenti europei rispetto alla sostenibilità economica dell'autoconsumo

ROMA, 20 aprile 2018 Politica energetica

Sussidi Fer, lente delle Corti dei Conti di Francia e Germania

I giudici imputano a Parigi e Berlino un'insufficiente valutazione costi/benefici

Con sincronia forse n
Conti di Francia e Ger
secco richiamo ai risp
delle somme stanziat
l'incentivazione delle

Council of the European Union

Brussels, 21 June 2018
(OR. en)

10308/18

Interinstitutional File:
2016/0382 (COD)

ENER 246
CLIMA 114
CONSOM 188
TRANS 274
AGRI 309
IND 175
ENV 455
CODEC 1118

NOTE

From:	General Secretariat of the Council
To:	Permanent Representatives Committee
Subject:	Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources - Analysis of the final compromise text with a view to agreement

La Direttiva Europea per le Rinnovabili (art . 21) prevede una **analisi costi-benefici** da parte degli Stati Membri **per valutare** la:

a. **Aderenza del valore del sostegno ai costi delle installazioni**

b. **Sostenibilità economica degli schemi incentivanti per l'intero sistema**

Crescente attenzione alla sostenibilità economica complessiva degli schemi di autoconsumo, sia a livello Europeo che di singoli Stati Membri

Le direttrici fondamentali per uno sviluppo efficiente della generazione distribuita e dell'autoconsumo

1 **Sviluppo generazione distribuita sostenibile**

2 **Equità pagamento oneri**

4 **Diritti consumatori**

3 **Efficienza reti**

Le direttrici fondamentali per uno sviluppo efficiente della generazione distribuita e dell'autoconsumo

1 Sviluppo generazione distribuita sostenibile

- **Individuare in maniera univoca le configurazioni ammissibili** e prevedere una **armonizzazione delle regole** e adempimenti a cui sono sottoposte
- Favorire unicamente la realizzazione di **tecnologie rinnovabili e di cogenerazione ad alto rendimento** (in analogia ai Sistemi Efficienti di Utenza – SEU*)

2 Equità pagamento oneri

- Garantire **meccanismi di sostegno che riflettano l'evoluzione dei costi di installazione delle nuove tecnologie** e **siano correlati** al **beneficio** apportato al sistema da tali configurazioni (abbattimento emissioni, riduzione dipendenza energetica, etc.) in modo da **assicurare un'equa distribuzione** degli **oneri di sistema e di rete** tra diverse tipologie di consumatori (connessi alla rete del distributore e autoproduttori)

3 Efficienza reti

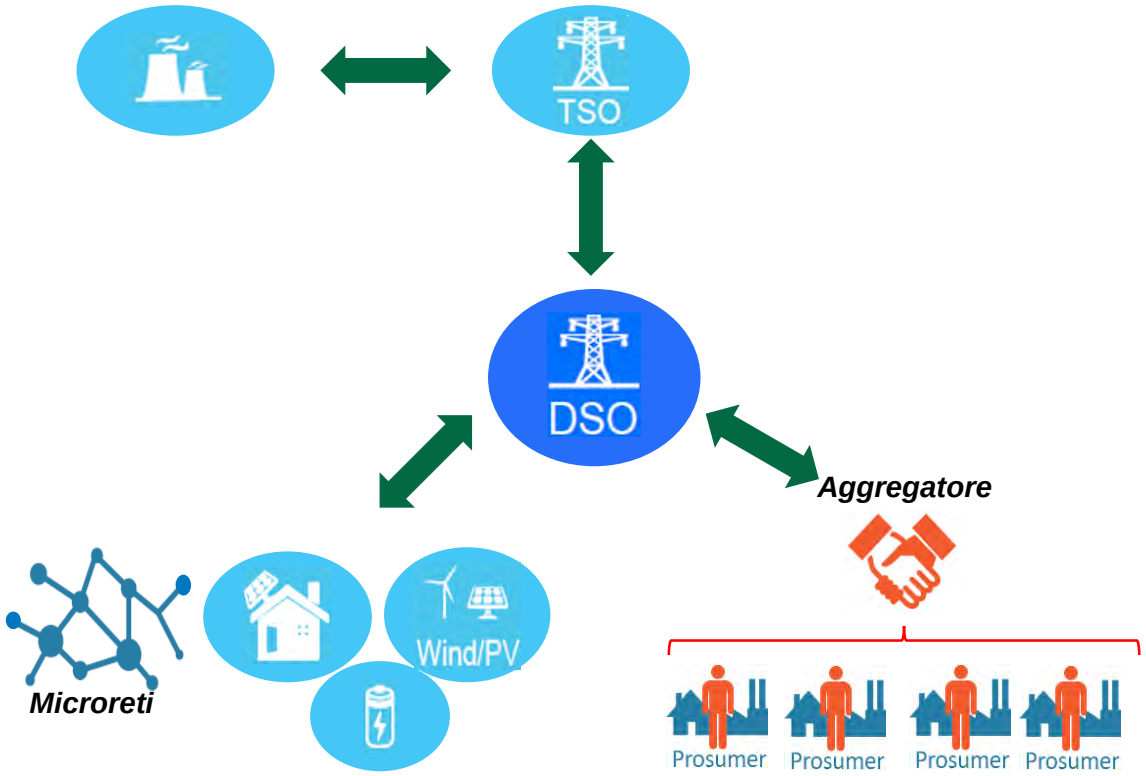
- **Evitare inefficiente duplicazione della rete:** realizzazione di reti private (es. SDC, autoconsumo esteso) solo a seguito di **analisi costi-benefici** che ne dimostri la convenienza rispetto alla rete del distributore. **Soluzioni di natura commerciale** possono consentire adeguato sviluppo delle fonti rinnovabili, preservando diritti dei consumatori e sicurezza del sistema elettrico

4 Diritti consumatori

- Tutelare i **diritti dei consumatori** in termini di **qualità tecnica del servizio** (es. durata e numero interruzioni) e **qualità commerciale** (es. diritto di cambiare il fornitore di energia elettrica), garantendo ai clienti in configurazioni in autoconsumo le medesime condizioni dei clienti connessi alla rete del distributore

* Configurazioni di autoconsumo «uno-a-uno» introdotte in Italia dal Dlgs. 115/08

Il ruolo chiave del DSO in un sistema che cambia



- **Rafforzamento del ruolo del DSO per proseguire nello sviluppo efficiente della generazione distribuita**
- **La diffusione dei contatori di seconda generazione consentirà la partecipazione ai mercati di tutti i clienti, anche quelli residenziali**

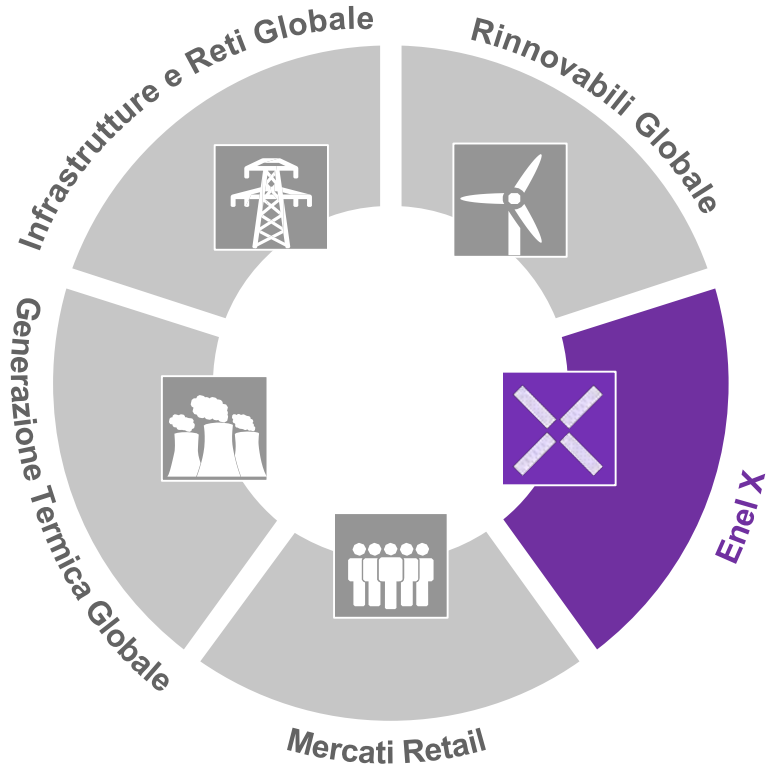
Il distributore come abilitatore neutrale della generazione distribuita e della partecipazione attiva dei consumatori ai mercati

Agenda

La transizione energetica e il ruolo della generazione distribuita

Le iniziative di Enel X

La creazione di Enel X per guidare la transizione energetica



Leader della transizione energetica e dell'elettrificazione degli usi

Piattaforma digitale

Empowerment del cliente per la partecipazione ai mercati dell'elettricità

Un modello adatto per un mondo digitalizzato, a basse emissioni

Gli obiettivi strategici di Enel sono allineati a tutti i target europei di decarbonizzazione

Obiettivi strategici Enel

- Guidare la transizione energetica accelerando l'**elettrificazione dei consumi**
- Aiutare i clienti a raggiungere gli obiettivi di **riduzione dei costi energetici e di decarbonizzazione**
- Garantire la necessaria **flessibilità al sistema** per permettere l'integrazione delle rinnovabili

Obiettivi europei al 2030

- 32,5% efficienza energetica

*Riduzione dei consumi primari e finali di energia al 2030 rispetto al tendenziale**

- 40% emissioni GHG

Riduzione al 2030 delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990

32% fonti rinnovabili

Contributo ai consumi finali di energia al 2030

* Scenario tendenziale definito nel 2007 (Primes EU Reference Scenario 2007 – Energy, transport and GHG emissions trends to 2030)

Le soluzioni di Enel X per clienti, città e sistema elettrico

1 Infrastrutture per una città sostenibile	Illuminazione pubblica, illuminazione artistica	Infrastruttura di ricarica pubblica per veicoli elettrici	Rete in fibra ottica (attraverso Open Fiber)
2 Nuovi servizi energetici al cliente	Risorse distribuite (es. fotovoltaico, stazioni private di ricarica per veicoli elettrici)	Servizi di diagnosi, monitoraggio ed analisi energetica	Soluzioni di efficienza energetica per grandi progetti
3 Servizi di flessibilità al sistema elettrico	Demand Response	Accumuli distribuiti	Integrazione dei veicoli elettrici nella rete (es. V1G, V2G)

Recenti acquisizioni

	DEMAND energy	ENERNOC	eMotorWerks	yousave	ufinet
	Società Americana - Ottimizzazione dei consumi attraverso software di gestione degli **accumuli**	Società Americana - Leader globale nel **Demand Response** con 6 GW di capacità flessibile gestita	Società Americana – Ricarica intelligente e **vehicle grid integration**	Società Italiana – **Ottimizzazione dei profili di consumo** dei clienti	Società presente in 14 paesi dell' America Latina – gestisce **rete in fibra ottica** di 49.000 chilometri
1 Infrastrutture per una città sostenibile					✓
2 Nuovi servizi energetici al cliente	✓	✓	✓	✓	
3 Servizi di flessibilità al sistema elettrico	✓	✓	✓		

Le acquisizioni quale strumento per posizionare Enel X velocemente in nuovi segmenti di mercato acquisendo il relativo know-how e competenze

32% fonti rinnovabili

Iniziative di Enel X in Italia

Generazione distribuita – Offerte di Fotovoltaico e accumuli ai clienti residenziali

Enel X SunStorage

Taglie Enel X SunStorage:

- **PV: da 2,8** a 5 kWp
- **Storage**: da 4,8 a 7,2 kWh

- **PV: da** 3 a 5 kWp
- **Storage**: da 4,8 a 7,2 kWh

I sistemi di accumulo ben si integrano con i pannelli fotovoltaici per aumentare la capacità di autoconsumo

Enel X Storage

Taglie Enel X Storage:

- **Small** da 2,4 kWh
- **Medium** da 4,8 kWh
- **Large** da 7,2 kWh
- **XLarge** da 9,6 kWh

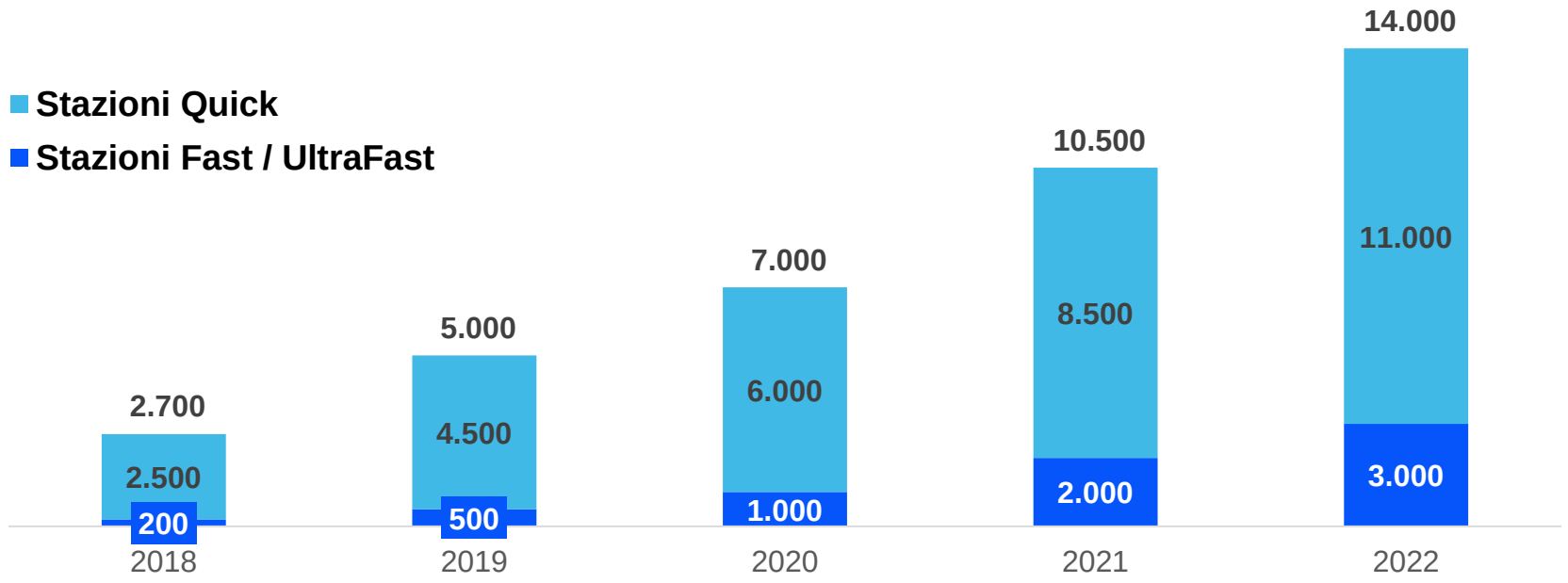
Al fine di ampliare il perimetro degli interventi di efficientamento energetico, è auspicabile l'estensione della agevolazione di cedibilità del credito anche ai sistemi di autoconsumo (fotovoltaico e accumuli)

- 40% emissioni GHG

Iniziative di Enel X in Italia

Mobilità elettrica - Infrastrutture pubbliche di ricarica in Italia

Il piano di Enel X



Enel X sta implementando il più grande piano di installazione di ricarica pubblica in Italia: fino a 14.000 stazioni di ricarica entro il 2022 per un investimento fino a 300 M€

32% fonti rinnovabili

Iniziative di Enel X in Italia

Vehicle to Grid Integration

Produttori di auto

Pilota TSO di agosto 2018

Demand Response

Interruzione di una ricarica in corso o **avvio differito** di ricariche; l'**aggregazione** dei contributi dei diversi stop o ritardi è equivalente al contributo di un energivoro interrompibile.

Vehicle 1 Grid
Vehicle 2 Grid

Regolazione di frequenza

Modulazione di una ricarica in corso ***/*** **Restituzione di potenza** dalla batteria dell'auto **alla rete** per fornire servizi di regolazione di frequenza. Accresce la flessibilità della rete e consente di mitigare rischi di overload o di aumentare l'hosting capacity di rinnovabili.

Vehicle 1 Grid
Vehicle 2 Grid

Energy 2 Grid

Restituzione di energia dalla batteria dell'auto alla rete elettrica, che in forma aggregata, può permettere di **alimentare porzioni di rete in condizioni di emergenza o partecipare ai mercati wholesale dell'energia**

Vehicle 2 Grid

Prodotti Enel X

Nel pilota del TSO, Enel X svolge il ruolo di «Aggregatore» con la responsabilità di offrire i servizi sul mercato dei servizi di dispacciamento aggregando diversi carichi di domanda

E’ necessario rilanciare alcune iniziative per lo sviluppo della mobilità elettrica in Italia

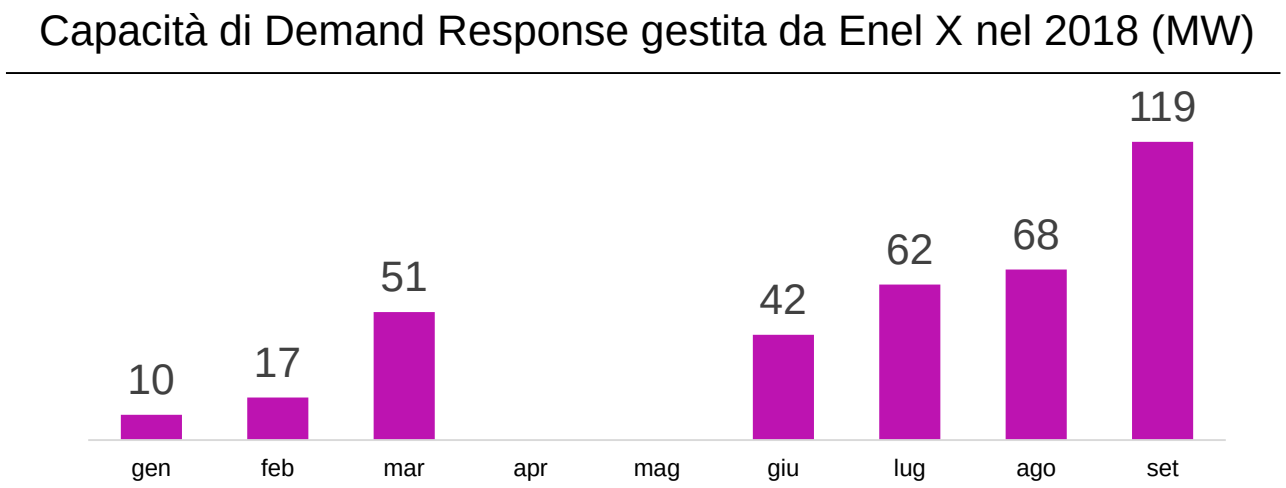
1. Prevedere un **sistema di tariffe** dell’energia elettrica volto a supportare lo sviluppo della mobilità elettrica
2. **Uniformare regolamenti** comunali e procedure burocratiche per **l’installazione di infrastrutture di ricarica (sia private che pubbliche),** permettendo di dare una **piena e rapida esecuzione al piano nazionale delle infrastrutture di ricarica** (PNIRE)
3. Razionalizzare alcuni **oneri fiscali** (es. oneri di fatturazione per servizio ricarica), in linea con carburanti convenzionali
4. **Agevolazioni (monetarie e non)** sulle infrastrutture, sulla filiera tecnologica e poi sull’acquisto dei veicoli
5. **Installazione** di infrastrutture di ricarica in ciascun comune e **sostituzione** parchi autovetture in uso **alla PA**
6. Accelerare la partecipazione dei **veicoli elettrici al mercato di dispacciamento** (Vehicle Grid Integration)

32% fonti rinnovabili

Iniziative di Enel X in Italia

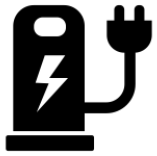
Demand Response

- Enel X è il **primo operatore di Demand Response** in Italia con 119 MW gestiti pari al 41% della capacità risultata aggiudicataria di contratti a termine nell'ambito delle aste indette da Terna.
- Il servizio di **Demand Response** permette la partecipazione della domanda ai **mercati dei servizi dispacciamento**, finora accessibili solo agli impianti di generazione di grande taglia

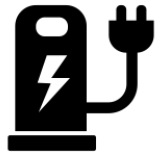


Aprire i mercati per far partecipare la domanda alle medesime condizioni degli impianti già abilitati e migliorare le condizioni per la partecipazione dei cittadini al mercato dell'energia

Possibili azioni per favorire il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica

	Situazione attuale		Azioni proposte
	Detrazione fiscale	*Cessione credito fiscale*	
Interventi di efficienza energetica (condomini, etc.)	✓	✓	• Prevedere il **provvedimento attuativo per la cessione del credito anche alle singole unità abitative**, invece che ai soli condomini
Risorse distribuite (Fotovoltaico e Accumuli)	✓	✗	• **Estendere cedibilità del credito fiscale** anche a generazione distribuita e accumuli • Prevedere **detrazione fiscale** anche per soluzioni di **accumulo stand-alone**
 ***Mobilità elettrica***	✗	✗	• Assimilare **l'installazione di infrastrutture di ricarica private** ad interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, pertanto sottoposti a detrazione fiscale e cessione del credito

Sintesi delle linee di azioni auspicabili

	Azioni auspicabili
 ***Mobilità elettrica***	⁜ Prevedere un **sistema di tariffe** dell'energia elettrica volto a supportare lo sviluppo della mobilità elettrica ⁜ Dare piena e rapida esecuzione al **piano nazionale per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica (PNIRE),** uniformare regolamenti e procedure ⁜ Prevedere **agevolazioni dirette (monetarie e non)** sulle infrastrutture e sull'acquisto dei veicoli per far decollare la tecnologia, razionalizzare oneri fiscali (es. su fatturazione ricarica)
Interventi di efficienza energetica (condomini, etc.)	⁜ Riconoscere **detrazione fiscale anche per le infrastrutture di ricarica** dei veicoli elettrici prevedendo la relativa **cedibilità del credito fiscale** ⁜ Estendere cedibilità del credito anche a **generazione distribuita e accumuli**
Partecipazione dei cittadini al mercato elettrico	⁜ Aprire i mercati per far **partecipare la domanda** alle stesse condizioni degli impianti di generazione abilitati e migliorare le condizioni per la **partecipazione dei cittadini al mercato dell'energia** ⁜ Accelerare in particolare la **partecipazione dei veicoli elettrici al mercato di dispacciamento** (Vehicle Grid Integration)

Un contesto favorevole permetterebbe di conseguire gli obiettivi e genererebbe benefici ambientali, culturali e socio-economici, con importanti ricadute occupazionali

ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Audizione di AIGET - Associazione Italiana di Grossisti di Energia e Trader

nell'ambito dell'esame dell'affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica, anche alla luce dell'accordo, raggiunto a giugno tra Consiglio e Parlamento europeo, sulla proposta di direttiva per la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che indirizzerà le legislazioni degli Stati membri dal 2020 al 2030

1 Il contesto normativo e regolatorio vigente

Fin dalla loro iniziale concezione, i sistemi elettrici sono stati tendenzialmente concepiti come infrastrutture complesse e articolate in grado di trasportare energia elettrica da grandi siti di produzione centralizzata fino alle utenze finali. In questo contesto da sempre riscontrano una forte attenzione iniziative volte ad abbreviare il percorso complessivo dell'energia. È infatti di interesse per i siti di consumo potersi approvvigionare in proprio di energia elettrica, mediante sistemi di produzione, funzionalmente essenziali per il processo produttivo, posti nelle vicinanze del carico stesso.

L'evoluzione normativa/regolatoria dei sistemi di autoproduzione parte in particolare dal Decreto legislativo n. 79/99 di attuazione alla Direttiva Europea 96/72/CE, che ha come noto dato il via alla liberalizzazione anche del mercato elettrico italiano:

- liberalizzando le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita dell'energia elettrica e
- stabilendo che le attività di trasmissione e dispacciamento siano riservate allo stato e da quest'ultimo attribuite in concessione a Terna (prima come GRTN) e che l'attività di distribuzione dell'energia elettrica fosse svolta in regime di concessione rilasciata dal MiSE con durata trentennale.

Il Decreto individuava esplicitamente l'obbligo di connessione di terzi come un obbligo posto in capo ai gestori di rete titolari di una concessione di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica e non come una caratteristica di una rete. Ciò in quanto un tale obbligo, discendente dai vincoli posti dalla concessione di sevizio di pubblica utilità, deve trovare applicazione anche laddove non vi siano già reti elettriche preesistenti.

Lo stesso Articolo 9, al comma 1, individuava nelle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del medesimo Decreto, ivi incluse, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'Articolo 4, numero 8, della Legge n. 1643/62 (cioè in coloro che alla data di entrata in vigore di detto Decreto erogavano il servizio di fornitura dell'energia elettrica al cliente finale) i soggetti aventi diritto a continuare a svolgere il servizio di distribuzione previo rilascio di una concessione di distribuzione. La volontà del legislatore è stata quindi quella, da un lato, di non liberalizzare l'attività di distribuzione, ma di affidarla esclusivamente a determinati soggetti ai quali viene rilasciata un'apposita concessione e, dall'altro, di garantire che anche i soggetti che erano stati esonerati dalla nazionalizzazione e che già svolgevano la predetta attività (e nel complesso quindi l'Enel, le imprese elettriche minori, le

aziende municipalizzate e le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'Articolo 4, numero 8, della Legge n. 1643/62, per la quota diversa dai propri soci), rientrassero nel novero dei soggetti aventi diritto a richiedere una concessione per lo svolgimento dell'attività di distribuzione.
Il Decreto legislativo n. 79/99 aveva anche introdotto:

- la definizione di autoproduttore, inteso come "la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto", ricomprendendo in tale categoria tutti i soggetti esonerati dalla nazionalizzazione che non svolgevano l'attività di distribuzione, ma producevano energia elettrica ai fini del soddisfacimento dei propri fabbisogni;
- la definizione di linea diretta intesa come "la linea elettrica di trasporto che collega un centro di produzione ad un centro di consumo, indipendentemente dal sistema di trasmissione e distribuzione".

Sia il quadro normativo vigente prima della liberalizzazione che quello posto in essere con l'approvazione del Decreto legislativo n. 79/99, n. 115/08 e n. 99/09 e delle Delibere 578/2013 e 539/2015 hanno definito categorie statiche di sistemi di autoconsumo (SEU, RIU o SDC esistenti) che si applicano però a realtà profondamente dinamiche, portando quindi ad una modifica nel tempo delle configurazioni di autoproduzione che sono ad oggi facilitate dallo sviluppo della generazione diffusa. In particolare, il quadro normativo-regolatorio prevede:

- la possibilità di realizzare sistemi semplici di produzione e consumo in cui è presente un produttore e un consumatore (SEU);
- la sola gestione di sistemi multiclienti esistenti al 15 agosto 2009 (RIU) non essendo possibili iniziative su nuovi siti.

In particolare un SEU (Sistema Efficiente di Utenza) è un sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e da Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), gestiti da un unico produttore, sono direttamente connessi attraverso un collegamento privato ad un solo cliente finale, anche diverso dal produttore.
Un ulteriore vincolo relativo al SEU è la presenza di una sola unità di consumo, che costituisce l'insieme degli impianti per il consumo di energia elettrica collegati alla rete, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica, relativo al predetto insieme, sia utilizzato per un singolo impiego o una singola finalità produttiva.
Gli impianti devono trovarsi tutti all'interno di una stessa area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente stesso o, in parte, messa a disposizione del produttore.
Impianti in assetto SEU sono ad oggi una delle soluzioni più diffuse per l'autoconsumo, la loro implementazione futura è consentita a livello normativo e regolatorio secondo quanto previsto dal

Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC, con la Delibera 578/2013/R/eel).

Per quanto attiene i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), questi sono reti elettriche private che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che non riforniscono clienti domestici (salvo limitate eccezioni connesse a dipendenti residenti nei siti).

Il modello SDC è stato previsto dalla Direttiva EU 72/2009, come noto recepita in Italia con il Dlgs 93/2011. Ai sensi dell'articolo 28 della Direttiva 2009/72/CE:

- per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati in configurazioni impiantistiche in cui vari soggetti condividono una rete che consente l'ottimizzazione dell'approvvigionamento energetico o richiede specifici standard tecnici, di sicurezza o gestionali (condivisione di una rete di trasporto del calore cogenerato; standard elettrici diversi da quelli comunemente applicati alle reti pubbliche);
- il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate.

Gli SDC si suddividono poi in RIU (Reti Interne di Utenza) e ASDC (Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi).

La Legge 99/09 definisce le Reti Interne d'Utenza (RIU) come le reti elettriche il cui assetto è conforme a tutte le seguenti condizioni:

a) è una rete esistente al 15 agosto 2009, ovvero è una rete di cui, alla medesima data, siano stati avviati i lavori di realizzazione ovvero siano state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
b) connette unità di consumo industriali, ovvero connette unità di consumo industriali e unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale, purché esse siano ricomprese in aree insistenti sul territorio di non più di tre comuni adiacenti, ovvero di non più di tre province adiacenti nel solo caso in cui le unità di produzione siano alimentate da fonti rinnovabili;
c) è una rete non sottoposta all'obbligo di connessione di terzi, fermo restando il diritto per ciascuno dei soggetti ricompresi nella medesima rete di connettersi, in alternativa alla rete con obbligo di connessione di terzi;
d) è collegata tramite uno o più punti di connessione a una rete con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale non inferiore a 120 kV;
e) ha un soggetto responsabile che agisce come unico gestore della medesima rete che può essere diverso dai soggetti titolari delle unità di consumo o di produzione, ma non può essere titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica.

Per quanto riguarda gli ASDC, questi sono definiti come tutti i SDC diversi dalle RIU.

Sulla base della normativa primaria, l'Autorità ha confinato il perimetro degli SDC alle soluzioni esistenti al 15 agosto 2009: lo schema, sia esso RIU o ASDC, è quindi attualmente rivolto solo al

passato ed è disciplinato dal Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC, delibera 539/2015/R/eel).

2 Le statistiche FER e i nuovi obiettivi 2030

Come si rileva dai dati Terna, il fabbisogno di energia elettrica 2017, pari a 320,5TWh (+2,0% sul 2016), è stato soddisfatto per l'88,2% da produzione nazionale (282,8TWh: +2,0% sul 2016) e per la restante quota da importazioni nette dall'estero (37,8TWh: +2,0% sul 2016).
La produzione nazionale lorda, pari a 295,8TWh, è stata coperta per il 70,8% dalla produzione termoelettrica che continua a registrare un incremento positivo (209,5TWh: +5,0% rispetto al 2016), per il 12,8% dalla produzione idroelettrica (38,0TWh) che prosegue con un significativo calo (-14,1% rispetto al 2016) e per il restante 16,3% dalle fonti geotermica, eolica e fotovoltaica. Quest'ultima ha registrato una variazione più che positiva pari a +10,3% rispetto allo scorso anno: nel 2016, per la prima volta, si era registrato un calo del -3,7% rispetto al 2015.
I consumi elettrici, in aumento del 2,2% rispetto al 2016, si sono attestati a 301,9TWh.
In termini di potenza installata, al 31 dicembre 2017 la potenza efficiente lorda di generazione è risultata pari a 117,1GW, in linea rispetto al dato dello scorso anno, in quanto l'entrata in esercizio di nuovi impianti, anche termoelettrici di piccola taglia ha compensato le grandi dismissioni nel parco di generazione tradizionale. In aumento la capacità delle fonti rinnovabili quali il fotovoltaico, l'eolico e l'idroelettrico.
Nel 2017, quindi, la quota dei consumi finali lordi nel settore elettrico coperta da fonti rinnovabili è stata pari al 17,6%. Per il quarto anno consecutivo, la quota FER è risultata superiore al target fissato dalla direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17% riferito ai consumi finali lordi di energia).
L'obiettivo del 55% da FER elettriche al 2030 si traduce in una crescita attesa dell'energia FER del +79% rispetto al 2017, da 103 TWh a 184 TWh. I maggiori contributi sono attesi da fotovoltaico e eolico: l'energia fotovoltaica deve triplicare (da 24 TWh a 72 TWh) e l'energia eolica deve raddoppiare (da 17 TWh a 40 TWh). La crescita è, quindi, ambiziosa e per raggiungere gli obiettivi al 2030 occorrerebbe installare quasi 3 GW/anno di fotovoltaico e 0,8 GW/anno di eolico.
Per quanto attiene l'autoconsumo, sono ad oggi presenti 28 TWh di energia complessivamente autoconsumata, che rappresenta il 9% dei totali consumi elettrici nazionali. Di questi circa 22 TWh sono autoconsumati in sistemi SSPC e i restanti in sistemi RIU.
Lo scenario di evoluzione degli oneri ASos, elaborato dal GSE, prevede che al 2030 il costo di incentivazione potrebbe ridursi a circa 7,1 mld€ (per la scadenza degli incentivi ex-CV e TO), mentre dopo il 2030 è attesa una drastica riduzione dell'onere per il termine del Conto Energia.
Sempre secondo le stime del GSE, gli oneri generali di sistema traslati come effetto delle esenzioni sono pari a 1.1 mld€ di cui 250 mln€ sono le esenzioni a vantaggio delle rinnovabili. La stima prevede poi che, al fine di raggiungere gli obiettivi 2030, con le ipotesi di sviluppo sopra riportate si avrebbe un effetto sugli oneri di sistema e tariffe di rete di circa 800 mln€.

3 Il Clean Energy Package – I nuovi sistemi di autoconsumo e i relativi benefici

L'evoluzione tecnologica degli ultimi anni ha reso realizzabili sistemi di produzione che consentono di produrre energia elettrica in prossimità dell'utilizzatore. La valenza energetica di queste iniziative è evidente; questi sistemi consentono, infatti, di utilizzare localmente l'energia elettrica prodotta senza impiegare la rete elettrica nazionale, oltre al calore derivato dalla produzione dell'energia elettrica stessa (con impianti di cogenerazione), e che non potrebbe essere trasportato su lunghe distanze. L'energia prodotta localmente può poi essere distribuita ai diversi clienti all'interno del sito ottimizzandone la complessiva gestione energetica con il risultato di migliorare l'efficienza energetica del sistema rispetto a quella che si avrebbe con una normale rete di distribuzione.
Il Clean Energy Package considera già possibile questa evoluzione e prevede importanti innovazioni sia nella Direttiva Rinnovabili, sia nella Direttiva Elettrica. In particolare, sono introdotte due nuove forme di autoconsumo: l'autoconsumatore rinnovabile e la Local Energy Community.

Un auto-consumatore rinnovabile è un sistema con le seguenti caratteristiche.

- I clienti finali operano presso edifici di loro proprietà, in confini geografici delimitati o presso altri edifici. Se situati presso lo stesso edificio o condominio possono agire in forma aggregata.
- Gli stati membri devono assicurare loro la possibilità, anche tramite aggregatori, di generare elettricità rinnovabile per il proprio consumo, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile prodotta che non viene consumata (anche tramite PPA, fornitori di elettricità o contratti peer-to-peer) purchè tale attività non rappresenti la loro primaria attività commerciale o professionale.
- Per tale attività gli auto-consumatori non saranno soggetti a procedure discriminatorie o sproporzionate e a tariffe di rete non cost-reflective, in relazione all'elettricità che consumano, immettono in rete e a quella che rimane nella loro disponibilità.
- Prevista l'esclusione totale dal pagamento degli oneri per impianti FER in auto-consumo di piccola taglia (fino a 30 kW).

Una LEC o REC è un sistema con le seguenti caratteristiche.

- Entità legali, basate su partecipazione aperta e volontaria, effettivamente controllate da azionisti o membri che sono persone fisiche, autorità locali o PMI.
- Situate in prossimità dei progetti posseduti e sviluppati.
- Scopo principale: fornire benefici di tipo ambientale, economico o sociale ai membri della Comunità o alle aree locali in cui opera.
- Devono partecipare ai mercati energetici e agli strumenti di incentivazione alle rinnovabili.

Queste nuove forme di autoproduzione saranno essenziali per promuovere i nuovi target al 2030

di sviluppo delle rinnovabili, di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni. L'energia e l'integrazione di "tecnologie intelligenti" all'interno delle realtà urbane saranno, infatti, aspetti fondamentali nella pianificazione delle città e del territorio. Gran parte dei consumi energetici avvengono nei centri urbani, principalmente in connessione ai settori residenziale, terziario e dei trasporti e gli obiettivi europei di efficienza energetica, aumento della quota di rinnovabili e riduzione delle emissioni climalteranti, sono anche declinati a questa scala. È evidente quindi come l'energia riferita al territorio e alla città abbia un ruolo per nulla trascurabile. L'efficienza energetica mediante l'uso di materiali e tecniche innovative, l'uso di Generazione Diffusa (GD) e di energie rinnovabili hanno innescato un processo di sostenibilità ambientale che richiede di essere supportato. Tentativi di integrazione sono in rapida evoluzione, ma il processo è sinora limitato all'analisi di casi di studio limitati (test facility o siti espositivi) trascurando l'importanza del fenomeno applicato in modo sistematico e integrato all'interno di una vera scala urbana. Diventa, quindi, importante individuare e sviluppare i principali e necessari percorsi da compiere, anche a livello normativo e regolatorio, affinché una città diventi sostenibile integrando le reti di energia e trasporto con innovative tecnologie capaci di aumentare l'efficienza generale dell'ambiente urbano migliorando la qualità della vita dei cittadini.

Tra i benefici che queste nuove forme di autoconsumo possono portare ai clienti o al sistema ci sono:

- Benefici energetici legati alla possibilità di gestire in maniera ottimizzata le risorse di rete in modo da minimizzare i costi complessivi legati all'approvvigionamento dell'energia necessaria a soddisfare i carichi di rete personalizzando la fornitura e pianificando l'incontro tra domanda ed offerta in funzione dei picchi di produzione/consumo, ponendo il cliente finale direttamente al centro del mercato elettrico (demand response e energy footprint). Questo consente di conseguire i target 2030 ma anche di raggiungere una maggior autonomia energetica, di cui può beneficiare il sistema;
- Benefici tecnici legati ad un aumento della qualità del servizio, che può essere personalizzata sulle effettive esigenze del consumatore (residenziale, commerciale ed industriale), garantendo una continuità strettamente commisurata alle necessità;
- Benefici di sistema legati alla fornitura servizi di regolazione alla rete elettrica, o servizi utili a contribuire alla sicurezza dell'esercizio, piuttosto che all'efficienza del sistema e del mercato elettrico (ad es., regolazione di potenza attiva), ma anche alla riduzione delle perdite (conversione, trasporto e distribuzione);
- Benefici per la PA e i cittadini legati allo sviluppo di servizi informatici di monitoraggio e previsione dei consumi che le PA potranno utilizzare per sviluppare politiche di sensibilizzazione dei consumatori capaci di massimizzare i benefici della green economy, oltre a stabilire un canale di contatto diretto con la popolazione che si sentirà direttamente partecipe della transizione energetica;
- Benefici ambientali riducendo, grazie all'ottimizzazione di tutti i vettori energetici presenti, le complessive emissioni.

4 Proposte per la promozione e sviluppo autoconsumo e LEC

Regolazione: semplificazione del quadro regolatorio esistente relativo ai sistemi di autoconsumo attualmente in essere (SDC e SSPC) e introduzione di una regolazione ad hoc sulle LEC che preveda anche un approfondimento relativo alla gestione delle concessioni/subconcessioni per la gestione delle reti di distribuzione, anche anticipando i tempi di recepimento del Clean Energy Package, attraverso lo sviluppo di progetti pilota. I progetti pilota dovrebbero essere limitati a realtà ben definite, in particolare, prevedendo:

- Alimentazione da FER o CAR;
- Perimetri geografici definiti in cui siano presenti generazione e carico e che possa eventualmente coincidere con quello della relativa rete di distribuzione;
- Progetti nuovi che partano da realtà non già esistenti;
- Progetti realizzati in aree da riqualificare o in comunità montane, dove probabilmente non ci sarebbe economicità ad investire;
- Progetti che possano aumentare la complessiva efficienza energetica del sito;
- Applicazione in via transitoria dell'attuale regolazione degli SDC (Del. 539/15) estesa anche a clienti domestici, includendo anche gli stessi benefici tariffari.

Incentivi: *incentivazione indiretta (esenzione oneri): solo per i primi anni e fino al raggiungimento di un quantitativo massimo di MW (che garantisca la sostenibilità economica del meccanismo).* Possibilità di rivedere anche le modalità di pagamento degli oneri di rete in virtù di un minore utilizzo della rete pubblica (se effettivamente fosse solo di backup) e di una serie di potenziali benefici, quali la riduzione perdite di rete, la partecipazione alla regolazione, etc. *In generale gli incentivi dovranno essere definiti in modo trasparente e neutro, senza creare discriminazioni in funzione della categoria di consumo ed in modo che non distorcano il funzionamento del mercato.*

Gestione infrastruttura: consentire la realizzazione di nuove reti all'interno delle LEC capaci di ottimizzare la gestione energetica del sito, lasciando anche la possibilità di sviluppare sistemi virtuali laddove la rete fisica non possa essere costruita o non sia economicamente una scelta sostenibile. Stessa libertà va anche lasciata all'interno dei condomini: i condomini devono poter scegliere di acquistare e gestire in proprio la rete elettrica anche per ottimizzare le possibili sinergie con interventi di efficienza energetica per la riqualificazione degli edifici, con numerosi benefici per il complessivo sistema (anche per ridurre povertà energetica e fenomeni di perdite commerciali).

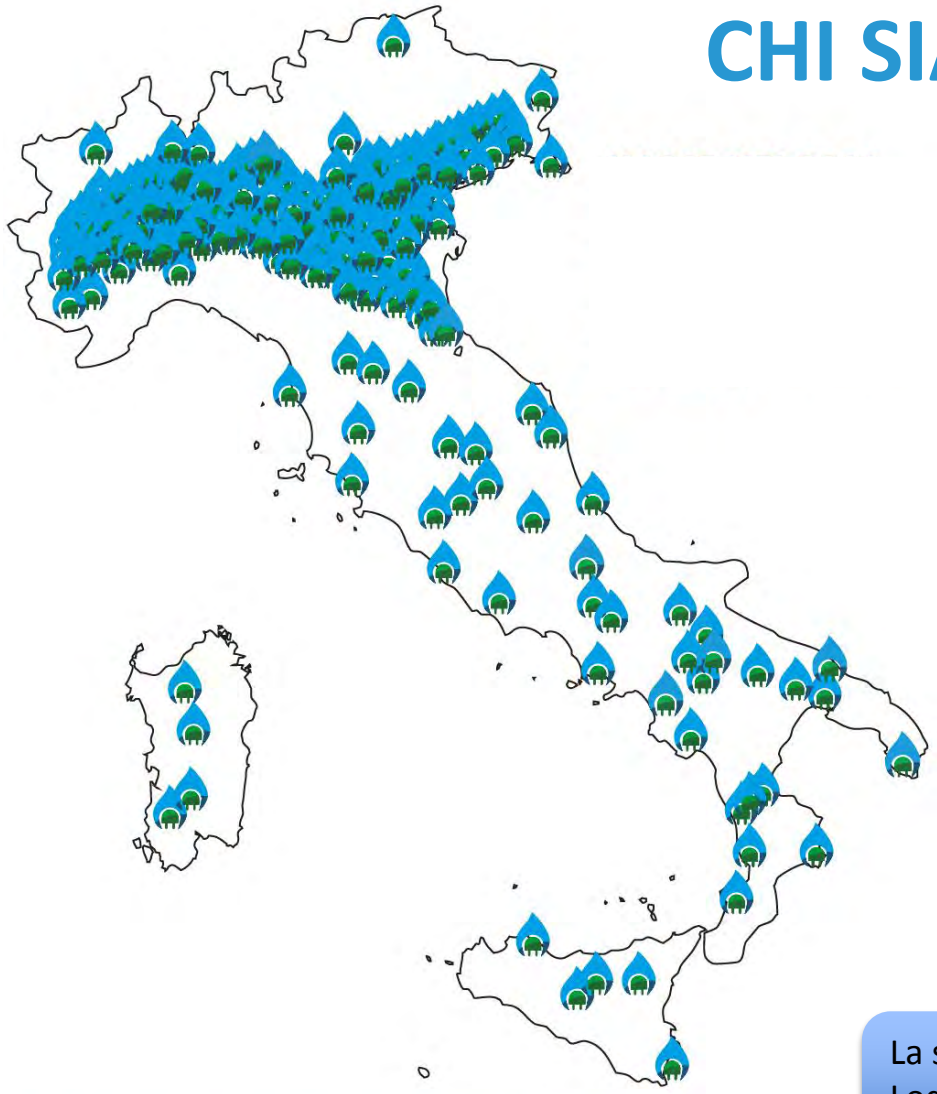
Mercato elettrico: le nuove forme di produzione dovrebbero essere completamente integrate nei mercati (sbilanciamenti e partecipazione MSD).
Per quanto concerne la trattazione economica degli sbilanciamenti, sarà comunque necessario che essi riflettano il vero costo che il sistema deve pagare per risolverli.

26 settembre2018

Audizione X Commissione permanente (industria commercio turismo) del Senato nell'ambito dell'affare assegnato n.59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

Christian Curlisi- Direttore Consorzio Italiano Biogas (CIB)
Massimo Zaghi – Consigliere Consorzio Italiano Biogas (CIB)

CHI SIAMO



Il CIB – Consorzio Italiano Biogas nasce nel 2006 come aggregazione volontaria.

Oggi conta più di 800 soci.

La sede CIB si trova a Lodi presso il Parco Tecnologico Padano

648 SOCI ORDINARI
Agricoltori

CHI SIAMO

97 SOCI SOSTENITORI
Realtà industriali e società di servizi

60 SOCI ADERENTI
Costruttori di impianti e componentistica

8 SOCI ISTITUZIONALI
Enti di ricerca e istituzioni

I NUMERI DEL BIOGAS IN ITALIA

- **2.000 impianti** - **1.400 MW** di cui **l'80% in ambito agricolo**
- Investimenti **4 miliardi di euro**
- **12.000 posti** di lavoro stabili

- **10 TWh di energia elettrica rinnovabile equivalente a 2.5 miliardi di mc di biometano**

- **Energia termica di qualità (potenziale)**

QUALI BENEFICI NEI PROSSIMI ANNI?

BIOMETANO. PRODUZIONE DI UN BIOCARBURANTE AVANZATO E SOSTENIBILE PER TRASPORTO PESANTE E PARCO CIRCOLANTE grazie alla riconversione degli impianti esistenti e alla costruzione di nuovi impianti.

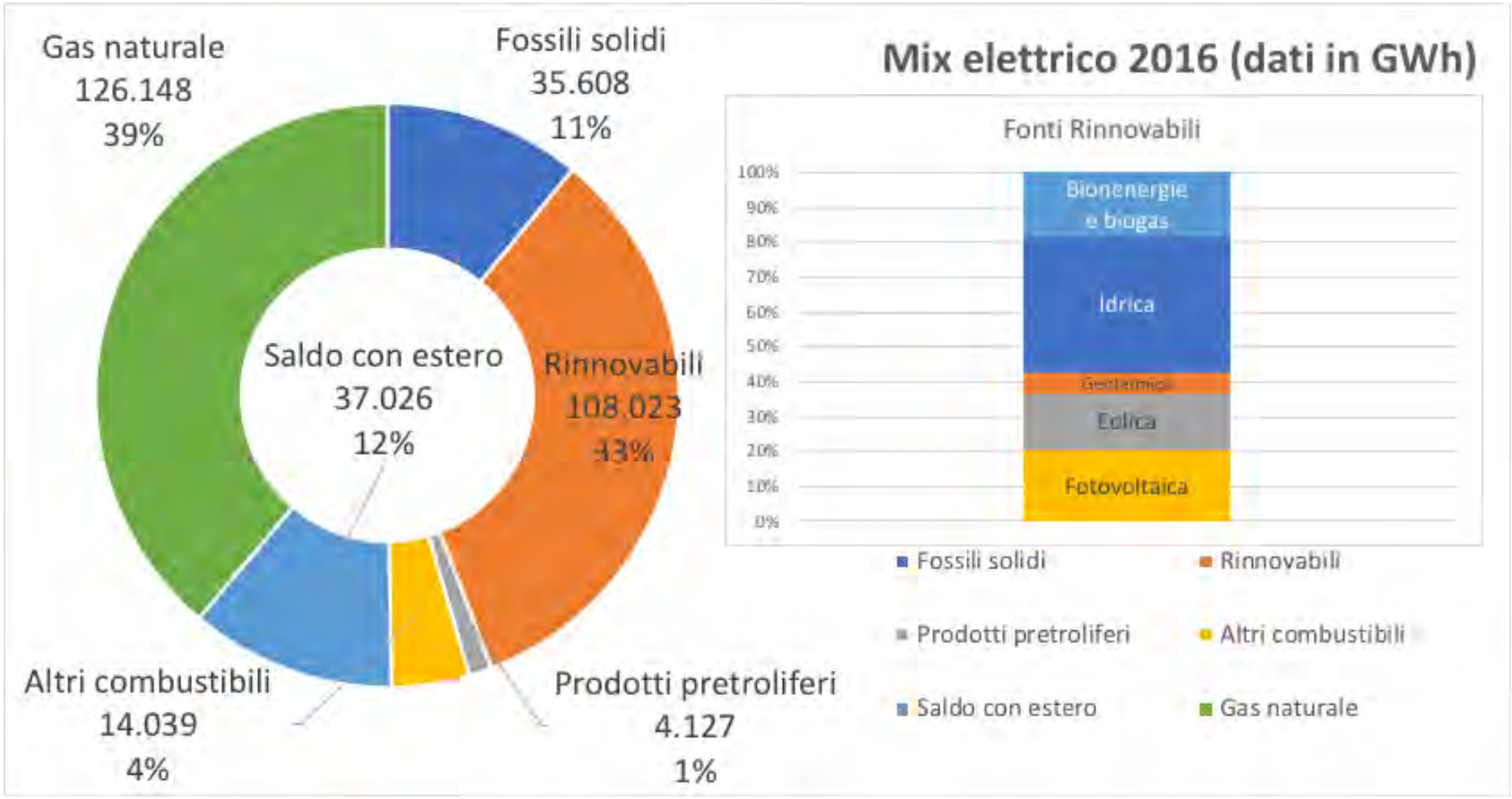
PROGRAMMABILITÀ

Biogas/biometano connettono le due reti e compensano l'intermittenza delle altre fonti.

L'agricoltura del Biogasfattobene® è strumento riconosciuto per LOTTA AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

LA SITUAZIONE ITALIANA: QUOTA FER

- LA QUOTA DI **RINNOVABILI «NON PROGRAMMABILI»** HA RAGGIUNTO UNA **QUOTA MOLTO ELEVATA** (del tutto analoga alla situazione tedesca) **E CRESCERÀ CON OBIETTIVI SEN E NUOVI OBIETTIVI EUROPEI**



COSA CI CHIEDE L'EUROPA?

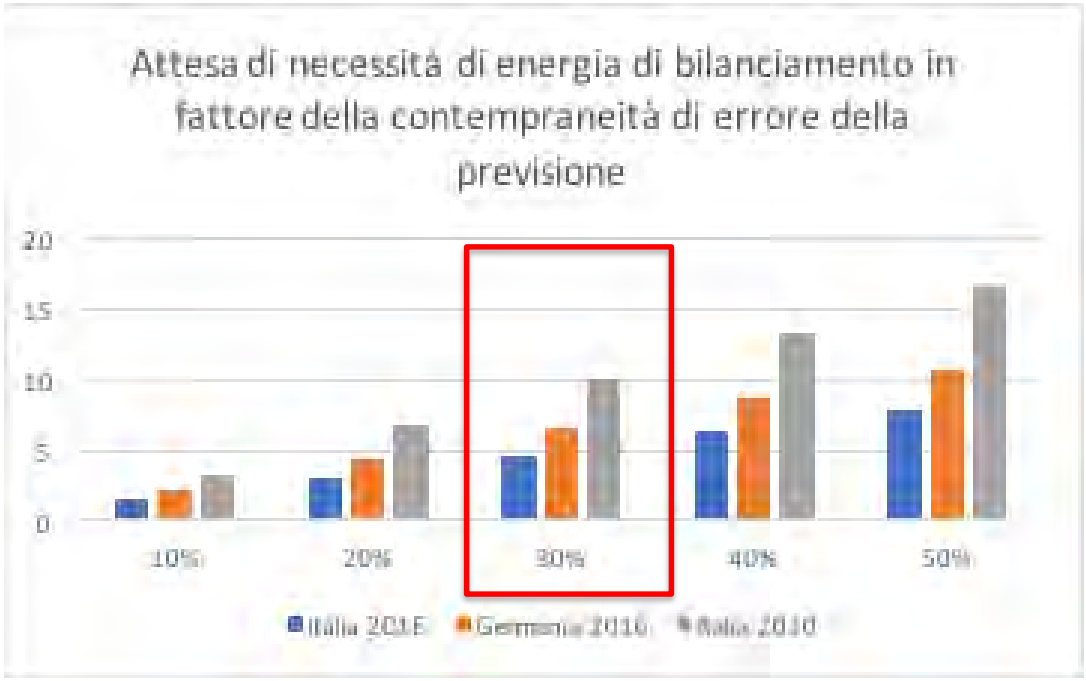
- Sulla base della RED II, al 2030 le fonti rinnovabili elettriche dovranno coprire il 63% del fabbisogno

- NEL 2030 PRODUZIONE ELETTRICA TOTALE DI 295 TWh di cui 190 TWh da FER

Questo comporta avere la disponibilità di 8,5 TWh di energia per bilanciare l'intermittenza di solare e eolico.

LA SITUAZIONE ITALIANA: FABBISOGNI DI MODULAZIONE

- La norma di riferimento italiana sugli sbilanciamenti della produzione da fonti rinnovabili (deliberazione dell'Autorità 552/2014/R/eel) riconosce che la massima capacità previsionale delle predette forme di produzione comporta sbilanciamenti medi del 49% per l'eolico e del 31 % per il fotovoltaico
- Ipotizzando diverse ipotesi di fattore di contemporaneità dell'errore di previsione è possibile effettuare una stima delle necessità di energia di modulazione.



- **La presenza di FER non programmabili comporta, allo stato attuale, un fabbisogno annuale di bilanciamento compreso tra 3 e 5 TWh e destinato a raddoppiare entro il 2030**

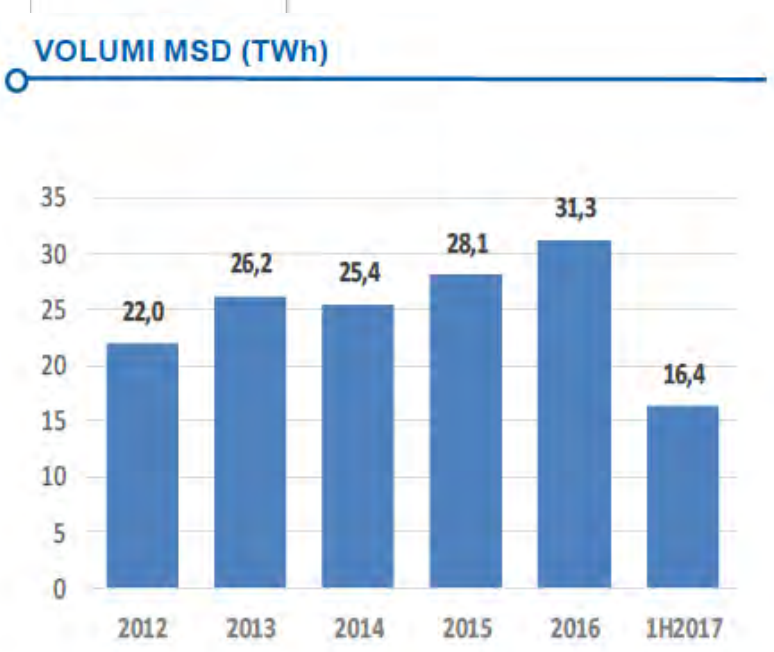
LA SITUAZIONE ITALIANA: RUOLO DELLE INTERCONNESSIONI

- Una forte interconnessione elettrica con i sistemi confinanti è un fattore favorevole allo sviluppo di ulteriore FER non programmabile
- la situazione italiana è aggravata dal fatto che il sistema elettrico italiano non gode del livello di interconessione con gli altri sistemi UCTE quale quello tedesco
- La Germania ha una capacità di interconnessione in rapporto alla totale produzione eolica e fotovoltaica di 3 volte maggiore rispetto all'Italia

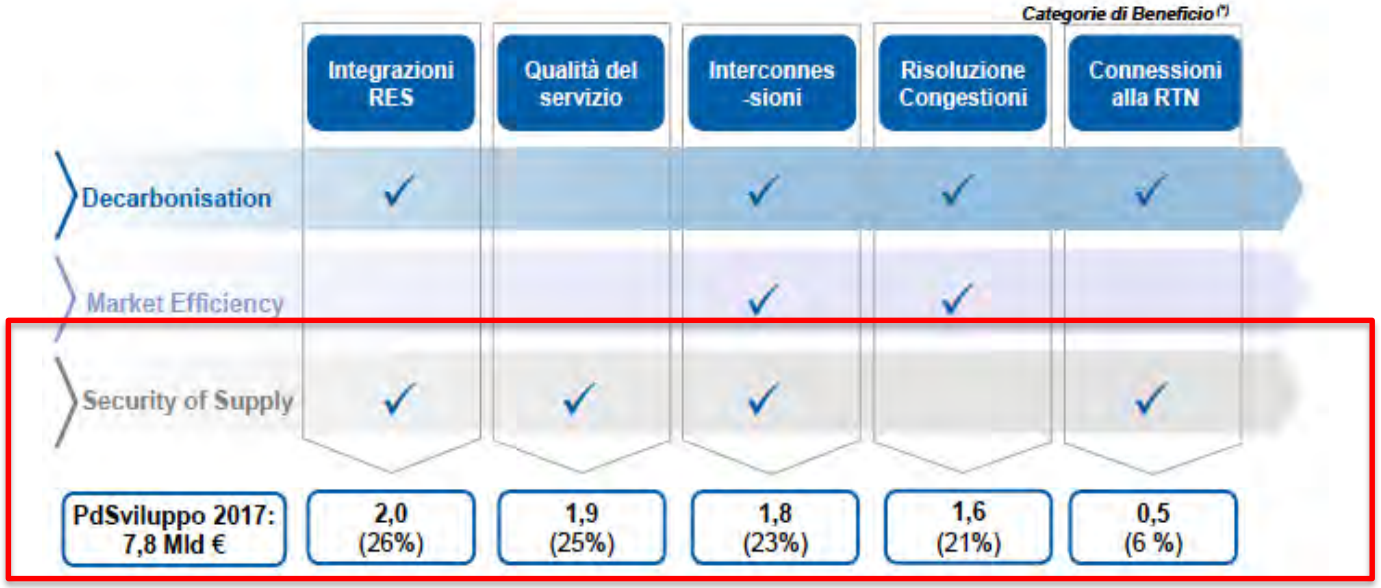
Dati di scambio di energia (anno 2016 – dati in GWh)			
	Import	Export	Saldo netto
Germania	27.023	80.767	53.744
Italia	43.133	6.236	-36.897

Esempio valutazione NTC in rapporto alla prodzione non programmabile e poco prevedibile			
	A	B	A/B
	NTC (valori invernali peak hour in MW)	Produzione eolica e fotovoltaica (TWh)	NTC/Prod.
Germania	13.880	47	295
Italia	3.750	40	94

LA SITUAZIONE ITALIANA: ADEGUATEZZA E SICUREZZA



Maggiori **movimentazioni MSD** per garantire sufficienti livelli di riserva rotante e per regolazione di tensione



- Quanto peserà in termini di costi per il consumatore il raggiungimento degli obiettivi ?
- **Settore del biogas/biometano programmabile può partecipare a soddisfare le esigenze in quantità di target rinnovabile e di bilanciamento**

FONTE TERNA

COSA OFFRE IL SETTORE BIOGAS

- 1,3 TWh di capacità di bilanciamento con l'attuale parco impianti pari a 50% della necessità attuale
- Infrastruttura capillare distribuita
- Garantisce risparmi rispetto alle stime di TERNA
- Con potenziamento parco esistente ulteriori 2,2 TWh di bilanciamento pari al 30% del fabbisogno complessivo stimato al 2030

OGGI: QUALE ORIZZONTE?

- 2023-2027 periodo in cui terminerà l'attuale sistema incentivante
- Spegnimento impianti biogas perdita contemporanea di 1400 MW e 10 TWh di energia rinnovabile
- Rischio di non raggiungere gli obiettivi FER al 2030
- Perdita di infrastruttura per il bilanciamento

COSA OCCORRE?

- ✓ **PROGRAMMAZIONE**
- ✓ **SCELTE POLITICHE CONSAPEVOLI**

LO SVILUPPO DEL TERRITORIO E LA PRODUZIONE DI BIOGAS

- Incremento dell'occupazione locale
- Estrapolando il trend di creazione occupazionale registrato, il raggiungimento di un target di 8 Mld di mc di produzione di biometano comporterebbe un incremento di posti di lavoro stabili di circa 35.000/40.000 unità, portando il biogas/biometano ad essere un settore che impiega 50.000 addetti in maniera stabile.

LO SVILUPPO DEL TERRITORIO E LA PRODUZIONE DI BIOGAS

- Uso del calore per reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento in ambito locale
- L'attuale parco di produzione da biogas esprime un potenziale di 4 TWht a fronte di una attuale immissione di energia in reti di TLR di 8 TWh a fronte di un potenziale «economico» (stime GSE) di sviluppo complessivo di ulteriori 4 TWh oltre gli 8 già presenti
  - Già ora vi sono casi di uso del calore prodotto da impianti biogas per l'alimentazione di teleriscaldameno di strutture con funzione pubblica che potrebbero essere valorizzati in chiave di sviluppo della connessione con il territorio
- Utilizzo dell'energia elettrica prodotta per uso proprio aziendale in ottica di efficienza ed autoapprovvigionamento

LO SVILUPPO DEL TERRITORIO E LA PRODUZIONE DI BIOGAS

Mobilità sostenibile locale

- Secondo quanto riportato nella SEN, nel 2030, almeno 25% del trasporto pesante dovrà essere alimentato da GNL e sarà potenzialmente elevabile al 30% anche col contributo del CNG
- Il Bio-GNL ed il BIO-CNG sono il biocarburante candidato a rendere sostenibile il trasporto pesante tra cui rientra il trasporto pubblico locale, interurbano ed extraurbano
- impianti biogas ed EE prodotta come vettore di sviluppo della mobilità elettrica fuori dai centri urbani – interconnessione-

DALLA TERRA PER LA TERRA

La prima azienda certificata BiogasFattoBene®

LE COMUNITÀ ENERGETICHE: COSA SONO

- **L'energia comunitaria**: progetti in cui i cittadini (famiglie, imprese, ecc.) possiedono o partecipano alla produzione di energia sostenibile attraverso la creazione collettiva di progetti di energia rinnovabile.
- **La Comunità Energetica** è l'espressione della proprietà delle energie rinnovabili prodotte da singoli proprietari;
- **Immaginare il proprio territorio come filiera**:
  produttori, trasformatori e utilizzatori di energie rinnovabili in un unico progetto.

LE COMUNITÀ ENERGETICHE: COME FARE

- **I progetti devono essere in sinergia con le amministrazioni pubbliche** che devono avere responsabilità decisionale quanto meno sulla pianificazione;
- **Politiche che sostengono meglio questo genere di progetti e le applicazioni dipendono dalla realtà locale;**
- **Decentralizzare:** è importante affidare a istituzioni periferiche l'esercizio e la pianificazione territoriale

LE COMUNITÀ ENERGETICHE: COME FARE

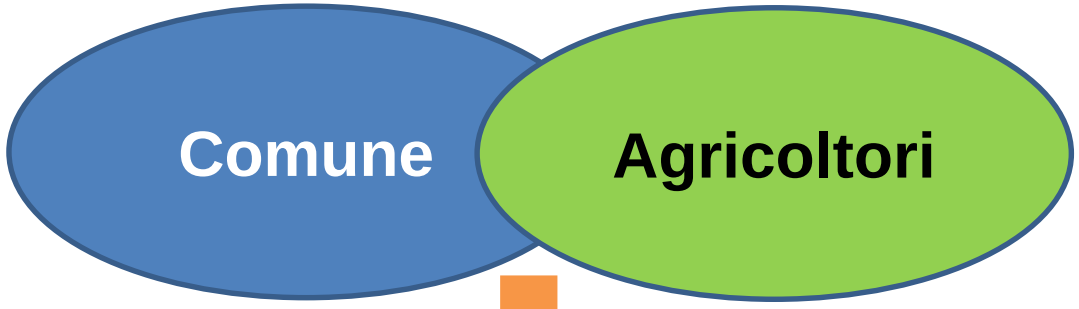
- **Supportare social innovation** (innovazione sociale dal basso coinvolgendo gli attori locali e regionali, dal pubblico al privato per capire quali sono le necessità, gli ostacoli regolamentari, strutturali, tecnologici ecc.) tramite processi partecipati ed inclusivi (Progetto ISAAC Horizon 2020 www.isaac-project.it); devono essere disposti fondi magari regionali per supportare idee innovative che possono beneficiare le comunità locali;
- **Valutazione degli impatti ambientali e sociali** pre e post (inclusi quelli economici);
- **Considerazione degli aspetti ambientali** sia positivi che negativi e capire come risolvere insieme le problematiche ambientali legate all'investimento in energia rinnovabile (cruciale per risolvere le tensioni sul territorio)

LE COMUNITÀ ENERGETICHE: IL BIOGAS

- **L'agricoltore ha il "carburante" del sistema energie rinnovabili**: può fornire materie prime, sottoprodotti agricoli e delle lavorazioni agro-industriali;
- **Promuovere i sistemi locali di produzione-consumo di biogas (cioè sostenibile):** Cogenerazione decentrata per uso del termico, Biometano e Idrogeno per trasporti, Colonnine elettriche per ricarica auto;
- **Progettare un modello inclusivo di tecnologie adeguate al territorio:** tutti i sistemi produttivi rinnovabili interagiscono per il fabbisogno del territorio;
- **Stoccare il carbonio nel terreno: il digestato come valore aggiunto a salvaguardia delle emissioni e miglioramento della qualità dei terreni agricoli.**
- **«… in tali condizioni il biogas può essere considerato un bene pubblico piuttosto che una merce»** Progetto ISABEL Horizon 2020 https://isabel-project.eu/concept/

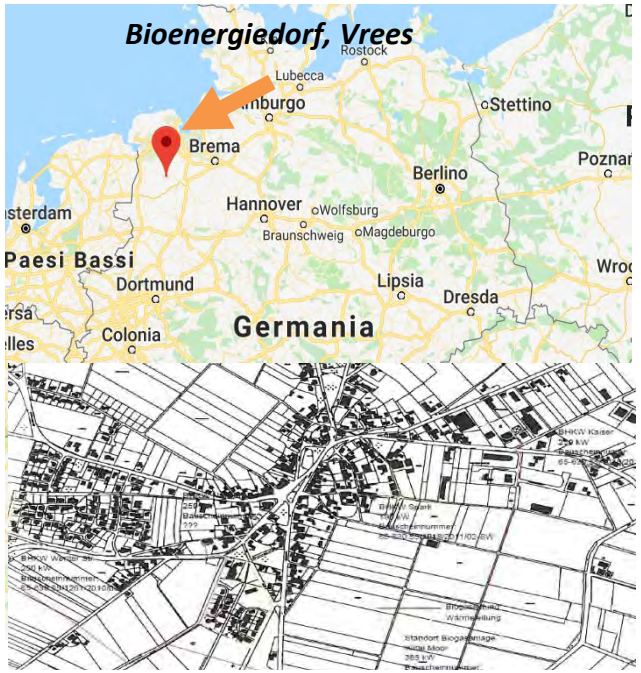
IMPARARE DALLE ESPERIENZE DI ALTRI:

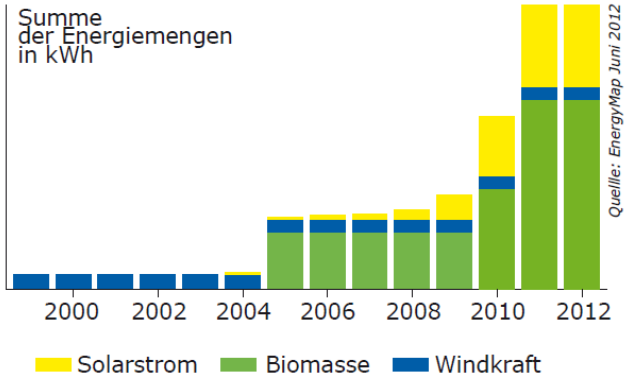
Gli agricoltori in prima persona per lo sviluppo



Progetto di sviluppo: il BioVillaggio

- **1997 –** primo impianto di produzione calore a cippato di legna a servizio di 75 famiglie;
- **Oggi – in funzione una rete di impianti ad energia rinnovabile che copre il fabbisogno di elettricità del paese e cede il surplus e soddisfa il 90% del fabbisogno di calore**
- **4 impianti Biogas** – strategici nella rete poiché consentono l'integrazione completa ed efficiente di produzione di energia elettrica e calore
- **Cittadini –** parte attiva e partecipativa agli investimenti





IMPARARE DALLE ESPERIENZE DI ALTRI:

La cooperativa agroenergetica produttrice di Biometano per la rete locale

18 agricoltori

Impianto biogas

Biometano

Teleriscaldamento

Energia elettrica

IL MODELLO 3N KOMPETENZZENTRUM WERLTE: FORMAZIONE, RICERCA, PARTECIPAZIONE E SUPPORTO

Analisi, Progetti e Studi

Rete e Sinergia di sviluppo tecnologie

Formazione e Supporto locale

Comunicazione e Informazione sull'efficienza energetica e sulle rinnovabili per le comunità

EDUCAZIONE E PARTECIPAZIONE
LA CHIAVE PER IL NOSTRO FUTURO

PER CONCLUDERE

DECRETO FER2

- SOSTEGNO ATTIVITÀ PRODUTTIVE 10.000 AZIENDE AGRICOLE
- RAGGIUNGIMENTO OBIETTIVI FER

NORMATIVA ISTITUZIONALE

- PROGRAMMABILITÀ
- INTERCONNESSIONE TRA LE RETI
- TRASPORTI
- LOTTA AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

BIOGASFATTOBENE: UN'INFRASTRUTTURA AL SERVIZIO DEL SISTEMA PAESE

GRAZIE PER L'ATTENZIONE

CIB
Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione
segreteria@consorziobiogas.it
P.IVA: 09248721004

c/o Parco Tecnologico Padano
Via Einstein,
Loc. Cascina Codazza
Lodi (LO)

Segreteria
Telefono +39(0)3714662633
Fax +39(0)3714662401
segreteria@consorziobiogas.it

Affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante sistemi di generazione e autoconsumo di energia elettrica

MERCOLEDÌ 26 SETTEMBRE 2018 - ORE 8.45
COMMISSIONE 10A INDUSTRIA
SENATO DELLA REPUBBLICA

AUDIZIONE CIB – CONSORZIO ITALIANO BIOGAS E GASSIFICAZIONE

DOMANDE E RISPOSTE

Sen. Anastasi (M5S)

Con riferimento al Decreto FER II e alle altre normative, quali sono secondo voi le altre normative che possono aumentare la penetrazione del biogas in Italia?

Abbiamo poi parlato di biogas da residui agricoli; qual è secondo voi il potenziale del biogas da FORSU e da reflui di depurazione? E' una strada percorribile? Perché questo chiaramente aumenterebbe enormemente la platea di possibili soggetti che possono creare biogas. Abbiamo poi parlato anche di generazione di freddo, quindi io interpreto la cosa come trigenerazione; ci sono esempi di questi impianti in Italia o all'estero? Perché possono essere ricollegati alle reti di teleriscaldamento o teleraffrescamento.

Per quanto riguarda poi il digestato, che è il sottoprodotto di questa trasformazione, in Sicilia purtroppo ho visto che ci sono richieste di impianti di biogas che vengono poi accoppiati a richieste di inceneritori del digestato. Questo purtroppo si è già verificato almeno in due casi. La fine corretta per chiudere il ciclo della trasformazione quale sarebbe? La digestione aerobica? Perché non viene praticata? Perché si preferisce bruciarlo?

Risposta CIB

Dal punto di vista normativo il decreto FER II è uno dei primi strumenti che possa permetterci la continuità nella produzione di energia elettrica rinnovabile; è uno strumento utile per poter inserire anche la possibilità della programmabilità. In questo momento gli impianti biogas sono programmabili ma non sono sfruttati per la loro programmabilità.

Ci sono poi altri elementi da considerare: è in vigore un decreto spalma-incentivi che deve essere sorpassato, perché ad oggi gli impianti che non hanno aderito allo spalma-incentivi (quasi il 100% non lo ha fatto) alla fine del periodo di incentivazione non potranno concorrere allo sviluppo della rete e sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Dunque c'è un percorso normativo istituzionale che deve essere fatto per poter sfruttare questa programmabilità in relazione alla integrazione delle diverse fonti energetiche rinnovabili.

È doveroso inoltre ricordare che ad oggi il 50% di quello che gli impianti biogas ricevono sotto forma di incentivi viene reinvestito direttamente nelle aziende agricole, in termini di innovazione, efficienza, *precision farming* e

così via, a supporto della qualità e della sicurezza alimentare. A questo proposito si sottolinea che oggi siamo poi di fronte ad un paradosso: le nostre aziende agricole non possono beneficiare delle opportunità offerte da un importante strumento come Industria 4.0 per questioni di codice ATECO di attività e di fiscalità. Quindi nella prossima legge di bilancio chiediamo con forza che il pacchetto di misure previste da Industria 4.0 sia accessibile anche per le aziende agricole. Occorre infatti sostenere gli investimenti in innovazione in tutti i settori: le produzioni agricole sono le fondamenta dell'agroalimentare italiano di qualità, un'eccellenza riconosciuta nel mondo a cui occorre dare tutte i mezzi per continuare nel percorso della costante innovazione.

Per quanto riguarda cogenerazione, trigenerazione e dove sono stati installati gli impianti biogas, ci sono due motivazioni: intanto la distanza dai centri urbani in alcuni casi si giustifica rispetto all'ubicazione delle aziende agricole, in altri contesti invece, quando insieme alla PA si doveva scegliere dove ubicare l'impianto, per ignoranza della materia e per una crescita anche culturale si è preferito magari tenerla distante dai centri urbani.

Con riferimento agli impedimenti sull'utilizzo del calore, abbiamo in primis i costi di un'infrastruttura di teleriscaldamento, in quanto il costo di posa di una tubatura è un onere molto alto. E, laddove un'azienda agricola non abbia un utilizzatore finale continuo, va incontro ad un investimento che non si può permettere. Non sempre però c'è bisogno di un utilizzatore già presente, il consumo si può anche creare, perché, in ottica prospettica, c'è una grandissima possibilità ad es. di fare un piano nazionale con l'utilizzo e l'industrializzazione di serre, abbinate a quelle che sono le nostre aziende agricole, che può diventare anche un piano sociale di recupero e di investimento, ma anche un piano sociale per l'inserimento in un lavoro di contesto agricolo anche di forze giovani e laureate e di gente socialmente non attiva nel mondo del lavoro. Dunque c'è un paniere da sfruttare, si devono trovare gli strumenti per poterlo fare. Basta avere una visione.

In merito al digestato, è opportuno ricordare che è il sottoprodotto della digestione anaerobica e contiene sostanza organica stabile ed elementi nutritivi.

In quanto tale, l'uso agronomico come fertilizzante organico è sicuramente la destinazione da privilegiare. Oggi in Sicilia e in tante zone dell'Italia c'è un problema di fertilità dei suoli dovuto alla carenza della loro dotazione in sostanza organica. Di conseguenza, la termovalorizzazione del digestato, seppure da rifiuti (FORSU) come nel caso della Sicilia, non riteniamo sia una

soluzione sensata. Il riciclo della sostanza organica a scopi agronomici è sempre da privilegiare. A differenza di un digestato da "biomasse non rifiuti" (biomasse agricole e agroindustriali) impiegabile direttamente in agricoltura secondo i dettami del Decreto 25.20.2016, per un digestato da rifiuti, prima dell'uso agronomico, sicuramente appropriato potrà essere un trattamento di finissaggio di tipo aerobico con lo scopo di garantire caratteristiche qualitative agronomiche e ambientali adeguate. In merito alla grande importanza del ritorno sul suolo della sostanza organica per preservarne la fertilità, CIB ha firmato un protocollo d'intesa con FEDERBIO (associazione del mondo delle produzioni biologiche) con lo scopo di favorire la fertilizzazione organica mediante il digestato anche in agricoltura biologica.

* * *

Sen. Pisani (Lega)

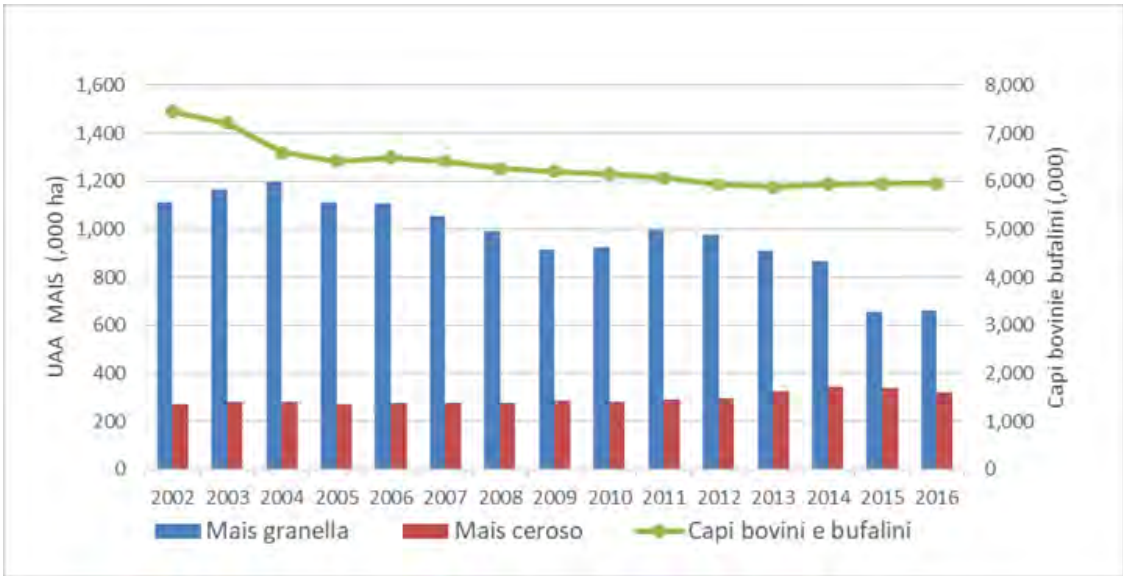
Generalmente ci sono delle lamentele nel campo agricolo perché gran parte del carburante che si usa per la produzione di biogas è coltivato, mi riferisco al granoturco in particolare. Ci sono zone del Paese dove vi è scarsità di acqua e quest'acqua viene utilizzata per irrigare il granoturco. Chiedo in che percentuale si usa grano turco e in che percentuale si usano residui agricoli, liquami ecc. nella produzione del biogas? Quant'è la superficie in ettari utilizzata per coltivare il prodotto base per il biogas? Qual è il rendimento attuale e come potrebbe essere migliorato il rendimento dalle fonti biogas, visto che l'acqua calda in questo momento non viene utilizzata per l'ubicazione particolare degli impianti biogas che sono posti lontano dai centri abitati? Avete parlato di produzione modulabile per integrare, nei momenti di non produzione, gli impianti fotovoltaici; attualmente è già così o è una previsione? Nel caso in cui si facesse un domani, è meglio fare delle batterie di accumulo, anche a idrogeno magari, o è meglio spegnere e riaccendere i sistemi? Spegnere e riaccendere i sistemi fa calare il rendimento del sistema o il rendimento rimane costante?

CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione
Via Einstein, Cascina Codazza, Parco Tecnologico Padano 26900 Lodi
codice fiscale | partita iva 09248721004
tel +39 0371 4662633 | fax +39 0371 4662401
www.consorziobiogas.it | segreteria@consorziobiogas.it

Risposta

Inizialmente gli impianti di biogas sono partiti con una alimentazione spesso basata su mais, ma gli agricoltori della Pianura Padana si sono subito chiesti che senso avesse proseguire su quella strada dato che non era certo loro intenzione ridurre o cessare l'attività dominante, cioè la produzione dei prodotti DOP per eccellenza, quali Parmigiano Reggiano e Grana Padano.

La prova che il grande sviluppo del biogas agricolo in Italia verificatosi tra il 2007 e il 2016 non ha di fatto sottratto superfici di mais alle produzioni alimentari sono fornite dai dati statistici ufficiali.



Secondo ISTAT (http://agri.istat.it) la coltivazione del mais nel complesso ha avuto un andamento chiaramente decrescente. Nel dettaglio, emerge un calo drastico della superficie a granella, che è scesa da circa 1,1 milioni di ettari nel 2003-2004 a circa 660.000 ha nel 2016, con una perdita di poco più di 450.000 ettari (-41%); non a caso si parla di "crisi della maiscoltura italiana", tuttora in corso, con seri rischi di autoapprovvigionamento per le numerose produzioni DOP italiane (www.assomais.it). Di contro, la superficie a mais insilato (mais foraggero) mostra un andamento lievemente crescente; a fronte di una perdita di circa 450.000 ettari di mais da granella si è assistito ad un modesto incremento della SAU destinata ad insilato di circa 45-47.000 ettari. Se si considera, nello stesso periodo di tempo, l'andamento della zootecnia bovina, è evidente una analoga crisi del comparto: secondo l'Anagrafe zootecnica italiana (http://statistiche.izs.it) il

CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione
Via Einstein, Cascina Codazza, Parco Tecnologico Padano 26900 Lodi
codice fiscale | partita iva 09248721004
tel +39 0371 4662633 | fax +39 0371 4662401
www.consorziobiogas.it | segreteria@consorziobiogas.it

numero dei capi bovini e bufalini è calato di 1,5 milioni di unità, pari al 20% rispetto al 2002.

Nella sostanza, pertanto, i nostri agricoltori hanno da subito capito che dovevano aumentare la quota di effluenti zootecnici e sottoprodotti agroindustriali e che dallo stesso ettaro di terreno dovevano imparare a produrre di più, facendo una seconda coltura (una per il cibo, una per l'energia). È nato così l'approccio italiano al biogas, il "biogasfattobene®", un modello innovativo di produzione riconosciuto in Europa. I pilastri del biogasfattobene sono appunto: valorizzazione delle deieizoni zootecniche e residui vari, aumento delle rotazioni con inserimento dei doppi raccolti (con i noti vantaggi ambientali dovuti alla copertura del suolo tutto l'anno), regolare uso agronomico del digestato con ritorno al suolo di sostanza organica e riciclo dei nutrienti.

Per chi ne sa di agricoltura il secondo raccolto è una pratica agronomica nota ed antica, andata poi in disuso per motivi di mercato; il prezzo di vendita non copriva più i costi di produzione.

Con riferimento poi alle batterie e alla questione di accendere/spegnere gli impianti: i batteri che stanno all'interno del nostro digestore sono la nostra batteria e, con riferimento alla programmabilità dell'impianto biogas, l'impianto stesso con un suo funzionamento costante può aumentare o ridurre la sua produzione in funzione di quella che è la richiesta del sistema Paese. Per semplificare: noi abbiamo due rampe fondamentali, una la mattina e una la sera, cioè i due momenti in cui il sistema elettrico ha la maggior richiesta di energia elettrica. Si tratta di momenti nei quali, fisicamente parlando, il fotovoltaico è non produttivo per il non irraggiamento solare, non sta producendo mentre l'eolico in relazione alla forza del vento è produttivo solo in parte. Noi in quei momenti potremmo intervenire dove la domanda è apicale e gli impianti possono modulare quella che è la loro capacità di produzione. In quei momenti quando il sistema elettrico chiama, l'impianto biogas modula la sua potenza in crescita fintanto che c'è la domanda per il sistema nazionale. Dunque, non è un sistema on/off, piuttosto la possibilità di sfruttare un'infrastruttura che già possediamo. In termini figurativi, immaginate che la batteria è il nostro digestore, quello è il sistema di accumulo che può essere sfruttato anche in compensazione di altre fonti rinnovabili.

* * *

CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione
Via Einstein, Cascina Codazza, Parco Tecnologico Padano 26900 Lodi
codice fiscale | partita iva 09248721004
tel +39 0371 4662633 | fax +39 0371 4662401
www.consorziobiogas.it | segreteria@consorziobiogas.it

Sen. Ripamonti (Lega)

Al di là delle domande tecniche che sono state formulate che sono di grande interesse, in primis quella riguardante le questioni normative, ho una domanda dal punto di vista sociale. Parlavate della difficoltà di posizionare gli impianti vicino le città, cosa che invece sarebbe molto più utile per quelle città che invece hanno bisogno di energia, volevo chiedere quali sono le difficoltà che si possono incontrare dal punto di vista sociale ed ambientale? Sarebbe utile capirlo anche per provare a porvi rimedio, se dal punto di vista normativo o della formazione può essere utile. Sono presenti sul territorio anche altri consorzi come il vostro o siete leader del settore da questo punto di vista?

Risposta

In merito alle problematiche sociali, educazione, formazione e conoscenza sono le basi. In questi anni si è fatto un grande lavoro per far conoscere la digestione anaerobica e il lavoro dei nostri agricoltori, che spesso ricevono in visita numerosi gruppi di persone per raccontare quello che fanno. In settimana abbiamo ricevuto una delegazione della commissione Ambiente della regione Lombardia che ha voluto toccare con mano cosa significa la digestione anaerobica. Questo è l'unico strumento per far capire che la digestione anaerobica è un bene comune, perché vive il territorio, crea occupazione, anche nuove figure professionali. Questo è un sistema complesso ma consente a diversi settori di compartecipare all'azienda agricola e l'energia che si ricava arriva sotto varie forme: energia elettrica, biometano, digestato, food. Dobbiamo solo decidere e capire come declinarla e in quali forme.

In merito poi alla domanda su altri consorzi, noi siamo l'unico in Italia di aggregazione del comparto agricolo, esistono piccole realtà a livello locale, ma noi rappresentiamo il 45% della digestione anaerobica in agricoltura, ciò vuol dire che quasi il 50% delle aziende agricole che hanno investito in digestione anaerobica sono nostri soci.

* * *

CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione
Via Einstein, Cascina Codazza, Parco Tecnologico Padano 26900 Lodi
codice fiscale | partita iva 09248721004
tel +39 0371 4662633 | fax +39 0371 4662401
www.consorziobiogas.it | segreteria@consorziobiogas.it

Sen. Girotto (M5S)

Grid Parity: avete una previsione sui tempi entro cui i vostri sistemi potrebbero riuscire ad essere autosufficienti e quindi non avere bisogno di incentivi, ma essere competitivi con le loro forze?

Ci avete indicato che in questo momento 4 TWh di potenziale termico vengono sprecati, volevo dunque il dettaglio di quelli che sono gli ostacoli normativi che impediscono di sfruttare questo potenziale. Avete poi parlato molto di esempi di best practices in altri Paesi in cui c'è una fortissima integrazione tra il mondo agricolo, la sua produzione energetica e il mondo industriale o comunque cittadino, vi chiedo se ci potete inviare quella che ritenete una delle migliori pratiche o uno dei migliori progetti realizzati che ci mostrino questa integrazione. Una domanda secca invece sugli SDC: avete una posizione in merito? Li ritenete utili? Ritenete utile per il sistema Italia rimuovere il divieto attualmente in vigore?

Risposta

Grid parity e termico: partendo dal termico, in questi anni si sarebbero potuti utilizzare degli strumenti che però, sempre per questioni normative, ci è stato detto che non erano compatibili, un esempio sono i certificati bianchi. Non entro nel merito delle scelte che sono state fatte, ma i certificati bianchi servono per sostenere investimenti perché vanno in riduzione di un combustibile fossile. Se l'azienda agricola è vicina ad un comune, e il comune si occupa di scaldare degli edifici, o con una vecchia caldaia a diesel o con combustibili fossili, ci è stato risposto che la rete di teleriscaldamento che l'azienda agricola può arrivare fino, per ipotesi, ad alimentare una scuola, non poteva ricevere il certificato bianco in quanto il calore derivante dal motore installato in azienda produce già un altro vettore che è l'energia elettrica che ha già un altro incentivo. Questo è sicuramente vero ma è un'altra considerazione, anzi è una valorizzazione di quello che oggi viene già sfruttato.

Oggi in termini di sistema Paese stiamo spendendo soldi in termini di energia elettrica per dissipare il calore che non viene utilizzato. Se guardiamo agli obiettivi di efficienza energetica nel settore residenziale della PA, è un qualcosa che dobbiamo sfruttare. Sulla Grid Parity abbiamo una traiettoria di riduzione dei costi importante da qui al 2030, grazie alla produzione di biometano stimiamo che al 2030 quello che è il costo di produzione si ridurrà del 30%.

CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione
Via Einstein, Cascina Codazza, Parco Tecnologico Padano 26900 Lodi
codice fiscale | partita iva 09248721004
tel +39 0371 4662633 | fax +39 0371 4662401
www.consorziobiogas.it | segreteria@consorziobiogas.it

Ma quando parliamo di grid parity è bene ricordare che non bisogna fermarsi solo ed esclusivamente alla produzione dell'elettrone o dell'energia, bisogna considerare il complesso, che è fatto sì di produzione, ma anche di distribuzione e stoccaggio. Gli impianti biogas con produzione, distribuzione e programmabilità sono altamente già competitivi rispetto a quello che è un sistema con il fotovoltaico che deve prendere una giga factory o mettere delle batterie agli ioni di litio che oggi costano moltissimo.

Sugli SDC, la parte della nostra presentazione sulle comunità energetiche spiega come per noi è un altro degli elementi di valore aggiunto del nostro settore, quindi si tratta della capacità di essere un motore di crescita per un territorio, e perché no pensare ad un impianto biogas che distribuisce energia elettrica per scopi residenziali, per ricarica di auto, ma equiparata alla distribuzione di un biometano che può produrre un impianto sia per il riscaldamento, sia per l'utilizzo nei trasporti, pesanti o leggeri, e la rete di teleriscaldamento che può essere un ulteriore valore aggiunto. Per noi l'impianto biogas è il cuore di un territorio, e quindi può essere inteso anche come il cuore di un sistema di distribuzione chiuso.

Pertanto il CIB è favorevole agli SDC ed alla rimozione del divieto attualmente in vigore, inoltre riteniamo che i sistemi di distribuzione chiusi siano uno strumento molto importante per il recupero di efficienza di realtà produttive e terziarie: poter mettere in collegamento le richieste di energia di più soggetti adiacenti creando una rete di distribuzione interna consente di combinare i fabbisogni locali redendo più efficiente l'utilizzo di diverse forme di produzione locali di energia. Taluni SDC possono inoltre consentire una distribuzione con costi a volte più convenienti della rete pubblica e, in questi casi, è naturale che debba essere lasciata la libertà di costituzione di nuovi SDC. Serve, anche, porre attenzione al tema degli oneri: la costituzione di un SDC non deve avere come unico scopo quello di non corrispondere gli oneri di sistema.

Si suggerisce, a tal proposito, che un elemento positivo per il sistema energetico possa essere quello di far sì che gli SDC si comportino come soggetti programmabili: in questo, l'unificazione di più unità di consumo e di più unità di produzione trattate come un unico insieme può costituire una modalità di gestione dell'energia locale ed innovativa rispetto al passato.

CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione
Via Einstein, Cascina Codazza, Parco Tecnologico Padano 26900 Lodi
codice fiscale | partita iva 09248721004
tel +39 0371 4662633 | fax +39 0371 4662401
www.consorziobiogas.it | segreteria@consorziobiogas.it

Ad ulteriore integrazione di quanto esposto in Audizione ed in risposta alla richiesta del Presidente, alleghiamo al presente documento:

- Estratto del giornale BiogasInforma n°25 edito dal CIB – Consorzio Italiano biogas, dal titolo: "Comunità energetiche tedesche: il caso di Vrees"
- Report dell'istituto delle comunità bioenergetiche di Göttingen, dal quale si evince che al 2016 sul territorio tedesco in 10 anni sono state sviluppate oltre 160 comunità energetiche
- Il rapporto sulle buone pratiche nella pianificazione bioenergetica integrata, nel quale sono raccolti diversi esempi europei di comunità energetiche

* * *

Sen. Croatti (M5S)

Attorno ai vostri siti spesso nascono dei comitati che si oppongono a causa del traffico che aumenta tantissimo e dei cattivi odori. La valutazione di avvicinarvi ai centri storici e più in generale ai punti in cui volete distribuire, avete valutato la possibilità che questo percorso possa essere un problema alla luce di tali considerazioni?

Risposta

Sui cattivi odori la questione non è perfettamente centrata, parliamo di aziende agricole presenti sui territori da 30-40 anni, che hanno sempre utilizzato e prodotto liquami che prima dell'avvento della digestione anaerobica rimanevano sui terreni. Quelli erano e sono per tutte le aziende che non hanno un impianto biogas le emissioni odorigene.

Oggi le aziende agricole che si sono dotate di un impianto biogas hanno a disposizione il digestore, ovvero un "contenitore" in cui quotidianamente vengono introdotti i letami e i liquami prodotti. Il digestore è un ambiente confinato, chiuso.

Anche la raccolta dei reflui sempre più spesso avviene in vasche coperte (in alcune Regioni la copertura è disposta per legge).

CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione
Via Einstein, Cascina Codazza, Parco Tecnologico Padano 26900 Lodi
codice fiscale | partita iva 09248721004
tel +39 0371 4662633 | fax +39 0371 4662401
www.consorziobiogas.it | segreteria@consorziobiogas.it

Quindi, le emissioni odorigene sono completamente contenute. Ma non solo le emissioni odorigene. La digestione anaerobica e l'attenta valorizzazione agronomica del digestato consentono di ridurre drasticamente le emissioni di metano, di ammoniaca e di protossido d'azoto, contribuendo in modo incontrovertibile alla lotta al cambiamento climatico e a un miglioramento dei parametri emissivi dell'agricoltura che conta per circa il 12% in Italia sul totale delle emissioni di gas serra, come emerge anche dall'ultimo Rapporto ISPRA sull'inventario nazionale delle emissioni climalteranti.

I problemi lamentati dai cittadini possono avere diverse ragioni. Ne abbiamo riscontrate alcune. Viene attribuita all'impianto un'emissione odorigena che ha tutt'altra origine. Viene percepito in maniera distorta un odore che in realtà fa parte del sottofondo proprio di quel territorio, ma viene acuito/distorto dal timore dell'impianto. Viene percepito un odore effettivamente presente, dovuto in alcuni casi a un momentaneo problema di gestione dell'impianto. Molto spesso riscontriamo che i cittadini hanno a disposizione informazioni non corrette, quando non completamente sbagliate. È sicuramente un lavoro da fare, che molti nostri soci effettivamente svolgono, quello di informare e comunicare e soprattutto invitare i cittadini a toccare con mano le attività dell'azienda agricola andando a visitare gli impianti.

Quando parliamo dei potenziali impianti biogas che potrebbero essere realizzati sul territorio e dei loro benefici, non ci riferiamo solo alla produzione in termini di energia elettrica, ma alla digestione anaerobica quale primo presidio ambientale in una realtà agricola e rurale. Tali vantaggi sono evidenti in altre realtà come per esempio in Germania, dove gli impianti biogas si trovano vicini ai centri abitati anche perché in questo modo diventa possibile per esempio sfruttare il calore generato, ma anche il freddo con la trigenerazione, a beneficio di intere comunità.

In merito alla questione del traffico, va premesso che le aziende agricole hanno sempre lavorato i campi e la movimentazione dei prodotti è sempre avvenuta.

Con l'impianto biogas poco è cambiato. Nella quasi totalità, gli impianti di biogas agricolo sono integrati nell'azienda agricola, ovvero la potenza dell'impianto è calcolata sulla base delle biomasse e reflui zootecnici prodotte in azienda o in un comprensorio limitrofo all'impianto generando così un volano positivo sul territorio.

CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione
Via Einstein, Cascina Codazza, Parco Tecnologico Padano 26900 Lodi
codice fiscale | partita iva 09248721004
tel +39 0371 4662633 | fax +39 0371 4662401
www.consorziobiogas.it | segreteria@consorziobiogas.it

Oltre a biomasse e reflui possono essere utilizzati anche sottoprodotti generati dall'agroindustria (buccette di pomodoro, raspi e vinacce, sansa delle olive, ecc.); permettendo così una valorizzazione energetica ed in conseguenza agronomica di tali matrici, ma con trasporti verso l'impianto che non coprono mai distanze importanti in quanto non sarebbero sostenibili dal punto di vista economico.

* * *

Sen. Lanzi (M5S)

Tornando al problema dei comitati, in Emilia Romagna è in corso una diatriba perché si vorrebbe realizzare un impianto molto grande mentre la popolazione vorrebbe dividerlo su tre province.

Risposta

Si parla dell'impianto di Gavassa di Iren. La difficoltà di fronte all'impianto grande potrebbe trovarsi nel portare il materiale da varie zone. Si stanno facendo le opportune valutazioni sulla località, ma ci saranno anche altri impianti. Ci sono anche casi in cui ad es. in Germania è l'agricoltore che si organizza per consegnare il materiale nelle varie sedi. Dipende dai casi e dai territori. In Emilia si tratterà comunque di un impianto che produrrà biometano da FORSU.

* * *

Sen. Ripamonti (Lega)

Mi ero posto anche io il problema dell'aumento del traffico, dunque le aziende che decidono di fare un impianto di autoconsumo, fanno tutto da sé o si aspettano il conferimento di colleghi? Noto poi dalla presentazione che la Liguria è sguarnita, dunque in quella regione c'è qualche impianto ma non è all'interno del vostro consorzio? Oppure la Liguria è strategicamente messa male perché non ha una grande produzione di allevamenti o è poco attiva?

Risposta

Sulla Liguria, la causa sta un po' nella conformazione geografica e un po' nella zootecnia, in quanto il biogas è sviluppato dove c'è la zootecnia perché l'elemento principale per farlo funzionare sono i liquami e i letami. Dove non vi è una presenza di zootecnia c'è meno possibilità di realizzare determinati impianti. Noi personalmente non abbiamo nessun associato ligure, credo personalmente che ci sia qualche impianto, forse pochi da agricoltura, ce ne dovrebbe essere qualcuno da FORSU ma che esulano dal nostro contesto. Possiamo comunque verificare. In ogni caso forse in termini di trasporto è meglio così in quanto non avrebbe molto senso realizzare un impianto laddove manca la materia prima per farlo funzionare. Sul trasporto delle biomasse è un discorso, sul FORSU un altro.

Ad ulteriore integrazione rispetto a quanto fornito durante l'audizione, in seguito alle ulteriori verifiche effettuate risultano funzionanti in Liguria n° 9 impianti biogas, nessuno dei quali di tipo agricolo.

CIB - Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione
Via Einstein, Cascina Codazza, Parco Tecnologico Padano 26900 Lodi
codice fiscale | partita iva 09248721004
tel +39 0371 4662633 | fax +39 0371 4662401
www.consorziobiogas.it | segreteria@consorziobiogas.it

COMUNITÀ ENERGETICHE TEDESCHE: IL CASO DI VREES

di **Guido Bezzi**

L'INTEGRAZIONE FRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI CREA VALORE E SVILUPPO LOCALE IN UNA DELLE PRIME COMUNITÀ ENERGETICHE TEDESCHE

Lo scorso giugno, grazie alla collaborazione con 3N, il centro di competenza regionale sulle energie rinnovabili della Bassa Sassonia (www.3-n.info), è stato possibile approfondire direttamente sul campo il tema delle "comunità bioenergetiche" tedesche. Dopo il primo incontro con 3N a novembre scorso presso Agritechnica di Hannover, infatti, è stata organizzata una visita alla comunità di Vrees (Bassa Sassonia – Brema).
Le "Comunità Bioenergetiche" sono delle realtà di sviluppo locale basate sia sul potenziale esistente nell'area (biomasse, fonti rinnovabili ecc.) sia sulla messa in rete di diversi attori locali: comuni, cittadini, e aziende agricole in primis. Da una parte, quindi, il coinvolgimento dei cittadini è motore del successo del progetto, dall'altra, l'integrazione delle varie fonti energetiche è fondamentale per creare un sistema efficiente ed ottimizzato fra domanda e offerta che possa dare valore aggiunto e sviluppo locale.
L'esempio di Vrees, una delle prime comunità

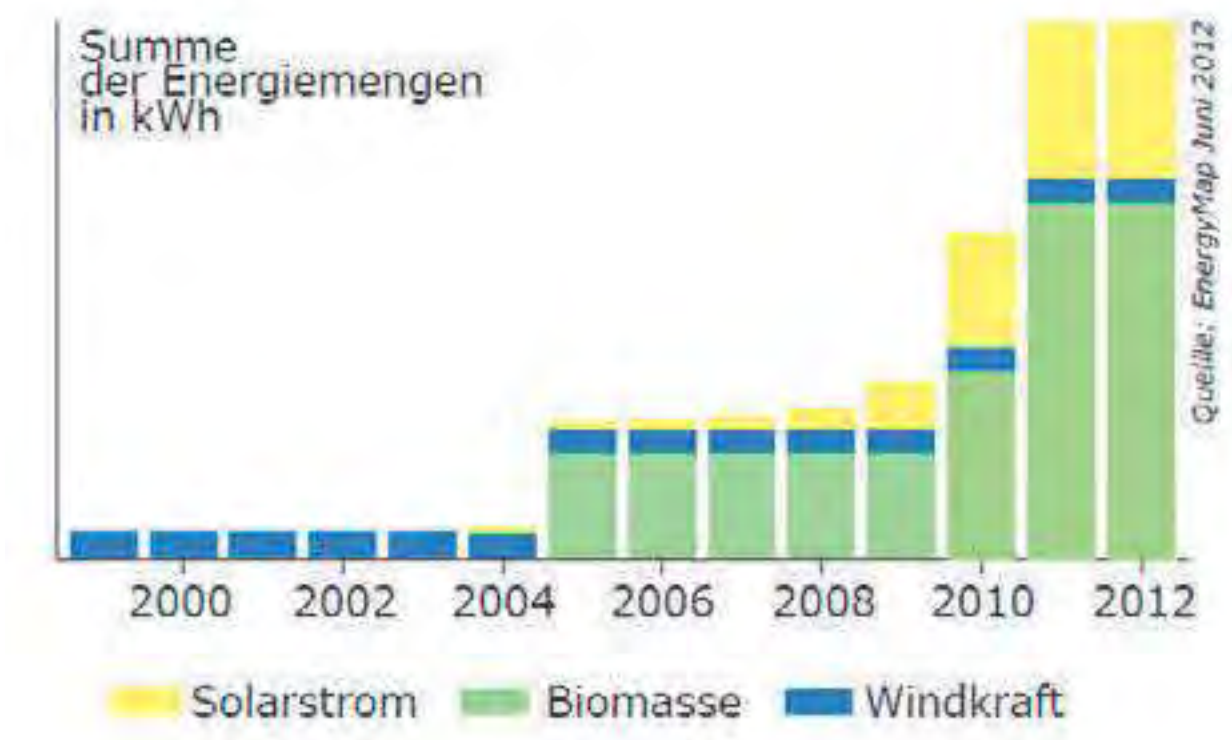


Fig. 1 Potenza installata per tipologia di impianto (Solare, Eolico e Biomasse/Biogas) a Vrees dal 1997 al 2012
Pic. 1 Installed power per plant type (Solar, Wind, Biomass/Biogas) in Vrees from 1997 to 2012

Fig. 2 Mappa delle tubazioni biogas e teleriscaldamento del comune di Vrees
Pic. 2 Map of biogas and heat grids of Vree

energetiche tedesche, è sicuramente significativo soprattutto per tutto il percorso di sviluppo che dal 1997 ad oggi è stato fatto.
La comunità, infatti, è nata da un'idea del sindaco della cittadina che ha considerato fin da subito le bioenergie come una risorsa e un'opportunità per creare valore e lavoro per la comunità. Per questi motivi da allora ad oggi è stata favorita la costruzione di una rete di impianti ad energia rinnovabile con l'intento di rendere energeticamente indipendente l'abitato.
A partire dal primo impianto di produzione di calore da cippato di legna a servizio di 75 famiglie partito nel 1997, in pochi anni è stato creato un sistema energetico che oggi può contare su una rete di impianti fotovoltaici, eolici e biogas che, oltre a coprire ampiamente la richiesta di energia elettrica del paese e cederne al di fuori, soddisfa anche circa il 90% del fabbisogno termico (Fig. 1).

DALLE RINNOVABILI DELLA COMUNITÀ 100% DI ENERGIA ELETTRICA E 90% DEL FABBISOGNO TERMICO

Il biogas, in particolare, gioca un ruolo fondamentale nell'integrazione fra la produzione di energia elettrica e calore, oltre che nella creazione di posti di lavoro. Infatti, oltre ad integrare le bioenergie non programmabili come solare ed eolico, consente la produzione di energia in maniera efficiente e delocalizzata. Per questo la comunità, grazie ad un accordo del Comune, si è dotata di una rete di teleriscaldamento e una rete di biogas molto capillare che si continua a sviluppare grazie a un particolare e innovativo nulla osta sulle autorizzazioni per le realizzazioni su strade comunali previo aggiornamento di una mappa delle tubazioni (Fig. 2).

In questo modo, impianti biogas come quello di Witte-Moor bioenergie, sede della visita dello scorso giugno, può fornire sia biogas per cogeneratori distribuiti nella cittadina sia tutto il calore attraverso la rete di teleriscaldamento ottimizzando le proprie prestazioni energetiche del periodo invernale. Durante il periodo estivo, invece, a fronte di una richiesta di calore ridotta, l'impianto biogas può essiccare il digestato e, in parte, essiccare il cippato di legna da destinare alle caldaie installate nel villaggio dove le reti non arrivano. Anche in questo caso il sistema agisce in maniera energeticamente ottimizzata oltre a permettere l'ottimizzazione dei costi di gestione del digestato che, così, può essere anche rivenduto come ammendante. Vi è, poi, la parte di indotto di lavoro e sviluppo agricolo legato al biogas. Oggi, infatti, ogni impianto biogas gestisce mediamente 500ha di terreno e recepisce gli effluenti bovini di diversi allevamenti della zona, anche in questo caso in un sistema organizzato in rete.
Infine i cittadini, che da iniziali consumatori di energia rinnovabile a prezzi ottimizzati, grazie al valore aggiunto creato dalla comunità hanno potuto, dapprima migliorare le prestazioni energetiche delle proprie abitazioni e, successivamente, diventare produttori energetici partecipando alla realizzazione di quote di fotovoltaico an-

che sulle coperture delle aziende della comunità stessa che, in questo modo, hanno potuto ulteriormente rinnovarsi.

BIOENERGY COMMUNITIES IN GERMANY: THE EXAMPLE OF VREES

THE RENEWABLE ENERGIES INTEGRATION CREATES VALUE AND LOCAL DEVELOPMENT IN ONE OF THE FIRST GERMAN ENERGY COMMUNITIES

In last June, thanks to 3N, the Lower Saxony regional centre of expertise on renewable energies (www.3-n.info), was possible to delve into German "bioenergy communities". After the first meeting during Agritechnica Hannover in last November, we moved to Vrees (Lower Saxony - Brema) to visit the local bioenergy community.

"Bioenergy communities" are local organizations based on the real energy potential that is possible to develop in their area (biomasses, renewable energies ecc.) and on different local actors: municipality, citizens and farms. Citizen involved are the first step of the success together with a fundamental integration of different renewable energies in order to create an efficient and optimized system that gives value and local development.

The example of Vrees, one of the first German energy communities, is significant especially for the development path made since 1997.

The community was born from a major's idea that considered the bioenergies as a resource and opportunity to growth and give value to the community.

For these reasons, since then, the construction of a network of renewable energy plants has been promoted with the aim of making the village energetically independent.

Starting from the first wood chips heat production plant to serve 75 families started in 1997, in few years, solar plants, wind plants and biogas have been created and organized in an efficient grid that over supply the electricity demand of the town and satisfy also about 90% of heat requests (Fig. 1).

The biogas, in particular, is strategical for the integration between electricity and heat demand and for the creation of new work possibilities. In fact, biogas can integrate and stabilize not programmable energies (solar and wind) into the grid and can produce efficient and delocalized energy. For this reason, there is an agreement between community and municipality that simplify the growing of heat and biogas grids. An innovative authorization after update of grid map has been activated by the municipality to push the construction of a new grids along municipal roads (Fig. 2).

Thanks to this system, biogas plants like those of Witte-Moor bioenergy, that have been visited in last June, can supply biogas for delocalized co-generators in town by gas grid and all the heat produced by heat grid with an optimization of his energy efficiency during the winter. Instead, in summer, when the heat request by town is reduced, biogas plant dry digestate and wood chips for the wood chip boilers placed in houses not already connected at the municipal grid. in this case the system is once again energetically efficient and it can also optimize costs of digestate management producing a good fertilizer for the market. Then there is also the share of work and development of agriculture system in the area. Every biogas plant manages in average 500ha of arable land and collect manure from livestock farms in the area by an organized management system.

FROM THE COMMUNITY RENEWABLES 100% OF ELECTRICITY AND 90% OF HEAT SUPPLIES

Finally citizens, who from initial consumers of renewable energy at optimized prices, thanks to the added value created by the community have been able first to improve the energy performance of their homes and, subsequently, become energy producers by participating in the realization of photovoltaic shares also on the roofing of the companies of the community itself which, in this way, have been able to further renew themselves.

RAPPORTO SULLE BUONE PRATICHE NELLA PIANIFICAZIONE BIOENERGETICA INTEGRATA

MAKE IT BE
WWW.MAKEITBE.EU

CO-FINANZIATO DA
INTELLIGENT ENERGY EUROPE

Sviluppo di strumenti decisionali per favorire la nascita di filiere bio-energetiche locali e regionali (MAKE-IT-BE)

CO-FINANZIATO DA
INTELLIGENT ENERGY EUROPE

Gli autori sono gli unici responsabili del contenuto di questa pubblicazione che non riflette necessariamente il parere dell'Unione Europea. Né L'EACI né la Commissione Europea sono responsabili dell'uso che potrà essere fatto delle informazioni in essa contenute.

INDICE

Obiettivo del Rapporto 3
Riepilogo del progetto 3

PARTE A 4

1. Introduzione al progetto MAKE-IT-BE 4
1.1 Obiettivi 4
1.2 Attività principali 4
1.3 Partner 5
1.4 Tematiche affrontate 5

2. La metodologia di MAKE-IT-BE 6
2.1 Definizione della Pianificazione Bio-energetica Integrata 6
2.2 Focus sulla Bioenergia 7
2.3 Identificazione delle Buone Pratiche 7
2.4 Indicatori 8

3. Stato dell'arte 10
3.1 Sviluppi in Europa 10
3.2 Importanza dei criteri di sostenibilità 11
3.3. Analisi dei punti di forza, debolezze, opportunità e minacce (SWOT) 12

4. Conclusioni 13

PARTE B 16

5. Buone pratiche nella Pianificazione Bio-energetica Integrata 16

Pianificazione Bio-energetica Integrata: un'analisi dei fattori chiave nelle buone pratiche 16

Modello utilizzato per i casi di buone pratiche 17

MAKE-IT-BE buona pratica N. 1

Istituire una Cooperativa Energetica per il teleriscaldamento 19

MAKE-IT-BE buona pratica N. 2

Supporto alla pianificazione legno-energia in Slovenia con l'uso di uno strumento tecnico strategico 23

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 3

Il Modello Gussing-pianificazione per il 100% di indipendenza energetica 27

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 4

'Schnitzelpower' – Il supporto del governo locale ai combustibili per il trasporto innesca lo sviluppo di energie sostenibili integrate a livello regionale 32

MAKE-IT-BE buona pratica N. 5

Verso l'indipendenza energetica di Strem grazie alle bio-energie 37

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 6

La bio-energia è alla base del villaggio energeticamente autonomo di Mauenheim, il primo in Germania 42

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 7

Teleriscaldamento a legna e cogenerazione aumentano la sicurezza energetica in aree di montagna 46

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 8

Produzione di elettricità da biogas nell'impianto di depurazione delle acque di Psittalia 51

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 9

Impianto di teleriscaldamento a biomassa legnosa in Autun 55

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 10

Politiche di realizzazione di impianti a biomasse a Barnsley 59

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 11

Un sistema ottimizzato per ottenere biogas da rifiuti organici e produzioni agricole 63

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 12

Biogas da reflui e rifiuti in Svezia 67

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 13

Il progetto PROBIOGAS – biogas da reflui da allevamento nei Pesi Bassi 72

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 14

Teleriscaldamento alimentato a paglia a Stary Targ, Polonia – "Non si butta via niente" 76

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 15

Pianificazione Energetica Integrata nella micro-regione di Frýdlant 80

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 16

Produzione di biodiesel nell'impianto di Aprilia a partire da olio di cucina usato 85

Obiettivo del Rapporto

- Condividere i risultati principali dell'analisi delle esperienze sulla pianificazione bio-energetica integrata e la metodologia utilizzata per selezionare i casi di buone pratiche.
- Presentare almeno 15 buone pratiche su attività bio-energetiche integrate selezionate da esperienze provenienti dall'Unione Europea (UE).
- Evidenziare i problemi tipici e i fattori di successo incontrati nella promozione e pianificazione bio-energetica integrata.
- Supportare lo sviluppo di una definizione per un'effettiva pianificazione bioenergetica integrata.

Riepilogo del progetto

Il progetto **MAKE-IT-BE** ha condotto uno studio sulle attività di pianificazione bioenergetica integrata (IBP) così da ottenere una panoramica sugli sviluppi e per identificarne i problemi tipici (riguardo a ciò che può essere accertato attraverso le informazioni disponibili) e i fattori di successo. Dal risultato di questo studio è stata sviluppata una metodologia per cogliere e presentare tipologie simili di informazione di una selezione di casi di buone pratiche. Sono stati selezionati 16 casi da una lista più ampia – presentata nella Parte A - che rappresenta diversi paesi Europei: Austria, Repubblica Ceca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Italia, Polonia, Slovenia, Svezia, Paesi Bassi e Regno Unito (UK).

In ciascun caso presentato in questo documento, il livello di sviluppo e i risultati, dal punto di vista quantitativo e qualitativo, potrebbero variare in maniera significativa. Questo richiede la necessità di enfatizzare la diversità e l'impatto delle situazioni geografiche, ambientali e socio-economiche. Gli esempi IBP condivisi vengono soprattutto dalle esperienze locali, tuttavia hanno una rilevanza generale su scala nazionale e anche nei contesti europei. Fattori economici, culturali e legati all'ambiente locale giocano un ruolo importante nella formulazione degli schemi bioenergetici. I casi studio di **MAKE-IT-BE** presentati nelle pagine successive (vedi PARTE B) sono stati selezionati in parte per riflettere la diversità insita nei progetti di successo.

PARTE A

1. Introduzione al progetto MAKE-IT-BE

1.1 Obiettivi

L'Unione Europea (UE) ha consentito di raggiungere il 20% del suo consumo totale di energia attraverso fonti energetiche rinnovabili (FER) entro il 2020, come indicato nel pacchetto sul clima ed energia dell'UE. Questo richiede un contributo da tutte le tipologie di FER, incluse le bioenergie. La biomassa ha un enorme potenziale per diventare una fonte affidabile di energia, con il valore aggiunto che può sostenere una fornitura energetica decentralizzata a livello comunitario migliorando così la sicurezza dell'approvvigionamento di energia (riducendo l'esigenza di importazioni di combustibile e contribuendo ad ottenere prezzi dell'energia più stabili), creando anche opportunità di impiego a livello locale o regionale e contribuendo alla protezione del clima sostituendo i combustibili inquinanti con combustibili a zero o a basso tenore di emissioni di carbonio.

Il progetto **MAKE-IT-BE** (Sviluppo di Strumenti Decisionali per favorire la nascita di filiere bio-energetiche locali e regionali) è un progetto della durata di tre anni – iniziato nel Novembre 2008 e che terminerà nell'Ottobre 2011 - co-finanziato dall'Agenzia Esecutiva per la Competitività e l'Innovazione (EACI) attraverso il **programma europeo di Energia Intelligente Europa (EIE)**. I partner del progetto provengono dall'Italia, dall'Austria, dal Belgio, dalla Germania, dalla Slovenia e dal Regno Unito.

1.2 Attività principali

MAKE-IT-BE mira a sostenere lo sviluppo e il perfezionamento delle filiere bio-energetiche integrate in tutta l'Europa attraverso la creazione di assetti di riferimento (strumenti decisionali e partenariati locali) in quattro importanti contesti regionali dell'UE. Saranno così identificate le **opportunità e le sfide alle iniziative in corso**.

Inoltre **MAKE-IT-BE** sostiene lo sviluppo di una **metodologia e di strumenti per le iniziative bio-energetiche** per valutare l'attuale situazione energetica regionale, identificare potenziali risorse di biomassa e la domanda/fornitura bio-energetica a livello locale.

Quattro **partnership bioenergetiche regionali** sono state istituite rispettivamente in Austria, Italia, Slovenia, e nel Regno Unito. Queste saranno sviluppate come piattaforme di scambio, migliorando così la comunicazione fra l'ampio e rilevante gruppo di stakeholder. Sulla base del potenziale di biomassa regionale e della valutazione della domanda e attraverso la consultazione partecipanti degli stakeholder regionali, il progetto fornirà delle concrete **agende bio-energetiche** – preparando il terreno per lo sviluppo o l'espansione di filiere e/o impianti per la fornitura energetica, indirizzando gli investimenti, dei mercati e servizi, di progetti pilota e corsi di educazione (per esempio nelle scuole superiori e nelle università).

La metodologia, gli strumenti e i risultati conseguiti verranno diffusi con lo scopo di incoraggiare la **replicabilità di iniziative di pianificazione bioenergetica sostenibile in altre regioni.**

1.3 Partner

Il partenariato è formato dai seguenti partner:

Nome del Partner	Acronimo	Codice del paese	Principale responsabilità nel progetto
Centro Ricerche Produzioni Vegetali	CRPV	IT	Coordinatore
ICLEI European Secretariat GmbH	ICLEI	DE	Sviluppo di capacità/competenze a livello transnazionale e supporto alla comunicazione
Highland Birchwoods	HB	UK	Leader regionale - UK
Comitato Termotecnico Italiano	CTI	IT	Leader tecnico
Europaisches Zentrum fur Erneuerbare Energie Güssing	EEE	AT	Leader regionale - AT
European Landowners Organisation	ELO	BE	Sviluppo di capacità/competenze a livello transnazionale e leader per la diffusione
Zavod za gozdove Slovenije	ZGS	SI	Leader regionale - SI
Centuria RIT Romagna Innovazione Tecnologia	Centuria RIT	IT	Leader regionale - IT

1.4 Tematiche affrontate

Partendo dallo studio delle buone pratiche ed esempi esistenti, alcune delle principali questioni alle quali **MAKE-IT-BE** vuole dare risposta sono le seguenti:

- Quali sono i fattori chiave per raggiungere il successo e la sostenibilità delle esistenti (e rilevanti per il futuro) iniziative bio-energetiche (ad esempio nel campo economico, di mercato, sociale, culturale, organizzativo, fiscale e lavorativo)?
- In che modo si possono stabilire efficaci partnership locali e regionali tra produttori e utilizzatori finali?
- Di quali strumenti operativi necessitano gli stakeholder per poter prendere delle buone decisioni?
- In quale misura la biomassa è una soluzione ragionevole rispetto a, e potenzialmente complementare con altre fonti e sistemi?

Poiché le attività bioenergetiche sono strettamente collegate al livello locale e regionale, un aspetto chiave è quello di ottenere un panorama quantitativo e qualitativo chiaro sulla disponibilità di biomassa, in modo da indirizzare il potenziale di domanda e offerta. Le informazioni esistenti sulla disponibilità della biomassa a livello operativo tendono ad essere molto generali (ad esempio si basano su statistiche a livello nazionale e medie) e sono sparse differenti fra i vari settori come l'agricoltura, la silvicoltura, l'industria e l'energia.

MAKE-IT-BE si concentra su metodi, fatti e dati che possono supportare la **regolare mappatura dell'offerta e della domanda di biomassa a livello locale**. La metodologia sviluppata dal progetto sarà applicata nei paesi coinvolti, anche usando e sviluppando strumenti flessibili quali la metodologia del sistema informativo a livello geografico dell'Organizzazione per l'Alimentazione e l'Agricoltura (FAO - Food and Agriculture Organization) sulla mappatura della domanda e offerta di biomassa che è stato testato con successo in molte aree, a livello internazionale, compresa l'Europa (l'approccio WISDOM - strumento di pianificazione georeferenziata).

2. La metodologia di MAKE-IT-BE

2.1 Definizione della Pianificazione Bio-energetica Integrata

Sulla base degli sviluppi del recente dibattito, la **P**ianificazione **B**io-energetica **I**ntegrata (IBP) è definita, nell'ambito degli obiettivi di **MAKE-IT-BE**, come metodo o approccio definito spazialmente o territorialmente, designato per sostenere una pianificazione bio-energetica strategica e una formulazione politica, attraverso l'integrazione dell'attuale domanda e offerta di bio-combustibile.

L'**integrazione** si riferisce a:

- Differenti settori coinvolti, quali la silvicoltura, l'agricoltura, l'industria agro-alimentare, lo sviluppo rurale, l'energia, il trasporto, le costruzioni e l'energia prodotta dagli scarti .
- Coinvolgimento di diversi stakeholder, come decisori politici, progettisti energetici e urbani, proprietari terrieri, manager, amministratori, commercianti, servizi, e utenti finali (ad esempio proprietari di flotte, utilizzatori di teleriscaldamento).

Un'efficace Pianificazione Bio-energetica Integrata punta a stabilire cooperazione e sinergie fra stakeholder e istituzioni rilevanti per utilizzare in modo ottimale le risorse disponibili (naturali, economiche e umane) per la produzione di bio-energia.

Sviluppare la Pianificazione Bio-energetica Integrata locale è un compito difficile, non solo a causa delle difficoltà citate (multi-settorialità, diversi stakeholder) ma anche perché è influenzata da fattori ambienti, economici e culturali locali, che hanno un ruolo importante nella definizione dei sistemi bio-energetici. I casi studio di **MAKE-IT-BE** sono stati selezionati anche per rispecchiare la diversità insita nei progetti di maggior successo.

Sono riportati di seguito una serie di fattori ricorrenti che contribuiscono al successo dell'attività e che possono forse essere considerati come elementi costitutivi della buona pratica:

- **Un'ampia consultazione degli stakeholder è di vitale importanza** e può richiedere molto tempo, in particolare per stabilire reti di teleriscaldamento. Le discussioni con i fornitori di materie prime dovrebbero essere effettuate nella primissima fase iniziale per determinare l'interesse, la disponibilità (stabilità), la quantità, la qualità e il prezzo. Sia per gli impianti di riscaldamento che per gli impianti combinati di energia termica ed elettrica (CHP) la domanda di calore dovrebbe essere accuratamente valutata per determinare le variazioni giornaliere e stagionali dei consumi.
- **I progetti sulle Bio-energie devono rispondere ad una vasta gamma di requisiti normativi.** Le discussioni con le autorità di regolamentazione (talvolta più livelli di governo e di dipartimenti) in materia di conformità dovrebbero essere tenute nella fase iniziale. Queste possono influenzare la scelta della tecnologia dell'impianto e degli elementi di progettazione che avranno un'influenza significativa sui parametri di qualità dei carburanti.
- **Gli impianti di bio-energia dovrebbero essere situati in modo da fornire una sufficiente capacità di stoccaggio del carburante e uno spazio sufficiente per le manovre** dei veicoli che consegnano le materie prime. Impianti energetici più grandi dovrebbero prendere in considerazione la vicinanza alla ferrovia, al mare e ai principali collegamenti stradali per ottimizzare la logistica e ridurre i costi di trasporto (e le emissioni).
- **La progettazione della filiera di fornitura è complessa**. I fattori più importanti sono la riduzione delle distanze di trasporto delle materie prime e le attrezzature per il trattamento e lo stoccaggio del combustibile al fine di ridurre al minimo i costi di gestione. Per i progetti di grandi dimensioni può essere necessario considerare la possibilità di fornire formazione e addirittura attrezzature ai fornitori di materie prime in regioni dove queste competenze non esistono.

- **Le buone pratiche possono aiutare se si considerano tutti gli altri aspetti.** Per esempio l'ulteriore integrazione con altre politiche e obiettivi richiede una riflessione - in particolare in considerazione di sostegno globale agli obiettivi nazionali e dell'Unione Europea. Qualsiasi pratica o progetto dovrebbe comprendere un equilibrio realistico tra punti di forza e di debolezza, sostenendo i primi e tentando di ridurre i secondi.

2.2 Focus sulla Bioenergia

La bio-energia è generalmente definita dalla Commissione Europea (CE) e dall'Agenzia Europea per l'Ambiente (EEA) come: *"una vasta gamma di prodotti e sottoprodotti agricoli e forestali, nonché residui di scarto urbani e industriali. Sono quindi compresi alberi, seminativi, alghe e altre piante, residui agricoli e forestali, reflui, fanghi di depurazione, letame, sottoprodotti industriali e la frazione organica dei rifiuti solidi urbani. Dopo un processo di conversione la biomassa può essere utilizzata come combustibile per produrre calore, elettricità o come carburante per i trasporti, a seconda della tecnologia di conversione e del tipo di biomassa primaria* (CE, 2005; EEA, 2007).

Secondo il Consiglio Europeo per l'Energia Rinnovabile (EREC) per Bio-energia si intende: "un insieme di sistemi diversificati per convertire risorse da biomassa in calore, energia e combustibili per il trasporto. La Biomassa è la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (che comprende sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.

- Colture convenzionali per usi non alimentari: colture amidacee (mais, frumento, grano e orzo), colture oleaginose (colza, girasole) e colture zuccherine (barbabietola da zucchero, sorgo dolce...)
- Colture dedicate: silvicoltura a breve rotazione (salice, pioppo) ed erbacea (graminacee)
- Sottoprodotti di silvicoltura: residui di taglio del legname, diradamenti ecc.
- Sottoprodotti agricoli: paglia, concime animale, ecc.
- Sottoprodotti industriali: scarti alimentari e scarti di biomassa dell'industria del legno: residui di demolizione del legno, fanghi di depurazione e frazione organica dei rifiuti solidi urbani." (EREC, 2009) .

Nella struttura del progetto **MAKE-IT-BE l'attenzione è rivolta principalmente alla silvicoltura, all'agricoltura, all'industria agro-alimentare e ai reflui zootecnici**, considerando che la biomassa derivante dal legno rappresenta oggi oltre il 50% della quota totale di biomassa solida utilizzata nella EU27. Come affermato da EREC (2009), la bio-energia può essere implementata su piccola, media e larga scala, è applicabile ad un' ampia varietà di risorse e schemi di trasformazione/utilizzo – rendendola così particolarmente interessante in prospettiva IBP (Integrated Bioenergy Planning – Pianificazione Bio-energetica Integrata).

2.3 Identificazione delle Buone Pratiche

Che cosa è una buona pratica? Il Parlamento Europeo sottolinea l'ambiguità del concetto di buona pratica e il fatto che non c'é una dottrina generale o metodo comunitario empirico adatto per identificare e promuovere 'il capitale di buone pratiche'. Tuttavia una pratica potrebbe essere descritta come 'buona' se soddisfa certi criteri in termini **di qualità, efficacia e funzionamento** (PE, 2008).

Nella sua istruttiva sintesi sullo sviluppo del progetto sulle bio-energie e la fornitura di biomassa, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) sottolinea che l'essenza di ogni buona pratica si può sintetizzare nella sua **sostenibilità**: ogni buona pratica dovrebbe essere eco-compatibile, economicamente sostenibile e socialmente accettabile (IEA, 2007). La Sostenibilità, affrontata in seguito anche al punto 4, dovrebbe essere una pietra miliare nella IBP. ICLEI, che si dedica alla sostenibilità a livello comunitario, sottolinea l'importanza di attuare un approccio efficace a lungo termine che non danneggi le generazioni future e che consideri l'impatto ecologico delle azioni, in aggiunta a queste condizioni.

Seguendo un riepilogo generale delle buone pratiche nel campo della bioenergia, la IEA (2007) riassume i punti principali come segue:

- Le materie prime della biomassa devono essere disponibili durante la vita dell'impianto e prodotte in un modo che possa essere considerato sostenibile e rinnovabile. Possono essere in forma solida o liquida.

- Questa materia prima deve essere consegnata allo stabilimento di conversione su strada, per ferrovia o per vie navigabili al prezzo più basso possibile, in una forma che sia facile da conservare, gestire e utilizzare. La bassa densità di massa e densità energetica di molte forme di biomassa rende questo aspetto una sfida importante.
- La qualità e il contenuto di umidità della materia prima devono essere stimate al momento della consegna per garantire la conversione efficiente ed equi strumenti di pagamento.
- Laddove la biomassa debba essere importata, è necessario considerare, in termini finanziari ed energetici, la certificazione della sua fonte e l'individuazione di metodi di trasporto a basso costo.
- La selezione della tecnologia di conversione energetica e la dimensione dell'impianto dovrebbero basarsi sulla natura della biomassa, sul volume disponibile, sull'affidabilità e sul rischio di insuccesso di tecnologie non mature.
- I mercati prodotti per i vettori di bio-energia (quali calore, energia elettrica, combustibili gassosi, bio-combustibili liquidi o combustibili solidi come il pellet) devono essere valutati e, ove possibile, devono essere ricercati accordi di acquisto.
- La progettazione e costruzione dell'impianto di conversione bio-energetica, la scelta della sua posizione, la prossimità a forniture di elettricità, gas e acqua, l'ottenimento delle risorse necessarie e dei permessi di pianificazione possono essere ostacoli importanti, che richiedono soluzione da parte dell'attuatore del progetto.

Ai fini del presente progetto è stato deciso di concentrarsi non solo sulla "buona pratica", ma di esaminare anche i problemi incontrati, per identificare **lacune, barriere** ed **errori**, che potrebbero fornire ai potenziali produttori di bio-energia e agli stakeholder una prospettiva globale basata sulle lezioni apprese – che cosa è replicabile e quali insidie possono essere evitate. In ognuno dei casi presentati in questa pubblicazione, il livello di sviluppo e i risultati, sia quantitativi che qualitativi, possono variare in modo significativo. Ciò richiede la necessità di evidenziare la **diversità** e **l'impatto delle situazioni a livello geografico, ambientale e socio-economico**. Le esperienze della IBP presentate provengono principalmente dalle esperienze locali, tuttavia, queste hanno una rilevanza nel contesto europeo.

Sono stati utilizzati i seguenti **criteri guida** per assicurare un numero minimo di aspetti, considerati nell'identificazione di esempi di buone pratiche:

1) Aree geografiche
2) Caratteristiche di utilizzo del suolo e tipo di risorse di biomassa
3) Contesto politico, giuridico, amministrativo e socio-economico
4) Ambito dell'iniziativa
5) Aspetti tecnici
6) Integrazione di diversi livelli di pianificazione – territoriali, rurali, energetici, ecc.
7) Coinvolgimento degli stakeholder locali
8) Consultazione pubblica
9) Indicatori quantitativi (es. qualità della produzione, uso(i) energetici, numero di utenti/beneficiari finali, posti di lavoro e guadagni generati)

Utilizzando una serie di indicatori individuati nel progetto, ogni partner del progetto ha contribuito all'identificazione, selezione e descrizione delle buone pratiche - compilando un lungo elenco (vedi sotto), da cui sono stati selezionati i casi finali per la lista breve, presentata nella parte B.

2.4 Indicatori

Come parte della metodologia, sono stati forniti una serie di indicatori per favorire l'identificazione, la valutazione e il monitoraggio delle pratiche nella IBP. Un indicatore è sostanzialmente una specifica quantitativa o qualitativa variabile, mentre un *criterio* definisce un campo più ampio (si vedano i sopra citati nove criteri guida per i nostri scopi). *Un'unità di misura*, spesso, ma non sempre, definisce gli indicatori.

1 I punti da 1 a 3 sono stati ampiamente affrontati dal recente progetto BAP DRIVER co-finanziato dal programma EIE, che comprende tutti i paesi di MAKE-IT-BE ad eccezione dell'Italia (IEE, 2009)

L'elenco che segue fornisce i principali indicatori utilizzati in questo documento. Gli indicatori sono stati selezionati da ELO e ICLEI tra alcuni programmi, progetti e iniziative principalmente in Europa.

	Criteri	Indicatori	Unità	Note
1.	Area geografica	Superficie totale	km^2	
2.	Uso del terreno	Superficie utilizzata		CORINE Livello 1
2.1.		Superfici artificali	km^2	
2.2.		Agricoltura	km^2	
2.3.		Foreste	km^2	
2.4.		Zone umide	km^2	
2.5.		Acqua	km^2	
3.	Contesto politico, giuridico, amministrativo e socio-economico	Decreti, leggi, piani, occupazione, entrate	n°, PIL pro capite	Dati della DG REGIO
4.	Ambito dell'iniziativa			Includendo obiettivi, giustificazioni e motivazioni
4.1.		Dimensione dell'area interessata	km^2	
4.2.		Numero di abitanti	n°	
4.3.		Tempo	date	Data di inizio e durata
5.	Aspetti tecnici			
5.1.		Tipo di biomassa locale produzione/fornitura	Tonnellate	
5.2.		Consumo di biomassa	Tonnellate	
6.	Integrazione di diversi livelli di pianificazione – territoriali, rurali, energetici, ecc.			Descrittivo
7.	Coinvolgimento degli stakeholder locali	Tipologia e numero	n°	Descrittivo
8.	Consultazione pubblica	Type and number	n°	Descrittivo
9.	Indicatori quantitativi			
	Altro			Disponibilità a livello locale

Gli indicatori quantitativi (si veda punto 9) possono fare riferimento ai seguenti dati per la definizione di buone pratiche:

- Tipi di filiera produttiva (riscaldamento, bio-carburanti, biogas, ecc.)
- Tipi di materie prime della biomassa
- Dimensione dell'impianto/Ammontare di biomassa trasformata/Potenza generata (MW o Tonnellate/anno o KWh)
- Origine della materia prima di biomassa (regionale, extra regionale, extra nazionale, ecc.)
- Distribuzione dell'energia (autoconsumo, edifici pubblici contigui, teleriscaldamento, ecc.)
- Sottoprodotti (tipologia e gestione)
- Tipologia di progetto - proprietà (pubblica, privata, compartecipata)
- Investimenti (€)
- Costo della materia prima della biomassa (€/t)
- Contributi dalla pianificazione territoriale e/o incentivi nazionali (tipologia ed entità)
- Emissioni inquinanti (elementi ed ammontare)

3. Stato dell'arte

3.1 Sviluppi in Europa

E' chiaro che la domanda di energia attuale e futura - elettricità, riscaldamento e raffreddamento - per l'industria e la comunità, dovrebbe sempre più incontrare una FER (Fonte Energetica Rinnovabile) sicura e localmente disponibile. Idealmente questo dovrebbe avvenire all'interno di un quadro di sviluppo ambientale e socio-economico sostenibile. La biomassa è la più grande delle fonti energetiche rinnovabili (FER) utilizzata oggi in Europa, che fornisce due terzi di tutta l'energia prodotta da FER all'interno dell'UE.

Quota di Energia Primaria e Finale da FER[2]

	Energia Primaria (Metodo IEA 2006)	Energia Finale (Metodo CE 2006)
Mondo	13%	18%
UE	6,5%	8,5%

Fonte: RE2007_Global_Status_Report. http://www.ren21.net/globalstatusreport/g2007.asp

2007 Equilibrio Energetico per l'Unione Europea a 27 membri
in mille tonnellate equivalenti di petrolio (ktep) in base al contenuto calorifico dei prodotti energetici (Metodo IEA)

Fornitura e Consumo	Idrico	Geotermale Solare, ecc.	Bioenergia	Totale
Produzione di Energia	26 613 (3%)	16060 (1,9%)	98 879 (11,5%)	860 594

Fonte: IEA http://www.iea.org/stats/balancetable.asp?COUNTRY_CODE=30

Quantità significative di biomassa provengono dalla silvicoltura e prodotti connessi, che continueranno ad avere un ruolo fondamentale nel raggiungimento dell'obiettivo UE del 20%. I prodotti del legno richiedono apporti di energia inferiori nel processo di produzione (l'energia è solitamente generata da combustibili fossili) rispetto ad altri prodotti industriali (ad esempio acciaio o alluminio). In media, ogni metro cubo di legname da costruzione, in sostituzione dell'acciaio o dell'alluminio, evita 0,3 tonnellate di anidride carbonica (CO_2). Tuttavia, il legno come combustibile richiede anche un approccio attento – è importante integrare il fabbisogno di legno combustibile nei mercati del legname esistenti per assicurare che non sostituisca le quantità di legname destinato a sostituire l'acciaio, l'alluminio e il cemento.

Anche la biomassa agricola svolge un ruolo importante – proviene da colture energetiche dedicate o dalla raccolta alimentare e dal trattamento dei residui. Gli esempi includono la paglia – con solo il 20% circa della produzione totale disponibile per la produzione di energia - e il concime animale. Sia le biomasse agricole sia i rifiuti organici hanno mercati potenziali per una serie di prodotti di bio-raffinazione, di cui i bio-carburanti liquidi sono un esempio. E'importante garantire che il mercato delle bio-energie non sostituisca le forniture delle materie prime di altri mercati chiave – è necessario trovare una soluzione equa ed efficace, idealmente vantaggiosa per tutte le parti coinvolte.

2 Il metodo IEA considera l'input di energia per combustibili fossili (sia biomassa sia nucleare), ma conta l'output di energia eolica, solare e idrica. Per evitare le ambiguità connesse al calcolo della quota di energia primaria utilizzata per l'elettricità, il metodo CE è stato sviluppato per misurare la quota di energia finale utilizzata, come elettricità, calore, e combustibili utilizzati direttamente. Questo metodo considera tutte le forme di elettricità allo stesso modo, indipendentemente dalla loro origine. La CE ha adottato questo metodo nel 2007, in corrispondenza della definizione dell'obiettivo UE del 20% di energie rinnovabili entro il 2020.

I sistemi bio-energetici possono utilizzare molte tecnologie di conversione per produrre calore, elettricità e/o combustibili per i trasporti – da soli o combinati - a partire da combustibili solidi, liquidi e gassosi. La biomassa è attualmente una delle più importanti FER localmente disponibili, in grado di offrire prezzi dell'energia competitivi rispetto alle altre fonti non rinnovabili.

Nonostante il potenziale, l'applicazione pratica resta ancora difficile e l'attuazione in molti paesi e regioni europei è lenta. Diversi programmi/iniziative europei, nazionali, sub-nazionali e locali hanno mostrato che approcci informativi e pro-attivi a livello locale sono essenziali per l'effettiva creazione di filiere bio-energetiche. **MAKE-IT-BE** intende creare strumenti (metodologie e strumenti di pianificazione, partnership, accesso al capitale ed agende) per favorire l'utilizzo di biomassa su vasta scala a livello regionale/locale.

3.2 Importanza dei criteri di sostenibilità

Lo sviluppo della bio-energia deve essere perseguito secondo criteri di sostenibilità. Tra i documenti più importanti che hanno evidenziato questi aspetti, è importante menzionare il **Piano di Azione per la Biomassa** (COM (2005) 628 del 12/13/2005) che ha richiesto lo sviluppo di piani di azione conformi alle buone pratiche agricole, mantenendo una produzione di biomassa eco-sostenibile e senza impatti significativi sulla produzione alimentare interna.

Successivamente, anche il Libro Verde **"Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura"** (COM {2006} 34 definitivo (SEC {2006} 317) ha sottolineato che la politica energetica europea dovrebbe perseguire tre obiettivi principali: sviluppo sostenibile, competitività e sicurezza della fornitura (al fine di ridurre la dipendenza crescente dalle importazioni di energia).

Nel 2007, il Parlamento Europeo ha confermato i criteri per la sostenibilità dei bio-carburanti, nella sezione 'Trasporto e Bio-carburanti' della *Roadmap* per le Energie Rinnovabili in Europa, tali da *"sviluppare un ampio schema di certificazione obbligatorio - applicabile sia ai carburanti prodotti sul territorio sia ai combustibili importati nella UE […]" e che "i criteri di certificazione dovrebbero essere progettati in modo da garantire che la produzione di bio-carburanti consenta significative riduzioni di gas serra rispetto ai carburanti convenzionali, sostituiti senza causare, direttamente o indirettamente, perdite in biodiversità e risorse idriche, senza comportare riduzione delle riserve di carbone per il cambiamento nell'utilizzo dei terreni o problemi sociali quali l'aumento dei prezzi dei prodotti alimentari e il trasferimento di persone" (CE 2007).*

La Comunità Europea ha incluso i criteri di sostenibilità nella sua proposta di direttiva nel Gennaio 2008 sollevando la questione: *"Quali criteri e metodi di controllo possono essere utilizzati per arrivare ad un regime di sostenibilità dei bio-carburanti? Sono state analizzate una vasta gamma di opzioni e si suggerisce che tale sistema dovrebbe includere livelli minimi di prestazione di gas serra, criteri sulla biodiversità e riconoscimenti per l'utilizzo di materie prime, diversificandole – ad esempio i materiali lignocellulosici - per la produzione di una seconda generazione di bio-carburanti. E' opportuno lasciare la fase di verifica ai Paesi Membri (incoraggiando al contempo sistemi multinazionali di certificazione); il regime di sanzioni per non aver rispettato i criteri dovrebbe essere coerente per i singoli mercati e prevedere l'esclusione dalle agevolazioni fiscali, l'esclusione di tali bio-combustibili dagli obblighi previsti per i bio-carburanti e gli obiettivi nazionali. Infine, l'effettiva "tracciabilità" dei bio-carburanti richiederà la "mappatura fisica" in modo che i bio-carburanti che soddisfano i criteri di sostenibilità possano essere identificati e premiati con un riconoscimento del mercato".*

Nel Marzo 2010 la Comunità Europea ha avviato un rapporto sui requisiti di sostenibilità per l'utilizzo della biomassa solida e del biogas per energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento. Nell'ultimo rapporto: *"Gli Stati Membri sono invitati a tener conto delle ultime raccomandazioni sui criteri di sostenibilità, si raccomanda agli Stati Membri che hanno già sviluppato criteri di sostenibilità diversi dalle ultime indicazioni un'adeguata integrazione. Gli Stati Membri devono assicurare che gli schemi di sostenibilità nazionali non costituiscono un mezzo di arbitraria discriminazione o una dissimulata restrizione al commercio"* .

I criteri di sostenibilità raccomandati nella relazione si riferiscono a:

- Divieto generale di utilizzo di biomassa da terreno convertito da bosco, altre aree ad elevato stoccaggio di carbone e aree ad elevata biodiversità;
- Metodologia comune di calcolo GHG per garantire che i risparmi GHH minimi dalla biomassa siano almeno il 35% (50% nel 2017 e 60% nel 2018 per nuovi impianti) rispetto alla composizione di energia fossile dell'Unione Europea;
- Differenziazione degli schemi nazionali di sostegno a favore di impianti che raggiungono elevata efficienza di conversione energetica;
- Monitoraggio della provenienza della biomassa.

Un punto importante di questo percorso è la Direttiva 28/2009 che stabilisce le linee guida per la definizione dei criteri di sostenibilità per la biomassa, applicabili ai bio-carburanti e ai liquidi biologici utilizzati per il trasporto e che la Commissione Europea aveva già presentato al Consiglio Europeo e al Parlamento in data 31 Dicembre del 2009.

La nuova direttiva (Direttiva 28/2009):

- fornisce indicazioni sulla definizione di filiere produttive sostenibili;
- stimola l'applicazione in grado raggiungere rendimenti elevati (art.13, p.6);
- riconosce il valore economico e sociale del teleriscaldamento.

3.3. Analisi dei punti di forza, debolezze, opportunità e minacce (SWOT)

Un'analisi SWOT (punti di Forza e Debolezza, Opportunità e Minacce) come presentata di seguito – può guidare il processo decisionale nello sviluppo di bio-energie. Questa analisi SWOT è stata sviluppata per aiutare a definire questioni importanti, quali sfide ambientali.

Punti di Forza	Punti di Debolezza
CONTESTO • La Biomassa è un prodotto naturale primario • La Biomassa è relativamente abbondante in molte aree • Bassi livelli o neutralità carbonica • Bisogno ridotto di utilizzo di combustibili fossili (elevate emissioni di CO2) • Raccolta inferiore rispetto al rendimento annuo netto • Supporto alla diversificazione per produttori e consumatori **RISVOLTO ECONOMICO** • Valore aggiunto al materiale base • Facile adattamento all'economie di scala • Diversità e sicurezza della fornitura energetica • Bisogno ridotto di importazioni di combustibili fossili / esportazioni finanziarie • Stimolo allo sviluppo e miglioramento di tecnologie • Stimolo all'economia locale – creazione di posti di lavoro • Stimolo della concorrenza **RISVOLTO SOCIALE** • Creazione di flussi di reddito locale (e anche rurale) • Creazione e mantenimento di occupazione locale • Partecipazione della comunità locale, compresi i proprietari privati e gli imprenditori • Opportunità di miglioramento delle competenze	**CONTESTO** • Molteplici benefici ambientali non (ancora) ricompensati economicamente • Possibile impatto negativo sulla diversificazione **RISVOLTO ECONOMICO** • Non pienamente integrato nel mercato • Incertezze del produttore: domanda vs offerta, le condizioni generali rimangono instabili • I consumatori preferiscono la familiarità • Mancanza di consapevolezza su opzioni e vantaggi tra decision makers e utenti finali • Problemi logistici • Distanze di trasporto (la bio-energia deve essere utilizzata entro distanze ragionevoli) • Incertezze legislative e nel supporto finanziario (non interessante per gli investitori) • Concorrenza dai combustibili importati • Comparativamente investimenti a basso rendimento **RISVOLTO SOCIALE** • Frammentazione della proprietà terriera e mancanza di integrazione orizzontale e verticale • Competenze e disponibilità di forza lavoro • Mancanza di conoscenza tra il pubblico

Opportunità	Minacce
CONTESTO • Contributo ad agricoltura e silvicoltura sostenibile • Contributo al controllo degli incendi e alla loro diminuzione • Migliore stoccaggio del carbone • Impatto ambientale ridotto: tecnologia più pulita rispetto ai combustibili fossili • Riduzione del rischio connesso a scorie nucleari e disastri provocati dall'uomo • Maggiore consapevolezza sulle questioni ambientali **RISVOLTO ECONOMICO** • Riduzione delle importazioni di combustibili fossili, dei costi di gestione e politica dei prezzi stabilizzata • Vasto mercato non sfruttato in precedenza, potenzialità locali • Nuove imprese commerciali, stimolo all'imprenditorialità • Asset ambientali di mercato • Rinnovata tassazione energetica • Programmi di ricerca, sviluppo e dimostrazione • Tecnologie avanzate ad elevato potenziale • Aumento della domanda globale di energia **RISVOLTO SOCIALE** • Migliore gestione delle risorse locali • Migliore cooperazione locale e regionale • Coinvolgimento partecipativo degli stakeholder • Aumento della comunicazione all'interno delle comunità • Integrazione con la pianificazione territoriale e altri settori	**CONTESTO** • Aumento della pressione sulla biodiversità, suolo e paesaggio • Danni ad ambiente e riserve d'acqua (esempio mediante vaporizzazione dei raccolti) • Lo sviluppo su larga scala può avere un impatto negativo • Pericoli naturali, rischi e impatto locale del cambiamento climatico (impatto sulla crescita dei raccolti e sul rendimento potenziale) **RISVOLTO ECONOMICO** • Resistenza del mercato e maggiore concorrenza • Prezzo di accesso al mercato • Mancanza di politiche integrate e condizioni del mercato stabili • Mancanza di condizioni paritarie rispetto al supporto finanziario in R&D per combustibili fossili ed energia nucleare • Mancanza di politiche di prezzo per esternalità **RISVOLTO SOCIALE** • Progetti industriali estesi o non adattati a livello locale • Concorrenza per una piccola forza lavoro qualificata • Perdita di know-how tecnico per progetti

4. Conclusioni

Il panorama delle attività e l'attuazione delle buone pratiche di bio-energia presenta una grande varietà di approcci e situazioni in Europa. Mentre esempi di aspetti specifici, come le materie prime per la bio-energia, l'uso dell'energia prodotta, ecc. sono disponibili, esempi generali di pianificazione integrata di bio-energia sono ancora rari. Allo stesso tempo, sono rare le politiche nazionali o regionali a sostegno della pianificazione integrata e di filiere complete, necessarie per fornire ciò che è stato definito *"un sistema energetico reciprocamente cooperativo, un mercato dove i produttori si sentano sicuri di avere un giusto ritorno e i consumatori ritengano di avere un approvvigionamento energetico sicuro"* (ex-Commissario per l'Energia, Andris Piebalgs, 2006). La ragione di questa situazione potrebbe essere la frammentazione delle competenze individuali, istituzionali e imprenditoriali disperse tra i diversi settori di energia e ingegneria forestale, agricola e agro-industriale. Inoltre, i produttori diretti, cioè coloro che possiedono e/o gestiscono risorse di biomassa, sono interconnessi in modo inefficace o addirittura isolati dalla catena della domanda e dell'offerta. Spesso la tecnologia è vista come la soluzione a molti usi effettivi. Tuttavia, è chiaro che le soluzioni, basate su principi di sostenibilità e sussidiarietà, sono solo una combinazione di competenze all'incrocio fra aspetti tecnici, economici, sociali e culturali. Questo corrisponde alla necessità di un sistema energetico reciprocamente cooperativo e del mercato. Il fattore umano, considerato come un equilibrio fra consapevolezza, motivazione e competenze, è forse il driver più rilevante nella pianificazione ed implementazione di bio-energia integrata.

Il potenziale locale nella disponibilità di biomassa è rilevante e nella maggior parte dei casi accessibile, sia per i produttori, sia per gli utenti finali. La potenziale fornitura di biomassa è confermata da esempi e dati. Lo stesso vale per la domanda locale e regionale. La sintesi di entrambi e l'implementazione concreta dello sviluppo bio-energetico è ora una questione di decisione comune.

La selezione delle buone prassi si è rivelata un compito difficile. E' stato stabilito che sono relativamente poche le azioni di implementazione IBP effettive, che richiedono un più vasto punto di partenza nella ricerca di aspetti che sono parte di un sistema più ampio. E' stata individuata una mancanza di condivisione e di centralizzazione delle informazioni che potrebbe facilitare l'identificazione delle buone pratiche – non solo con le istituzioni ufficiali, ma anche con professionisti del settore, non sempre consapevoli di molte pratiche esistenti nelle loro regioni, paesi e in Europa. Oltre a ciò, sono espressi diversi punti di vista in merito agli aspetti necessari per indirizzare la IBP, con l'identificazione di indicatori finali quale buona soluzione di compromesso. Nonostante gli sforzi compiuti per individuare indicatori in grado di guidare la selezione di buone pratiche, i progetti reali spesso non vi corrispondono e persiste una comparabilità limitata in un settore in crescita e diversificato come quello delle bio-energie. La selezione finale mostra casi di diversi paesi, differenti materie prime utilizzate e usi differenti di bio-energia, ma il focus principale è sull'approccio IBP utilizzato e sugli elementi replicabili o sfide/problematiche identificate per assistere gli altri stakeholder con le loro attività future in questo ambito.

In conclusione, è evidente la necessità di un vasto lavoro per colmare il gap di informazione esistente tra le implementazioni effettive nella pianificazione bio-energetica integrata e la condivisione di conoscenze.

Riferimenti

CE, 2005 Communication from the Commission of 7 December 2005 – Biomass Action Plan [COM(2005) 628 final - Official Journal C 49 of 28.02.2005].

CE, 2005 Biomass, Green Energy for Europe. European Commission, DG Research. Luxembourg. www.managenergy.net/download/r1270.pdf

CE, 2006 GREEN PAPER A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy {SEC(2006) 317}

CE, 2007 Renewable Energy Road Map Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future – European Parliament document A6-2007-0287 (Clause 49) http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=TA&reference=P6-TA-2007-0406&language=EN&ring=A6-2007-0287

CE, 2010 Report on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling - http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/doc/2010_report/com_2010_0011_3_report.pdf

EEA, 1999 CORINE Land cover - a key database for European integrated environmental assessment – http://etc-usi.eionet.europa.eu/CLC2000/docs/publications/corinescreen.pdf

EEA, 2007 How much bioenergy can Europe produce without harming the environment? Report n°7. Copenhagen. www.europabio.org/Biofuels%20reports/eea_report_bioenergy.pdf

EP, 2008 Good practice in the field of regional policy and obstacles to the use Funds. Directorate-General for Internal Policies of the Union. Policy Department Structural and Cohesion Policies. Brussels.

EREC, 2008 Renewable Energy Technology Roadmap - 20% by 2020

EREC, 2009 Definition of bioenergy http://www.erec.org/renewableenergysources/bioenergy.html

Eurostat, 2007 Forestry Statistics. Pocketbooks. Brussels. www.eds-destatis.de/downloads/publ/en5_forestry.pdf

FAO, 2005 Interactive Wood Energy Statistics. I-Westat. Rome. ftp://ftp.fao.org/docrep/fao/009/j6448e/j6448e00.pdf

FAO, 2003 Woodfuel Integrated Supply/Demand Overview Mapping (WISDOM). A methodological approach for assessing woodfuel sustainability and supporting wood energy planning. Rome www.fao.org/DOCREP/005/Y4719E/Y4719E00.HTM

IEA, 2007 Bioenergy Project Development and Biomass Supply. Good Practice Guidelines. Paris. http://iea.org/textbase/nppdf/free/2007/biomass.pdf

IEE, 2006 Heat from Renewable Energy Sources. 21 innovative projects for an energy-intelligent Europe. Brussels. http://ec.europa.eu/energy/intelligent/library/doc/ka_reports/renew_heat.pdf

IEE, 2009 Towards national Biomass Action Plans. European Best Practice Report. Comparative assessment of national bioenergy strategies & biomass action plans in 12 EU countries. European project BAP DRIVER-IEE. Contract EIE/07/118/SI2.467614. Brussels. www.bapdriver.org/doku.php/downloads

Siti Web

- AGREE.NET (Actions for Green Renewable and Efficient Energy - Azioni per l'energia verde rinnovabile ed efficiente) è un network di organizzazioni non-governative, sostenute dalla Commissione Europea, Direzione Generale Ambiente, che lavora per sviluppare un'economia dell'energia pulita , che crei più posti di lavoro e indirizzi il cambiamento climatico. www.agreenet.info
- ManagEnergy Good Practice on Local Energy Action. Casi studio selezionati in quanto adatti per essere replicati a livello regionale e locale: http://www.managenergy.net/gp.html
- Energia Klub è una piattaforma supportata dal Ministero Ungherese dell'Ambiente e delle Acque che promuove tecnologie in grado di assicurare una produzione ed un consumo di energia razionale ed intelligente. http://energy-bestpractice.eu
- FAO Bioenergy. Conoscenza, politica, ambiente, sicurezza alimentare, sviluppo rurale, tecnologia, terminologia, news ed eventi www.fao.org/bioenergy
- IEA Bioenergy. Organizzazione istituita nel 1978 dall'Agenzia Internazionale dell'Energia con l'obbiettivo di migliorare la cooperazione e lo scambio di informazioni tra paesi che hanno programmi nazionali in tema di ricerca, sviluppo e sfruttamento bio-energetico www.ieabioenergy.com
- International Energy Statistics (InterEnerStat). Portale web dove gli utenti possono trovare molte informazioni relative al lavoro e alla copertura delle statistiche energetiche da parte di ogni organizzazione, le definizioni e le metodologie utilizzate dalle organizzazioni ed altre informazioni utili per sapere quando lavorare con le statistiche energetiche www.interenerstat.org
- Local Renewables Web Portal. Portale web di REN21 che fornisce informazioni per e sulle istituzioni governative locali; offre strumenti e consigli sull'energia rinnovabile e l'efficienza energetica. http://www.local-renewables.org

Acronimi

BAP	Biomass Action Plan – Piano di Azione delle Biomasse
Centuria RIT	Centuria RIT Romagna Innovazione Tecnologia, Italia
CHP	Combined Heat and Power – Energia e calore combinati
CRPV	Centro Ricerche Produzioni Vegetali, Italia
CTI	Comitato Termotecnico Italiano, Italia
EACI	Executive Agency for Competitiveness and Innovation
EEA	European Environmental Agency
EC	European Commission – Commissione Europea
EEE	Europäisches Zentrum für Erneuerbare Energie, Austria
ELO	European Landowners Organisation
EP	European Parliament – Parlamento Europeo
EU27	European Union 27 Member States – Unione Europea a 27 Stati Membri
FAO	Food and Agriculture Organization of the United Nations
GHG	Greenhouse gas – gas serra
HB	Highland Birchwoods, Scotland
IBP	Integrated bioenergy planning – pianificazione bioenergetica integrata
IEA	International Energy Agency
ICLEI	ICLEI - Local Governments for Sustainability
RDP	Rural Development Programmes – Programmi di Sviluppo Rurale

PARTE B

5. Buone pratiche nella Pianificazione Bio-energetica Integrata

Pianificazione Bio-energetica Integrata: un'analisi dei fattori chiave nelle buone pratiche

Fattori ambientali locali, economici e culturali hanno un ruolo importante nella definizione degli schemi di bio-energia e questi casi studio sono stati selezionati in parte per riflettere la diversità tipica dei progetti di successo. Nonostante sia stato fatto molto per standardizzare le informazioni presentate, i dati dei casi studio sono stati raccolti e/o riprodotti da diverse fonti e come tali, spesso sottolineano o ignorano diversi fattori. Ciò si aggiunge alle difficoltà che un'inevitabile diversità esistente presenta per un'analisi sistematica di buone pratiche. Ci sono comunque una serie di fattori ricorrenti che contribuiscono al successo di cui godono i casi di studio e possono forse essere considerati come elementi costitutivi delle buone pratiche. L'analisi seguente fa riferimento a questi e anche ad altri fattori che sono dedotti dai dati dei casi studio.

Il fattore più importante è la leadership. A meno che non vengano sviluppati nel contesto di un mercato locale esistente, i progetti di bio-energia spesso richiedono uno "slancio di fede" da parte degli *stakeholder*. Anche la loro complessa natura trasversale, richiede impegno ed equilibrio di molti interessi talvolta potenzialmente contrastanti. Poiché i governi locali hanno responsabilità istituzionali, budget di sviluppo definiti e interessi come utenti finali, questi hanno assunto un ruolo guida in almeno 11 dei 16 casi studio.
Questo ruolo di leadership comporta generalmente l'avvio di discussioni e consultazioni che implicano la formazione di partnership, la partecipazione frequente a partnership pubblico-private (9 casi) e talvolta la proprietà degli impianti di energia o di una parte della fornitura di legno come combustibile. Sebbene questi ruoli non debbano essere necessariamente occupati da istituzioni governative locali, deve esistere una leadership forte per sviluppare le partnership e le relazioni chiave necessarie.

Quattordici dei casi studio esaminati dipendono da forniture locali di materie prime. Questo conferma un elemento fondamentale della buona pratica: utilizzare le risorse più adatte disponibili a livello locale piuttosto che cercare di svilupparne di nuove. Inoltre si garantisce che la maggior parte del vantaggio economico di un progetto sia mantenuto a livello locale, assicurando brevi distanze di trasporto e aumentando i benefici derivanti dalla riduzione di emissioni di gas serra.
L'uso di diverse fonti di materie prime è un altro elemento importante di una buona prassi. A livello di progetto individuale, 5 dei casi studio utilizzano fonti di combustibile multiple. Per esempio il caso di studio n.7 usa soltanto la biomassa legnosa, ma utilizza legname piccolo e tondo del settore forestale, bosco ceduo a rotazione breve dal settore agricolo e co-prodotti del settore di lavorazione del legno.

A livello regionale, il modello Güssing è un ottimo esempio di utilizzo di differenti tecnologie di Energia Rinnovabile: solare, biomassa legnosa, colture agricole energetiche e flussi di rifiuti agricoli. L'uso efficace di risorse diverse richiede una pianificazione accurata. La maggior parte dei casi studiati fa riferimento a energia rinnovabile e/o alla biomassa, a piani di azione e insiemi di dati nazionali ma pochi fanno riferimento alla raccolta di dati e alla pianificazione a livello regionale o progettuale. Le valutazioni della domanda di energia e della fornitura di materie prime a questi livelli sono particolarmente importanti, ma se ne fa riferimento solo nei casi 3 e 5. Il caso di studio 2 è un eccellente esempio di raccolta dati a livello comunale per dare informazioni sullo sviluppo del mercato del legno combustibile utilizzando WISDOM come strumento.

Dall'informazione negli altri casi di studio sembra che la disponibilità di legno combustibile sia solitamente determinata dalle scorte delle foreste nazionali. Tuttavia questi dati spesso non dispongono delle informazioni spaziali necessarie, non considerano le possibili date di raccolto, i costi di recupero e l'influenza dei mercati concorrenti. Tutte queste difficoltà possono avere un profondo impatto sulla sicurezza a lungo termine della fornitura, citata - nonostante la sua essenziale importanza - solo in 4 casi di studio, benché si deduce che il problema è stato affrontato anche negli altri 4. In alcuni casi le risorse esistenti sono state considerate sufficienti, in altri è stata individuata la necessità di assicurare la sicurezza di approvvigionamento a lungo termine attraverso l'espansione delle risorse.

Nel Caso Studio 9, sono state effettuate prove di raccolta e produzione per aggiornare la pianificazione del progetto. Questa pratica ha molto da suggerire in quanto garantisce che le forniture di energia si basino su prezzi finanziariamente sostenibili e su risorse tecnicamente attuabili.

Il ricorso a materie prime locali aiuta a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento a lungo termine, in particolare quando I produttori locali partecipano direttamente (7 casi) e quando uno degli obiettivi del progetto è la produzione decentralizzata di energia per uso locale. Solo due dei casi di studio presentati non includono previsioni di quantità significative di energia per uso locale. I benefici economici locali di produzione di energia decentralizzata sono molto importanti, come è dimostrato in particolare dal Caso Studio 3.

La sicurezza energetica a lungo termine e il vantaggio economico locale sono due dei fattori principali per lo sviluppo delle bio-energie. Il terzo è la sostenibilità economica a lungo termine, che è uno dei fattori chiave nelle decisioni degli utilizzatori di energia di acquistare bio-energia e nelle decisioni di concedere un sostegno finanziario ai progetti. Tutti i casi studio fanno qualche riferimento alla sostenibilità ambientale, benché sia spesso solo in termini di riduzione di gas serra non verificate.

Le aree che richiedono principalmente attenzione includono il carbon footprint del combustibile, l'impatto ecologico e paesaggistico dell'espansione della biomassa e il risparmio energetico. Il carico delle tariffe consente ai produttori di combustibile legnoso di pagare un prezzo superiore delle materie prime rispetto ai mercati concorrenti. Tuttavia il *carbon footprint* di questa materia prima spesso non è monitorato. Se è alto a causa delle distanze di trasporto verso gli impianti di energia, una dettagliata valutazione del progetto può rivelare un impatto minore sulle emissioni di carbone che non può beneficiare di supporto finanziario. Allo stesso modo sono diffuse, in alcune parti dell'UE, le preoccupazioni per gli impatti della produzione di colza sul paesaggio e gli impatti idrologici di una serie di colture energetiche.

Solo due dei Casi Studio fanno riferimento ai dati di domanda di energia come base per l'introduzione di misure energetiche, eppure questo è un elemento essenziale della sostenibilità che dovrebbe essere affrontato dall'inizio poiché consente riduzioni nella domanda energetica e nella produzione di combustibile.

I criteri di sostenibilità sono spesso più efficaci se guidati da politiche in materia. Data la natura profondamente locale della bio-energia e la leadership delle istituzioni locali nello sviluppo delle bio-energie, i piani di azione bio-energetica locale (LBAPs) sono un metodo efficace di attuazione di criteri di sostenibilità. I LBAPs potrebbero essere un modello per la pianificazione bio-energetica integrata, assicurando che le questioni rilevanti per i differenti interessi settoriali e gruppi di stakeholder siano affrontate in modo da facilitare lo sviluppo sostenibile del mercato. I LBAPs dovrebbero essere in linea con l'Unione Europea e con i più importanti Piani di Azione Nazionali sulla Biomassa, dovrebbero indirizzare questioni più ampie, come la regolamentazione della pianificazione e dello sviluppo, le infrastrutture di trasporto, la crescente consapevolezza pubblica, la ricerca e la formazione che vanno oltre la portata dei singoli progetti e sono gli elementi chiave della pianificazione bio-energetica integrata.

Modello utilizzato per i casi di buone pratiche

Il seguente modello è stato utilizzato per raccogliere informazioni simili, qualora disponibili, e per evidenziare aspetti peculiari di un caso - selezionato sulla base delle informazioni presenti nella parte A di questo documento.

Titolo (attrattivo, generico, informativo), sottotitolo (se necessario): denominazione tecnica dell'iniziativa (specifica) + comunità / organizzazione (proprietario o iniziatore) e paese.

(i) **Sintesi:** breve sintesi su tematiche di interesse per una pianificazione bio-energetica integrata

(ii) **Contesto:** Panoramica del paese e della regione, indirizzo delle questioni importanti che incidono sull'attività, ad esempio aree geografiche, caratteristiche di utilizzo del territorio e tipologie di risorse di biomassa, contesto politico, giuridico, amministrativo e socio-economico (per esempio leggi, studi, valutazioni, piani nazionali e regionali sulle biomasse).

(iii) **Descrizione del progetto:** Breve descrizione locale, incluse date (inizio / fine), estensione dell'area in km^2, numero degli abitanti / utilizzatori, portata dell'iniziativa, obiettivi, giustificazione e motivazione del progetto, principali driver di sviluppo, iniziatore e ruoli degli altri attori, aspetti tecnici, integrazione di differenti livelli di pianificazione (spaziali, rurali, energetici, ecc.), partecipazione degli stakeholder (accordi, cooperative), consultazione pubblica.

(iv) **Indicatori quantitativi:** Numeri e dati, ove disponibili (in diversi casi parzialmente considerati come informazioni riservate)

i. Produzione di biomassa/ offerta per tipologia (materie prime)
ii. Domanda / uso
iii. Numero di attori coinvolti/ catena degli stakeholder
iv. Utilizzatori finali
v. Costo / finanziamento / impatto finanziario
vi. Impatto economico / numero di posti di lavoro creati
vii. Altri indicatori individuati a livello locale (ad esempio ambientali)

(v) **Risultati:** Principali risultati attesi e/o raggiunti. Questi sono testi più descrittivi che vanno oltre gli indicatori per cogliere i risultati dell'azione.

(vi) **Insegnamenti**: Risultati che dovrebbero essere considerati dai potenziali sviluppatori di bio-energia evidenziando, ove disponibili, i fattori di replica.

(vii) **Contatti:** Organizzazione, referente responsabile, indirizzo e sito web.

MAKE-IT-BE buona pratica N. 1

Istituire una Cooperativa Energetica per il teleriscaldamento

Cooperativa Eno Energia, Comune di Eno, Carelia settentrionale -Finlandia

(i) Sintesi

Cooperativa Eno Energia è un'iniziativa creata con la partecipazione dii agenzie governative locali e di piccoli partner del settore privato, attraverso tre fasi che portano allo sviluppo di tre impianti di teleriscaldamento. L'idea di business della cooperativa è di produrre energia di teleriscaldamento da trucioli di legno per tre impianti per la produzione/distribuzione di calore. Oltre il 70% del combustibile per i tre impianti è fornito dai membri della cooperativa, con combustibile completamente proveniente da risorse locali.

(ii) Contesto

a) Finlandia: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 304.090 chilometri quadrati (km2) • 7,5% superficie agricola (2007) • 74% superficie forestale (2007) *Aprile 2010: http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.FRST.ZS*
Popolazione	• 5.313.399 milioni di abitanti (2008) • 17 abitanti per km^2 *Aprile 2010: http://data.worldbank.org/country/finland*
Dati economici	• 116,9 PIL in Dollari US pro capite in Potere di Acquisto Standard (EU-27 = 100) (stima 2009) http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010 • -7,8% tasso di crescita del PIL reale pro capite (2009) *Aprile 2010: http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2010/01/weodata/weorept.aspx?sy=2008&ey=2015&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&pr1.x=41&pr1.y=8&c=172&s=NGDP_RPCH&grp=0&a=#cs1*
Dati energetici	• 37,8 Mtep di consumo di energia interno lordo (2006) • 17,8 Mtep di produzione totale di energia primaria (2006); di cui il 24% è energia rinnovabile (dal 1998 al 2005 – http://en.wikipedia.org/wiki/Energy_in_Finland). • 54,6 % Dipendenza energetica 2006 (importazioni nette di energia / consumo lordo) • 8,7 Mtep di produzione totale di energia rinnovabile (2006); di cui il 7,7 Mtep è biomassa *Aprile 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

b) Stato dell'arte bio-energetico nazionale, politiche, strategie e valutazione

- La Finlandia è tenuta a ridurre le emissioni di gas serra del 16% entro il 2020 rispetto ai livelli del 2005 in settori non ETS (ad esempio edifici, trasporti su strada e agricoltura). Inoltre, è impegnata a raggiungere entro il 2020 una quota di energia del 38% da fonti rinnovabili nel consumo energetico finale lordo (rispetto al 28% in 2005).
- *Il Piano di Azione Finlandese per le Energie Rinnovabili*[3] è stato promosso nel 1999 e aggiornato nel 2002. Il Piano di Azione si pone come obiettivo quello di raddoppiare l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile entro il 2025. L'obiettivo per il 2010 è stato confermato nel Piano di Attuazione per la Strategia Climatica Nazionale nel Febbraio 2003 e introduce alcuni incentivi di mercato. Maggiori informazioni sulla legislazione sono disponibili sul sito web[4].
- La Finlandia ha vaste risorse bio-energetiche, sopratutto in forma di foreste, con un'industria della biomassa affermata che produce bio-energia principalmente da attività forestali. La maggior parte dell'energia elettrica e

3 http://www.finbioenergy.fi/ACFiles/Download.asp?recID=3253
4 http://ec.europa.eu/environment/pdf/policy/finland.pdf

del calore prodotti sono utilizzati negli stabilimenti di produzione cartaria. Il clima freddo è un fattore limitante per l'utilizzo delle fonti bio-energetiche agricole.

- Le maggiori risorse bio-energetiche sono concentrate al centro e al nord del paese, in zone remote scarsamente popolate. Questa è una sfida per la produzione di bio-energia in quanto le risorse devono essere trasportate su lunghe distanze.
- La Finlandia ha avuto per molto tempo prezzi dell'energia elettrica molto bassi – ancora tra i più economici in Europa – rendendola competitiva per tutta la nuova produzione elettrica.
- Un piano di azione nazionale per la biomassa sarà definito in stretta connessione con la strategia climatica. Le strategie nazionali sulle biomasse sono principalmente basate sui requisiti dell'Unione Europea (UE). La Finlandia ha strategie bio-energetiche regionali che non sono sempre state collegate alla strategia nazionale. Esistono un'eccellente metodologia e dati statistici per la definizione di obiettivi e priorità nazionali .
- La valutazione della disponibilità di biomassa viene effettuata tramite l'inventario delle foreste nazionali, poiché la biomassa proviene principalmente dalle foreste e dall'industria forestale. Tutte le potenziali tipologie di risorse nazionali di biomassa sono considerate entro 100 chilometri (km) di distanza dall'impianto.
- La Finlandia vanta un avanzato mercato di carburanti provenienti da legno: il consumo annuo di trucioli di legno per l'energia è 4.6 milioni di m3. Questa risorsa proviene dai residui forestali (58%), alberi di piccolo diametro (24%), ceppi (14%), legno di fusti danneggiati o malformati (4%).
- La sostenibilità è un aspetto importante per la valutazione delle risorse di biomassa e la progettazione di politiche nazionali, soprattutto attraverso sistemi di certificazione (che coprono tutte le foreste). Le emissioni di gas serra sono il fattore considerato più importante. L'utilizzo di biomassa straniera è intensamente esaminato perché crea dipendenza – la Finlandia importa il 20% del legno dalla Russia.
- Il sostegno alla bio-energia è fornito principalmente attraverso sovvenzioni agli investimenti, rimborsi fiscali, agevolazioni tariffarie e sostegno alla ricerca e allo sviluppo (R&D).
- Trasparenza e buona informazione sono a disposizione per valutare costi e benefici del quadro politico nazionale e regimi di sostegno.

c) Contesto regionale

La provincia della Carelia settentrionale ha 1,4 milioni di ettari di foresta, più della metà dei quali sono di proprietà privata non aziendale e da cui deriva il 70% dell'energia proveniente da legno.

(iii) Descrizione

Contesto locale

- Dimensione geografica: Eno – 1.088.63 km2, di cui 939.33 km2 pianura e 300 km2 foresta
- Numero di abitanti: Eno – 7.000

Eno è situato nel cuore della Carelia settentrionale, provincia della Finlandia Orientale, situato a 35 km da Joensuu. Nonostante Eno sia un piccolo comune, è formato da due centri abitati – l'attuale piccolo comune rurale di Eno e Uimaharju, situato a 16 km di distanza. Il paese è il centro dei servizi amministrativi del comune e dell'area della Carelia del nord. Uimaharju, d'altra parte, è il centro di occupazione industriale, dove si trova la cartiera. Quella forestale è sempre stata un'attività economica e sociale importante per il territorio.

Fasi iniziali e stakeholder

Il progetto si è sviluppato in tre fasi, con lo sviluppo di impianti di teleriscaldamento:

- Eno Ylakyla (operativo dal 2000)
- Uimaharju (operativo dal 2002)
- Eno Alakaya (operativo dal 2004)

Le prime discussioni e consultazioni, che riguardavano solo Eno Ylakyla, furono gestite dal comune. I principali input sono stati i costi e la sicurezza energetica, il vantaggio economico locale e la riduzione dei gas serra. Lo sviluppo è stato molto lento e un accordo formale, che istituiva la Eno Energia Cooperativa, non è stato raggiunto fino al Settembre del 1999, quasi tre anni dopo gli incontri iniziali.

Le agenzie di governo locale hanno contribuito ad avviare le discussioni del progetto. L'ufficio locale di Metsakeskus (servizio di facilitazione e supporto al settore forestale privato a conduzione governativa[5]) ha avuto un ruolo chiave nel coinvolgere gli interessi privati del settore forestale, in particolare i fornitori di materie prime. La partecipazione attiva di JOSEK (Joensuu Società di Sviluppo Regionale JOSEK Ltd), l'agenzia di sviluppo economico regionale, ha contribuito alla definizione della copertura finanziaria.

Nel 1999 vi erano 12 membri delle cooperative, che oggi sono 51. L'interesse principale di questi membri, la maggior parte dei quali sono piccoli proprietari di boschi e/o imprenditori forestali, è la fornitura di combustibile agli impianti di energia. Ciò riflette l'obiettivo originario: produrre energia termica, fornendo trucioli di legno per gli impianti di teleriscaldamento. L'intento iniziale della cooperativa era quello di fornire combustibile e avviare l'impianto energetico di Eno Ylakyla, che sarebbe stato di proprietà delle istituzioni di governo locale. Eno Ylakyla è ancora di proprietà comunale.

Il successo della prima fase ha portato all'espansione della cooperativa in modo da poter diventare proprietaria e attuatrice di due ulteriori impianti di teleriscaldamento. Oltre il 70% del combustibile per il funzionamento dei 3 impianti proviene dai membri della cooperativa.

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione di biomassa/ offerta per tipologia (materie prime):**
  - **Eno Ylakylä (est. 2000)** Trucioli di legno.
  - **Uimaharju (est. 2002)** Trucioli di legno.
  - **Eno Alakylä (est. 2004)** Trucioli di legno , pellet di legno, torba.
- **Domanda / uso:**
  - **Eno Ylakylä** 600 tonnellate/anno di trucioli essiccati in forno.
  - **Uimaharju** 1800 tonnellate/anno di trucioli, torba, essiccati in forno.
  - **Eno Alakylä** 2.000 tonnellate/anno di trucioli di legno, pellet, torba, essiccati in forno.
- **Numero di partner coinvolti/ catena degli stakeholder:**
  - **Eno Ylakylä** Comune di Joensuu & Cooperativa Eno Energia.
  - **Uimaharju** Cooperativa Eno Energia.
  - **Eno Alakylä** Cooperativa Eno Energia.
- **Utilizzatori finali:**
  - **Eno Ylakylä** 47.500 m^3 (volume riscaldato) compresi scuola primaria e secondaria, scuola superiore, biblioteca, palestra e chiesa.
  - **Uimaharju** 90.300 m^3 (volume riscaldato) inclusi scuola primaria e secondaria, centro sanitario, centro sociale comunale, chiesa, 9 villette a schiera.
  - **Eno Alakylä** 116.300 m^3 (volume riscaldato) compresi la costruzione di uffici comunali, centro sanitario, caserma dei vigili del fuoco, casa di riposo, locali commerciali, 10 villette a schiera.
- **Impatto economico / numero di posti di lavoro creati** (vedi "Risultati" & "Insegnamenti" di seguito)
- **Costi / finanziamenti/ impatto finanziario**

	Costo Centro Energetico	Costo Rete Energetico	Costo totale capitale	Sovvenzioni	Costo totale sovvenzioni
Eno Ylakylä (2000)	€350,625	€192,188	€542,813	€147,188	€395,625
Uimaharju (2002)	€274,219	€268,125	€542,344	€45,469	€496,875
Eno Alakylä (2004)	€595,000	€270,000	€865,000	€199,375	€665,625

5 Questo rispetto per le foreste è la chiave per comprendere il ruolo della rete dei tredici centri regionali del "Centro per la Silvicoltura" Metsäkeskus, nel loro compito di proteggere un prezioso patrimonio nazionale per le future generazioni.

- **Altri importanti indicatori a livello locale**
  - **Eno Ylakylä** Rete di tubazioni per il riscaldamento - 1900 m / Produzione di calore 2100MWh/anno
  - **Uimaharju** Rete di tubazioni per il riscaldamento - 2800 m / Produzione di calore 5600MWh/anno
  - **Eno Alakylä** Rete di tubazioni per il riscaldamento - 3000 m / Produzione di calore 6300MWh/anno

(v) Risultati

Da quando la Cooperativa Eno Energia ha avviato gli impianti di energia, si è registrata una riduzione sostanziale dei costi energetici per i consumatori, con un risparmio di 1 milione di € per l'economia locale entro il 2008. Gli impianti di teleriscaldamento forniscono 1.6 milioni di litri di olio combustibile per riscaldamento all'anno, riducendo le emissioni di biossido di carbonio di oltre 4.000 tonnellate all'anno.

Gli impianti utilizzano l'equivalente di 24.000 m^3 di trucioli di legno fresco l'anno, per il quale le catene di fornitura insieme al funzionamento dell'impianto di riscaldamento creano un effetto positivo sull'impiego: da 7 a 10 posti di lavoro a tempo pieno. Oltre al risparmio di carburante, la Cooperativa Eno Energia ha assicurato che la spesa precedente sul petrolio è in gran parte conservata nell'economia locale.

Vantaggi della produzione di calore con combustibile legnoso(Fonte: sito web Cooperativa Eno Energia)

- La maggior parte dell'investimento di capitale rimane all'interno del comune
- Effetti positivi sulle aree forestali locali e sul paesaggio
- Effetti positivi sull'occupazione
- La fonte energetica locale porta sicurezza e indipendenza in tempi di possibile crisi energetica
- La combustione del legno non si traduce in un aumento netto delle emissioni di biossido di carbonio
- Le ceneri e i suoi nutrienti possono tornare al bosco

(vi) Lezioni imparate

In termini di sviluppo del progetto vi sono tre fattori che hanno offerto un contributo significativo al successo a lungo termine del progetto.

a) In primo luogo, il ruolo preminente svolto dalle autorità comunali e regionali, sia come consumatori di energia sia come investitori, è stato un fattore significativo nel mantenere lo slancio e sviluppare la massa critica per portare avanti il progetto.
b) In secondo luogo, la diffusa accettazione economica e sociale del legno come combustibile ha contribuito a ridurre il "salto di fede" richiesto dai consumatori in regioni senza mercati sofisticati di combustibile legnoso.
c) In terzo luogo, l'importanza del settore forestale a livello locale, ha fatto sì che le competenze della catena di fornitura fossero presenti localmente, ma cosa più importante, gli interessi forestali locali sono stati consultati per tutto lo sviluppo del progetto ed hanno mantenuto un ruolo chiave.

Infine, a livello regionale il sostegno della JOSEK, agenzia regionale per lo sviluppo economico, ha facilitato lo sviluppo della copertura finanziaria e la partecipazione di Metsakeskus ha garantito che la catena di rifornimento del legno combustibile fosse mobilitata e coinvolta nel progetto fin dall'inizio. L'importanza del ruolo Metsakeskus nel progetto è evidenziata dalla sua costante partecipazione fino ad oggi.

Forse il fattore più importante è stato avere sia il lato dell'offerta sia quello della domanda coinvolti nel progetto fin dall'inizio.

(vii) Contatti

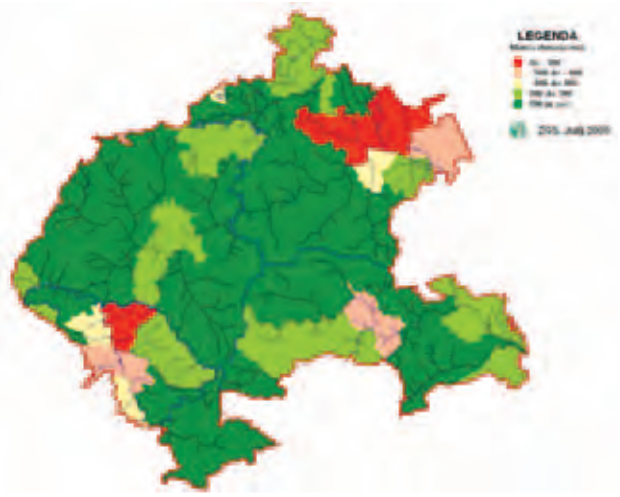
Urpo Hassinen – Manager Amministrativo
Enon Energia
Niskantie 17
81200 ENO
Finlandia

Tel.: +358 500 186 612
E-mail: urpo.hassinen@metsakeskus.fi
Sito web: www.enonenergia.fi/

MAKE-IT-BE buona pratica N. 2

Supporto alla pianificazione legno-energia in Slovenia con l'uso di uno strumento tecnico strategico

Servizio forestale della Slovenia, Slovenia



(i) Sintesi

Uno strumento ad alta risoluzione, WISDOM (Woodfuel Integrated Supply and Demand Overview Mapping - Mappatiura Globale della Domanda e Offerta Integrata di Legno combustibile), *geo-database* che fornisce una prima panoramica olistica e coerente degli aspetti principali della domanda e offerta di legno combustibile e della loro relazione spaziale in Slovenia. E' possibile indirizzare quesiti base quali l'equilibrio, il modello di consumo e produzione correnti di legno combustibile, il potenziale di produzione di biomassa legnosa con riferimento agli attuali piani di gestione forestale, la distribuzione spaziale delle industrie del legno e dei sistemi di biomassa esistenti e un esempio di suddivisione in zone di priorità che combina in diversi parametri del geo-database.

(ii) Contesto

a) Slovenia: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 20.140 chilometri quadrati (km2) • 24,8% superficie agricola (2007) • 63,3% superficie forestale (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2*
Popolazione	• 2.018.000 abitanti (2007) • 100,2 abitanti per km^2 *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL*
Dati economici	• 22.800 PIL pro capite in Euro PPS (Potere d'acquisto standard) (2008) • 3,5 % di crescita del PIL reale pro capite (2008) *Maggio 2010:* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb020*
Dati energetici	• 7,3 Mtep consumo interno lordo (2006) • 3,4 Mtep di produzione totale di energia primaria (2006), di cui il 22,5% è energia rinnovabile • 52,1% dipendenza energetica (importazioni netta di energia /consumo lordo (2006) • 771 tep produzione primaria di energia rinnovabile (2006), di cui il 59% è biomassa e rifiuti *Maggio 2010:* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

b) Stato dell'arte bio-energetico nazionale, politiche, strategie e valutazioni

- Vi è un elevato potenziale per aumentare l'utilizzo in Slovenia di energia proveniente da biomassa legnosa solida grazie ad una vasta area forestale. Tuttavia, i costi di raccolta sono relativamente alti a causa di zone montagnose e della frammentazione della proprietà forestale. Ciò apre opportunità per la coordinazione locale e la promozione di partenariati con i comuni.

- La biomassa ha iniziato a penetrare il mercato. Nella produzione di energia elettrica è la seconda maggiore fonte di energia dopo l'energia idrica. La biomassa legnosa è la principale fonte di energia rinnovabile (FER) utilizzata per il riscaldamento in Slovenia, con una produzione di 430 ktep nel 2004.
- Una limitata strategia nazionale integrata per la promozione della bio-energia è stata definita collegando gli obiettivi con lo sviluppo di una *roadmap* e un programma di attività stabilite.
- Un approccio coerente e sistematico per lo sviluppo di bio-energia è in vigore dal 2006. Il Sistema di Informazione Sloveno per l'Energia dal Legno fornisce un sistema geografico basato sul web per le potenziali fonti di energia rinnovabile nazionali, comprendente i dati agricoli.
- Gli strumenti di sostegno nazionale per la bio-energia includono: tariffe *feed-in* (piuttosto che un sistema di quote); sovvenzioni tramite uno schema di offerta dell'Agenzia per l'Efficienza Energetica e le Fonti di Energia Rinnovabile, sistemi di credito e condizioni vantaggiose per l'utilizzo privato (in sostanza restituendo l'Imposta sul Valore Aggiunto).

(iii) Descrizione

WISDOM (Woodfuel Integrated Supply and Demand Overview Mapping - Mappatura Globale della Domanda e Offerta Integrata di Legno combustibile) è uno strumento che fornisce panoramica olistica e coerente degli aspetti principali della domanda e offerta di legno combustibile e della loro relazione spaziale in Slovenia. WISDOM fornisce tutte le variabili rilevanti per i settori dell'energia del legno che potrebbero essere raccolti o stimati, per ciascuno dei 2.696 distretti catastali del paese.
A livello locale WISDOM ha dimostrato la sua utilità nel supporto alla programmazione locale grazie all'alta risoluzione geografica. Un caso reale inerente cinque comuni è descritto di seguito.
A livello nazionale, la proposta "**S**trategia **S**lovena per l'**E**nergia dal **L**egno", basata sul "Sistema di Informazione dell'Energia da Legno in Slovenia" (SWEIS) e i dati WISDOM, rappresenta il riferimento principale per l'inclusione delle componenti energetiche del legno nel Programma Forestale Nazionale e nel Programma Nazionale per lo Sviluppo Rurale. Le attività sul campo sono ormai orientate alla promozione della raccolta di biomassa legnosa nelle foreste private. Queste includono la promozione delle associazioni di proprietari forestali, l'ampliamento, la formazione dei proprietari di foreste e del personale SFS sulle nuove tecnologie e su altri specifici aspetti legati all'energia proveniente dal legno. In risposta al crescente interesse in materia di bio-energia nel paese, un portale internet tematico offre un facile accesso alle informazioni sullo stato dell'arte relativo a tutti gli aspetti della biomassa legnosa a livello comunale.

WISDOM può fornire molti dei seguenti output:

Foreste

- Mappe delle aree forestali all'interno dei comuni, comprese foreste e riserve protette
- Struttura della proprietà forestale (statale, comunale, aziende e singoli individui)
- Riserve forestali esistenti e crescita incrementale delle risorse forestali per l'area comunale
- Taglio annuo potenziale per ettaro, per tutte le specie di alberi
- Volume annuale di legno a disposizione per specie di albero, per legname da costruzione o di energia
- Volume annuale di legna tagliata per legname da costruzione negli ultimi anni, per specie arboree
- Volume annuale di legna tagliata per l'energia negli ultimi anni, per specie arboree
- Volume annuale di legno di bassa qualità adatto alla produzione di energia, per specie arboree
- Differenze tra capacità teorica e capacità potenziale effettiva delle foreste di produrre legno di qualità inferiore
- Mappa sinottica delle foreste di difficile accesso (distanza di raccolta , pendenza del terreno).

Terreno non-forestale

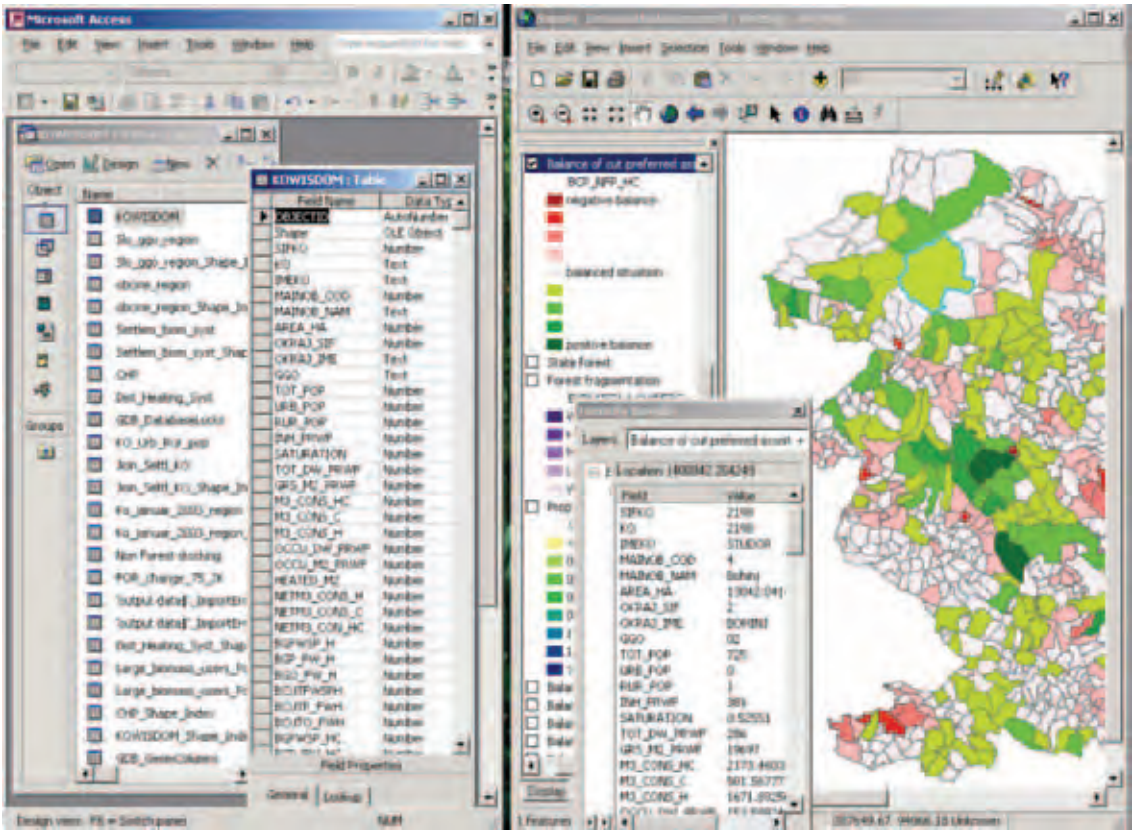
- Stime sullo sviluppo di riserve e crescita incrementale di legno su terreni non forestali per area comunale

Consumo privato di biomassa legnosa

- Mappa sinottica che fornisce le stime del consumo corrente, per comune, di legna da ardere per il riscaldamento di spazi domestici, per cucinare e per il riscaldamento dell'acqua
- Un equilibrio tra potenziale teorico di biomassa legnosa (tutte le specie di alberi) e consumo reale privato, per comune
- Quantità di residui dall'industria di lavorazione del legno

(iv) Indicatori quantitativi

Questa sezione non è pertinente a questo caso di studio.



(v) Risultati

Nel Giugno 2005, il Servizio Foreste Sloveno ha utilizzato WISDOM come strumento per effettuare una valutazione della biomassa legnosa potenziale per una società pubblica, che mira a chiudere una miniera di uranio. La proposta è stata per la riconversione di strutture esistenti presso la miniera abbandonata per stoccare/conservare i trucioli di legno e produrre pellet di legno per il teleriscaldamento di mercato. E'stato proposto che il progetto potrebbe fornire lo stimolo economico per i comuni di Gorenje Vas-Poljane, Žiri, Dobrova-Polhov Gradec, Škofja Loka e Logatec, una zona a circa 30 km da Lubiana. I collegamenti di trasporto nella regione che già gravitavano verso il sito delle mine ne stanno facendo un centro logico per lo sviluppo delle bio-energie.
Il geosistema WISDOM è stato integrato con aspetti specifici di rilevanza locale e il Servizio Forestale Sloveno lo utilizza per fornire una relazione esaustiva e dettagliata, che comprende 15 mappe tematiche. Questo include i dati sulle specie forestali del legno, la loro distribuzione, la disponibilità e l'accessibilità fisica, un'analisi della produttività potenziale delle aree non forestali e un'analisi del consumo di legna per il riscaldamento delle abitazioni.

(vi) Lezioni imparate

L'uso di uno strumento ad alta risoluzione geodatabase, come WISDOM (Legno combustibile Integrato Offerta e Domanda di una Mappatura Panoramica) può fornire una visione olistica eccellente e coerente della domanda di combustibili legnosi, dei parametri di fornitura e delle loro relazioni spaziali. Tale modello potrebbe essere utile a qualsiasi paese o regione che mira a sviluppare i loro piani di gestione forestale e di determinare la distribuzione spaziale delle esistenti industrie del legno e delle fonti di biomassa.

(vii) Contatti

Slovenia Forest Service (ZGS)
Andrej Grum, Živan Veselič and Jurij Beguš
Večna pot 2,
SLO - 1000 Ljubljana
Slovenia

Tel.: +386 1 470 00 72
E-mail: andrej.grum@zgs.gov.si
Sito web: www.zgs.gov.si

Maggiori informazioni disponibili anche nel sito: http://www.fao.org/docrep/009/j8027e/j8027e06.htm

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 3

Il Modello Gussing-pianificazione per il 100% di indipendenza energetica

Centro Europeo per le Energie Rinnovabili, Güssing, Burgenland, Austria

(i) Sintesi

Quello che una volta era il comune più povero in Austria, Güssing, ora è diventato uno dei più prosperi , dopo l'abbandono dei combustibili fossili a favore delle fonti energetiche rinnovabili (FER). Güssing è la prima comunità all'interno dell'Unione Europea (UE) che produce la sua completa richiesta di domanda energetica – elettricità, riscaldamento/raffreddamento e carburanti – a partire dalle risorse rinnovabili nella regione. Dall'allontanamento di combustibili fossili importati all'uso locale/regionale di energia sostenibile prodotta, la città si è trasformata in un modello di comunità di energia rinnovabile al 100% – coinvolgendo una filiera di stakeholder locali della regione che forniscono materie prime per la produzione e il consumo finale.

Centrale di Güssing

(ii) Contesto

a) Austria: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 82.450 chilometri quadrati (km2) (2007) • 39,3% area agricola (2007) • 47% area forestale (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2*
Popolazione	• 8.300.788 abitanti (2007) • 100,6 abitanti per km² (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator*
Dati economici	• 123,5 US$ PIL pro capite in PPS (Potere d'Acquisto Standard) (EU-27 = 100) (2008) • 2,0 % tasso di crescita reale del PIL (variazione % sul precedente tasso di crescita reale del PIL) pro capite (2008) *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010*
Dati energetici	• 34 MTep consumo interno lordo (2006) • 9,1 Mtep di produzione totale di energia primaria (2006), da cui 73,2% di energia rinnovabile (RE) • 72,9 % dipendenza energetica (Importazioni Nette di energia / Consumo Lordo)(2006) • 7,0 Mtep produzione primaria di ER (2006), di cui il 53 % da biomassa e rifiuti *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

b) Bio-energia a sfondo nazionale, politiche, strategie e valutazioni

- A livello nazionale, l'Austria ha stabilito un obbiettivo del 34% tra gli scopi prefissati per le FER (rispetto al 23.3% nel 2005) e del 10% per l'uso dei bio-carburanti (attualmente al 3%) entro il 2020. A seguito di ciò ha stabilito il raggiungimento del 78% di produzione di elettricità nel 2010 (attualmente al 61%). Le prospettive dell'Austria di raggiungere gli obiettivi sono buone e sono realizzabili se è introdotto un pacchetto completo di misure: per promuovere l'efficienza energetica, sviluppare nuove risorse di biomassa (specialmente nel settore agricolo) e

per aumentare le importazioni (in particolare bio-carburanti). L'elettricità dalle FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) è promossa principalmente attraverso la regolazione del conto energia e sicuro accesso prioritario alla rete[6]. I bio-carburanti sono esenti dalle tasse sui carburanti fossili.

- Tradizionalmente vi è una quota elevata delle risorse o fonti energetiche rinnovabili in Austria. Il paese produce attualmente il 23% del suo consumo totale interno di energia dalle FER. Negli ultimi anni l'energia idroelettrica è diventata la forma più usata delle FER. La sua quota è ora in calo, mentre quella della biomassa è in crescita in seguito alla realizzazione delle direttive di elettricità dalle FER. Le condizioni naturali per la produzione di biomassa solida per materiali e piani energetici sono eccellenti. Circa il 47% del territorio austriaco è coperto da foreste e nonostante la maggior parte di queste sia situata in regioni montane, che la tecnologia di disboscamento dedicata può raccogliere a costi ragionevoli.
- La procedura del Piano nazionale di Azione per la Biomassa (BAP) è iniziato nel 2008 e combina approcci top-down e bottom-up. Gli obiettivi nazionali e le previsioni di consumo di energia richiedono una procedura top-down. La procedura bottom-up è utile quando sono necessari i dettagli (ad esempio le risorse potenziali di differenti tipologie di energia, i diversi percorsi di sviluppo, le tecnologie, i segmenti di mercato e l'impatto dei costi).
- L'aumento delle emissioni di gas serra (GHG) ha creato una consapevolezza maggiore riguardo al cambiamento climatico globale e ha portato in Austria allo sviluppo di una serie di attività sulla protezione climatica negli anni Novanta. Questo ha portato agli accordi stipulati all'interno della proposta del Protocollo di Kyoto. L' Austria ha partecipato attivamente alle negoziazioni per il Protocollo di Kyoto, sia a livello delle UN (Nazioni Unite) sia a livello dell'UE (Unione Europea) e si è impegnata a ridurre le emissioni dei sei "Kyoto GHGs" (CO_2, CH_4, N_2O, H-CFC, CFC, SF_6) del 13% entro il periodo di destinazione 2008-2012 rispetto ai valori del 1990. Per raggiungere questo ambizioso obbiettivo, il Consiglio Nazionale ha adottato una "Strategia Climatica dell'Austria 2008/2012", combinando gli sforzi del Governo Federale e dei "Länder" (Stati) in una strategia comune. Oltre ad ottimizzare lo sfruttamento dell'esistente risparmio energetico potenziale, l'Austria si aspetta anche una significativa riduzione del contributo dei GHG attraverso l'esplorazione su vasta scala delle FER, in particolare rafforzando la penetrazione del mercato della biomassa.
- Il programma Klima:aktiv è una misura importante per il raggiungimento degli obbiettivi FER dell'Austria. Il programma globale consiste in misure di protezione per ridurre le emissioni di CO_2. La promozione delle FER e l'efficienza energetica rappresentano due dei quattro raggruppamenti tematici all'interno del programma[7]. Il settore delle energie rinnovabili interessato comprende il riscaldamento solare, le pompe di calore, il biogas, l'approvvigionamento di legna da ardere , il riscaldamento a biomassa di edifici residenziali e campagne di qualità per distretti di impianti di riscaldamento a biomassa locale[8], già iniziato su base federale.

c) Contesto regionale - Burgenland

- Anche molti stati e comunità che stanno partecipando ad una protezione del clima hanno adottato e in parte attuato i loro programmi di protezione del clima.
- Lo stato del Burgenland ha promosso le ER per molti anni e ha fissato l'obiettivo di produrre il 100% di energia elettrica dalle FER entro il 2013. Sono stati inoltre avviati altri progetti basati su diverse iniziative della regione modello di Güssing con la produzione di energia/calore da biomassa identificata come uno dei temi più importanti. Burgenland è una regione rurale e dispone di coltivazioni agricole e foreste piccole e controllate. Grazie alla disponibilità locale di risorse e della domanda, sono considerati solo sistemi decentrati e impianti con un potenziale.
- Da luglio 2008, il Burgenländische Energieagentur è stato incaricato della promozione di sistemi di energia alternativa, http://www.eabgld.at/index.php?id=807&CSS=0&CT=0

(iii) Descrizione

Contesto locale

- Dimensione geografica: Distretto di Güssing - 485.44 km^2; città di Güssing - 45 km^2
- Numero degli abitanti: Distretto di Güssing - 27,000 (2009); città di Güssing - 4,500 (2007)

6 http://res-legal.eu/en/search-for-countries/austria.html
7 http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/austria2007.pdf
8 http://www.klimaaktiv.at/article/archive/29292

Questa regione era una delle più povere dell'Austria. Güssing non ha avuto scambi commerciali principali o imprese industriali e nessuna infrastruttura di trasporto (né ferrovia, né autostrada) all'interno del distretto a seguito della sua posizione geografica sfavorevole vicino al confine con il 'Blocco orientale'. Ciò ha determinato una scarsità di lavoro, con il 70% degli abitanti pendolari in altre città e un alto tasso di migrazione verso altre regioni. Il problema principale era un sostanziale deflusso di capitale dalla città causato da energia (petrolio, elettricità, combustibili) che doveva essere acquistato da terzi, mentre le risorse esistenti (45% di foresta) rimanevano essenzialmente inutilizzate.

Con l'introduzione del progetto sulle bio-energie 10 anni fa[9], la città di Güssing aveva come obbiettivo principale quello di sforzarsi di ottenere l'indipendenza per la loro elettricità, calore e combustibili da tutti i fornitori di energia. Il successo dell'applicazione del Modello Güssing offre ora alla popolazione locale, con la fornitura locale di energia dalla biomassa, biodiesel ed energia solare; la città ha anche un surplus di energia.

Fasi iniziali e stakeholder

Nel 1990, gli esperti hanno sviluppato un modello (oggi conosciuto come "Modello Güssing"), proponendo l'abbandono dei combustibili fossili a favore delle risorse regionali di energia rinnovabile. Nel 1993 il consiglio comunale ha deciso di sostituire i combustibili fossili con le FER entro l'anno 2000 – l'obiettivo era quello di diventare al 100 % energeticamente autosufficienti e di creare il 100% della rete regionale di approvvigionamento energetico.
L'obiettivo era per prima cosa la fornitura energetica alla città di Güssing e successivamente all'intero distretto con le FER – mettendo a disposizione della regione nuove forme di valore aggiunto. Il modello genera calore, combustibili ed energia elettrica.

Il primo passo è stato quello di destinare misure di risparmio energetico a Güssing. Con l'otimizzazione energetica di tutti gli edifici nel centro della città, le spese per l'energia è stata ridotta almeno del 50 %. Questo è stato seguito dalla realizzazione di numerosi impianti dimostrativi nella città e nella regione, contribuendo a promuovere l'attuazione del modello passo per passo. Gli esempi includono:

- L'installazione di successo dell'impianto a biodiesel con olio di colza,
- L'introduzione di due distretti per il sistema di riscaldamento della biomassa di piccola scala per alcune parti di Güssing in esecuzione sul combustibile di legno,
- Un sistema di teleriscaldamento basato sulla fornitura di combustibile di legno della città di Güssing.

L'autosufficienza energetica è stata realizzata nel 2001 quando è stato installato l'impianto a biomassa Güssing; si basa su un nuovo sviluppo della tecnologia di gassificazione della biomassa-vapore.

Processo e produzione/uso dell'energia

Uno dei primi miglioramenti è stata l'installazione del distretto di sistema di riscaldamento a Güssing (1996), che ha fatto della città un luogo attraente per avviare gli affari. Lo sviluppo dell'impianto di biomassa Güssing , l'istituzione della RENET Austria (Rete di Energia Rinnovabile Austria) e della rete di competenza Bio-energia 2020 sono risultate nell'avvio di numerosi progetti di ricerca RE nazionali e internazionali a Güssing. Il Centro Europeo per le Energie Rinnovabili (Europäisches Zentrum für Erneuerbare Energie EEE) coordina tutti gli impianti di dimostrazione, i progetti, le accentuazioni di ricerca così come i programmi di formazione e perfezionamento in questo campo. Le attività di ricerca Manifold hanno contribuito anche all'attrattiva della regione e alla creazione di ulteriori posti di lavoro di alta qualità.

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione di biomassa / offerta per tipo (materie prime):**
  - **Teleriscaldamento:** Legna da ardere. Le fonti di biomassa sono in gran parte derivate dalle forniture locali sviluppate a Güssing. Tutta l'energia proviene da materie prime rinnovabili ottenute entro un raggio di circa 25 chilometri.
  - **Combustibili liquidi:** Olio di colza. Fonti di biomassa sono in gran parte derivate dalle forniture locali sviluppate a Güssing. Tutta l'energia proviene da materie prime rinnovabili ottenute entro un raggio di circa 25 chilometri. Güssing è ora focalizzata sulla produzione della seconda generazione di combustibili liquidi.

9 http://www.gussing.at/frame.asp?Bereich=Verwaltung

- **Elettricità:** Legna da ardere. Fonti di biomassa sono in gran parte derivate dalle forniture locali sviluppate a Güssing. Tutta l'energia proviene da materie prime rinnovabili ottenute entro un raggio di circa 25 chilometri.

- **Domanda / Uso:**
  - **Teleriscaldamento:** La rete di riscaldamento della biomassa nella regione di fitte foreste è stata rinnovata e aumentata a 23 MW di capacità. Quasi tutte le abitazioni private, le strutture pubbliche e le imprese sono collegate alla rete di teleriscaldamento.
  - **Numero dei partner coinvolti / filiera degli stakeholder:**
  - **Teleriscaldamento:** 5.200 proprietari forestali su piccola scala attraverso l'Associazione Forestale e società collegate; il comune è in parte proprietario del sistema di teleriscaldamento.
  - **Combustibili liquidi:** Autobus, taxi e veicoli privati.
  - **Elettricità:** Associazione di Güssing per la Centrale elettrica della Biomassa.
- **Numero degli utilizzatori finali:**
  - **Teleriscaldamento:** Sono collegati ad impianti di riscaldamento quasi tutte le abitazioni private (400), oltre 41 strutture pubbliche e 14 società industriali.
  - **Elettricità:** Ognuno è collegato alla rete elettrica.
- **Impatto economico / Numero dei posti di lavoro creati:**
  - Sono state istituite 50 imprese commerciali.
  - Sono stati creati circa 1.100 posti di lavoro, compreso nel settore delle RE con il Centro Tecnologia, società di servizi, industrie del parquet, del legno e di altro. Due delle più grandi agenzie che producono parquet in Austria e altre aziende si sono trasferite a Güssing.
- **Costo / finanziamento / impatto finanziario:**
  - Costo di investimento o dell'impianto dimostrativo di elettricità CHP è stato di circa €14M, e il finanziamento a sostegno di € 6M proviene dall'UE e dal Governo austriaco.

(v) Risultati

Quindici anni fa 7 milioni di euro erano utilizzati ('persi') annualmente per l'acquisto di combustibili fossili per la città di Güssing da parte di fornitori di energie esterne. Oggi Güssing produce più energia (combustibili di calore ed energia elettrica) del necessario, su base annuale delle FER ed esporta l'eccedenza. Come risultato la regione ha un fatturato di 14 milioni di Euro (calcolo basato sui dati del 2005) all'anno, con la grande differenza che oggi quasi l'intero ammontare rimane all'interno della regione per pagare la produzione decentralizzata di energia e rifornire le risorse locali – creando così un ciclo economico chiuso.

L'attuazione del concetto innovativo di energia ha portato ad un processo di sviluppo regionale. Entro 15 anni la ex "regione morta" è stata trasformata in una regione con un alto tenore di vita. Negli ultimi anni, Güssing è stata riconosciuta come la "città più rispettosa dell'ambiente" e " il comune più innovativo" in Austria.

La biomassa – in gran parte legno coltivato localmente a Güssing con la fornitura di materie per l'energia elettrica e il teleriscaldamento – è usata solo per un terzo rispetto a quella che è sviluppata ogni anno, mostrando un elevato potenziale per un'ulteriore espansione. Tutta l'energia proviene da materie prime rinnovabili ottenute entro un raggio di 25 chilometri circa.

Un nuovo processo di gassificazione a vapore della biomassa, inventato presso l'Università Tecnica di Vienna, contribuisce a facilitare le attività di ricerca nel campo della seconda generazione dei bio-carburanti. Il processo stesso di gassificazione ha un enorme potenziale per il futuro in quanto porta ad un gas prodotto ad alta qualità, che può essere utilizzato per varie applicazioni :

- Produzione combinata di calore ed elettricità (CHP) con motori a gas, turbine a gas o celle a combustibile
- Produzione di idrogeno
- Gas di sintesi per la produzione di combustibili di seconda generazione come i gas sintetici naturali (SNG) e liquidi sintetici come il benzene e il diesel (BioFIT).

(vi) Lezioni imparate

Il carattere decentrato del sistema energetico e lo sviluppo professionale della logistica della biomassa con agricoltori e imprese regionali hanno reso questo modello un progetto ben noto di biomassa integrata. Un così grande successo è dovuto in larga misura ai prezzi elevati dell'energia e alla disponibilità di risorse locali che potessero sostituire i combustibili fossili –facile alternativa più economica e disponibile. Elementi di questo modello possono essere replicati in altre regioni, considerando il contesto locale. E' necessario esaminare le condizioni e le risorse regionali (valutazione delle risorse) e passare ad un sistema energetico decentralizzato per ottimizzare i processi e i risultati.

A partire da efficienza e misure di risparmio energetico e continuando con piccoli impianti dimostrativi sono utili per sensibilizzare gli stakeholder, i decision-maker e gli abitanti della regione. La focalizzazione sul risparmio e sull'efficienza comporta anche risparmi finanziari che possono essere reinvestiti in altri progetti di energia sostenibile.

Per gestire l'attuazione e il processo di monitoraggio e coordinare la partecipazione di tutti gli stakeholder coinvolti, dovrebbe essere nominato un gestore di energia. Tale figura può controllare e gestire gli step previsti all'interno della strategia energetica, assicurando che gli obiettivi sono stati raggiunti.

Punti importanti da considerare:

- Raccolta e analisi dei dati pertinenti sull'energia (dove l'energia è più utilizzata e quali sono i combustibili più utilizzati)
- Valutazione del potenziale di risparmio energetico
- Valutazione della disponibilità locale / regionale delle FER
- Sviluppo di un coerente piano di azione locale di energia
- Attuazione di strategie energetiche sostenibili
- Monitoraggio e ottimizzazione delle misure di realizzazione.

Il modello Güssing ha dimostrato che la volontà politica e le partnership come organizzazioni private possono condurre a un progetto di successo sulla pianificazione di bio-energia integrata. Questo mostra che le ER e la biomassa non sono solo molto considerate dal punto di vista ecologico, ma ancor di più come un'opportunità per promuovere lo sviluppo dei paesi, delle città e delle regioni.

(vii) Contatti

Europäisches Zentrum für Erneuerbare Energie Güssing GmbH (EEE)
Ing. Joachim Hacker - Manager Generale
Europastraße 1
A-7540 Güssing
Austria

Tel: +43 3322 9010 850 0
Fax: +43 3322 9010 850 12
E-mail: j.hacker@eee-info.net
Sito web: www.eee-info.net

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 4

'Schnitzelpower' – Il supporto del governo locale ai combustibili per il trasporto innesca lo sviluppo di energie sostenibili integrate a livello regionale

Città di Graz, Stiria (Steiermark) Austria

(i) Sintesi

Gli sviluppi di bio-energia integrata ora presenti nella regione della Stiria in Austria, sono il risultato di un ambiente innovativo e progetti di miglioramento della sostenibilità sono stati intrapresi dalla città di Graz negli ultimi 25 anni. La produzione iniziale di bio-carburanti dall'olio di cucina dai ristoranti e dalle abitazioni della città e utilizzato dal parco autobus cittadino si è diffuso nei taxi e in altri mezzi di trasporto e la crescita della domanda di bio-carburanti ha causato un'ulteriore produzione da altre materie prime (semi di colza). Questi sviluppi in combinazione con tecniche di logistica integrata e strategie di gestione complessive delle consegne di materiale ai negozi e alle attività commerciali nel centro della città hanno realizzato molteplici benefici per i residenti della città.

(ii) Contesto

a) Austria: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 82.450 chilometri quadrati (km2) (2007) • 39,3% area agricola (2007) • 47% area forestale (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2*
Popolazione	• 8.300.788 abitanti (2007) • 100,6 abitanti per km^2 (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator*
Dati economici	• 123,5 US$ PIL pro capite in PPS (Potere d'Acquisto Standard) (EU-27 = 100) (2008) • 2,0 % tasso di crescita reale del PIL (variazione % sul precedente tasso di crescita reale del PIL) pro capite (2008) *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010*
Dati energetici	• 34 MTep consumo interno lordo (2006) • 9,1 Mtep di produzione totale di energia primaria (2006), da cui 73,2% di energia rinnovabile (RE) • 72,9% dipendenza energetica (Importazioni Nette di energia / Consumo Lordo)(2006) • 7,0 Mtep produzione primaria di ER (2006), di cui il 53% da biomassa e rifiuti *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

b) Bio-energia a sfondo nazionale, politiche, strategie e valutazioni

- A livello nazionale, l'Austria ha stabilito un obbiettivo del 34% tra gli scopi prefissati per le FER (rispetto al 23.3% nel 2005) e del 10% per l'uso dei bio-carburanti (attualmente al 3%) entro il 2020. A seguito di ciò ha stabilito il raggiungimento del 78% di produzione di elettricità nel 2010 (attualmente al 61%). Le prospettive dell'Austria di raggiungere gli obiettivi sono buone e sono realizzabili se è introdotto un pacchetto completo di misure: per promuovere l'efficienza energetica, sviluppare nuove risorse di biomassa (specialmente nel settore agricolo) e per aumentare le importazioni (in particolare bio-carburanti). L'elettricità dalle FER è promossa principalmente attraverso la regolazione del conto energia e sicuro accesso prioritario alla rete[10]. I bio-carburanti sono esenti dalle tasse sui carburanti fossili.

10 http://res-legal.eu/en/search-for-countries/austria.html

- Tradizionalmente vi è una quota elevata delle risorse energetiche rinnovabili (FER) in Austria. Il paese produce attualmente il 23% del suo consumo totale interno di energia dalle FER. Negli ultimi anni l'energia idroelettrica è diventata la forma più usata delle FER. La sua quota è ora in calo, mentre quella della biomassa è in crescita in seguito alla realizzazione delle direttive di elettricità dalle FER. Le condizioni naturali per la produzione di biomassa solida per materiali e piani energetici sono eccellenti. Circa il 47% del territorio austriaco è coperto da foreste e nonostante la maggior parte di queste sia situata in regioni montane, che la tecnologia di disboscamento dedicata può raccogliere a costi ragionevoli.
- La procedura del Piano nazionale di Azione per la Biomassa (BAP) è iniziato nel 2008 e combina approcci top-down e bottom-up. Gli obiettivi nazionali e le previsioni di consumo di energia richiedono una procedura top-down. La procedura bottom-up è utile quando sono necessari i dettagli (ad esempio le risorse potenziali di differenti tipologie di energia, i diversi percorsi di sviluppo, le tecnologie, i segmenti di mercato e gli impatti dei costi).
- L'aumento delle emissioni di gas serra (GHG) ha creato una consapevolezza maggiore riguardo al cambiamento climatico globale e ha portato in Austria allo sviluppo di una serie di attività sulla protezione climatica negli anni Novanta. Questo ha portato agli accordi stipulati all'interno della proposta del Protocollo di Kyoto. L' Austria ha partecipato attivamente alle negoziazioni per il Protocollo di Kyoto, sia a livello delle UN (Nazioni Unite) sia a livello dell'UE (Unione Europea) e si è impegnata a ridurre le emissioni dei sei "Kyoto GHGs" (CO_2, CH4, N_2O, H-CFC, CFC, SF_6) del 13% entro il periodo di destinazione 2008-2012 rispetto ai valori del 1990. Per raggiungere questo ambizioso obbiettivo, il Consiglio Nazionale ha adottato una "Strategia Climatica dell'Austria 2008/2012", combinando gli sforzi del Governo Federale e dei "Länder" (Stati) in una strategia comune. Oltre ad ottimizzare lo sfruttamento dell'esistente risparmio energetico potenziale, l'Austria si aspetta anche una significativa riduzione del contributo dei GHG attraverso l'esplorazione su vasta scala delle FER, in particolare rafforzando la penetrazione del mercato della biomassa.
- Il programma Klima:aktiv è una misura importante per il raggiungimento degli obbiettivi FER dell'Austria. Il programma globale consiste in misure di protezione per ridurre le emissioni di CO_2. La promozione delle FER e l'efficienza energetica rappresentano due dei quattro raggruppamenti tematici all'interno del programma[11]. Il settore delle energie rinnovabili interessato comprende il riscaldamento solare, le pompe di calore, il biogas, l'approvvigionamento di legna da ardere, il riscaldamento a biomassa di edifici residenziali e campagne di qualità per distretti di impianti di riscaldamento a biomassa locale[12], già iniziato su base federale.

c) Contesto regionale – Stiria

- Diversi stati e molte comunità che partecipano anche alla protezione del clima, hanno adottato e in parte attuato propri programmi di protezione del clima.
- Lo stato della Stiria (Steiermark) è un modello di lavoro di RE ed ingegneria ambientale. La Stiria è particolarmente attiva nei settori della biomassa, dell'energia solare ed idroelettrica. Più del 60% della generazione di elettricità è prodotta dagli impianti di energia idroelettrica (che soddisfa il 12% della domanda energetica di stato).
- I nuovi sistemi di teleriscaldamento della biomassa sono supportati da sovvenzioni statali, mentre l'energia solare rappresenta il terzo successo 2007/2008[13], circa 500.000 m^2 di pannelli solari sono stati attualmente installati. Inoltre, lo stato ha un tasso di riciclo del 70%[14] - che contribuisce a mantenere l'Austria come uno dei paesi europei con il più alto tasso di riciclo[15]. Il 25% del consumo di energia finale è rinnovabile[16].
- Lo Stato della Stiria riconosce la necessità di un uso efficiente dell'energia, prevede di intensificare il suo codice per l'edilizia e fornisce sussidi per più sistemi di energia rinnovabile come i pannelli solari, caldaie a biomassa, quartieri di sistemi di riscaldamento della biomassa, produzione di biogas, sistemi fotovoltaici e altri, nonché isolamento termico.

10 http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/austria2007.pdf
11 http://www.klimaaktiv.at/article/archive/29292
12 http://www.umwelt.steiermark.at/cms/dokumente/11192074_26398327/b42675fe/energie_web.pdf
13 http://www.sfg.at/downloads/docs/4973_MM_SoftfactsCluster_RZ1.pdf
14 http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_PUBLIC/8-19032010-AP/EN/8-19032010-AP-EN.PDF
15 http://www.eco.at/downloads/docs/27619_ECOFaktenapril2010engl.pdf

(iii) Descrizione

Contesto locale

- Estensione geografica: 127.56 km^2
- Numero degli abitanti: 255,354 (2009)

La città di Graz, capoluogo della regione austriaca della Stiria, è situate nel sud-ovest dell'Austria, vicino alle Alpi. La zona di Graz è un'area pianeggiante soggetta ad una cattiva qualità dell'aria, specialmente in inverno. Dai primi anni Novanta la città di Graz, in Austria, ha sempre sostenuto e utilizzato i bio-carburanti per il riscaldamento del distretto, per la produzione di energia elettrica e per obiettivi di trasporto. Ciò ha comportato una significativa riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) oltre allo sviluppo di nuove imprese e posti di lavoro, ad esempio la creazione di una rete di trasporto pubblico di autobus e tram. La città continua a studiare modi innovativi per ampliare la quota di utilizzo di energie rinnovabili (ER) e ridurre ulteriormente le emissioni realizzando nuovi pacchetti di supporto per tecnologie con altre ER.

Avvio del processo

Nel 1994 un progetto pilota sul biodiesel è stato avviato con l'azienda locale di trasporto pubblico GVB (Graz AG Verkehrsbetriebe) convertendo due autobus per operare il 100% di metil-estere di acidi grassi (FAME) ricavati da olio di cottura usato. L'olio è stato raccolto da ristoranti e abitazioni private intorno alla città, per fornire anche posti di lavoro per disoccupati e per assicurare una corretta gestione e smaltimento dei rifiuti – o meglio riutilizzo – implementato.

La realizzazione del progetto

A questa fase iniziale segue la conversione di altri otto autobus nel 1997. Dal 2003 tutti i 140 autobus del parco cittadino sono in funzione con la produzione locale di biodiesel FAME, complimentato da biodiesel ottenuti dall'olio di colza coltivato localmente. In inverno, è aggiunta una percentuale di biodiesel fossile per migliorare le prestazioni con una temperatura fredda. I risultati delle performance dei veicoli e il risparmio ottenuto dal cambiamento di carburanti per il parco autobus ha convinto il parco di taxi più grande della città a seguire lo stesso corso di azione. La flotta aziendale 878 taxi è in costante passaggio al funzionamento al 100% di biodiesel. La sfida in questo caso sta nel fatto che questi taxi non sono di proprietà di una singola compagnia – gli autisti sono di proprietà individuale di ciascuna azienda. Come parte di questo mutamento la compagnia di taxi ha aperto al pubblico l'accesso alla stazione di rifornimento di biodiesel per aumentare la domanda di mercato e migliorare il rapporto costo-efficacia.

Autobus di Graz a biodiesel, fonte: ICLEI)

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione di biomassa/ offerta per tipologia (materie prime):** olio di semi di colza e olio da cucina usati - circa 180 tonnellate di olio da cucina usato raccolto ogni anno.
- **Domanda / uso:** bio-carburante per l trasporti (autobus e taxi). 25% del contributo di città e regione.
- **Numero di attori coinvolti / catena degli stakeholder:** la città ha iniziato il progetto, con la partecipazione/ coinvolgimento degli agricoltori locali, disoccupati che raccolgono gli oli di cucina usati con l'organizzazione "Öko-Service GmbH" (Ecoservice); ciò avviene gratis per i ristoranti. Una società di produzione di combustibile e di utilizzatori di combustibile (GVB la società "Taxi 878" e gli automobilisti).
- **Utilizzatori finali:** le compagnie di autobus urbane e di altro tipo forniscono servizi di trasporto alimentati da bio-carburanti nella regione.

- **Impatto economico / numero di posti di lavoro creati:** ECO carburanti e aziende in Austria hanno registrato una crescita del fatturato del 39% per un totale di € 2,3 miliardi, solo sulla base delle loro tecnologie rispettose dell'ambiente.
- **Costo / finanziamento / impatto finanziario:** è stata ottenuta una sovvenzione dal governo nazionale[17] per avviare la produzione di biodiesel. Per gli utenti finali è ulteriormente migliorato l'aspetto economico in quanto il biodiesel è un combustibile esente da tasse in Austria.
- **Altri importanti indicatori a livello locale:**
  - **Impatto ambientale:** La qualità dell'aria nel centro di Graz è stata notevolmente migliorata dopo il passaggio ai carburanti per gli autobus urbani. Questo è stato supportato da una serie di altre iniziative, incluse le spese di parcheggio ridotte per i veicoli a basse emissioni, le modifiche alle disposizioni per le imprese della città centrale - le consegne sono effettuate in container di deposito centralizzati alla periferia della città da piccoli veicoli elettrici, ideali per i vicoli stretti della città. L'aumento dell'uso del trasporto pubblico e il ridotto numero di automobili e camion in città è stato favorito da una migliore gestione delle operazioni di trasporto pubblico, compresi i computer su autobus e tram, informazioni comunicate in tempo reale ai passeggeri e il controllo prioritario dei semafori per il trasporto pubblico, che ha portato anche ad un risparmio di carburante per il trasporto pubblico.

(v) Risultati

Con un contributo di energie rinnovabili del 25% per il consumo di energia da parte degli utenti finali, i bio-carburanti prodotti a Graz e in Stiria contribuiscono già in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi UE entro il 2020. In aggiunta a ciò, il tasso di riciclaggio al 65% rende Graz e la Stiria molto avanzate nel campo della gestione del materiale di flusso.
Più di 25 compagnie di autobus operano all'interno della regione, guidando per quasi 20 milioni di chilometri all'anno e consumando circa 4 milioni di litri di diesel. Il parco autobus di proprietà della città agisce come un grande esempio per le altre imprese di trasporto su base locale. Questo studio di caso dimostra che un'amministrazione cittadina può prendere molto efficacemente una posizione di leadership nel riunire incentivi, che si tradurrà in un approccio più ampio con molteplici benefici per la comunità e l'economia. La ricerca di alto livello e la capacità di sviluppo si sono unite con un know-how industriale per quanto riguarda le tecnologie ambientali e le energie rinnovabili. Ciò ha portato a dei professionisti più qualificati e relativi prodotti e materiali speciali rispettosi dell'ambiente sono in fase di sviluppo nella zona. Le aziende del settore delle ER e della tecnologia ambientale, che si trovano nella regione e nella città di Graz, hanno generato un aumento della crescita del fatturato annuo del 39%. Attraverso l'alto livello della rete di contatti e assistenza professionale alla rete/network di ECO WORLD STYRIA anche le piccole e medie imprese possono entrare nel mercato internazionale.

(vi) Lezioni imparate

Questo caso illustra che molteplici benefici possono essere acquisiti con l'integrazione di soluzioni, affrontando diverse sfide locali (per esempio il lavoro, l'energia sostenibile e la protezione dell'ambiente) al fine di conseguire obiettivi multipli. In questo caso gli obiettivi raggiunti sono stati:

- Risoluzione di un esistente problema di gestione dei rifiuti attraverso la raccolta e il riutilizzo degli stessi come una risorsa per i bio-carburanti;
- Riduzione dell'impatto negativo sull'ambiente (combustibili più puliti, miglioramento della qualità dell'aria, trasformazione dei rifiuti in energia, che implica anche una riduzione dei rifiuti);
- Rifornimento sostenibile delle risorse di combustibile per il trasporto pubblico;
- Creazione di opportunità di impiego locale e
- Crescita economica della regione.

L'approccio globale ha aiutato a stimolare le attività commerciali locali e regionali che stanno rifornendo la città e i suoi dintorni con una fonte di crescita stabile di bio-combustibili liquidi – risorsa energetica rinnovabile – per portare il miglioramento dei servizi (trasporti pubblici più puliti). Il coinvolgimento di un numero di stakeholder – da parte delle materie prime (agricoltori e utenti finali che generano rifiuti), raccoglitori di rifiuti, produttori di carburante, - ha portato allo sviluppo di un gruppo regionale di bio-energia che supporta anche la strategia di sviluppo sostenibile della città.

17 L'economia globale di trasformazione dalla raccolta di olio da cucina utilizzato e di olio di colza per la produzione di biodiesel è relativa al prezzo del diesel sul mercato mondiale.

Con gli sviluppi della bio-energia, l'Eco-città di Graz, come essa stessa si soprannomina, è alla base del business focalizzato su Eco-World-Styria, come uno dei più grandi gruppi di tecnologia ambientale in ambito regionale in Europa. C'è stata una crescita significativa nell'occupazione e nello sviluppo di competenze tecnologiche professionali, così come nello sviluppo di una base di conoscenze preziose per le università locali e i centri di ricerca.
Tuttavia è chiaro anche che il sostegno di start-up è stato necessario per supportare l'introduzione dei bio-carburanti, come fonte di nuovo combustibile, per entrare nel mercato e sostituire velocemente la riduzione dei combustibili fossili. L'eliminazione della tassazione sul biodiesel aiuta senz'altro a mantenere il prezzo basso e far diventare il combustibile più competitivo.

(vii) Contatti

Gerhard Ablasser – Team Leader per i programmi dell'EU per la Cooperazione internazionale
Stadt Graz
Stadtbaudirektion
Europaplatz 20
A-8020 Graz
Austria

E-mail: gerhard.ablasser@stadt.graz.at
Sito web: http://www.graz.at
http://www.wirtschaft.graz.at

Altre fonti di informazione riguardo ai progetti sulle bio-energie a Graz:

- Piattaforma europea per le città a biodiesel: http://www.biofuelcities.eu
- Progetti Civitas: http://www.civitas-initiative.org

MAKE-IT-BE buona pratica N. 5

Verso l'indipendenza energetica di Strem grazie alle bio-energie

Centro europeo per le energie rinnovabili, Güssing, Burgenland, Austria

(i) Sintesi

Strem ha ricevuto il premio Climate Community austriaco nel 2009 per lo sfruttamento del potenziale di energia rinnovabile, contribuendo in tal modo al raggiungimento dell'obiettivo nazionale di indipendenza energetica. Avviato dal Consiglio locale, è stato installato un impianto di teleriscaldamento per coprire l'intera domanda di riscaldamento della comunità di Strem, integrato con un impianto di biogas che utilizza la biomassa regionale. Quest'ultimo fornisce agli agricoltori locali un'opportunità alternativa all'importazione; l'approccio combina una soluzione tecnologicamente efficace, utilizzando risorse locali per la fornitura energetica a livello locale e il calore di scarto nel processo.

Digestore anaerobico di Strem

(ii) Contesto

a) Austria: dati-chiave nazionali

Superficie totale	82.450 chilometri quadrati (km2) (2007) 39,3% area agricola (2007) 47% area forestale (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2*
Popolazione	8.300.788 abitanti (2007) 100,6 abitanti per km^2 (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator*
Dati economici	123,5 US$ PIL pro capite in PPS (Potere d'Acquisto Standard) (EU-27 = 100) (2008) 2,0 % tasso di crescita reale del PIL (variazione % sul precedente tasso di crescita reale del PIL) pro capite (2008) *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010*
Dati energetici	34 MTep consumo interno lordo (2006) 9,1 Mtep di produzione totale di energia primaria (2006), da cui 73,2% di energia rinnovabile (RE) 72,9 % dipendenza energetica (Importazioni Nette di energia / Consumo Lordo)(2006) 7,0 Mtep produzione primaria di ER (2006), di cui il 53 % da biomassa e rifiuti *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

b) Bio-energia a sfondo nazionale, politiche, strategie e valutazioni

- A livello nazionale, l'Austria ha stabilito un obbiettivo del 34% tra gli scopi prefissati per le FER (rispetto al 23.3% nel 2005) e del 10% per l'uso dei bio-carburanti (attualmente al 3%) entro il 2020. A seguito di ciò ha stabilito il raggiungimento del 78% di produzione di elettricità nel 2010 (attualmente al 61%). Le prospettive dell'Austria di raggiungere gli obiettivi sono buone e sono realizzabili se è introdotto un pacchetto completo di misure: per promuovere l'efficienza energetica, sviluppare nuove risorse di biomassa (specialmente nel settore agricolo) e per aumentare le importazioni (in particolare bio-carburanti). L'elettricità dalle FER è promossa principalmente attraverso la regolazione del conto energia e sicuro accesso prioritario alla rete[18]. I bio-carburanti sono esenti dalle tasse sui carburanti fossili.

18 http://res-legal.eu/en/search-for-countries/austria.html.

- Tradizionalmente vi è una quota elevata delle risorse energetiche rinnovabili (FER) in Austria. Il paese produce attualmente il 23% del suo consumo totale interno di energia dalle FER. Negli ultimi anni l'energia idroelettrica è diventata la forma più usata delle FER. La sua quota è ora in calo, mentre quella della biomassa è in crescita in seguito alla realizzazione delle direttive di elettricità dalle FER. Le condizioni naturali per la produzione di biomassa solida per materiali e piani energetici sono eccellenti. Circa il 47% del territorio austriaco è coperto da foreste e nonostante la maggior parte di queste sia situata in regioni montane, che la tecnologia di disboscamento dedicata può raccogliere a costi ragionevoli.
- La procedura del Piano nazionale di Azione per la Biomassa (BAP) è iniziato nel 2008 e combina approcci top-down e bottom-up. Gli obiettivi nazionali e le previsioni di consumo di energia richiedono una procedura top¬-down. La procedura bottom-up è utile quando sono necessari i dettagli (ad esempio le risorse potenziali di differenti tipologie di energia, i diversi percorsi di sviluppo, le tecnologie, i segmenti di mercato e gli impatti dei costi).
- L'aumento delle emissioni di gas serra (GHG) ha creato una consapevolezza maggiore riguardo al cambiamento climatico globale e ha portato in Austria allo sviluppo di una serie di attività sulla protezione climatica negli anni Novanta. Questo ha portato agli accordi stipulati all'interno della proposta del Protocollo di Kyoto. L' Austria ha partecipato attivamente alle negoziazioni per il Protocollo di Kyoto, sia a livello delle UN (Nazioni Unite) sia a livello dell'UE (Unione Europea) e si è impegnata a ridurre le emissioni dei sei "Kyoto GHGs" (CO_2, CH_4, N2O, H-CFC, CFC, SF_6) del 13% entro il periodo di destinazione 2008-2012 rispetto ai valori del 1990. Per raggiungere questo ambizioso obbiettivo, il Consiglio Nazionale ha adottato una "Strategia Climatica dell'Austria 2008/2012", combinando gli sforzi del Governo Federale e dei "Länder" (Stati) in una strategia comune. Oltre ad ottimizzare lo sfruttamento dell'esistente risparmio energetico potenziale, l'Austria si aspetta anche una significativa riduzione del contributo dei GHG attraverso l'esplorazione su vasta scala delle FER, in particolare rafforzando la penetrazione del mercato della biomassa.
- Il programma Klima:aktiv è una misura importante per il raggiungimento degli obbiettivi FER dell'Austria. Il programma globale consiste in misure di protezione per ridurre le emissioni di CO_2. La promozione delle FER e l'efficienza energetica rappresentano due dei quattro raggruppamenti tematici all'interno del programma[19]. Il settore delle energie rinnovabili interessato comprende il riscaldamento solare, le pompe di calore, il biogas, l'approvvigionamento di legna da ardere, il riscaldamento a biomassa di edifici residenziali e campagne di qualità per distretti di impianti di riscaldamento a biomassa locale[20], già iniziato su base federale.

c) Contesto regionale - Burgenland

- Anche molti stati e comunità che stanno partecipando ad una protezione del clima hanno adottato e in parte attuato i loro programmi di protezione del clima.
- Lo stato del Burgenland ha promosso le ER per molti anni e ha fissato l'obiettivo di produrre il 100% di energia elettrica dalle FER entro il 2013. Sono stati inoltre avviati altri progetti basati su diverse iniziative della regione modello di Güssing con la produzione di energia/calore da biomassa identificata come uno dei temi più importanti. Burgenland è una regione rurale e dispone di coltivazioni agricole e foreste piccole e controllate. Grazie alla disponibilità locale di risorse e della domanda, sono considerati solo sistemi decentrati e impianti con un potenziale.
- Da luglio 2008, il Burgenländische Energieagentur è stato incaricato della promozione di sistemi di energia alternativa, http://www.eabgld.at/index.php?id=807&CSS=0&CT=0

(iii) Descrizione del progetto

Contesto locale

- Dimensione geografica della Comunità di Strem: 23,8 km^2 (inclusi i paesi Deutsch Ehrensdorf, Steinfurt e Sumetendorf)
- Numero degli abitanti della Comunità di Strem: 950 (2007)

18 http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/austria2007.pdf
19 http://www.klimaaktiv.at/article/archive/29292

Approccio

La frazione di Strem è situata nella parte meridionale della provincia di Burgenland, nel distretto di Güssing - una regione economicamente sottosviluppata, in passato, a confine con l'Ungheria. Per stimolare l'economia locale e procedere verso l'indipendenza energetica sono stati installati un impianto di teleriscaldamento della biomassa e uno di biogas come parte del concetto per diventare una "ökoEnergieland" (regione ad energia ecologica).
Nel 2000, l'autorità locale ha avviato un progetto per coprire la domanda di calore della comunità con l'impianto di teleriscaldamento della biomassa seguendo l'esempio del "Güssing Model", che consiste in una strategia di decentralizzazione in cui la produzione di energia localizzata avviene attraverso l'uso sostenibile delle risorse rinnovabili della regione. Mentre quasi il 50% della superficie della zona è coperta da foreste, l'obiettivo di diventare indipendente dall'energia fossile è stata una scelta giusta ed un obiettivo realistico.
Il passo successivo per l'autosufficienza a Strem era quello di costruire un impianto a biogas, offrendo agli agricoltori una possibilità di occupazione alternativa. La struttura limitata dell'agricoltura in questa regione e le difficoltà di accesso al più grande mercato dell'UE ha portato molti agricoltori da un'attività full time a part-time. Questo ha ridotto anche l'allevamento, in modo particolare a Strem, nonostante la sufficiente disponibilità di terreni coltivabili. Così l'obiettivo era quello di costruire un impianto di produzione di biogas in esecuzione su materie prime rinnovabili, come erba medica, trifoglio, mais e girasole. Oggi l'impianto a biogas produce 250 m^3 di biogas all'ora da circa 400 ettari (ha) per i seminativi.

Finanziamento e tecnologia

L'impianto di teleriscaldamento a Strem è stato costruito nel 2003 con un investimento di 1.7 milioni di € da parte di una società cooperativa, composta da 68 agricoltori regionali ed agronomi. Il progetto comprendeva anche la costruzione di una centrale termica, che con la capacità di caldaia di un Megawatt (MW) fornisce calore per 110 clienti, attrezzature tecniche e la costruzione di 5.5 chilometri. Oltre a tutte le abitazioni private e a tutti gli edifici pubblici (municipio, scuole, asili nido, caserma dei vigili del fuoco e casa di cura) sono forniti con il teleriscaldamento. L'impianto di teleriscaldamento è entrato in funzione nel 2003.
La vendita di corrente annua di calore a Strem è di circa 2.500 Megawatt all'ora (MWh), di cui 500 MWh all'anno (MWh/a) provengono dall'impianto di teleriscaldamento e 2.000 MWh/a dall'impianto di biogas. Questo è un esempio impressionante di rendimento di un impianto combinato di riscaldamento ed energia elettrica (CHP), utilizzando il calore come un "prodotto di scarto" per la rete di teleriscaldamento. Come è risultato, l'utilizzo della caldaia a biomassa e del camino è ridotto e la vita dell'impianto è aumentata, come l'efficienza complessiva dell'impianto di teleriscaldamento e di quello di biogas.
L'efficacia termica della caldaia a biomassa è di circa 85 -90% (rendimento nominale). La vita di servizio del teleriscaldamento è compresa tra i 20 e i 25 anni.
L'impianto di biogas in Strem è entrato in funzione nel Febbraio del 2005. Gli investitori privati e gli agricoltori da Strem hanno investito per un totale di 2.3 milioni di € per la costruzione dell'impianto, che ha una potenza elettrica di 500 kilowatt (kW) e 600 kW di potenza termica. Ogni anno 4.350 MWh di energia elettrica e 5.220 MWh di calore sono prodotti da 11.000 tonnellate di materie prime rinnovabili come erba medica, trifoglio, mais e girasole. L'elettricità è immessa nella rete pubblica, contro la green electricity feed-in tariff di 14.5 centesimi/kWh, che è garantita per un massimo di 13 anni. Circa 2.000 MWh/ all'anno di calore vengono venduti al sistema di riscaldamento di Strem ad un tasso di 1,7 centesimi/kWh. Il valore aggiunto per l'utile di vendita, che si ottiene dall'impianto di biogas per la vendita di elettricità e calore, è di circa 650,000 €. Il rendimento elettrico dell'impianto è del 25% e il rendimento termico del 44%. Il rendimento complessivo è di circa il 69%. La vita operativa dell'impianto di biogas è di circa 20 anni. Modificando il sistema di energia da fonti fossili a rinnovabili sono sostituiti ogni anno 250,000 litri di olio combustibile ed è diminuito anche il rilascio di 1.500 tonnellate di CO_2.

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione della biomassa/ offerta per tipologia (materie prime):**
  - **Impianto di teleriscaldamento a biomassa (costruito nel 2003):** caldaia a cippato con capacità di 1 MW.
  - **Impianto di biogas (construito nel 2005):** erba, trifoglio, grano e girasoli producono 250 m^3 di biogas all'ora. La capacità dell'impianto è 500 kW di potenza elettrica e 600 kW di potenza termica. Ogni anno sono prodotti 4.350 MWh di energia elettrica and 5.220 MWh di energia termica da 11.000 di tonnellate di prodotti vegetali rinnovabili.

- **Domanda / uso:**
  - **Distretto di riscaldamento a biomassa:** questo impianto fornisce calore per 110 clienti
  - **Impianto a biogas:** l'impianto a biogas produce 250 m^3 di biogas all'ora da circa 400 ettari (ha) per i seminativi.
- **Numero degli attori coinvolti / catena degli stakeholder:**
  - **Impianto di riscaldamento della biomassa:** questa è una società cooperativa di 68 agricoltori regionali e agronomi.
  - **Impianto di biogas:** impianti di proprietà di investitori privati e agricoltori di Strem.
- **Utilizzatori finali:**
  - **Impianto di teleriscaldamento della biomassa:** ci sono 120 utenti dell'impianto di teleriscaldamento, incluse abitazioni private, e tutti gli edifici pubblici (municipio, scuole, asili nido, caserma dei pompieri, casa di cura).
  - **Impianto di biogas:** Attualmente sono utilizzati per la produzione di energia elettrica e calore. E'considerata una futura produzione di combustibile per il trasporto.
- **Impatto economico / Numero dei posti di lavoro creati:**
  - **Impianto di teleriscaldamento della biomassa:** i principali vantaggi del sistema di teleriscaldamento sono un elevato confort, bassi costi energetici, una connessione a pagamento finanziata.
  - **Impianto di biogas:** fornisce gli agricoltori che contribuiscono con un business alternativo e opportunità di lavoro. Circa 2.000 MWh di calore vengono venduti al sistema di teleriscaldamento di Strem ad un tasso di 1,7 cent / kWh. Il valore aggiunto totale della biomassa e produzione di biogas è di circa 650.000 € all'anno.
- **Costo / finanziamento / impatto finanziario**
  - **Impianto di teleriscaldamento della biomassa:** questo impianto richiede un investimento di 1,7 M€ dalla società cooperativa.
  - **Impianto di biogas:** questo impianto è stato istituito con investitori privati e gli agricoltori di Strem, che hanno investito su un costo totale di 2,3 M€ nel progetto.
- **Altri importanti indicatori a livello locale**
  - Vendita totale annua di calore a Strem: circa 2.500 MWh.
  - Circa 500 MWh all'anno è prodotto nell'impianto di teleriscaldamento, che ha un rendimento termico dall'85 al 90% (efficienza nominale) e dovrebbe avere una vita di servizio compresa tra i 20 e i 25 anni.
  - Dall'impianto di biogas vengono prodotti all'anno circa 2000 MWh/anno che ha un rendimento elettrico dell'impianto del 25% e un rendimento termico del 44% (una combinazione di efficienza del 69%). La durata di vita prevista dell'impianto di biogas è di circa 20 anni.
  - Modificando il sistema di energia da fonti fossili a rinnovabili sono sostituiti ogni anno 250,000 litri di olio combustibile ed è diminuito anche il rilascio di 1.500 tonnellate di CO_2.

(v) Risultati

I principali vantaggi di un sistema di teleriscaldamento sono l'alto livello di comfort, i bassi costi energetici, un contributo di connessione (da parte dell'Agenzia per l'energia del Burgenland come supporto all'uso di energie rinnovabili), efficienza ottimale di riscaldamento, prezzi dell'energia stabili, produzione locale di riscaldamento (valore aggiunto per la comunità locale in quanto le risorse restano sul territorio). Inoltre una stretta relazione si stabilisce tra fornitori di energia e clienti.

Grazie all'implementazione di misure di risparmio energetico, è stato possibile ridurre la domanda locale di energie termica ed elettricità, senza ridurre il comfort. Oltre al teleriscaldamento con una caldaia da 1 MW, e un impianto a biogas con un output elettrico di 500 kW e termico di 600 kW, sono generati annualmente 5.220 MWh/anno di energia termica e 4.350 MWh/anno di elettricità. Circa 250.000 litri per anno di petroli possono essere sostituiti risparmiando 1.500 tonnellate di CO_2 all'anno.

Anche il valore aggiunto dell'impianto a biogas è significativo per il settore agricolo e forestale, poiché questi rappresentano il maggiore fattore economico per la fornitura della materia prima negli anni recenti. Circa 300 ettari di prato e 100 di mais (stimati ad oggi circa 300.000 €) e cippato dalle foreste locali (circa 30.000 €). Gli agricoltori hanno ora l'opportunità di investire in nuovi macchinari, trattrici, trinciatrici, e possono cooperare nel settore delle energie rinnovabili come fornitori di servizi.

La sensibilizzazione verso il pubblico è un'altra dimensione che è stata efficacemente affrontata da questo progetto. I visitatori possono raggiungere il primo "percorso a tema"del Burgenland per avere una prima impressione degli sviluppi locali e dell'impatto della "ökoEnergieland".

(iv) Lezioni imparate

Con il cambiamento del sistema energetico da fossile a rinnovabile è stato possibile ridurre i costi energetici della comunità di Strem e stabilizzare i prezzi per la prima volta dal 2003. Il valore aggiunto per la comunità sta aumentando, la risorsa economica prodotta resta nella regione. Vendendo biomassa agricola e forestale gli agricoltori sono in grado di investire. Oggi essi sono partner importanti come fornitori di materia prima rinnovabile così come fornitori di servizi. Miglioramenti si possono osservare nei prezzi bassi e stabili, nel mantenere il valore nella comunità, nel creare posti di lavoro, nel ridurre le emissioni di carbonio, migliorando dunque la qualità dell'aria e della vita nella comunità. La debolezza è dovuta alla fluttuazione del prezzo delle "commodity".

Con l'introduzione di sistemi energetici decentrati, le risorse energetiche di una regione sono mantenute ed utilizzate su distanze limitate e trasformate in energia con un'efficienza massimizzata. Importazioni di energia si hanno solo quando assolutamente necessario.

(v) Contatti

Europäisches Zentrum für Erneuerbare Energie Güssing GmbH (EEE)
Ing. Joachim Hacker - Manager
Europastraße 1
A-7540 Güssing
Austria

Tel: +43 - 3322 9010 850 0
Fax: +43 - 3322 9010 850 12
E-mail: j.hacker@eee-info.net
Sito web: www.eee-info.net
https://www.kommunalnet.at/upload/1/Platz%201%20Strem.pdf
www.kommunalnet.at/klimaschutzgemeinde

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 6

La bio-energia è alla base del villaggio energeticamente autonomo di Mauenheim, il primo in Germania

Mauenheim, Municipalità di Immendingen, Germania

(i) Sintesi

Mauenheim, un villaggio di 100 nuclei abitativi, usa le bio-energie e il solare come fonti statiche di energia per diventare il primo villaggio energeticamente autonomo in Germania. Il biogas viene prodotto a partire da fonti agricole locali più i reflui derivanti da 150 capi di allevamento. Il sistema è inoltre dotato di: una caldaia di supporto a cippato alimentata con risorse forestali locali e di energia elettrica derivante da numerosi pannelli fotovoltaici (PV). Tali impianti rappresentano gli elementi chiave del sistema energetico. Un essenziale elemento di successo del sistema energetico è stato l'installazione di un sistema di teleriscaldamento che copre l'intero villaggio. Il nuovo sistema ha rimpiazzato il gasolio, precedentemente utilizzato come fonte di energia primaria per il riscaldamento. Il villaggio è inoltre diventato produttore netto di energia elettrica che cede alla rete. Il progetto nel suo complesso ha incrementato l'economia locale e aumentato la resilienza di questa comunità nei confronti di possibili futuri "shock" energetici. Finanziamenti comunitari e il supporto del governo locale hanno rappresentato due fattori critici per il successo di questa iniziativa e il sistema risultante sarebbe opportuno fosse replicato in Germania e in altri paesi europei.

(ii) Contesto

b) Germania: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 348.770 chilometri quadrati (km2) • 48,6% superficie agricola (2007) • 31,8% superficie forestale (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2*
Popolazione	• 82.266.372 abitanti (2007) • 236 abitanti per km² (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator*
Dati economici	• 29.000 PIL pro capite in PPS (potere d'acquisto standard) (2008) • 1,3% di crescita reale del PIL pro capite (2008) *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010*
Dati energetici	• 349 Mtep lorde di consumo energetico (2006) • 136,9 Mtep totali di produzione di energia primaria (2006), delle quali il 15% da energie rinnovabili (ER) • 61,3% di dipendenza energetica (Importazione netta di energia / Consumo lordo) (2006) • 21,2 Mtep di produzione di energia primaria da ER (2006), delle quali il 76 % da biomassa e rifiuti *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

c) Situazione bio-energetica nazionale, politiche, strategie e valutazioni

- La Germania ha programmato una percentuale del 10% da fonti energetiche rinnovabili (FER) sul consumo energetico totale nel 2020. L'obiettivo per l'energia elettrica da ER (FER-E) è stato posto al 12,5% del consumo elettrico lordo per il 2010 e al 20% per il 2020[21]. L'obiettivo per i bio-carburanti prevede il 2% nel 2005 e il 5,75% nel 2010[22].

21 http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/germany2007.pdf
22 http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/factsheets/renewables/renewables_de_en.pdf

- Il Programma per l'Integrazione Energetica e Climatica *(Integrated Energy and Climate Programme)*[23] rappresenta una pietra angolare per un ampio spettro di politiche per favorire le ER in Germania[24]. Sono presenti una serie di incentivi per le FER-E e altri incentivi per le FER-Calore, oltre a sconti fiscali per i bio-carburanti. In questo modo il governo tedesco ha creato un mix di politiche collaudate e di successo che facilitano un mercato delle FER molto dinamico.
- L'Atto per le Fonti Energetiche Rinnovabili 2009 *(The Renewable Energy Sources Act 2009-EEG 2009)*[25], (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) è stato modificato ed è entrato in vigore nel Gennaio del 2009. Rappresenta lo strumento principale per promuovere le rinnovabili nel settore elettrico ed ha agito come un importante forza di guida per l'espansione delle ER nel settore elettrico. L'Atto obbliga gli operatori della rete elettrica a dare priorità nell'acquisto di elettricità da ER e a pagare per questa prezzi fissi – in tal modo si è generata un'opportunità per un investimento stabile. La più importante disposizione futura riguarda incentivi per promuovere l'efficienza energetica e un uso maggiore di scarti organici e rifiuti[27].
- L'Atto per l'Energia Rinnovabile-Calore *(The Renewable Energies Heat Act)* è entrato in vigore nel Gennaio del 2009, e decreta che entro il 2020 il 14% del fabbisogno di calore in Germania venga generato da FER. Tale atto stabilisce le tariffe incentivanti da applicare all'energia eolica, solare, geotermica, al riscaldamento abitativo e ai sistemi a biomassa. L'Atto per l'Energia Rinnovabile-Calore fissa anche i criteri di sostenibilità per le biomasse[28].
- Il KfW-Programma per le Energie Rinnovabili *(KfW-Programm Erneuerbare Energien)* è partito nel Gennaio 2009 ed ha l'obiettivo di stimolare gli investimenti privati nella generazione di ER. Offre prestiti e rimborsi per il calore da ER prodotto in grossi impianti[29].

c) Contesto regionale – Stato del Baden-Württemberg

- Il Baden-Württemberg è il terzo stato federale tedesco per superficie e rappresenta una delle economie più forti d'Europa. La sua Strategia di Sostenibilità rende disponibile una base per lo sviluppo che vede nella protezione del clima e nello sviluppo economico due aspetti di rilievo affinché vi sia uno sviluppo delle ER.
- Lo Stato del Baden-Württemberg fornisce supporto e sussidi per lo sviluppo di attività innovative come ad esempio attraverso il Programma per lo Sviluppo del Legno-Energia *(Wood Energy Advancement Programme)*.

(iii) Descrizione del progetto

Contesto locale

Mauenheim è una meta turistica situata nel distretto amministrativo di Tuttlingen nella municipalità di Immendingen. E' stato il primo villaggio dello Stato tedesco del Baden-Württemberg a rispondere a tutto il suo fabbisogno elettrico e di acqua calda attraverso fonti rinnovabili. La regione di Immendingen provvede alla biomassa necessaria per produrre ER tramite le sue leggi sulla gestione dei rifiuti urbani[30].

Prime fasi e stakeholder coinvolti

Nel 2005 tramite l'impianto a biogas si è cominciato ad immettere energia elettrica nella rete pubblica. Nel 2006 la domanda locale di calore era stata soddisfatta tramite una rete di teleriscaldamento che collegava 67 edifici. Tra questi l'Alpenblickhalle' municipale, il municipio, la canonica e abitazioni private.

Bioenergy projects in Mauenheim

23 http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/klimapaket_aug2007_en.pdf
24 http://ec.europa.eu/environment/pdf/policy/germany.pdf
25 http://www.erneuerbare-energien.de/files/english/pdf/application/pdf/broschuere_biomasseaktionsplan_en_bf.pdf
26 http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/germany2007.pdf
27 http://www.erneuerbare-energien.de/files/english/pdf/application/pdf/broschuere_biomasseaktionsplan_en_bf.pdf; http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2009_en.pdf
28 http://www.bmu.de/english/renewable_energy/downloads/doc/42934.php
29 http://www.kfw-mittelstandsbank.de/EN_Home/Loans/Environmental_Protection/ KfW_Renewable_Energies_Programme/index.jsp
30 http://www.immendingen.de/servlet/PB/show/1222647_l1/Satzungen%20-%2072.11%20Abfallsatzung.pdf

L'impianto a biogas: l'impianto di Mauenheim è localizzato nelle adiacenze del villaggio ed è gestito dalla compagnia KCH Biogas GmbH. Il sistema di cogenerazione a biogas di 430 kW produce approssimativamente 4 milioni di kilowattora (kWh) elettrici all'anno. Il sistema di cogenerazione produce anche circa 3,5 milioni di kWh di calore, che equivalgono al colore ricavabile da circa 350.000 litri di gasolio. Il calore generato è destinato ai fabbisogni domestici delle case e degli uffici del villaggio.
In aggiunta al letame proveniente da una stalla locale di 150 capi di bestiame, il sistema per la produzione di biogas di Mauenheim è alimentato da circa 6.500 tonnellate annuali di colture energetiche. Queste colture sono coltivate a livello locale investendo una superficie di 180 ettari. Le colture includono mais, mais da foraggio trifoglio ed erba medica.

Il sistema di riscaldamento a cippato: : il sistema della capacità di quasi 1 MW è stato installato per rendere disponibile una fonte locale di calore di supporto. Avere due diverse e complementari fonti di calore rappresenta la condizione ideale per incrementare l'affidabilità e la resilienza energetica. L'impianto per il biogas è in funzione quasi ininterrottamente per 12 mesi all'anno e fornisce acqua calda per il fabbisogno giornaliero; il sistema alimentato a cippato è disponibile durante la stagione invernale per rispondere ai picchi di domanda di calore e per la gestione delle manutenzioni e l'affidabilità generale del sistema nel suo complesso. Il cippato è ricavato dalla foresta locale della comunità in accordo con la municipalità di Immendingen.

Rete locale di teleriscaldamento ad acqua calda: un accordo unanime ha portato all'installazione delle rete locale di acqua calda sia nel villaggio di Mauenheim che nel consiglio municipale locale di Immendingen. Contratti prioritari per installare la rete di fornitura di acqua calda al di sotto delle strade pubbliche sono stati resi disponibili dalla municipalità di Immendingen. Il sistema ad acqua calda richiedeva circa 4 km di fossi per installare i circa 8 km di condotte (mandata e ritorno) attorno all'antico centro del villaggio. La rete è stata progettata per poter fornire anche aree future di sviluppo del villaggio. La visione di provvedere all'intera comunità con calore derivante da fonti di energia rinnovabile divenne realtà nell'arco di pochi mesi. L'azienda incaricata dei lavori installò in ogni edificio un sistema a serbatoio scambiatore di calore e un rilevatore del flusso di calore per misurare il flusso di acqua calda fornita ad ogni stabile. I consumi energetici totali vengono contabilizzati alla fine di ogni anno.

Sistemi fotovoltaici: una componente del progetto finanziata direttamente dai cittadini è stata l'installazione di 66 kW di pannelli fotovoltaici. Tale sistema fornisce più di 60,000 kWh/anno di elettricità al villaggio. Insieme ad una già esistente centrale solare con una potenza di 260 kW, i due sistemi solari producono, complessivamente, circa quattro volte il fabbisogno elettrico del villaggio di Mauenheim.
L'elettricità derivante dalla cogenerazione a partire dal biogas e la potenza elettrica derivante dai sistemi fotovoltaici vengono immesse nella rete elettrica locale. L'acqua calda viene fatta circolare fino alle case e agli edifici pubblici del villaggio. Oltre ai benefici ambientali derivanti dall'uso di fonti energetiche rinnovabili, il progetto ha anche un'alta ricaduta economica in quanto la comunità si auto produce l'energia della quale necessita anziché comprarla all'esterno.

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione di biomassa / offerta per tipologia (materia prima):**
  - 6.500 t/anno di colture agricole prodotte localmente fra le quali mais, mais da foraggio, trifoglio ed erba medica con, in aggiunta, il letame proveniente da una stalla locale di 150 capi di bestiame (il tutto destinato alla produzione di biogas);
  - Cippato proveniente dalla foresta locale della comunità a Immendingen (per il sistema di riscaldamento a cippato).
- **Domanda / uso:** sistema di produzione di biogas e di riscaldamento a cippato.
- **Numero di attori coinvolti / catena degli stakeholder:** i principali partner di progetto sono stati Solarcomplex AG, KCH Biogas GmbH, Clean Energy e il sindaco di Immendingen an der Donauversinkung, Helmut Mahler. Tutti questi partner erano responsabili per una parte specifica dell'intera filiera progettuale. KCH Biogas GmbH gestisce il sistema per la produzione di biogas e la Solarcomplex AG ha finanziato il sistema di riscaldamento a cippato. I cittadini di Mauenheim sono importanti stakeholders in quanto utenti finali dell'energia prodotta.
- **Utilizzatori finali:** la popolazione e le attività economiche di Mauenheim.
- **Costo / finanziamento / impatto finanziario:**
  - Il sistema a biogas è stato finanziato indipendentemente dal proprietario locale KCH – Costo approssimativo 1,4 milioni di €.

- Solarcomplex (un gruppo di investimento di proprietà locale) ha finanziato il sistema di riscaldamento a cippato, la rete di teleriscaldamento ad acqua calda e i sistemi scambiatori di calore in ogni edificio – Costo totale di 1,6 milioni di €.
- L'investimento minimo richiesto ai cittadini è stato di 2.500 € ma l'effettiva partecipazione ha spaziato dai 2.500 ai 50.000€. Nel complesso sono stati raccolti 605.000€ di capitale da parte dei cittadini. E' stato previsto per loro un interesse del 5% per gli investimenti.
- KfW Federal Green Energy Loan System ha garantito prestiti tramite una banca locale di risparmio.
- Lo Stato del Baden-Württemberg ha fornito un sussidio di 136,000€ tramite il suo Programma per lo Sviluppo del Legno-Energia *(Wood Energy Advancement Programme)*.

- **Impatto economico / numero posti di lavoro creati:** l'energia viene venduta localmente e questo fa sì che il denaro della comunità rimanga all'interno della stessa. Attualmente i cittadini di Mauenheim risparmiano più di 300.000 litri di gasolio all'anno.
- **Altri importanti indicatori a livello locale (per esempio ambientali):**
  - Il digestore per il biogas converte il letame bovino in metano (e poi questo in energia) che verrebbe normalmente rilasciato in atmosfera. Ciò comporta una riduzione nelle emissioni di gas serra di circa 2.400 tCO_2equivalenti/anno.
  - Circa 1.000 tCO_2eq./anno di emissioni sono evitate tramite il recupero di calore dall'unità di cogenerazione a biogas e dal sistema di riscaldamento a cippato.
  - I sistemi fotovoltaici evitano ulteriori emissioni per 120 tCO2eq./anno.

(v) Risultati

Il villaggio di Mauenheim ha lavorato per diventare indipendente a livello energetico e lo ha fatto sommando diverse fonti nel corso degli anni passati ed ha rappresentato il primo esempio nel suo genere in Germania. Mauenheim ha installato un sistema a biogas, un sistema di riscaldamento a cippato, una rete locale di teleriscaldamento ad acqua calda e sistemi fotovoltaici. Accanto ai benefici ambientali derivanti dall'uso di energie rinnovabili, il progetto ha anche prodotto valore aggiunto per l'economia regionale dato che la vendita dell'energia prodotta è locale e che l'energia stessa viene usata dalla comunità locale.

(vi) Lezioni imparate

Il coinvolgimento e la proprietà locale, un governo locale collaborativo, un meccanismo locale di supporto finanziario per l'energia rinnovabile, l'uso di molteplici fonti di biomassa per generare elettricità e calore sono stati fattori significativi per il successo del progetto. Esso può essere replicato in altri villaggi e città. La compagnia Solarcomplex AG è già stata coinvolta in progetti simili nel sud della Germania.

(vii) Contatti:

Immendingen an der Donauversinkung
Mayor Helmut Mahler
Schloßplatz 2
78194 Immendingen
Germany

Tel: +49 (0)7462 24-242
Fax: +49 (0)7462 24-224
E-Mail: helmut.mahler@immendingen.de
Sito web: www.immendingen.de
www.bioenergiedorf-mauenheim.de

Per maggiori informazioni consultare:
http://bioenergiedorf-mauenheim.de/media/Infomappe%20Mauenheim-Englisch.pdf

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 7

Teleriscaldamento a legna e cogenerazione aumentano la sicurezza energetica in aree di montagna

TCVVV S.p.A. e le Municipalità di Tirano, S.Caterina Valfurva e Sondalo in Lombardia, Italia.

(i) Sintesi

Una partnership pubblico-privata ha deciso di usare risorse e scarti di origine forestale per alimentare un sistema di teleriscaldamento. La compagnia, Teleriscaldamento Cogenerazione Valtellina Valchiavenna Valcamonica S.p.a. (TCVVV S.p.A.), rappresenta un'iniziativa di cooperazione che beneficia i residenti e le aziende all'interno di tre municipalità - Tirano, S.Caterina Valfurla, Sondalo – con tre diversi impianti situati nell'area montana della Regione Lombardia, in Italia. La TCVVV ha installato un totale di 42 megawatt termici (MWth) di caldaie alimentate a legna, un impianto di cogenerazione per energia elettrica (1,1 MWe) e più di 50 chilometri (km) di rete di teleriscaldamento, nelle tre municipalità. L'impianto di Tirano è il più importante e viene anche utilizzato per iniziative educative e di aggiornamento.

Il distretto rappresenta un ottimo esempio di Pianificazione Bio-energetica Integrata (PBI) a livello regionale perché coinvolge più municipalità che condividono lo stesso approccio per la produzione e distribuzione di energia.

L'impianto di Tirano. Fonte: http://www.teleriscaldamento.valtline.it/tirano

(ii) Contesto

a) Italia: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 294.140 chilometri quadrati (km²) • 47% superficie agricola (2007) • 35% superficie forestale (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2*
Popolazione	• 59.375.289 abitanti (2007) • 202 abitanti per km² (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator*

Dati economici	• 25.500 PIL pro capite in PPS (potere d'acquisto standard) (2008) • -1,3% di crescita reale del PIL pro capite (2008) *Maggio 2010:* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/*
Dati energetici	• 186 Mtep lorde di consumo energetico (2006) • 27,05 Mtep totali di produzione di energia primaria (2006), delle quali il 45% da energie rinnovabili (ER) • 86,8% di dipendenza energetica (Importazione netta di energia / Consumo lordo) (2006) • 12,2 Mtep di produzione di energia primaria da ER (2006), delle quali il 31% da biomassa e rifiuti *Maggio 2010:* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

b) Situazione bio-energetica nazionale, politiche, strategie e valutazioni

- Politiche per il controllo dell'inquinamento atmosferico e del cambiamento climatico rimangono una sfida in Italia. Il paese si sta spostando dall'uso di incentivi fissi per le energie rinnovabili (ER) verso uno schema di quote minime obbligatorie più orientato al mercato che prevede l'utilizzo di certificati verdi[31]. In Italia l'energia elettrica da fonti rinnovabili (FER) è promossa principalmente attraverso un sistema di quote (certificati verdi) che obbliga tutti i produttori e gli importatori di elettricità a generare una certa quota da FER o a comprare una certa quantità di certificati verdi.
- Il Parlamento Italiano iniziò a legiferare sulle FER nel 1982 con la Legge sulle Fonti Energetiche Efficienti e Rinnovabili, Legge 308/82[32] [33].
- La Legge Finanziaria[34] L 244/07 (Articolo 2, paragrafi da 143 a 176) ha introdotto cambiamenti fondamentali nella promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili (FER) e nella sua immissione in rete[35]. Tutto questo è stato possibile grazie al *Decreto Legislativo No. 79* (DL 79/99) "Decreto Bersani" del Marzo 1999[36] che ha definito le regole comuni del singolo mercato dell'elettricità. Il decreto rappresenta anche la base legale per la promozione delle ER attraverso il sistema delle quote. Esso stipula che i produttori e gli importatori dovrebbero immettere una certa quota di elettricità da fonti rinnovabili nella rete a partire dal 2001. Il *Decreto Legislativo* DL 387/03[37] del 2003 promuove l'elettricità prodotta da FER nel mercato elettrico interno creando un quadro di base per la promozione delle ER e stabilendo l'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e l'efficienza negli usi finali dell'energia.
- La complessità dei vari requisiti legali e delle procedure è uno degli ostacoli principali alla diffusione di progetti sulle ER. Le linee guida nazionali quali il DL387/03 (per recepire la Direttiva CE 2001/77/CE e la Direttiva CE 28/2009/EC) creano una proliferazione di differenti interpretazioni e chiare istruzioni obbligatorie tardano ad essere fornite. Un accordo bipartisan circa le opportunità politiche sulla sostenibilità ambientale e sulle politiche di incentivazione delle FER è ancora qualcosa che in Italia manca.

c) Situazione bio-energetica nazionale, politiche, strategie e valutazioni - Lombardia

- Le Regioni hanno la possibilità di legiferare sulle ER senza che vi sia una linea politica nazionale che unifichi gli approcci e fornisca chiare linee guida.
- Il Piano Energetico Regionale della Lombardia si è concentrato sullo sviluppo delle energie rinnovabili (ER) per fornire un contributo strategico al bilancio energetico regionale. La fornitura di energia in aree rurali e remote della Lombardia può essere assolta completamente attraverso FER (comunità a ER al 100%). Dato che l'indipendenza energetica e lo sviluppo rurale sono connesse serve allora un approccio coerente tra l'Azione Energetica e i Piani di Sviluppo Rurale. Le iniziative bio-energetiche sostenibili a livello regionale devono essere integrate con la gestione delle foreste, l'agricoltura tradizionale e l'allevamento.

31 http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/italy2003.pdf
32 http://www.planbleu.org/publications/atelier_energie/IT_National_Study_Final.pdf
33 http://ec.europa.eu/environment/pdf/policy/italy.pdf
34 http://www.wfw.com/Publications/Publication459/$FILE/Italy's%20Green%20Certificates%20Regime%202008.pdf
35 http://www.parlamento.it/parlam/leggi/07244l.pdf
36 http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/testi/99079dl.htm
37 http://www.ambientediritto.it/Legislazione/Energia/2003/dlgs%202003%20n.387.htm

- Il *Regolamento per la Riorganizzazione del Settore Energetico*[38] del 2004 richiedeva lo sviluppo di Piani Energetici Regionali (PER) e definiva i diritti e i doveri dello Stato circa l'energia rinnovabile e stabiliva le regole sui combustibili fossili[39]. Lo Stato Italiano ha devoluto la materia alle Regioni italiane proprio attraverso questo Regolamento. Le Regioni italiane hanno ricevuto l'autorità per promuovere l'efficienza energetica e le fonti energetiche rinnovabili[40].
- L'attuazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti a FER a livello regionale, provinciale e comunale crea difficoltà amministrative e incertezza per gli ideatori e attuatori di progetti in tal senso. Inoltre non tutte le Regioni hanno adottato gli strumenti di pianificazione (PER – PEAR) per supportare la pianificazione energetica rinnovabile.
- I Piani Energetici Locali[41] Legge No. 10/91, Pianificazione Generale delle Città[42] richiede alle comunità con più di 50.000 abitanti di creare piani energetici locali con enfasi sulle fonti energetiche rinnovabili e la cogenerazione calore-energia (CHP). Sfortunatamente pochi di questi piani sono stati effettivamente sviluppati a parte alcune eccezioni come Roma e Torino e in alcune città minori quali Padova e Rovigo. La legge richiede anche a tutti i comuni italiani di quantificare la spesa energetica e di sviluppare piani che aiutino a ridurla.
- Raggiungere un accordo territoriale su uno sviluppo corretto, integrato e sostenibile delle fonti energetiche rinnovabili e i relativi impianti è davvero molto difficile.
- La 'Misura sulla Biomassa' contenuta nel piano fornisce importanti linee guida per lo sviluppo bio-energetico. Essa richiede un solido utilizzo energetico della biomassa per far sì che vengano usati principalmente gli scarti dell'industria del legno piuttosto che i rifiuti verdi urbani e che il legno provenga principalmente dall'area locale regionale (Quote più alte di materia organica di origine non regionale sono permesse per la produzione di bio-combustibili). La Misura suggerisce anche che la pianificazione energetica sulla biomassa debba considerare la distribuzione delle risorse nei diversi territori. Ciò significa, ad esempio, promuovere l'uso di legna da foresta e scarti legnosi nelle aree di montagna e di biogas nelle stalle della valle del Po per ottimizzare la gestione della produzione bio-energetica. All'interno della Misura sulla Biomassa del PAE sono incoraggiate 4 azioni:
  - Uso di biomassa solida per il riscaldamento domestico
  - Uso di biomassa solida e di scarti legnosi per il teleriscaldamento
  - Sviluppo del biogas dagli scarti animali
  - Sviluppo dei bio-combustibili

(iii) Descrizione del progetto

Contesto locale

La Valtellina, Valchiavenna e Valcamonica sono valli montane localizzate in provincia di Sondrio, dove l'area montana copre circa il 75% della superficie totale.

Fasi iniziali e stakeholder coinvolti

La visione e gli accordi iniziali tra le municipalità di Tirano, Sondalo, S. Caterina Valfurva e la Comunità Montana dell'Alta Valtellina sono stati un aspetto cruciale per stabilire questa impresa bio-energetica. Dopo una lunga discussione è stata creata una compagnia con lo scopo specifico di produrre bio-energia da legno per gli impianti di teleriscaldamento. La Teleriscaldamento Cogenerazione Valtellina Valchiavenna Valcamonica S.p.a. (TCVVV) è sorta nel 1997 come azienda pubblico-privata per promuovere lo sviluppo delle ER nelle aree montane della Lombardia.

Gli azionisti della TCVVV sono per lo più consumatori locali che utilizzano gli impianti. Ci sono più di 300 azionisti, incluse le municipalità di Sondalo e Tirano, residenti e utilizzatori finali, banche, forestali e industrie del legno locali. Il capitale societario ammonta a più di 8 milioni di € e a Maggio del 2010 il valore delle azioni era pari a 7,20 € (4€ nel 1998).

38 http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=pm&id=3557&action=detail
39 http://res-legal.eu/en/search-for-countries/italy/legal-source/land/italien/instrument/387/ueberblick/rechtsquelle.html?bmu%5BlastPid%5D=100&cHash=e6f3f93c69
40 More information, in English, on the region of Lombardy is available at: http://www.consiglio.regione.lombardia.it/web/crl/Home?p_p_id=3&p_p_action=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&p_p_col_id=&p_p_col_pos=0&p_p_col_count=0&_3_struts_action=%2Fsearch%2Fsearch&_3_keywords=energia+legislazione&_3_and_operator=true&cur=2
41 http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=pm&id=1535&action=detail
42 http://www.isitgrosseto.com/public/energia_doc/biomassa/CATTANEO/MATERIALE%20LEZIONI%20BIOMASSA/Altener%202002.pdf

Usi energetici

La TCVVV sta operando attualmente in tre municipalità:
- Tirano (8.766 abitanti, popolazione servita: 7.350);
- Sondalo (5.217 abitanti, popolazione servita: 4.130);
- S. Caterina Valfurva (270 abitanti che diventano 2.000 durante la stagione turistica)

La TCVVV e le municipalità hanno siglato un accordo che promuove incontri periodici tra i Sindaci, che incentiva l'uso delle risorse forestali locali (5% dell'incremento netto annuale) e un meccanismo che fissi le tariffe per gli utilizzatori finali.

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione di biomassa / offerta per tipologia (materia prima):** il totale di biomassa (legno e scarti legnosi) usata per la produzione di energia nel 2008 è stata pari a circa 39.500 tonnellate. La biomassa usata nel 2008 aveva la provenienza indicata di seguito:
  - Industria del legno: 31.833 tonnellate (80,6%)
  - Gestione foresale: 4.544 tonnellate (11,5%)
  - Potature verdi urbane: 581 tonnellate (1,5%)
  - Ceduazione a turno breve (SRF): 2.557 tonnellate (6,5%)
- **Domanda / uso:** la TCVVV ha installato caldaie a legna per una potenza totale di 42 MWth. L'intero impianto di teleriscaldamento copre 53 km e il totale dell'acqua calda inviata ai clienti ammonta a circa 3 milioni di metri cubi all'anno. La dotazione bio-energetica installata in ogni sito include:
  - Tirano:
    - 3 caldaie - 20 MWth totali installati
    - Impianto di cogenerazione: 1,1 MWe
    - Lunghezza rete di teleriscaldamento: 31,2 km
    - Numero di clienti connessi: 691
  - Sondalo:
    - 2 caldaie - 10MWth totali installati
    - Lunghezza rete di teleriscaldamento: 18,3 km
    - Numero di clienti connessi: 361
  - S.Caterina Valfurla:
    - 2 caldaie - 12 MWth totali installati
    - Lunghezza rete di teleriscaldamento: 3,6 km
    - Numero di clienti connessi: 38
- **Utilizzatori finali:** circa 1.100 clienti (privati e aziende) sono connessi ai tre sistemi di teleriscaldamento.
- **Costo / finanziamento / impatto finanziario:** l'importo necessario è stato raggiunto attraverso stakeholder locali e prestiti da banche locali, unitamente agli incentivi dalla Regione Lombardia. La compagnia ha investito circa 50 milioni di € di impianti in questa regione. Il costo del capitale rimane il problema principale.
- **Impatto economico / numero posti di lavoro creati:**
  - Tali sistemi di teleriscaldamento rimpiazzano un totale di 7.230.000 litri di gas, petrolio e gasolio, riducendo così una spesa di 9 milioni di euro (prezzi del 2007) per i combustibili fossili contro un costo della biomassa di circa solo 2 milioni di €. Gli utilizzatori finali di energia risparmiano una media del 30% sulla loro bolletta per il riscaldamento.
  - La TCVVV e una compagnia per la manutenzione degli impianti completamente controllata danno lavoro a 6 persone. E' difficile stimare i posti di lavoro creati dall'indotto (ad es. per la fornitura di biomassa legnosa).
- **Altri importanti indicatori a livello locale (per esempio ambientali):**
  - Le emissioni di gas serra da combustibili fossili evitate sono state stimate essere pari a 21.000 tCO_2eq. per anno nelle tre municipalità. L'uso di scarti legnosi riduce anche il bisogno di spazio in discarica.

(v) Risultati

Il sistema segna un incremento ogni anno: dai 43.882 MWh del 2006-2007 si è passati ai 55.372 MWh del 2007-2008 (con un incremento del 26%). Nel 2008 il fatturato è stato pari a più di 5,5 milioni di euro (con un incremento del 30% rispetto al 2007). Mentre tutto questo dimostra la fattibilità di tali progetti, rimane comunque cruciale il problema del costo del denaro per effettuare l'investimento.

L'energia elettrica prodotta nel 2007-08 è stata pari a 7.911.030 kWh, dei quali il 64% è stato venduto e il 36% è stato usato dall'impianto stesso. Il fatturato derivante dall'energia elettrica venduta è stato pari a 416.400€. In aggiunta a tale importo sono stati ottenuti certificati verdi per altri 647.600€. Il valore totale dell'energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione è stato pari a 1.308.000€.

La natura distribuita del sistema ha promosso la sicurezza e la resilienza energetica della comunità. Oggi la Compagnia sta promuovendo la costruzione di un impianto fotovoltaico (35 kW) e di un impianto a biogas (650 kW). Il primo localizzato nella centrale di Tirano e il secondo gestito da una diversa compagnia (BEV S.r.l.), formata da agricoltori e dalla TCVVV.

Una volta all'anno Tirano ospita lezioni sul sito per il corso di laurea specialistica in energia rinnovabile del Politecnico di Milano. Queste moderne caldaie a legna e l'impianto di cogenerazione sono spesso citate in programmi televisivi e su altri mezzi di informazione per promuovere l'uso delle bio-energie e per aumentare la coscienza pubblica sull'efficienza energetica e le energie rinnovabili. L'impianto bio-energetico di Tirano è stato più volte visitato da molte delegazioni regionali e extra-regionali.

(vi) Lezioni imparate

L'esperienza della TCVVV dimostra il valore che si ottiene attuando un sistema energetico decentralizzato. La dimensione locale – usando risorse locali, con proprietari locali e utenti finali locali – stabilisce un modello molto utile ad uno sviluppo sostenibile. Creare un gruppo di municipalità con il ruolo di promotori iniziale per creare in seguito una vera e propria compagnia è stato un passo fondamentale per lo sviluppo di un progetto di successo.

Durante l'attuazione dei progetti è diventato chiaro che una buona pianificazione è la chiave del successo per lo sviluppo di distretti di teleriscaldamento. Ciò richiede un buon grado di dettaglio in fase di pianificazione anche considerando la necessità di stimolare il settore forestale ad un maggior interesse verso la selvicoltura e a siglare accordi per la vendita del legno. Bisogna anche includere un calcolo dei rischi e dei benefici considerando le risorse legnose potenziali disponibili in seguito ad incendi o a danni alle foreste derivanti dalle valanghe.

Una stretta relazione con la comunità tecnica e scientifica a livello regionale e nazionale è un altro fattore critico per fornire credibilità tecnica al progetto. La centrale di Tirano è ora usata come centro dimostrativo e di aggiornamento sulle energie rinnovabili e la bio-energia in particolare. Ciò assicura un continuo interesse nel progetto e apre la TCVVV a sviluppi bio-energetici futuri.

(vii) Contatti

Teleriscaldamento Coogenerazione Valtellina Valchiavenna Valcamonica S.p.a. (TCVVV)
Walter Righini
Via Polveriera, 50
23037 Tirano (SO)
Italy

Tel.: +39 0342 706 278
Fax: +39 0342 711 973
E-mail: info@tcvvv.it
Sito web: www.tcvvv.it
www.teleriscaldamento.valtline.it

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 8

Produzione di elettricità da biogas nell'impianto di depurazione delle acque di Psittalia

Psittalia, Atene, Grecia

(i) Sintesi

L'uso di biogas derivante dai digestori nell'impianto di trattamento delle acque di scolo di Psittalia, nell'area di Atene (primo progetto di questo tipo in Grecia), ha contemporaneamente ridotto le emissioni di gas sera e il costo energetico della depurazione delle acque. Una produzione di 7.14 megawatt (MWe) di energia elettrica è sufficiente per gestire l'intero impianto e per immettere ciò che resta nella rete elettrica locale. Il progetto è stato un successo e si stanno pianificando altre opportunità di sviluppo. Il progetto mira a massimizzare il valore energetico del biogas prodotto dal trattamento delle acque che giornalmente provengono dalla città di Atene (4 milioni di abitanti), facendo ciò si ottengono benefici ambientali ed economici.

Impianto per il trattamento delle acque, Psittalia.
Source: http://www.eydap.gr

(ii) Contesto

a) Grecia: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 128.900 chilometri quadrati (km^2) • 64% superficie agricola (2007) • 30% superficie forestale (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2*
Popolazione	• 11.192.763 abitanti (2007) • 86,8 abitanti per km^2 (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator*
Dati economici	• 23.600 PIL pro capite in PPS (potere d'acquisto standard) (2008) • 2,0% di crescita reale del PIL pro capite (2008) *Maggio 2010:* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/*
Dati energetici	• 31, Mtep lorde di consumo energetico (2006) • 10 Mtep totali di produzione di energia primaria (2006), delle quali il 18% da energie rinnovabili (ER) • 72% di dipendenza energetica (Importazione netta di energia / Consumo lordo) (2006) • 1,8 Mtep di produzione di energia primaria da ER (2006), delle quali il 56 % da biomassa e rifiuti *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

b) Situazione bio-energetica nazionale, politiche, strategie e valutazioni

- L'obiettivo per l'elettricità da energie rinnovabili (FER-E) che deve essere raggiunto dalla Grecia secondo gli accordi formalizzati nella Direttiva UE è pari al 20,1% del consumo elettrico lordo per l'anno 2010. L'obiettivo nazionale per i bio-combustibili è stato posto al 5.57% entro il 2010. Questi obiettivi nazionali sono in linea con quelli stabiliti dall'UE[43].
- La Grecia è impegnata ad incrementare la produzione combinata di calore ed energia da biomassa e a sostituire un consistente quantitativo di benzina e gasolio con bio-combustibili liquidi. Il mercato bio-energetico in Grecia ha visto una crescita rilevante in seguito ad una serie di incentivi introdotti nel 1994, 1998, 2005 e 2007. Comunque rimane altissimo il potenziale da sfruttare e fattori tecnici e non ostacolano ulteriori sviluppi commerciali.
- La legge 2773/99 sulla *"Liberalizzazione del Mercato Elettrico – Regolamento sulle Politiche Energetiche e altre Disposizioni"* costituisce il contesto legale di base[44]. Secondo questa legge, due compagnie – L'Autorità Regolatrice per l'Energia (RAE) e l'Operatore Ellenico del Sistema di Trasmissione (HTSO S.A.) sono state costituite[45] per dare forma al mercato libero dell'energia. Tra le sue competenze la RAE formula suggerimenti al Ministero dello Sviluppo su tematiche circa le autorizzazioni per la produzione di energia e svolge un ruolo di monitoraggio sull'attuazione di progetti riguardanti le ER, fornendo rapporti trimestrali e valutazioni. Oltre a queste anche il Centro per le Fonti Energetiche Rinnovabili (CRES) svolge un ruolo di attore-chiave istituzionale.
- Molte disposizioni chiave della Legge 773/99, modificate da Leggi recenti quali la 3468/2006[46], riguardano le rinnovabili: obbligo del TSO a garantire un accesso prioritario ad installazioni che producono energia elettrica da FER e obbligo per ogni produttore di elettricità da FER ad essere soggetto ad uno speciale carico di reciprocità. La *Legge No. 3468/2006 Generazione di Elettricità usando Fonti Energetiche Rinnovabili e Alta-Efficienza nella Cogenerazione Elettricità-Calore e Disposizioni Varie*[47] promuove esclusivamente le ER[48].
- Il potenziale nazionale per l'utilizzo di biomasse è stato parzialmente studiato. Con un finanziamento dal 2° e 3° programma quadro, il CRES ha creato la base per la valutazione del potenziale tecnico ed economico attraverso la raccolta e l'organizzazione dei dati statistici esistenti e lo sviluppo di idonei strumenti informatici e con l'utilizzo di affidabili modelli energetici. Tale attività non è stata completata e le azioni mancanti includono l'organizzazione dei dati raccolti, il loro vaglio da parte di più organizzazioni nazionali e la ricerca di specifici parametri tecnici.
- E' stato sviluppato un Sistema Informativo Geografico e Statistico per valutare il potenziale di biomassa. In questo sistema tutte le mappe sono disponibili interattivamente.
- Esiste una serie di politiche nazionali per lo sviluppo delle biomasse. Le politiche attuali fissano obiettivi per la bio-elettricità e la bio-cogenerazione calore-energia (CHP) per favorire gli investimenti finalizzati ad incrementare l'elettricità da FER, l'introduzione di bio-carburanti per il trasporto e per supportare impianti innovativi per la produzione di biodiesel e bioetanolo.
- Si sta preparando un piano d'azione complessivo (BAP). I principali attori coinvolti nello sviluppo del BAP sono il Ministero dello Sviluppo, il Ministero dell'Agricoltura e il CRES.

(iii) Descrizione del progetto

Prime fasi

Una buona opportunità per le bio-energie in Grecia è rappresentata dall'utilizzo del biogas prodotto negli impianti di trattamento acque. Una parte del biogas prodotto è utilizzato per fornire il calore necessario durante il processo di trattamento biologico mentre la quota restante è utilizzato in un impianto di cogenerazione calore-energia (CHP). Un esempio di tale sistema è l'impianto CHP a biogas operante nell'impianto per il trattamento delle acque di Psittalia (WWTP), che è stato il primo impianto energetico del suo genere in Grecia. La proprietà dell'impianto appartiene alla Compagnia per la Gestione delle Acque e degli Scoli di Atene (EYDAP SA), la seconda più grande compagnia operante nel settore in Grecia.

43 http://ec.europa.eu/environment/pdf/policy/greece.pdf
44 http://www.ieawind.org/AnnualReports_PDF/2004/115-124%20Greece.pdf
45 http://www.ieawind.org/AnnualReports_PDF/2004/115-124%20Greece.pdf
46 http://www.odyssee-indicators.org/publications/country_profiles_PDF/grc.pdf
47 http://res-legal.eu/en/search-for-countries/greece/legal-source/land/griechenland/instrument/287/ueberblick/rechtsquelle.html?bmu%5BlastPid%5D=9&bmu%5BlastShow%5D=6&cHash=a55623c111
48 http://www.ypan.gr/docs/LAW_3468-2006__RES.doc

La EYDAP è stata fondata nel 1980 tramite la Legge 1068/1980 in seguito alla fusione della Compagnia Ellenica delle Acque (E.E.Y.) e l'Organizzazione per le Acque di Scolo di Atene (O.A.P.). La EYDAP è una compagnia pubblico-privata con la seguente composizione azionaria (2005): Stato Greco (61%); Banca Greca dell'Agricoltura (10%); soggetti legali (nazionali ed esteri) (12%); azionisti privati (17%). LA EYDAP ricopre attualmente il ruolo di compagnia di servizi che opera per il beneficio sociale e che contribuisce alla sostenibilità della risorsa acqua e più in generale alla protezione dell'ambiente. In anni recenti la EYDAP ha diversificato i suoi servizi e fornisce anche:

- Energia (gas naturale; progetti termo-elettrici; progetti idro-elettrici)
- Telecomunicazioni e servizi di consulenza

Tale diversificazione ha aperto la EYDAP SA allo sviluppo di impianti energetici quale quello che usa il biogas prodotto dal digestore di liquami presente a Psittalia. Tale impianto è localizzato su una piccola isola a 1.500 metri dalla linea di costa e fornisce il servizio di gestione delle acque di scolo alla città di Atene, capitale della Grecia.

L'idea di base

La costruzione del WWTP inizio nel 1983 quando fu deciso di trasferire e trattare tutte le acque di scolo del bacino di raccolta di Atene sull'isola di Psittalia. I liquami di Atene vengono dapprima trattati (selezione e filtrazione) nell'impianto di Akrokeramos ed in seguito inviati tramite un sifone inverso (sott'acqua) all'impianto sull'isola di Psittalia, dove vengono sottoposti al trattamento principale.

Nel 2001 entrò in funzione un primo impianto CHP che utilizzava il biogas prodotto durante il trattamento delle acque. I 7,14 MW generati compensavano la richiesta di energia dell'impianto di depurazione e l'eccesso di energia elettrica veniva venduto alla Compagnia Ellenica Pubblica per l'Energia.

Fasi del processo

Le fasi dell'impianto per il trattamento dei liquami sono:

- Selezione e filtrazione dei liquami (procedura in opera nell'impianto di Akrokeramos)
- Deposito primario dei liquami (con un tasso di rimozione medio del 63% per i solidi sospesi e del 38% per il carico organico), rimozione dei fanghi, pre-consolidamento, digestione anaerobica dei fanghi, post-consolidamento e disidratazione (procedure in opera sull'isola di Psittalia)
- Eliminazione in mare delle acque di scolo trattate attraverso tubi subacquei
- Eliminazione dei fanghi deidratati nella discarica speciale di Ano Liosia.

Il biogas è bruciato in speciali turbine per la produzione di energia elettrica e il calore associato dei gas combusti e del circuito di raffreddamento delle turbine è usato per riscaldare i fanghi (all'interno dei digestori) e per asciugare il prodotto finale.

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione di biomassa / offerta per tipologia (materia prima):** le acque di scolo e i liquami – giornalmente sono trattati 750.000 metri cubi (m^3) di acque dalla città di Atene (4 milioni di abitanti). Capacità nominale giornaliera di 1.000.000 m^3. Una volta completa l'intero impianto si stima una produzione di biogas di 72. 000 Nm^3/giorno che rappresentano un potenziale energetico produttivo di 64 GWh di energia all'anno.
- **Domanda / uso:** il primo impianto CHP produceva 37 GWh di elettricità per anno (7.14 MW di potenza di picco). Circa 16 milioni di kWh venivano utilizzati in loco per le esigenze energetiche dell'impianto di depurazione (coprendo completamente il fabbisogno) e il resto veniva venduto alla Compagnia Ellenica Pubblica per l'Energia.
- **Numero di attori coinvolti / catena degli stakeholder:** la EYDAP SA è la proprietaria dell'intero impianto di depurazione.
- **Utilizzatori finali:** il calore e l'elettricità prodotta copre il fabbisogno energetico del WWTP, l'eccesso di elettricità prodotta viene venduta ad utenti esterni all'impianto.
- **Impatto economico / numero posti di lavoro creati:** nuovi posti di lavoro creati in loco e vendita del surplus di energia elettrica.
- **Costo / finanziamento / impatto finanziario:** il costo di investimento totale non è disponibile.

- **Altri importanti indicatori a livello locale:**
  - **Impatto ambientale:** i benefici ambientali derivanti dal progetto sono rilevanti in termini di riduzione delle emissioni. Le emissioni giornaliere di metano (CH_4) sono state ridotte da 20.000 m^3 a 0,2 m^3, il monossido di carbonio (CO) è mantenuto al di sotto dei 650 mg/m^3 e gli NOx (ossidi di azoto) sotto i 500 mg/m^3. Oltre alla riduzione o annullamento delle emissioni si ha anche un'importante riduzione del volume dei rifiuti solidi poiché la separazione dell'acqua e la disidratazione dei fanghi riducono il volume dell'80%.

(v) Risultati

Attualmente i fanghi rimanenti vengono depositati nella principale discarica di Atene a Liosia che sta fronteggiando grossi problemi di capacità di stoccaggio.

La riduzione del carico organico delle acque trattate e re-immesse in mare sta aiutando la baia di Saronicos a tornare gradualmente un posto più sicuro per la pesca e le attività ricreative per i cittadini dell'Attica. Questo fa sì che si abbia un impatto positivo su altri parametri economici che erano negativamente influenzati dallo smaltimento incontrollato delle acque di scolo.

Il costo del servizio per le acque chiare e di scolo per la popolazione di Atene, anche dopo aver realizzato gli impianti descritti, rimane più basso rispetto alla media europea. L'iniziale progetto da 7,14 MWe è stato un successo e nel 2001 un impianto aggiuntivo da 4,25 MWe è stato realizzato in seguito all'allargamento del Psittalia WWTP e del Metamorphosi WWTP.

La costruzione di un'unità aggiuntiva alimentata a biogas per generare ulteriori 12,9 MW elettrici è stata realizzata nel 2009. Questa potenza addizionale va a coprire il fabbisogno energetico dovuto all'ampliamento dell'impianto di depurazione e dei bisogni termici dell'unità di disidratazione dei fanghi così come fornisce maggior elettricità per la vendita fuori impianto.

(vi) Lezioni imparate

Durante la fase di progettazione e costruzione sono emerse una serie di problematiche. Inoltre questo è stato il primo impianto del suo genere in Grecia e la potenza nominale installata era piuttosto significativa fin dall'inizio. Il personale dell'EYDAP ha viaggiato all'estero nel Regno Unito e in Danimarca per ricavare conoscenze utili da impianti simili già esistenti.

(vii) Contatti

EYDAP S.A. - Athens Water Supply and Sewerage Company
156, Oropou Str.
GR - 11146 Athens
Greece

Tel.: +30 210 214 40 56
Fax: +30 210 214 41 59
E-mail: grammateia@eydap.gr
Sito web: www.eydap.gr
www.eydap.gr/index.asp?a_id=358

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 9

Impianto di teleriscaldamento a biomassa legnosa in Autun

Consiglio comunale di Autun, Borgogna, Francia

(i) Sintesi

La necessità di rinnovare il sistema di riscaldamento del distretto ha spinto il Consiglio Comunale di Autun a passare all'utilizzo di fonti energetiche locali e più sostenibili. In collaborazione con un numero di compagnie che forniscono o provvedono alla spedizione del materiale e con la produzione di energia ad opera della azienda cittadina che si occupa del riscaldamento, il Consiglio ha effettuato un investimento in una caldaia alimentata a legno. Lo scopo dell'iniziativa era quello di dimostrare la fattibilità e affidabilità di questa tecnologia e del legno come combustibile e dei benefici derivanti per la comunità. Ad oggi il 70% della domanda urbana di calore è soddisfatta da questo impianto

(ii) Contesto

a) Francia: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 547.660 chilometri quadrati (km^2) • 53,7% superficie agricola (2007) • 28,5% superficie forestale (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2*
Popolazione	• 61.938.464 abitanti (2007) • abitanti per km^2 (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator*
Dati economici	• 108,0 PIL in US $ pro capite in PPS (potere d'acquisto standard) (EU-27 = 100) (2008) • 0,4% di crescita reale del PIL pro capite (2008) *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010 http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/*
Dati energetici	• 273 Mtep lorde di consumo energetico (2006) • 135 Mtep totali di produzione di energia primaria (2006), delle quali il 13% da energie rinnovabili (ER) • 51% di dipendenza energetica (2006) • 18 Mtep di produzione di energia primaria da ER (2006), delle quali il 70 % da biomassa e rifiuti *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

b) Situazione bio-energetica nazionale, politiche, strategie e valutazioni

- La Francia ha come obiettivi nazionali vincolanti l'incremento di FER dal 10,3% al 23%[49] [50] entro il 2020. In Francia l'elettricità da fonti rinnovabili è promossa in termini di legge da tariffe incentivanti e detrazioni fiscali. A livello regionale l'energia rinnovabile è promossa attraverso sussidi[51]. In tale contesto la programmazione di politiche si rivolge all'ottenere quattro obiettivi principali: *i)* incremento della consapevolezza del settore industriale e agricolo nei confronti dell'effetto serra, *ii)* incoraggiare una miglior fase decisionale tramite i consumatori di energia, *iii)* supportare le opzioni energetiche più innovative e iv) assistere lo sviluppo di nuove tecnologie energetiche attraverso la leva della ricerca e sviluppo[52].

49 http://www.developpement-durable.gouv.fr/8-energies-renouvelables.html
50 http://ec.europa.eu/environment/pdf/policy/france.pdf
51 http://res-legal.eu/en/search-for-countries/france.html
52 http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/france.pdf

- A livello nazionale il Grenelle Environment[53] agisce per confermare la volontà della Francia di ridurre le sue emissioni di gas serra e di promuovere lo sviluppo delle ER eoliche, fotovoltaiche (PV) ed idroelettriche.
- Una misura che ha operato all'interno del quadro del Grenelle Environment è il *Fonds Chaleur*[54]. Dal Novembre 2008 il Fonds Chaleur incoraggia imprese e comunità a sviluppare la produzione di calore da nuove fonti energetiche (biomasse, geotermico, biogas, solare)[55] [56].
- La Francia ha una solida base per l'uso della bio-energia. Circa il 7% della domanda energetica nazionale è coperta da fonti energetiche rinnovabili (FER). La FER più importante è l'idroelettrico, la seconda e la terza sono rispettivamente, i rifiuti organici (1.671 Gigawattora - GWh) e la biomassa solida (1.371 GWh).
- Vi sono ampie risorse di biomassa sia nell'area potenziale della biomassa solida (15,6 milioni di ettari [ha] nelle foreste) sia nelle aree agricole (32 milioni di ha in agricoltura con il 62% di cereali, grandi colture e foraggiere).
- Una valutazione della disponibilità fisica delle risorse è stata effettuata solo a livello nazionale. La disponibilità tecnica ed economica di biomassa è stata valutata a livello regionale in studi e inchieste che prevedevano prove in scala reale o valutazioni sugli attuali costi di mobilizzazione.
- Al momento non è stata comunque sviluppata una strategia nazionale totalmente integrata per la promozione della bio-energia (che includa obiettivi strategici, definisca una strategia globale e le relative misure e attività per realizzarla).
- I nuovi obiettivi francesi per le FER sono stati definiti durante il "Grenelle de l'Environnement" nel 2007 con lo scopo di raggiungere gli obiettivi europei entro il 2020. In termini di biomassa la previsione è di produrre ulteriori 3,3 Mtep di bio-combustibili che rappresentano dai 2,5 ai 3 milioni di ha di foresta e 3,25 milioni di legname per caldaie domestiche a legna. Tali obiettivi rappresentano 7,5 Mtep addizionali di biomassa che sono 9 Mtep di energia primaria da biomassa. Questi obiettivi permetterebbero inoltre di ottenere una produzione di bio-energia da rifiuti organici che rispetti i principi di gerarchia del trattamento dei rifiuti. La priorità viene infatti data alla prevenzione, al riuso, al riciclo e alla valorizzazione della materia prima. Gli obiettivi sono piuttosto ambiziosi e richiederanno un monitoraggio per valutare l'evoluzione dei costi di produzione e per adattare gli schemi di supporto.
- Nel Gennaio 2006 la Francia ha pubblicato un memorandum per rilanciare la *"Politica energetica europea in una prospettiva di sviluppo sostenibile"*. Questo include delle necessità di politiche energetiche integrate (in particolare attraverso una maggior analisi delle conseguenze rispetto alla fornitura e domanda di energia).
- Piano d'azione per il calore, l'elettricità e i bio-combustibili con collegamenti agli obiettivi nazionali che offre una chiara indicazione e un programma di attività concrete per realizzare gli obiettivi:
  - Processo di consultazione "Grenelle de l'Environnement" per definire gli obiettivi e le misure per conformarsi agli obiettivi 2020 per le FER;
  - Preparazione di una nuova legge "Grenelle Law" che traduca le proposte adottate dall'assemblea nazionale durante l'estate del 2008.
- Un piano d'azione complessivo per le biomasse (BAP) è in fase di sviluppo e sarà pronto per l'inizio della discussione di Grenelle. Il progetto si conforma alle richieste EU. Durante Grenelle erano stati coinvolti importanti stakeholder in diverse fasi.
- Complessivamente il processo di definizione del BAP nazionale segue un approccio dall'alto al basso piuttosto che dal basso all'alto. I principali strumenti di supporto nazionali per la promozione delle bio-energie sono stati piazzati. Misure chiave scelte per promuovere le bio-energie sono:
  - Sistema di tariffe incentivanti (legge sull'elettricità verde);
  - Incentivi nella tassazione per le imprese;
  - Crediti di tassazione per l'acquisto individuale di efficienti caldaie o boiler a biomassa;
  - Appalti per grossi impianti di cogenerazione;
  - Sussidi pubblici per attrezzature bio-energetiche;
  - Regolamento per i crediti di carbonio per grandi impianti;
  - Certificati di risparmio energetico da poter usare per finanziare progetti sulle biomasse.

c) Situazione bio-energetica regionale, politiche, strategie e valutazioni - Borgogna

- Superficie totale in Borgogna: 31.600 km^2, che equivalgono al 6% della superficie totale francese. La Borgogna possiede circa 9.000 km^2 (1/3) di foreste e il 60% di superficie agricola.

53 http://www.gouvernement.fr/gouvernement/les-mesures-phares-du-grenelle-i
54 http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/100426_8fiches_ok_bd.pdf
55 http://www.sequovia.com/actualites/3773-inauguration-de-la-premiere-realisation-biomasse-financee-par-le-fonds-chaleur.html
56 A Development Plan for Renewable Energies is available from: http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/rapport_final_comop_10-2-2.pdf

- Popolazione: 1.610.067 (la media della popolazione regionale in Francia è pari a 2.660.000). Economia: 36.4 miliardi di €, equivalenti al 2,3% del PIL nazionale.
- A livello regionale il Piano Energetico-Climatico 2007-2013 fissa il quadro generale d'azione attraverso il quale la Borgogna intende controllare la spesa energetica e la riduzione della CO_2. Il Programma Energetico Clima Borgogna (SBBC) lavora all'interno di questo quadro generale per allocare assistenza finanziaria alle comunità, alle imprese e in alcuni casi agli individui che vogliano utilizzare l'energia da legno, da solare fotovoltaico, da solare termico e da biogas. Esistono anche piani climatici territoriali che estendono l'SBBC a fornire un supporto ai territori nell'attuazione dei loro piani climatici e per assicurare una coerenza a livello regionale[57].
- La Borgogna fronteggia un impoverimento di combustibili fossili e il loro crescente costo. E' stata presa una decisone per sviluppare fonti energetiche alternative. E' la prima regione francese ad applicare il suo Piano Energetico Climatico (2007-2013). Stando a questo piano 140 milioni di € dovrebbero essere distribuiti per:
  - Il controllo dei consumi energetici;
  - Lo sviluppo e la diversificazione di nuove fonti energetiche;
  - Informare, istruire e rendere consapevoli.
- Il 28 Settembre 2007 la Commissione Europea ha approvato il programma operativo della Regione Borgogna per il 2007-2013. Una delle priorità del programma, co-finanziato dal Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale (ERDF) 2007/2013, è lo sviluppo di progetti che supportino il lancio della filiera legno-energia. Il programma supporta anche operazioni di sviluppo per altre FER quali il solare, il mini-idroelettrico, il biogas e l'eolico.
- Risorse: la Borgogna possiede una riserva annuale di 2,3 milioni di m^3 di legna da industria e di legna per energia su un totale di 18 milioni di m^3 per l'intera Francia (Cemagref 2007). Se si considerano solo gli scarti legnosi il potenziale stimato per la Borgogna è pari a 429 ktep / anno (ADEME 2007). L'energia solare può invece generare dai 1.220 ai 1.490kWh/m^2 per anno. Le deiezioni animali da allevamenti ammontano a circa 6,5 milioni di tonnellate per anno (AGRESTE 2007).
- Nel 2006 in Francia il più grande sistema di riscaldamento a legna è stato creato a Echalot in Côte d'Or, con una capacità di 5 Megawatt (MW). Brucia circa 5.000 tonnellate di paglia e 800 tonnellate di legno derivanti dalle fattorie e dalle foreste circostanti.
- Il Consiglio Regionale della Borgogna sta promuovendo attivamente le ER. Insieme a ADEME (Agenzia Francese per la Gestione Ambientale ed Energetica) ha creato una mappa dei venti della Borgogna mettendo in luce i siti potenziali per impianti eolici. 85 potenziali fattorie eoliche sono state identificate; sono state approvate 8 aree di sviluppo per l'eolico e altre 3 sono in fase di studio; 174 MW sono stati approvati e altri 400 MW sono in arrivo (Eurobserv'er 2009).

(iii) Descrizione del progetto

Contesto locale

Autun giace tra le colline boscose della regione di Autunois e la montagna Morvan nella Francia orientale. E' una sotto-prefettura del dipartimento di Saône-et-Loire in Borgogna e conta circa 20.000 abitanti. Lo sfruttamento della scisti bituminosa (estrazione petrolifera) ha rappresentato la principale attività industriale all'inizio del 19simo secolo. L'industria del legno si è sviluppata parallelamente ad essa e i mobilifici impiegano molti addetti.
Autun possedeva una rete urbana di riscaldamento sin dagli anni settanta. Due impianti, alimentati al 90% con petrolio e al 10% a gas, hanno provveduto al fabbisogno di calore della rete nei periodi invernali. A metà degli anni novanta si è reso necessario rinnovare gli impianti per allinearli agli standard ambientali vigenti. Fra le varie soluzioni tecnologiche suggerite il Consiglio Cittadino di Autun scelse la produzione di calore basata sulla combustione di biomassa, motivando la scelta per la miglior efficienza dell'impianto e per:

- La riduzione dell'inquinamento atmosferico: dimostrato da misure della qualità dell'aria e da uno studio sui licheni promosso dalla municipalità nel 1995 che ha rivelato le alte emissioni di anidride solforosa (SO_2);
- Il recupero di risorse locali: il vantaggio di usare il legno come rifiuto energetico è ovvio, non solo per la presenza di un industria di legname locale ma anche per la presenza di segherie. In Borgogna vengono generate ogni anno 350.000 tonnellate di segatura, corteccia e residui di taglio nella lavorazione primaria del legname e 35.000 tonnellate di queste non vengono recuperate;
- Mantenere i costi energetici ad un livello ragionevole: l'obiettivo principale della società per il riscaldamento urbano di Autun è quello di stabilizzare o ridurre le bollette energetiche degli utenti mantenendo nel contempo l'affidabilità e il minor impatto ambientale degli impianti.

57 http://www.bourgogne.fr/Support-territorial-climate-plans-in-Burgundy,5,4817,intl:en#a_fd

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione di biomassa / offerta per tipologia:** scarti legnosi (segatura, corteccia, residui di taglio e cippato derivante dalle potature di aree verdi), e anche una speciale autorizzazione per poter utilizzare rifiuti commerciali o industriali quali pellet non trattati e cassette.
- **Domanda / uso:** 8 MW di calore prodotto e ceduto alla rete urbana di teleriscaldamento.
- **Numero di attori coinvolti:** il Consiglio Cittadino come primo promotore, l'Azienda per il Riscaldamento Urbano di Autun, l'azienda fornitrice del legname, l'azienda che raccoglie, stocca ed invia il materiale.
- **Utilizzatori finali:** 3.500 unità abitative (2/3 delle case cittadine) e tutti gli edifici comunali (consiglio comunale, scuola, ecc.)
- **Costo / finanziamento / impatto finanziario:**
  - Sono stati investiti 5,44 milioni di € per rinnovare l'impianto con 0,78 milioni di € di sussidio fornito dai *Fonds de modernisation pour la gestion de déchets bois* (FMGD).
  - C'è stata una riduzione del 2,5% nel costo per il calore e l'acqua calda all'utente finale. Il megawattora (MWh) venduto risulta valere tra i 35 e i 41 €. Tale valore è comparabile al calore prodotto dalle fonti energetiche in competizione.
- **Impatto economico / numero posti di lavoro creati:**
  - Il passaggio al legno ha generato 4 nuovi posti di lavoro a livello locale per la manutenzione e la fornitura del materiale.
  - Il recupero energetico degli scarti/rifiuti di 18.000 t/anno di scarti legnosi (altrimenti lasciati a marcire o bruciati all'aria aperta) è un incoraggiamento diretto allo sviluppo dell'industria del legno dato che riduce i costi di smaltimento dei suoi sottoprodotti e contemporaneamente supporta l'idea di Autun come "città del legno".
- **Altri importanti indicatori a livello locale (per esempio ambientali):** in confronto ad un impianto che utilizza ancora gasolio per il riscaldamento, si ottiene una riduzione delle emissioni di CO_2 di 11.000 t/anno, di SO_2 di 280 t/anno, una riduzione di 3 volte del tasso di emissione di NO_x e una riduzione del 24,6% di emissioni di polveri.

(v) Risultati

Il sistema di teleriscaldamento urbano di Autun risponde al 70% del suo fabbisogno con l'uso di ER e fornisce calore a 3.500 famiglie. E'stato pianificato di estendere la rete per includere consumatori più grandi di energia quali la piscina comunale che è comunque dotata di un sistema di collettori solari termici per il riscaldamento. La forte convinzione dei rappresentanti locali eletti di scegliere il legno come combustibile, un'eccellente comunicazione e la partnership coinvolta hanno contribuito al successo del progetto. Il Consiglio Cittadino di Autun è ora impegnato in politiche energetiche atte a promuovere l'uso di FER in modo efficiente per ridurre anche i consumi. Lo sviluppo e la standardizzazione della rete urbana di teleriscaldamento forma quello che è il fulcro di questa politica energetica e ne rappresenta una solida applicazione. Altri progetti sono in fase di studio come ad esempio il rinnovo della flotta di veicoli municipali, il cambio del sistema di illuminazione pubblica e far incrementare la consapevolezza dell'efficienza energetica degli edifici pubblici.

(vi) Insegnamenti

Nonostante la taglia dell'investimento, la prestazione tecnologica e la regolare fornitura di biomassa economica e di alta qualità ha aiutato a contenere i costi nel lungo periodo. La garanzia della fornitura di materia prima che dura da 24 anni fornisce una base stabile per la pianificazione.

(vii) Contatti

Nicolas Spinnler - Sustainable Development Manager
Autun Town Council
Direction Aménagement et Cadre de Vie Service Environnement
Mairie d'Autun BP 133
71402 Autun Cedex
France

Tel.: +33 385 868 022
E-mail: dacvg@autun.com
Sito web: http://www.autun.com

Altre informazioni:
questo caso di studio si trova anche in Energie-Cités:
http://www.energy-cities.eu/db/autun_140_en.pdf

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 10

Politiche di realizzazione di impianti a biomasse a Barnsley

Consiglio Municipale Metropolitano di Barnsley, Inghilterra, Regno Unito

(i) Sintesi

Il Consiglio Municipale Metropolitano di Barnsley (BMBC) ha adottato una Politica per l'Uso delle Biomasse nel 2004. E' stata realizzata l'infrastruttura necessaria per far partire un programma di riscaldamento a biomassa che sia affidabile ed espandibile. La Politica mira a rimpiazzare le caldaie esistenti e alimentate a carbone per installare caldaie a biomassa in tutti i nuovi edifici municipali e in tutti gli edifici da ristrutturare. Si applica a tutti gli edifici comunali fra i quali uffici, depositi, abitazioni e scuole. I proprietari forestali locali hanno mostrato interesse per la fornitura del combustibile e le potature legnose precedentemente destinate alla discarica contribuiranno ad essere anch'esse materia prima combustibile.

(ii) Contesto

a) Regno Unito: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 241.930 chilometri quadrati (km2) • 72.9% superficie agricola (2007) • 11.8% superficie forestale (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2*
Popolazione	• 61.005.113 abitanti (2007) • 252,2 abitanti per km² (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator*
Dati economici	• 116,2 PIL in US$ pro capite in PPS (potere d'acquisto standard) (2008) • 0,5% di crescita reale del PIL pro capite (2008) *Maggio 2010:* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/*
Dati energetici	• 229,5 Mtep lorde di consumo energetico (2006) • 183,9 Mtep totali di produzione di energia primaria (2006), delle quali il 2,2% da energie rinnovabili (ER) • 21,3% di dipendenza energetica (Importazione netta di energia / Consumo lordo) (2006) • 4,05 Mtep di produzione di energia primaria da ER (2006), delle quali l'80,3% da biomassa e rifiuti *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

b) Situazione bio-energetica nazionale, politiche, strategie e valutazioni

- Nel Regno Unito nel 2008 è stato creato il Dipartimento per l'Energia e il Cambiamento Climatico (DECC). Esso è nato dalla fusione delle competenze di due importanti dipartimenti che si occupavano di cambiamento climatico e di forniture energetiche: il Dipartimento per l'Ambiente, il Cibo e gli Affari Rurali (DEFRA) e il gruppo Energia del Dipartimento per gli Affari, le Imprese e le Riforme Normative[58].
- La Direttiva UE sulle Energie Rinnovabili ha imposto di raggiungere l'obiettivo del 15% di energia da fonti rinnovabili entro il 2020[59]. Il *Renewables Obligation (RO)*, dal 2002, è il principale meccanismo attualmente presente per supportare la produzione di energia elettrica rinnovabile su larga scala[60]. Il RO fornisce un incentivo di mercato per tutte le forme eleggibili di energia rinnovabile. Il RO è gestito dall'Ofgem che emette i *Renewables Obligation Certificates* (ROCs) a chi genera energia elettrica rinnovabile[61].
- Più di recente a livello nazionale[62], l'*Energy Act 2008*, il *Climate Change Act 2008* e l' *Energy Act 2010* hanno aiutato a consolidare la strategia del Regno Unito verso gli obiettivi UE per le FER. L'*Energy Act 2008*[63] ha ricevuto l'Assenso Reale il 26 Novembre 2008 e rafforza il Renewables Obligation per incrementare la diversificazione del mix elettrico, per migliorare l'affidabilità delle forniture energetiche e per facilitare un'emissione più bassa di carbonio nel settore elettrico. Il *Climate Change Act 2008*[64] è divunuto legge il 26 Novembre 2008 con lo scopo di fissare obiettivi ambiziosi e vincolanti per legge circa la gestione del carbonio e l'efficienza energetica. Il CRC Energy Efficiency Scheme (in passato noto come Impegno per la Riduzione del Carbonio) è uno dei piani obbligatori del Regno Unito per il cambiamento climatico e il risparmio energetico e agisce all'interno del Climate Change Act 2008 che è stato pensato per innalzare la consapevolezza di grandi organizzazioni e per incoraggiare un cambio di comportamento e infrastrutture che aumentino l'efficienza energetica[65].

c) Contesto regionale – Consiglio Municipale Metropolitano di Barnsley

A livello regionale il Planning and Energy Act è stato introdotto nel Novembre 2008. Questo atto permette alle autorità locali di pianificazione di fissare i requisiti per dell'energia e l'efficienza energetica nei piani locali[66].

Uso dell'Energia nel Barnsley MBC (ktep)			
Area NUTS4 UKE3101 Barnsley	Industria e commercio	Usi domestici	**Totale**
Carbone	1.0	5.4	**6.5**
Combustibili elaborati	0.0	1.8	**1.8**
Prodotti petroliferi	34.7	4.1	**38.8**
Gas naturale	114.6	158.4	**273.0**
Elettricità	54.0	33.0	**87.0**
Rinnovabili e rifiuti			**3.1**
Totale	**204.4**	**202.6**	**410.1**

Prodotti petroliferi	Trsporto stradale	Ferrovie	**Totale**
	177.6	**1.4**	**179.0**

58 http://ec.europa.eu/environment/pdf/policy/United%20Kingdom.pdf
59 http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/what_we_do/uk_supply/energy_mix/renewable/res/res.aspx
60 http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/what_we_do/uk_supply/energy_mix/renewable/policy/renew_obs/renew_obs.aspx
61 http://www.opsi.gov.uk/si/si2010/uksi_20101107_en_1
62 http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/legislation/legislation.aspx
63 http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/legislation/energy_act_08/energy_act_08.aspx
64 http://www.statutelaw.gov.uk/legResults.aspx?LegType=All+Legislation&title=climate+change&Year=2008&searchEnacted=0&extentMatchOnly=0&confersPower=0&blanketAmendment=0&TYPE=QS&NavFrom=0&activeTextDocId=3539938&PageNumber=1&SortAlpha=0
65 http://www.decc.gov.uk/media/viewfile.ashx?filepath=what%20we%20do/a%20low%20carbon%20uk/crc/1_20100406154137_e_@@_21934crcpdfawv9.pdf&filetype=4
66 http://www.statutelaw.gov.uk/content.aspx?LegType=All+Primary&PageNumber=1&NavFrom=2&parentActiveTextDocId=3529745&ActiveTextDocId=3529745&filesize=8059

(iii) Descrizione

Contesto locale

Dati dell'area del Consiglio Municipale Metropolitano di Barnsley (BMBC):

- Popolazione: 224.000 (2007), 679 abitanti per km^2 (2007)
- Superficie totale: 330 km^2
- Uso del suolo:
  - 68% Fascia verde di rispetto(22.400 ha) principalmente agricola 9% all'interno di un parco nazionale (2.970 ha)
  - 10,61% Copertura boschiva (3.508 ha)

Il Consiglio Municipale Metropolitano di Barnsley possiede un Biomass Implementation Policy dal 2004 (Politica per l'Utilizzo delle Biomasse) che mira a sostituire le caldaie a carbone esistenti installando caldaie a biomassa in tutti i nuovi edifici municipali e in tutti gli edifici da ristrutturare. A livello locale[67], il Consiglio di Barnsley ha adottato una Politica per l'Utilizzo delle Biomasse che lo impegna a portare avanti la biomassa come scelta principale per generare calore in tutti gli edifici pubblici di nuova costruzione o da ristrutturare considerando il tempo di vita degli edifici.

Sviluppo del progetto

L'idea guida di questa politica è il desiderio di ridurre le emissioni di CO_2. La maggioranza dei sistemi di riscaldamento del BMBC era alimentato a carbone ed era necessario un rinnovamento. Il Biomass Implementation Policy mira proprio ad identificare le opportunità per una conversione verso il calore da biomassa e il BMBC sta puntando a diventare "Carbon Neutral" entro il 2040 ed, eventualmente, a diventare un esportatore netto di energia.

Il BMBC è diventato la prima autorità locale del Regno Unito ad adottare una politica per favorire il calore da biomassa. Le miniere di carbone sono state la principale industria dell'area fino agli anni novanta e il carbone è ancora un importante combustibile se si pensa che nel 2004 il BMBC possedeva 133 caldaie a carbone in 66 edifici. Molte di queste caldaie dovevano essere rinnovate e la biomassa è stata vista come un'alternativa sostenibile rispetto ad un collegamento con la rete del gas.

Il Biomass Implementation Policy si applica a tutti gli edifici comunali fra i quali uffici, depositi, abitazioni e scuole. Il Biomass Implementation Policy impegna il BMBC a "considerare attivamente la biomassa per generare il calore necessario per i nuovi edifici pubblici e commerciali e per le maggiori ristrutturazioni di infrastrutture di riscaldamento già esistenti… se il costo della biomassa risulta basso considerando la vita dell'edificio". A Marzo del 2009 la CO_2 emessa dalle proprietà del BMBC era stata ridotta del 52% in paragone ai livelli del 1990 pari a circa 70.000 tonnellate.

Realizzazione:

- La prima caldaia è stata installata nel 2005. Ad oggi sono state installate 12 caldaie con una potenza totale di 3 MW.
- 13 nuovi Centri Educativi saranno riscaldati a biomassa nel prossimo futuro e ciò porterà ad una potenza installata di 9 – 10 MW.

Fornitura locale di biomassa

Il BMBC ha installato la prima caldaia senza considerare la catena di fornitura della biomassa. I proprietari forestali locali hanno mostrato interesse per la fornitura e 1.000 tonnellate di prodotti forestali per anno sembrano essere una risorsa sostenibile da poter utilizzare. Questo materiale andava precedentemente in discarica. L'Unione delle Foreste dello Yorkshire del Sud ha stimato sono disponibili oltre 4.500 tonnellate annue di materiale sostenibile.

La maggioranza dei boschi è di latifoglie. 1.300 ha di cedui a corta rotazione (SRF) sono stati piantati per integrare la fornitura di biomassa. La maggior parte (93,5%) delle foreste dello Yorkshire del Sud sono in mano a privati e solo il 6,5% è di proprietà del Settore Forestale Statale.

67 http://www.barnsley.gov.uk/bguk/Council_Democracy/Press_Releases/Archive/2007_2008/2007-2008-May/Barnsley%20Council%20celebrates%20renewable%20energy%20accolades.htm

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione di biomassa / offerta per tipologia (materia prima):** combustibile legnoso
- **Domanda / uso:** principalmente cippato per le caldaie più grandi. Per questo motivo un centro di stoccaggio da 200 tonnellate è stato costruito da Consiglio. Tale deposito potrà andare a formare un sistema di fornitura più ampio se la potenza installata dovesse aumentare molto. Caldaie a pellet sono state installate in alcune scuole rimpiazzando caldaie a carbone.
- **Numero di attori coinvolti / catena degli stakeholder:** ad oggi tutti gli edifici coinvolti appartengono al BMBC. Esistono piani per estendere la produzione di calore da biomassa al mercato e per vendere il calore a livello locale. La biomassa è fornita grazie ad un accordo con una Energy Supply Company (ESCO): il BMBC compra il calore dall'ESCO che è responsabile per l'installazione e la manutenzione dell'impianto.
- **Impatto economico / numero posti di lavoro creati:** è stato stimato che vengono creati 15 posti di lavoro FTE per MW di potenza installata. Anche se i costi di installazione di un impianto a biomassa sono molto più alti (di circa 10 volte) rispetto ad un impianto a gas, il costo per l'intera vita dell'impianto è più basso. Il BMBC ha stimato un risparmio di circa 800,000€ considerando 25 anni di via di un impianto. Inoltre non si deve pagare l'imposta sul Cambiamento Climatico (CCL), risparmiando circa 3,000 € all'anno.
- **Costo / finanziamento / impatto finanziario:** rimpiazzare tutti gli impianti alimentati a carbone avrebbe l'effetto di ridurre le emissioni di CO_2 del 66% rispetto al 1990 e del 76% rispetto al 1986.

(v) Risultati

Il risultato principale è stato quello che il BMBC ha adottato una Politica per l'Uso delle Biomasse, unitamente all'installazione di strutture per far partire un affidabile ed espandibile programma per il riscaldamento.
Il BMBC ha raggiunto il suo obiettivo per il 2010 di ridurre le emissioni di CO_2 del 20% rispetto al 2001. Ha anche già raggiunto l'obiettivo per il 2020 di ridurre le emissioni di CO_2 del 40% rispetto al 2004 e potrebbe raggiungere l'obiettivo per il 2050 di ridurre le emissioni di CO_2 del 60% rimpiazzando tutte le caldaie a carbone. Il consumo di biomassa è previsto che incrementi mano a mano che una maggior potenza sarà installata.

(vi) Lezioni imparate

Non c'è stata alcuna opposizione alla Politica per l'Uso delle Biomasse e ciò dimostra che può essere realistico attuare politiche di questo tipo. Il risparmio di denaro e il rispetto degli impegni sulla riduzione della CO_2 possono essere raggiunti solo con il coinvolgimento di stakeholder locali.
Una catena di fornitura è stata istituita insieme al primo impianto a supporto degli sviluppi futuri. Sempre più attori manifestano interesse ad essere coinvolti nella fornitura di biomassa e boschi non sfruttati a pieno vengono ora pienamente utilizzati.

(vii) Contatti

Richard Bradford - Principal Designer (Building Services)
Property and Procurement
Springfield House
Springfield Street
Barnsley
South Yorkshire S70 6HH
United Kingdom

Tel: + 44 (0) 7875109442
E-mail: r.bradford@blueyonder.co.uk
Sito web: http://www.barnsley.gov.uk

Ulteriori informazioni:
http://www.youtube.com/watch?v=q7eJsjuJAso&feature=player_embedded
http://www.capacity.org.uk/downloads/casestudy/barnsley_council_biomass.pdf
http://www.greenspec.co.uk/documents/energy/Biomass_Barnsley.pdf

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 11

Un sistema ottimizzato per ottenere biogas da rifiuti organici e produzioni agricole

Västerås, Svezia

(i) Sintesi

La "Växtkraft plant" è un impianto per il biogas creato a Västerås per trattare rifiuti urbani differenziati, colture da foraggio e altri rifiuti organici idonei. Il biogas è prodotto tramite una co-digestione dei rifiuti in un efficiente processo anaerobico che fornisce biogas utilizzabile nel trasporto pubblico e privato. I sottoprodotti del processo produttivo sono fertilizzanti azotati e fosforici che possono essere utilizzati in agricoltura.

Växtkraft plant. Source http://www.vafabmiljo.se/biogas_s6.html

(ii) Contesto

a) Svezia: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 410.330 chilometri quadrati (km2) (2007) • 7,6% superficie agricola (2007) • 67,1% superficie forestale (2007) *Maggio 2010:* *http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2*
Popolazione	• 9.148.092 abitanti (2007) • 22,3 abitanti per km^2 (2007) *Maggio 2010:* *http://data.worldbank.org/indicator*
Dati economici	• 120,1 PIL in US $ pro capite in PPS (potere d'acquisto standard) (EU-27 = 100) (2008) • -0,2% di crescita reale del PIL pro capite (2008) *Maggio 2010:* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/*
Dati energetici	• 50,83 Mtep lorde di consumo energetico (2006) • 32,3 Mtep totali di produzione di energia primaria (2006), delle quali il 46% da energie rinnovabili (ER) • 37,4% % di dipendenza energetica (Importazione netta di energia / Consumo lordo)(2006) • 14,81 Mtep di produzione di energia primaria da ER (2006), delle quali il 64% da biomassa e rifiuti *Maggio 2010:* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

b) Situazione bio-energetica nazionale, politiche, strategie e valutazioni

- A livello nazionale[68] la visione della politica energetica svedese è che il paese otterrà tutta l'energia della quale avrà bisogno da fonti rinnovabili (FER), in una strategia di lungo periodo[69]. La porzione di energia rinnovabile (ER) nel sistema energetico svedese ha cominciato a crescere sin dagli anni novanta. L'obiettivo proposto dall'Unione Europea per la Svezia è il 49% entro il 2020, la percentuale più alta fra i paesi UE.
- Il Sistema dei Certificati Elettrici[70] è stato introdotto nel 2003 ed è lo strumento più importante per promuovere la produzione di energia elettrica rinnovabile[71]. L'intenzione è quella di incrementare la produzione elettrica rinnovabile e di renderla più efficiente a livello di costi. L'Agenzia Svedese per l'Energia[72] e l'Affärsverket Svenska Kraftnät sono i due soggetti responsabili più importanti per attuare le politiche energetiche.
- Il Programma per Promuovere l'Efficienza Energetica nelle Industrie più Energivore "PFE" o *Energy Efficiency Act (2004:1196)* è arrivato nel 2005 e ha l'intento di incrementare l'efficienza energetica e di creare opportunità per esenzioni fiscali[73]. E' stato formulato per aumentare la produzione di energia elettrica rinnovabile e per far sì che la sua produzione sia più efficiente a livello di costi. L'obiettivo di un sistema di certificati elettrici è quello di incrementare la produzione di elettricità rinnovabile di 17 TWh entro l'anno 2016 rispetto al 2002 di riferimento. Il sistema va a rimpiazzare il precedente basato su finanziamenti e sussidi pubblici[74].
- Nel mercato elettrico la quota di elettricità verde è cresciuta continuamente da quando, nel 2003, sono stati introdotti i certificati verdi. La crescita è stata continua sia per gli impianti di cogenerazione calore-energia (CHP) per il teleriscaldamento sia per le centrali elettriche alimentate a legna.
- L'uso di bio-combustibili nel settore dei trasporti contava nel 2007 un 4% dell'intero mercato dei carburanti, considerando la miscelazione del 5% in benzine e diesel e in aggiunta al mercato dell'E85. Attualmente sono presenti 1.200 pompe per l'E85.
- Nel settore del riscaldamento l'uso di bio-combustibili (legno, torba, rifiuti, olio di sego, ecc) è cresciuto dai 10,4 TWh (terrawattora) del 1990 agli attuali 36,2 TWh. La percentuale è cresciuta dal 25% al 65% principalmente per la sostituzione del gasolio e del carbone per il riscaldamento.
- Non esiste un approccio coerente per valutare la disponibilità di biomassa a livello nazionale. Una valutazione completa delle risorse forestali esiste sin dagli anni ottanta. Studi precedenti si sono basati su alcune metodologie e su affidabili dati statistici, come ad esempio gli inventari forestali nazionali. Per il legno-combustibile i metodi sono stati molto scrupolosi. Tutte le potenziali tipologie di biomassa sono state prese in considerazione, compreso il legname e i sottoprodotti da foresta, le produzioni agricole e le colture energetiche, gli scarti organici e altri sottoprodotti (ad es. da produzioni industriali).
- E' stata considerata anche la possibile disputa tra l'uso energetico della biomassa e un uso alternativo perchè, ad esempio, ciò genererebbe competizione tra il legno per energia e la produzione di pasta di legno, mentre i sottoprodotti andrebbero a far concorrenza all'industria dei pannelli di legno. La competizione con la produzione di cibo è stata presa in considerazione solo tardivamente data la relativa abbondanza di risorse e le importazioni da paesi che non vivono queste problematiche.
- La strategia nazionale integrata si è basata sul non fissare obiettivi specifici e sul non concentrarsi su uno specifico settore delle FER. Il successo di una specifica FER è stato lasciato in mano agli sviluppi del mercato. Obiettivi numerici sono stati imposti principalmente a livello dell'UE e saranno attuati a livello nazionale.
- La crescita che ci si aspettava per la biomassa nel periodo 2005-2008 si attestava tra i 10 e i 12 TWh. L'obiettivo 2020 sarà raggiunto molto più facilmente.
- L'efficienza della risorsa e l'uso di sottoprodotti non è stato considerato per definire obiettivi e priorità.

68 http://www.odyssee-indicators.org/publications/country_profiles_PDF/swe.pdf
69 http://www.sweden.gov.se/sb/d/2023/a/64722 e http://www.sweden.gov.se/sb/d/5745/a/19594
70 http://www.energimyndigheten.se/en/International/Instruments/The-electricity-certificate-system/
71 http://www.sweden.gov.se/content/1/c6/06/47/22/2c000830.pdf
72 http://books.google.de/books?id=UHPARMyuD9kC&printsec=frontcover&dq=Västerås,+energy+policy&source=bl&ots=Os-Oe8pmNt&sig=b-9zea0g8TGIzmF06J9nYAVj6sg&hl=de&ei=jDnhS-j5Houj_gbV-di8Ag&sa=X&oi=book_result&ct=result&resnum=8&ved=0CDkQ6AEwBw#v=onepage&q=V%C3%A4ster%C3%A5s%2C%20energy%20policy&f=false
73 http://www.energimyndigheten.se/en/Energy-efficiency/Companies-and-businesses/Programme-for-improving-energy-efficiency-in-energy-intensive-industries-PFE/
74 http://www.energimyndigheten.se/en/Energy-efficiency/Companies-and-businesses/Programme-for-improving-energy-efficiency-in-energy-intensive-industries-PFE/

c) Situazione bio-energetica regionale, politiche, strategie e valutazioni

- A livello regionale il Consiglio Amministrativo della Contea possiede il ruolo dominante di coordinatore regionale dei lavori che portino nella direzione degli obiettivi ambientali. Il Consiglio Amministrativo della Contea ha il compito di assicurare che gli obiettivi ambientali regionali e quelli decisi dal Parlamento siano attuati nella contea. Ciò viene fatto insieme alle autorità municipali e a vari settori della società che sono responsabili per l'ambiente.
- Maggiori informazioni possono essere trovate nel sito della Contea - http://www.lst.se/lst/en/. Västerås possiede un Energideklaration 2007-2015 che fissa la percentuale di elettricità rinnovabile prodotta per incrementarla almeno del 15%[75].

(iii) Descrizione

Contesto locale

A livello comunale/locale è stato adottato il 9 Maggio del 2008 dal Board of the Swedish Association of Local Authorities and Regions (SALAR) un documento di intenti sulle politiche energetiche e climatiche. Esso rappresenta una base per i contatti e le discussioni con gli uffici governativi e le altre parti in causa[76]. In breve il documento di intenti richiama all'interesse per iniziative collettive a partire dal livello del governo locale per incoraggiare un uso efficiente dell'energia e il livello educativo.

Prime fasi e stakeholder coinvolti

La Swedish Plant Power Ltd (Svensk Växtkraft AB) è stata creata nel 2003 da un gruppo che comprendeva la Solid-Waste Company of Västmanland (VafabMiljö), la National Federation of Swedish Farmers attraverso la Swede Agri Invest (LRF) e la Mälarenergy. Un altro co-proprietario è un gruppo di 17 agricoltori locali che per primi hanno promosso questo tipo di iniziativa. Il progetto ha il supporto di un programma di investimento locale (LIP) e del 5° Programma Quadro dell'UE con il progetto Agroptigas[77].

Processo e uso dell'energia

L'impianto energetico a biogas mostra quanto sia facile degradare la sostanza solida quale i rifiuti domestici e le colture foraggiere, che vengono trasformati, con una co-digestione, in biogas che può essere usato nel trasporto. Inoltre la co-digestione è un processo biologico che genera fanghi di alta qualità che, dopo un certo trattamento, sono ampiamente utilizzati come fertilizzanti sia in agricoltura tradizionale che biologica.
Il processo include diverse fasi che sono brevemente descritte nei seguenti paragrafi.

- Quando i rifiuti organici, le colture foraggiere e altri liquidi organici sono spediti all'impianto essi vengono dapprima sottoposti ad un pre-trattamento ad umido per ottenere una sospensione con una concentrazione di solidi che può arrivare al 15%. Tale sospensione è trasportata in un turbomixer che assicura l'eliminazione delle impurità quali vetro, plastica, ossa ecc. Il risultato di questa prima fase è una sospensione molto ricca di materiali biodegradabili. Prima di passare alla digestione anaerobica la sospensione viene disinfettata a 70°C con un processo di sanitizzazione.
- La digestione anaerobica richiede 20 giorni, durante i quali la sospensione è trattata a 37°C (processo mesofilico). Dopo questo periodo vengono rimosse le due fasi residuali, una liquida e una solida, che si sono venute a formare. La fase solida è utilizzata direttamente come fertilizzante fosforoso di alta qualità e certificato dalla Bundesgütegemeinschaft Kompost e.V. (BGK). La fase liquida può essere considerato un fertilizzante azotato e subisce uno spandimento in campo attraverso pompe convenzionali. Per questo motivo è importante che sia minima la distanza tra l'impianto che produce il biogas e le fattorie nelle quali avverrà lo spandimento del liquido.
- Il biogas è il prodotto più importante del processo di digestione anaerobica. Si è stimato che la produzione di gas possa arrivare a 550 m^3/ora operando a piena capacità. Il contenuto medio di metano prima della sua purificazione è di circa il 60%. Tale miscela necessita di essere purificata a causa della presenza di un 25% circa di anidride carbonica e di piccole quantità di gas pericolosi come idrogeno solforoso e toluene. Una piccola traccia di idrogeno solforoso è ri-aggiunta a fine purificazione per dare al gas un odore caratteristico. Il gas purificato viene infine compresso per essere usato per il trasporto sia pubblico che privato.

L'efficienza complessiva dell'impianto è stimata essere di circa il 95% con una produzione totale di energia pari a 7.665 MWh/anno[78].

75 http://www.vasteras.se/Tvarsnittsdokument/Kommunfullm%C3%A4ktige/Energiplan%20popular.pdf
76 http://english.skl.se/web/Energy_and_Climate.aspx
77 www.vafabmiljo.se/agroptigas_s187html
78 http://www.walesadcentre.org.uk/Controls/Document/Docs/Vasteras_comp__F.pdf

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione di biomassa / offerta per tipologia (materia prima):**
  - 14.000 tonnellate di rifiuti organici differenziati con un contenuto di sostanza secca del 30%, provenienti da case private e cucine.
  - 4.000 tonnellate di grasso di scarto con un contenuto di sostanza secca del 4%, proveniente da separatori di cucine e ristoranti.
  - 5.000 tonnellate di colture foraggiere insilate provenienti da 300 ettari coltivati da agricoltori che sono in parte proprietari dell'impianto. L'insilato ha un contenuto di sostanza secca del 35%.
- **Domanda / uso:** l'impianto produce biogas equivalente a 15.000 MWh. Considerando anche il gas derivante dall'impianto per il trattamento dei rifiuti (8.000 MWh) si riescono ad alimentare 40 autobus cittadini, 20 veicoli per la pulizia delle strade e 500 automobili. Il gas in eccesso è usato per produrre calore per il sistema di teleriscaldamento di Västerås. Circa il 75% della produzione di gas viene destinato ai trasporti mentre il resto nella cogenerazione CHP.
- **Costo / finanziamento / impatto finanziario:** 67 milioni di corone (circa 7 milioni di €) in sussidi dal governo nazionale. Capitale investito pari a 150 milioni di corone (circa 16,5 milioni di €)
- **Impatto ambientale:** riduzione significativa delle emissioni di gas serra dato che si rimpiazzano circa 2,3 milioni di litri di petrolio con il risultato di ridurre l'anidride carbonica (CO_2) di 3.450 tonnellate per anno.

(v) Risultati

Dall'impianto per il biogas si ottiene una fase liquida e una solida. Le due fasi sono ridistribuite agli agricoltori nella misura dei loro contratti di coltivazione. La quantità totale di digestato solido raggiunge le 6.500 tonnellate per anno con un contenuto di sostanza secca sopra al 25%. Il digestato liquido raggiunge le 15.000 tonnellate per anno con, approssimativamente, un contenuto di sostanza secca del 2% per riuscire ad arginare le restrizioni di utilizzo. Nessuna restrizione è posta sulle colture per le quali è possibile usare il digestato. E' a discrezione dell'agricoltore usare il digestato nella maniera che ritiene migliore per la coltivazione. Il digestato rimpiazza fertilizzanti minerali per circa 1.200-1.600 ettari di cereali.

(vi) Lezioni imparate

Il recupero di rifiuti organici e l'uso di colture dedicate per la produzione di biomassa (come input per il sistema di digestione anaerobica) e l'integrazione del digestato nel sistema agricolo insieme alla valorizzazione del metano alla fine del processo rendono questo sistema molto forte. Esso provvede anche a creare molte opportunità per l'organizzazione della catena di fornitura della materia prima.

(vii) Contatti

Per-Erik Persson
Svensk Växtkraft AB
SE-721 87 Västerås
Sweden

Tel.: +46 21 39 35 65 / +46 70 465 35 65
Fax: +46 21 33 51 50
E-mail: per-erik.persson@vafabmiljo.se
info@vafabmiljo.se
Sito web: www.vafabmiljo.se
www.vafabmiljo.se/biogas_s6.html

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 12

Biogas da reflui e rifiuti in Svezia

Impianto per il biogas della Wrams Gunnarstorp Estates, Contea di Skane (Scania), Svezia

(i) Sintesi

La produzione di biogas alla Wrams Gunnarstorp Estates è il fulcro di un progetto di cooperazione tra l'agricoltura locale, l'industria alimentare regionale e un'impresa energetica che si concentra su un approccio ciclico ed ecologico. L'agricoltura e la selvicoltura diventano i maggiori fornitori di energia, combinandosi alla gestione dei rifiuti e generando bio-combustibili per uso locale. A ciò si affianca anche un incremento delle rese agricole dovuto all'uso di bio-fertilizzante (uno scarto del processo produttivo).

Impianto per il biogas nella Contea di Skane, Svezia
(Fonte: Wrams Gunnarstorp Estates)

(ii) Contesto

a) Svezia: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 410.330 chilometri quadrati (km²) (2007) • 7,6% superficie agricola (2007) • 67,1% superficie forestale (2007) *Maggio 2010:* *http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2*
Popolazione	• 9.148.092 abitanti (2007) • 22,3 abitanti per km² (2007) *Maggio 2010:* *http://data.worldbank.org/indicator*
Dati economici	• 120,1 PIL in US $ pro capite in PPS (potere d'acquisto standard) (EU-27 = 100) (2008) • -0,2% di crescita reale del PIL pro capite (2008) *Maggio 2010:* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/*
Dati energetici	• 50,83 Mtep lorde di consumo energetico (2006) • 32,3 Mtep totali di produzione di energia primaria (2006), delle quali il 46% da energie rinnovabili (ER) • 37,4% % di dipendenza energetica (Importazione netta di energia / Consumo lordo)(2006) • 14,81 Mtep di produzione di energia primaria da ER (2006), delle quali il 64% da biomassa e rifiuti *Maggio 2010:* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

b) Situazione bio-energetica nazionale, politiche, strategie e valutazioni:

- A livello nazionale[79] la visione della politica energetica svedese è che il paese otterrà tutta l'energia della quale avrà bisogno da fonti rinnovabili (FER), in una strategia di lungo periodo[80]. La porzione di energia rinnovabile (ER) nel sistema energetico svedese ha cominciato a crescere sin dagli anni novanta. L'obiettivo proposto dall'Unione Europea per la Svezia è il 49% entro il 2020, la percentuale più alta fra i paesi UE.

79 http://www.odyssee-indicators.org/publications/country_profiles_PDF/swe.pdf
80 http://www.sweden.gov.se/sb/d/2023/a/64722 e http://www.sweden.gov.se/sb/d/5745/a/19594

- Il Sistema dei Certificati Elettrici[81] è stato introdotto nel 2003 ed è lo strumento più importante per promuovere la produzione di energia elettrica rinnovabile[82]. L'intenzione è quella di incrementare la produzione elettrica rinnovabile e di renderla più efficiente a livello di costi. L'Agenzia Svedese per l'Energia[83] e l'Affärsverket Svenska Kraftnät sono i due soggetti responsabili più importanti per attuare le politiche energetiche.
- Il Programma per Promuovere l'Efficienza Energetica nelle Industrie più Energivore "PFE" o *Energy Efficiency Act (2004:1196)* è arrivato nel 2005 e ha l'intento di incrementare l'efficienza energetica e di creare opportunità per esenzioni fiscali[84]. E' stato formulato per aumentare la produzione di energia elettrica rinnovabile e per far sì che la sua produzione sia più efficiente a livello di costi. L'obiettivo di un sistema di certificati elettrici è quello di incrementare la produzione di elettricità rinnovabile di 17 TWh entro l'anno 2016 rispetto al 2002 di riferimento. Il sistema va a rimpiazzare il precedente basato su finanziamenti e sussidi pubblici[85].
- Nel mercato elettrico la quota di elettricità verde è cresciuta continuamente da quando, nel 2003, sono stati introdotti i certificati verdi. La crescita è stata continua sia per gli impianti di cogenerazione calore-energia (CHP) per il teleriscaldamento sia per le centrali elettriche alimentate a legna.
- L'uso di bio-combustibili nel settore dei trasporti contava nel 2007 un 4% dell'intero mercato dei carburanti, considerando la miscelazione del 5% in benzine e diesel e in aggiunta al mercato dell'E85. Attualmente sono presenti 1.200 pompe per l'E85.
- Nel settore del riscaldamento l'uso di bio-combustibili (legno, torba, rifiuti, olio di sego, ecc) è cresciuto dai 10,4 TWh (terrawattora) del 1990 agli attuali 36,2 TWh. La percentuale è cresciuta dal 25% al 65% principalmente per la sostituzione del gasolio e del carbone per il riscaldamento.
- Non esiste un approccio coerente per valutare la disponibilità di biomassa a livello nazionale. Una valutazione completa delle risorse forestali esiste sin dagli anni ottanta. Studi precedenti si sono basati su alcune metodologie e su affidabili dati statistici, come ad esempio gli inventari forestali nazionali. Per il legno-combustibile i metodi sono stati molto scrupolosi. Tutte le potenziali tipologie di biomassa sono state prese in considerazione, compreso il legname e i sottoprodotti da foresta, le produzioni agricole e le colture energetiche, gli scarti organici e altri sottoprodotti (ad es. da produzioni industriali).
- E' stata considerata anche la possibile disputa tra l'uso energetico della biomassa e un uso alternativo perchè, ad esempio, ciò genererebbe competizione tra il legno per energia e la produzione di pasta di legno, mentre i sottoprodotti andrebbero a far concorrenza all'industria dei pannelli di legno. La competizione con la produzione di cibo è stata presa in considerazione solo tardivamente data la relativa abbondanza di risorse e le importazioni da paesi che non vivono queste problematiche.
- La strategia nazionale integrata si è basata sul non fissare obiettivi specifici e sul non concentrarsi su uno specifico settore delle FER. Il successo di una specifica FER è stato lasciato in mano agli sviluppi del mercato. Obiettivi numerici sono stati imposti principalmente a livello dell'UE e saranno attuati a livello nazionale.
- La crescita che ci si aspettava per la biomassa nel periodo 2005-2008 si attestava tra i 10 e i 12 TWh. L'obiettivo 2020 sarà raggiunto molto più facilmente.
- L'efficienza della risorsa e l'uso di sottoprodotti non è stato considerato per definire obiettivi e priorità.

c) Dati-chiave regionali della Contea di Skane

- Superficie totale: 11.027 km^2, 2,7% di quella della Svezia (2006). Più della metà delle terre è destinata all'agricoltura, i boschi e le foreste regionali raggiungono solo il 30% della superficie (valore basso se confrontato con altre contee).
- Popolazione: 1.199.000 abitanti (2007), 13% della popolazione svedese.
- Dati economici: 337.773 di PIL pro capite in corone svedesi (2006).
- Dati energetici: Bilancio Energetico Regionale (2004) – energia totale prodotta 12.164,2 GWh; Totale da fonti rinnovabili 1.585,0 GWh (Statistics Sweden 2004).

81 http://www.energimyndigheten.se/en/International/Instruments/The-electricity-certificate-system/
82 http://www.sweden.gov.se/content/1/c6/06/47/22/2c000830.pdf
83 http://books.google.de/books?id=UHPARMyuD9kC&printsec=frontcover&dq=Västerås,+energy+policy&source=bl&ots=Os-Oe8pmNt&sig=b-9zea0g8TGIzmF06J9nYAVj6sg&hl=de&ei=jDnhS-j5Houj_gbV-di8Ag&sa=X&oi=book_result&ct=result&resnum=8&ved=0CDkQ6AEwBw#v=onepage&q=V%C3%A4ster%C3%A5s%2C%20energy%20policy&f=false
84 http://www.energimyndigheten.se/en/Energy-efficiency/Companies-and-businesses/Programme-for-improving-energy-efficiency-in-energy-intensive-industries-PFE/
85 http://www.energimyndigheten.se/en/Energy-efficiency/Companies-and-businesses/Programme-for-improving-energy-efficiency-in-energy-intensive-industries-PFE/

d) Situazione bio-energetica regionale, politiche, strategie e valutazioni

- L'ambizione della regione di Skane è quella di liberarsi dei combustibili fossili entro il 2020. Tale strategia impone che tutti i veicoli regionali utilizzati siano alimentati da bio-combustibili e che tutte le proprietà regionali siano riscaldate tramite fonti rinnovabili entro il 2020. Attualmente (2009) il 45% dell'energia (elettricità esclusa) usata nelle proprietà della Regione di Skane proviene da ER, mentre l'elettricità usata è gia rinnovabile al 100%. Con la strategia prima descritta la regione è un passo avanti rispetto agli obiettivi nazionali che affermano che la Svezia avrà una flotta di veicoli indipendente dai combustibili fossili nel 2030 ed edifici riscaldati da fonti non fossili entro il 2020.
- Per raggiungere lo scopo prima citato sono stati fissati i seguenti obiettivi:
  - Entro il 2012 il 60% del calore dovrà provenire da fonti rinnovabili e il 50 % di tutti i trasporti dovranno funzionare con combustibili rinnovabili;
  - Entro il 2016 l'80% del calore dovrà provenire da fonti rinnovabili e il 75 % di tutti i trasporti dovranno funzionare con combustibili rinnovabili;
  - Entro il 2020 il 100% del calore dovrà provenire da FER.
- La Regione di Skane favorisce con forza l'uso di biogas e di altri combustibili rinnovabili quali il biodiesel da colza (RME).

(iii) Descrizione

Contesto locale

Wrams Gunnarstorp è una proprietà situata nel nord-ovest della Contea di Skane nel sud della Svezia. E' gestita da un'impresa famigliare e produce ogni anno fino a 6.000 suini da macello. L'idea è stata realizzata nel 2006, usando i reflui dei suini dell'azienda e gli scarti degli allevamenti e fattorie circostanti e combinandoli con gli scarti del macello per produrre biogas. Il biogas poteva poi essere usato come un combustibile sostenibile a livello ambientale (nei trattori stessi o negli autobus) mentre i sottoprodotti del processo subivano uno spandimento sui campi fungendo da fertilizzante senza più rendere necessario l'uso di concimi di sintesi.

Idea di base e stakeholder coinvolti

In quanto progetto di grossa concezione, esso ha richiesto diverse competenze e quote di finanziamento. Nel 2005 tre gruppi hanno formato la compagnia denominata Söderasens Bioenergi AB per gestire l'impianto: la famiglia in possesso della proprietà, l'imprenditore danese che ha costruito l'impianto (Bigadan A/S) e che ne è divenuto un fornitore e la compagnia energetica E.ON Gas Sverige AB.

Dopo aver effettuato una valutazione ambientale e pianificato il processo da usare, nel Febbraio 2005 è iniziata la costruzione dell'impianto a Wrams Gunnarstorp; terminato entro il Novembre 2006. La produzione di gas è partita a Gennaio 2007 e il gas prodotto è immesso nella rete locale di proprietà di E.ON Gas Sverige AB, attraverso la quale il gas è distribuito ai consumatori.

La materia prima consiste nelle deiezioni dei suini dell'allevamento e di quelli vicini, i liquami derivanti dal lavaggio degli ortaggi dello stabilimento alimentare Findus a Bjuv e dagli scarti di lavorazione del macello prima citato. Lo stabilimento alimentare Findus produce liquami dal proprio impianto di trattamento delle acque di scolo e scarti organici che derivano dalla lavorazione in stabilimento (in particolare, il pisello produce grossi quantitativi di scarti organici e liquami). L'impianto per il biogas può lavorare fino a 65.000 tonnellate di materiali organici all'anno.

Processi

I substrati sono mischiati in un serbatoio di raccolta per produrre una biomassa omogenea. Il materiale viene poi pastorizzato a 70°C per un'ora prima di essere pompato nel digestore, che ha un volume di 4.200 metri cubi (m^3). Il processo utilizzato è mesofilico (circa 38°C) con un tempo di ritenzione di 21 giorni. Il materiale viene in seguito trasferito in un secondo digestore (1,500 m^3) dove il rimanente biogas è estratto dopo 6 o 7 giorni. Tutto il biogas viene purificato alla qualità di combustibile per veicoli usando la tecnica PSA (pressure swing adsorption (tecnologia che separa l'anidride carbonica, l'ossigeno, l'azoto e l'acqua attraverso l'adsorbimento e il desorbimento su carboni attivi o zeoliti a diverse pressioni. La tecnica PSA è molto sostenibile a livello ambientale). L'impianto di purificazione è stato costruito insieme al digestore e ha una capacità di 600-700 Nm^3 per ora. Il metano perso è meno dell'1 %.

La E.ON Gas Sverige AB compra il 100% del biogas prodotto, lo purifica e lo distribuisce attraverso la rete che passa vicino alla proprietà e questo garantisce la vendita. Viene aggiunto propano per ottenere lo stesso contenuto energetico del gas naturale. L'impianto di purificazione è stato localizzato vicino al digestore per rendere più efficiente e vantaggioso il sistema. In seguito il gas viene pompato e canalizzato nella rete di distribuzione.

Il co-prodotto del processo, il bio-digestato, viene stoccato in serbatoi dai quali viene pompato in manichette sotterranee e lunghe diversi chilometri per raggiungere uno speciale distributore, appositamente costruito, che riesce a spandere il bio-digestato sui terreni con una capacità di 150 m^3 all'ora.

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione di biomassa / offerta per tipologia (materia prima):** scarti agro-industriali, deiezioni dei suini, scarti del processo di lavorazione alimentare (per lo più residui di piselli e carote e acque di scolo), scarti di macello.
- **Domanda / uso:** l'impianto produce da 21.000 a 24.000 MWh di biogas purificato per anno che equivalgono a circa 2,5 milioni di litri di petrolio. Il gas è purificato rimuovendo l'anidride carbonica per aumentarne il potere calorifico e per creare un combustibile per i veicoli che sia il più possibile pulito e rispettoso per l'ambiente, il clima e la salute umana. Il biogas prodotto è usato per i trasporti e il sottoprodotto del processo (bio-digestato) è utilizzato come fertilizzante agricolo.
- **Numero di attori coinvolti / catena degli stakeholder:** la catena degli stakeholder vede 3 proprietari che formano la compagnia denominata Söderasens Bioenergi AB che gestisce l'impianto.
- **Utilizzatori finali:** diversi utenti finali e consumatori, compresi distributori per il rifornimento di biogas per auto e autobus abilitati.
- **Impatto economico / numero posti di lavoro creati:** non disponibile.
- **Costo / finanziamento / impatto finanziario:** l'investimento totale per l'impianto a biogas è stato di 40 milioni di corone mentre l'impianto di purificazione è costato 15 milioni di corone. Il progetto è stato finanziato dai 3 co-propietari della Söderasens Bioenergy AB e da un finanziatore esterno. Il progetto non ha ricevuto fondi aggiuntivi.
- **Altri importanti indicatori a livello locale:**
  - Impatto ambietale :
    i. i. La produzione totale per anno di biogas equivale a 2,5 milioni di litri di petrolio e quindi una riduzione di emissioni di CO_2 equivalente pari a 4,000 tonnellate all'anno. Questo ha ridotto le emissioni totali di CO_2 della municipalità di Bjuv del 3,4%. Si stima che il rilascio di emissioni serra durante il 2008-2012 sarà almeno del 4% più basso rispetto alle emissioni del 1990.
    ii. Il bio-digestato usato in campagna per le produzioni agricole ha un basso contenuto di fosforo (0,5 kg per m^3) e un contenuto di azoto di 4,5 kg per m^3. Il bio-digestato aumenta inoltre il contenuto di humus nel terreno.

(v) Risultati

Il primo biogas prodotto è stato immesso in rete nel 2007. Vengono prodotti 2.000.000 litri di combustibile gassoso all'anno e tale produzione è sufficiente per alimentare 1.200-1.500 veicoli a gas per anno. Il gas purificato è canalizzato nella rete del gas – fino a 3,5 km di distanza – tramite la quale viene distribuito ai consumatori finali, tra cui una stazione di rifornimento. La compagnia E.ON è incaricata della distribuzione. Attualmente in Svezia è in vigore una politica che promuove l'uso del gas nel trasporto pubblico e per questo motivo la maggioranza del gas prodotto nell'impianto ha questa destinazione.

Sono prodotte, approssimativamente, 45.000 tonnellate di bio-digestato all'anno che vengono sparse sui 780 ettari della Gunnarstorp e nelle fattorie vicine. Tale uso fa sì che si riduca la dipendenza fertilizzanti minerali, aumenti la resa dei suoli e l'intero processo aumenti in efficienza. Inoltre l'odore neutro del digestato che viene sparso nei campi ha ridotto fortemente le lamentele che invece si avevano con lo spandimento del letame.

(vi) Lezioni imparate

Dal 2007, data di inizio operatività, l'impianto ha sempre lavorato a piena capacità producendo biogas di qualità. Aver iniziato ad entrare in funzione gradualmente, passo dopo passo, si è rivelata essere una strategia vincente. Data l'ampiezza del progetto, i 4 anni di pianificazione, dal 2003 fino al Marzo del 2006 quando è iniziata la costruzione, sono stati un tempo necessario e ben speso.

Il progetto era rischioso per l'alto livello di innovazione e per la necessità di molte competenze. I partner hanno deciso di condividere il rischio come co-propietari della compagnia. Questa è stata un'ottima soluzione e ha assicurato anche le competenze dei partecipanti – E.ON Gas Sverige AB ha un'ottima conoscenza del gas e della rete e si è impegnata a comprare il 100% del gas prodotto, la Wrams Gunnarstorp poteva utilizzare il digestato e fornire le deiezioni mentre la Bigadan A/S aveva l'esperienza necessaria nella fermentazione e nella costruzione di impianti. L'impianto di purificazione è di proprietà della E.ON Gas Sverige AB. L'accesso sicuro alle materie prime nel lungo periodo e la presenza di terreni per lo spandimento del bio-digestato sono stati altri due parametri fondamentali.
La cooperazione tra agricoltori, altri produttori e il settore energetico per produrre ER ha creato una nuova nicchia complementare di affari da collocare all'interno dell'industria agricola. Tale nicchia è anche meno sensibile alle turbative economiche esterne.

(vii) Contatti

Rudolf Tornerhjelm – Owner
Wrams Gunnarstorp Estates Biogas Plant
Skane (Scania) County
Sweden

Tel.: +46 42 705 24; +46(0)42-83055
E-mail: rudolf@wramsgunnarstorp.com

Staffan Ivarsson – Measure leader
E.ON Gas AB
205 09 Malmö
Sweden

Tel.: +46 40 25 50 00; +46 40 24 47 13
E-mail: staffan.ivarsson@eon.se
Sito web: www.eon.se
www.bigadan.dk
www.gasforeningen.se

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 13

Il progetto PROBIOGAS – biogas da reflui da allevamento nei Pesi Bassi

Regione del Noord Brabant, De Kempen, comunità di Bladen

(i) Sintesi

La fornitura integrata di biomassa e le filiere di produzione sono fondamentali per creare una tecnologia di digestione anaerobica a costi sostenibili. Questa è stata la conclusione dell'esperienza originale nella produzione di biogas in Danimarca. C'era un forte interesse nei paesi UE di replicare l'esperienza danese e il progetto PROBIOGAS nei Paesi Bassi è stato uno di sei progetti simili, finanziati dalla Commissione Europea per vedere se il successo danese poteva essere replicato. L'impatto di più esternalità dal mercato energetico, ambientale e agricolo è stato analizzato e studiato come parte del report finale di progetto.

Data la grande presenza di allevamenti nella regione di De Kempen (maiali, vacche e polli) e la ricchezza di minerali nei suoli, ogni anno si aveva un surplus di 1 milione di tonnellate di letame. Questo doveva essere trasportato in altre regioni del sud. Per ridurre il costo di smaltimento del letame, un gruppo di allevatori della regione ha creato il "Bio-riciclaggio di De Kempen" (BRK) per costruire e gestire un impianto per il trattamento del letame.

(ii) Contesto

a) Paesi Bassi: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 33.760 chilometri quadrati (km^2) • 56.7% superficie agricola (2007) • 10.9% superficie forestale (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2*
Popolazione	• 16.381.696 abitanti (2007) • 485 abitanti per km^2 (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator*
Dati economici	• 33.600 PIL pro capite in PPS (potere d'acquisto standard) (2008) • 2.0% di crescita reale del PIL pro capite (2008) *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010 http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/*
Dati energetici	• 81 Mtep lorde di consumo energetico (2006) • 60,7 Mtep totali di produzione di energia primaria (2006), delle quali il 3,9% da energie rinnovabili (ER) • 38% di dipendenza energetica (2006) • 2,4 Mtep di produzione di energia primaria da ER (2006), delle quali l'89 % da biomassa e rifiuti *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

b) Situazione bio-energetica nazionale, politiche, strategie e valutazioni

- I Paesi Bassi hanno grandi risorse bio-energetiche, principalmente foreste e industrie che usano biomassa da molto tempo. La porzione principale di bio-energia oggi prodotta deriva dall'industria forestale e la maggior parte dell'elettricità e del calore prodotto in questi impianti è usato per l'industria della carta.
- Insieme il biogas, la biomassa solida e la frazione organica dei rifiuti generavano più della metà dell'elettricità da FER nel 2004. Tra il 1997 e il 2004 l'utilizzo di biomassa solida è cresciuto del 140% all'anno. La percentuale di bio-combustibili usati rimane comunque molto bassa sul totale (0.02% nel 2005) e non soddisfa gli obiettivi specifici fissati.
- Nel 2000, per stimare il totale di produzione, import ed export di biomassa nei Paesi Bassi è stato usato un approccio coerente e sistematico. Quando possibile il metodo usato si basava su dati statistici, mentre se il dato era mancante si sopperiva con considerazioni di esperti del settore.

- E' stato investigato il potenziale fisico di biomassa piuttosto che quello economico. La valutazione non è ancora stata allargata per includere le curve economiche di fornitura.
- Con il Clean and Efficient program (2007-2011) e con la Platform Biobased Raw Materials è stata creata una strategia nazionale integrata per la promozione energetica che bilancia tutte le aree richieste. Questa strategia collega gli obiettivi nazionali con un chiaro percorso e un programma concreto di attività per raggiungerli; il tutto all'interno del progetto energia in transizione (2008-2013). Il governo ha creato un percorso limitato al periodo 2011-2020.
- Esistono buone possibilità che i Paesi Bassi raggiungano gli obiettivi nazionali per le rinnovabili e la biomassa entro il 2020, come voluto dall'UE. L'obiettivo proposto all'interno del quadro della direttiva sulle energie rinnovabili è del 14% nel 2020 e secondo la ECN può essere raggiunto.
- L'obiettivo del governo olandese è il 20% da FER nel 2020 o il 16-17% quando si applica il sistema di misurazione. E' un obiettivo ambizioso dato che la quota attuale è del solo 2.4% di energia rinnovabile. L'ECN si aspetta che l'obiettivo del 20% entro il 2020 non sarà raggiunto. L'ostacolo più importante sta nell'incertezza della biomassa, specialmente per i criteri di sostenibilità della biomassa per i combustibili per il trasporto. Gli obiettivi non sono al momento vincolanti.
- La responsabilità per le politiche di efficienza energetica erano precedentemente divise tra vari ministeri[86] tra i quali il Ministero degli Affari Economici, il Ministero per la Pianificazione Territoriale, lo Sviluppo Edilizio e l'Ambiente, il Ministero dei Trasporti e quello dell'Agricoltura, Natura e della Qualità Alimentare, con l'attuazione di responsabilità di SenterNovem, l'agenzia olandese per l'energia e l'ambiente.
- Un pieno BAP è stato elaborato nel 2005, uno dei primi in Europa. E' stato adottato dal BERK (the bio-energy realisation forum) composto dal governo, attori principali del mercato e ONG. Il BAP si concluderà nel 2010.
- Un programma di Sussidio per gli Investimenti Energetici[87] è disponibile per aiutare gli investimenti in sistemi energeticamente efficienti e in tecniche sostenibili.

c) Regione del Noord Braband: dati-chiave

- Superficie totale: 5.082km^2
- Popolazione: 2.416.000 abitanti (2008); 493 abitanti per km^2
- Dati economici: 72,3 miliardi di € di PIL a prezzi di mercato (2005)

d) Situazione bio-energetica regionale, politiche, strategie e valutazioni

- Il governo regionale del Noord Braband lavora con altri partner per raggiungere l'efficienza energetica[88]. Il Noord Braband ha firmato la "Dichiarazione delle Regioni Europee per lo Sviluppo dell'Efficienza Energetica e delle Fonti Energetiche Rinnovabili" e ha fissato l'obiettivo di incrementare tale efficienza dell'1-2% annuo, raggiungendo il 5% di energia sostenibile entro il 2010.
- Sono previsti sussidi nel Noord Brabant per incoraggiare l'adozione e l'installazione di misure per il risparmio energetico[89].

(iii) Descrizione

Contesto

L'organizzazione governativa SenterNovem (che fa parte del Dipartimento per gli Affari Economici olandese) è stata coinvolta nel progetto europeo PROBIOGAS (Promozione del Biogas per la Produzione di Elettricità e Calore nei Paesi UE). Per la sua attuazione in Olanda è stata lanciata un'iniziativa nel sud dei Paesi Bassi, nella regione di De Kempen, nella comunità di Bladen (a sud-ovest della città di Eindhoven). Questa regione è nota per l'intensità delle sue attività agricole. La produzione di bio-energia in quest'area è stimata essere pari a 2,4 milioni di GJ. Di conseguenza, le comunità regionali hanno fatto partire un progetto che mirava ad identificare possibili fonti bio-energetiche sostenibili. Ciò significa che entrambe le autorità (locali e provinciali) e gli agricoltori possono stimolare iniziative per la digestione anaerobica del letame su ampia scala. A livello locale la Municipalità di Bladen amministra sussidi per l'energia eolica, il biogas e l'incenerimento dei rifiuti[90].

86 http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/Netherlands2008.pdf
87 http://www.senternovem.nl/eia/eia_energy_investment_allowance.asp
88 http://www.brabant.nl/dossiers/dossiers-op-thema/economie-en-werk/energie/projecten-energie.aspx
89 http://brabant.regelingenbank.eu/regeling/483-subsidieregeling-energielening-woningverhurende-partijen-noord-brabant/
90 http://www.bladel.nl/

Inizio del progetto

All'inizio del progetto la co-digestione del letame veniva effettuata solo su piccola scala. Solo pochi allevatori e centri di studio stavano provando la digestione anaerobica del letame. Nel 2004 e nel 2005 l'opinione sulla co-digestione del letame stava cambiando nei Paesi Bassi. Fino al 2004 la co-digestione in combinazione con l'utilizzo del digestato come fertilizzante non era permessa. Nel Giugno del 2004 il governo olandese ha presentato una "positive list" dei prodotti agricoli che potevano essere usati per la co-digestione senza escludere l'uso del digestato come fertilizzante.

Uno stimolo per la digestione anaerobica è stato il sussidio per l'elettricità verde prodotta da biogas. Dal Gennaio 2005 per ogni kWh di elettricità prodotto dalla digestione di letame viene dato un bonus di 0.097 € dal governo olandese. Tale bonus è stato uno stimolo efficace per la co-digestione. Negli ultimi due anni il numero di impianti è cresciuto da meno di 10 nel 2005 a più di 50 nel 2007.

Nei Paesi Bassi le attività agricole differiscono da nord a sud del paese. Il sud è più conosciuto come un'area di allevamento intensivo, comunque non ci sono molti campi coltivabili per poter utilizzare il surplus di letame. Di conseguenza la digestione anaerobica del letame non avrebbe risolto il problema. Una combinazione di digestione con altre tecniche per ridurre il quantitativo di letame poteva essere una delle soluzioni per questo surplus. All'opposto nel nord del paese a fianco degli allevamenti sono presenti molti campi coltivati e il letame può essere usato all'interno di un'ampia area.

Data la grande presenza di allevamenti nella regione di De Kempen (maiali, vacche e polli) e la ricchezza di minerali nei suoli, ogni anno si aveva un surplus di 1 milione di tonnellate di letame. Questo doveva essere trasportato in altre regioni del sud. Per ridurre il costo di smaltimento del letame, un gruppo di allevatori della regione ha creato il "Bio-riciclaggio di De Kempen" (BRK) per costruire e gestire un impianto per il trattamento del letame.

Processi

Il processo utilizzato per il trattamento del letame attraverso il BRK èuna combinazione tra separazione e digestione e principalmente avviene in due fasi:

- Separazione in due frazioni: una solida e una liquida;
- La frazione solida viene trasportata in regioni carenti di letame;
- Il liquame viene trattato nel digestore;
- Al digestato viene tolta l'acqua e tale frazione viene trattata con un processo biologico per rimuovere i nitrati.

Nella prima fase l'impianto miscela il liquame derivante dall'allevamento di maiali e vacche e lo separa in una frazione sottile e una spessa. Quella sottile viene trattata in un impianto di purificazione aerobica (defosfatazione e denitrificazione). Nella fase successiva avviene la digestione della fase spessa alla quale viene aggiunta la pollina. La capacità totale dell'impianto è stimata essere pari a 255.000 tonnellate di letame all'anno. Di queste circa 200.000 provengono dall'allevamento di maiali e bovini e 55.000 di altra origine (per lo più galline e polli). Dal Giugno del 2006 molti più allevatori si sono uniti al BRK.

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione di biomassa / offerta per tipologia (materia prima):** rifiuti di allevamento.
- **Domanda / uso:** il biogas prodotto può essere usato per produrre energia elettrica, riscaldamento o per il trasporto.
- **Numero di attori coinvolti / catena degli stakeholder:** un gruppo di allevatori della regione di Kempen ha fondato la cooperativa "Bio-Recycling de Kempen" (BRK).
- **Utilizzatori finali:** gli allevatori ed altri utenti elettrici e del calore.
- **Impatto economico / numero posti di lavoro creati:** le analisi hanno mostrato che il progetto non sarebbe sostenibile dal punto di vista economico ma produce molti vantaggi ambientali. I risultati del progetto sono stati usati per lo sviluppo di strategie agricole, energetiche e ambientali e per programmi di supporto. Gli allevatori ricevono un vantaggio economico per il mancato acquisto di fertilizzanti.
- **Costo / finanziamento / impatto finanziario:** non sono disponibili informazioni.
- **Importanti indicatori a livello locale:** i principali benefici ambientali sono legati alla riduzione delle emissioni di gas serra.

(v) Risultati

Il biogas prodotto dagli scarti di allevamento può essere usato per produrre elettricità, calore o per il trasporto. Inoltre molti allevatori beneficeranno ampiamente del mancato costo del trasporto altrove del letame dato che l'impianto si assume il costo del trasporto del digestato in altre regioni d'Olanda. Coloro che riceveranno il surplus di digestato beneficeranno invece del risparmio derivante dal non dover comprare fertilizzanti.

(vi) Lezioni imparate

Il caso olandese è stato studiato dagli esperti danesi e le seguenti ragioni sono state individuate come barriere critiche per la diffusione di questa tipologia di impianto nei Paesi Bassi:

- L'uso di materiali di rifiuto non è permesso nei Paesi Bassi e questo limita la materia prima disponibile.
- I Paesi Bassi hanno un prezzo dell'energia elettrica relativamente basso (nel contesto europeo).
- Nell'area di localizzazione dell'impianto non era presente un mercato specifico per il calore.

(vii) Contatti

Bert van Asselt
Senter Novem
Catharijnesingel 59
3511 GG Utrecht
The Netherlands

Tel: +31 30 239 34 14
Fax: +31 30 231 64 91
E-mail: asselt@senternovem.nl
Sito web: www.senternovem.nl
http://web.sdu.dk/bio/Probiogas/down/PROBIOGAS_final_publ.pdf

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 14

Teleriscaldamento alimentato a paglia a Stary Targ, Polonia – "Non si butta via niente"

Stary Targ, Regione della Pomerania, Polonia

(i) Sintesi

In Polonia esiste un potenziale significativo per sostituire impianti di teleriscaldamento alimentati da caldaie a carbone con nuove unità che usano una fonte bio-energetica locale, ben distribuita e rinnovabile: la paglia. Rinnovare le caldaie e le reti di distribuzione del calore a loro associate può portare a migliorare notevolmente l'efficienza energetica, a ridurre le emissioni di gas serra e a migliorare la qualità dell'aria a livello locale.
Questo caso di studio riguarda il rinnovamento di un piccolo distretto di teleriscaldamento nel villaggio di Stary Targ, in Polonia, dove una vecchia caldaia centralizzata e dieci piccole caldaie domestiche, tutte alimentate a carbone, sono state sostituite con 1,9 km di una nuova rete distributiva e con una nuova caldaia centralizzata equipaggiata con tre bruciatori alimentati a paglia. La capacità totale del sistema è pari a 2 megawatt (MW). Tale progetto potrebbe essere facilmente replicato e porterebbe un buon ritorno economico agli agricoltori della zona.

(ii) Contesto

a) Polonia: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 304.250 chilometri quadrati (km2) • 53,2% superficie agricola (2007) • 30,4% superficie forestale (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2*
Popolazione	• 38.120.560 abitanti (2007) • 125 abitanti per km^2 (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator*
Dati economici	• 14.100 PIL pro capite in PPS (potere d'acquisto standard) (2008) • 5,0% crescita reale del PIL pro capite (2008) *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010 http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/*
Dati energetici	• 98,3 Mtep lorde di consumo energetico (2006) • 768 Mtep totali di produzione di energia primaria (2006), delle quali il 6,6% da energie rinnovabili (ER) • 19,9% di dipendenza energetica (2006) • 5,1 Mtep di produzione di energia primaria da ER (2006), delle quali il 96% da biomassa e rifiuti *Maggio 2010: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

b) Situazione bio-energetica nazionale, politiche, strategie e valutazioni

- Nel Settembre del 2000, il Consiglio dei Ministri ha adottato la *Strategia Nazionale per lo Sviluppo del Settore delle Energie Rinnovabili* con l'obiettivo strategico di incrementare la porzione di FER nel bilancio energetico primario dal 2,5% del 1999 al 7,5% nel 2010 e al 14% nel 2020[91] [92]. I bio-combustibili dovrebbero raggiungere il 5,75% entro il 2010[93]. L'Agenzia Polacca per la Tutela dell'Energia (KAPE) è stata creata in seguito all'approvazione del Parlamento e svolge il ruolo di consulente nazionale nel campo delle politiche per l'energia sostenibile.
- Le *Politiche Ambientali Nazionali per il 2009-2012 e le prospettive al 2016* sono state adottate dal Parlamento a Maggio 2009. Esse specificano il maggior obiettivo, le sfide e le priorità della politica ambientale[94]. Tale documento include anche l'uso di meccanismi per la promozione del risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili. Nel frattempo la Politica Climatica Polacca[95] ha delineato la strategia per ridurre le emissioni di gas serra entro il 2020. Questo documento è stato adottato dal Consiglio dei Ministri nel 2003 e mira ad attuare i principi dello sviluppo sostenibile prima di tutto incoraggiando l'uso di fonti rinnovabili e incrementando l'efficienza energetica come strumenti per ridurre le emissioni nazionali di gas serra.
- La *Legge sull'Energia*, datata Aprile 1997, è uno degli atti nazionali più importanti per lo sviluppo delle FER. Nel 1997 questa legge definisce i principi dello sviluppo della politica energetica nazionale, i principi e i termini di fornitura e l'uso dei combustibili e dell'energia, incluso il calore. Definisce l'operatività delle imprese energetiche e determina gli organi in carica per gestire il mercato energetico e dei combustibili. Le linee guida per la politica energetica della Polonia fino al 2020 sono state preparate e aspettano di essere approvate dal Consiglio dei Ministri[96].
- L'accesso della Polonia nell'Unione Europea nel 2004 e l'accettazione degli obblighi per promuovere le energie rinnovabili, bio-combustibili inclusi, è stato l'innesco per un ulteriore sviluppo dell'industria bio-energetica. C'era un chiaro bisogno di intensificare l'uso di fonti energetiche rinnovabili (FER) in Polonia ma l'approccio e il tempo richiesto per farlo non erano stati chiariti del tutto.
- La linea guida dell'UE 2001/77/WE, detta della promozione dell'energia elettrica da FER, ha fissato un obiettivo per la Polonia del 7,5% di elettricità rinnovabile. La linea guida dell'UE 2003/30/WE, detta della promozione dei bio-combustibili, ha fissato un obiettivo per la Polonia del 5,75% di carburanti rinnovabili per il trasporto. I rapporti preparati dalla Commissione Europea (CE) nel 2005 mostrano che ci sono stati alcuni progressi nello sviluppo della bio-energia. Va detto però che i "certificati per l'energia verde", che supportano la produzione di elettricità rinnovabile, sembrano essere divenuti una barriera all'introduzione di innovative tecnologie nell'ambito dell'energia rinnovabile, anche se meno costose.
- Il potenziale nazionale di bio-energia da colture agricole e residui è significativo. Nel 2000 c'erano 184.000 km^2 di superficie agricola e il 76% (140.600 km^2) erano seminativi. La produzione principale sono i cereali (grano, segale e orzo) coltivati su 88.500 km^2. Il grano è la coltura dominante (30% degli arativi).
- La produzione media di paglia di cereali per il periodo 1999-2001 è stata di 25,7 Mt/anno (GUS, 2002). Dopo aver sottratto la richiesta di paglia per usi agricoli – lettiera, foraggio – si stima esista un surplus di paglia cha va dalle 3,8 Mt/anno alle 11 Mt/anno che può essere usato per altre finalità come ad esempio la produzione di energia. In questo caso il potenziale energetico sarebbe compreso tra i 53 PJ e i 155 PJ di energia primaria per anno.
- Alcune differenze possono emergere se si fanno assunzioni differenti circa le necessità della paglia ad uso lettiera e foraggio. Se si assume che 7,5 Mt di paglia siano disponibili per finalità energetiche (ECBREC stima il 30% della paglia totale) allora la quantità di energia potenziale sale a 105 PJ.
- Nel 2001 l'uso di paglia per energia è stato stimato essere di 40.000 tonnellate (0,5 PJ). La competizione con altri usi è per ora del tutto inesistente.

c) Situazione bio-energetica regionale, politiche, strategie e valutazioni

- La produzione di cereali è molto comune nelle aree settentrionali e centrali della Polonia ed è lì che si concentra il surplus di paglia anche considerando la non elevata concentrazione di allevamenti.
- La produzione di energia usando paglia è principalmente collocata a nord dove c'è la maggior produzione di cereali e dove l'agricoltura è più diffusa.

91 http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/factsheets/renewables/renewables_pl_en.pdf
92 http://www.world-renewable-energy-forum.org/download/WCRE-Gierulsky.pdf
93 http://www.paiz.gov.pl/index/?id=4e5046fc8d6a97d18a5f54beaed54dea
94 http://www.mos.gov.pl/g2/big/2009_07/2826c539c3015384e50adac8fe920b0b.pdf
95 http://www.mofa.go.jp/mofaJ/area/europe/v4+1/pdfs/ws_gh_0910_04.pdf
96 http://www.paiz.gov.pl/index/?id=4e5046fc8d6a97d18a5f54beaed54dea

(iii) Descrizione del progetto

Il villaggio di Stary Targ si trova nell'area a sud-est della Regione della Pomerania, nella Polonia del nord. E' situato vicino al Ilawa Lakeland e al Ilawa Lakeland Landscape Park. Le comunità più vicine sono Sztum, Dzierzgon, Stary Dzierzgon e Mikolajki Pomorskie.

Nel 1996, l'autorità locale ha deciso di modernizzare l'obsoleto sistema di riscaldamento locale. Una caldaia a carbone da 580 kW e dieci piccole caldaiette domestiche, sempre a carbone, con una capacità totale di 1070 kW sono state rimpiazzate con una nuova caldaia con tre bruciatori alimentati a paglia per una potenza totale di 2 MW. L'investimento ha previsto anche la costruzione di 2 km di rete di teleriscaldamento e 17 centri termici.

Nel 1996 la municipalità di Stary Targ ha iniziato a cercare risorse per l'investimento. La ELSTAR Ltd di Elblag ha vinto l'appalto per realizzare il progetto, investimento incluso, con eleborazione delle caratteristiche tecniche, installazione delle nuove caldaie, la costruzione dell'impianto per la purificazione dell'acqua, il magazzino di stoccaggio della paglia, il sistema ad acqua calda, quello elettrico ed il controllo automatico dell'impianto. L'intero progetto è stato realizzato in due fasi. Durante la prima (1997/1998) sono state installate due caldaie a paglia da 500 kW con sistema di carico manuale ed è stato rinnovata la rete di teleriscaldamento. Nella seconda fase (1999/2000) è stata installata una caldaia a paglia da 1 MW.

La caldaia centrale utilizza paglia di cereali che non superi il 25% di umidità. La paglia viene pressata in parallelepipedi di 0,8 x 1,2 x 2m, ognuno dei quali pesa 350 kg. La paglia viene stoccata in due magazzini comunali. Le polveri e le ceneri prodotte nella combustione della paglia vengono consegnate agli agricoltori locali e da loro usate come fertilizzante.

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione di biomassa / offerta per tipologia (materia prima):**
  - Alimentazione: paglia compressa di cereali
  - Consumi: 1000 t/anno
  - Potere calorifico: 16-18 MJ/kg
- **Domanda / uso:** l'impianto ha le seguenti caratteristiche tecniche:
  - Parametri di processo: temp. acqua 90°C, pressione 0,3 MPa
  - Energia per il riscaldamento: 6.775 GJ/anno incl, 1.016 GJ/anno per l'acqua calda domestica
- **Costo / finanziamento / impatto finanziario:** il costo totale è stato pari a 3.508.600 PLN (€ 762.740).
  Il progetto è stato finanziato da 5 istituzioni:
  - EkoFundusz, Warsaw 38,5%
  - Fondi governativi locali 27,9%
  - Regional Fund, Environmental Protection & Water Management, Gdansk 22,2 %
  - Bank of Environmental Protection, Gdansk 5,7%
  - Voivodship Office, Elblagu 5,7%
- **Altri importanti indicatori a livello locale e dettagli tecnici**
  - Caldaie installate: 2 MW (1 MW + 2 x 0,5 MW)
  - Efficienza caldaie: 83%

- **Impatto ambientale:**
  - Riduzione di emissioni ed inquinanti (SO_2 ridotta del 100%, CO_2 ridotta del 100%, polveri ridotte del 76%, NO_X ridotti del 57%)
  - Riduzione delle emissioni di gas serra pressoché totali rispetto all'uso del carbone
  - Riduzione dell'acidificazione per il mancato uso del carbone
  - Utile riutilizzo della paglia altrimenti considerata scarto produttivo dei cereali

(v) Risultati

Agli agricoltori la paglia fornisce tra i 30 e i 40 PLN (€ 7 – € 10) per ettaro anche in funzione della qualità e dell'umidità della paglia. Il costo totale del combustibile per la caldaia, considerati raccolta, pressatura, trasporto e stoccaggio, si aggira circa sui 135 PLN (€ 30) a tonnellata. Il costo medio di 1 GJ di calore fornito all'utente è pari a 46,51 PLN (€ 10,82).

(vi) Lezioni imparate

Le risorse finanziarie spese per la paglia rimangono nella municipalità a supporto dello sviluppo locale. La più alta efficienza nella produzione di energia termica e la gestione facilitata dell'impianto sono due parametri importanti. La produzione di "scorie" è stata ridotta con un grande beneficio ambientale.

(vii) Contatti

Urząd Gminy Stary Targ
82 – 410 Stary Targ
ul. Generała Świerczewskiego 20
Poland

Tel.: +48 55 640 50 50
Sito web: http://www.bip.starytarg.pl/

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 15

Pianificazione Energetica Integrata nella micro-regione di Frýdlant

Micro-regione di Frýdlant, Repubblica Ceca

(i) Sintesi

Il desiderio di ridurre gli impatti ambientali delle attività economiche svolte nella Repubblica Ceca ha spinto verso l'utilizzo di fonti di energia rinnovabile. Questo positivo passaggio ha portato molti benefici ambientali ma l'uso di nuove tecnologie ha anche richiesto più risorse finanziarie che dovevano essere giustificate agli occhi dell'opinione pubblica. Questo caso di studio riporta ciò che è emerso da un'iniziativa nell'area di Frydlant per far incrementare la pianificazione regionale e per dare inizio allo sviluppo di un Piano d'Azione Energetico Integrato per le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). Lo scopo del progetto era quello di utilizzare le FER e il risparmio energetico il più possibile e allo stesso tempo contribuire così all'autosufficienza energetica regionale. Gli altri benefici del progetto includono miglioramenti ambientali, nuove opportunità occupazionali nella regione e una maggior consapevolezza della pubblica opinione sulle FER e sul risparmio energetico.

(ii) Contesto

a) Repubblica Ceca: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 78.866 km^2 • 44 % superficie agricola (2005) • 34 % superficie forestale (2005)
Popolazione	• 10,5 milioni di abitanti (2009) • 133 abitanti per km^2
Dati economici	• 20.200 PIL pro capite in euro in PPS (potere d'acquisto standard) (2008) • 6,6% di crescita reale del PIL pro capite (2007)
Dati energetici	• 45,3 Mtep lorde di consumo energetico (2007) • 2,3 Mtep totali di produzione di energia primaria *Fonte: IEA Energy Balance 2007 the Czech Republic* *http://www.iea.org/stats/balancetable.asp?COUNTRY_CODE=CZ*

Fonte dati: Eurostat - http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/

b) Situazione bio-energetica nazionale, politiche, strategie e valutazioni

- Tradizionalmente c'è un'alta percentuale di fonti energetiche non rinnovabili utilizzate nella Repubblica Ceca. Appena prima di entrare nell'Unione Europea (UE), la situazione ha cominciato a cambiare anche per l'obbligo UE ad usare le FER oltre al fatto che si possono così ottenere benefici ambientali e aumentare l'indipendenza energetica. Il quadro legislativo della Repubblica Ceca sulle FER è stato rinforzato da una nuova legge adottata nel 2005 e da un regolamento governativo che ha fissato una quota minima per i bio-combustibili che devono essere utilizzati nel trasporto[97]. Il 15-16% di FER sul consumo totale di energia primaria è stato fissato quale obiettivo nazionale entro il 2030. Per l'energia elettrica da FER, l'obiettivo è l'8% entro il 2010.
- La *Czech Republic Strategy for Sustainable Development (the "Strategy"*[98],) e la State *Environmental Policy*[99] sono state lanciate nel 2008. The *State Energy Policy* è un documento di politica economica di base che riflette la responsabilità statale per creare condizioni favorevoli e durature per la fornitura di energia[100]. Esso include regole per la promozione di elettricità e calore da FER[101].
- Il *National Programme for the Support of Energy Savings and the Utilisation of Renewable and Secondary Sources of Energy e il National programme for the energy management and the use of renewable sources of energy for 2006 – 2009*[102] sono le due basi principali per attuare il programma statale sul risparmio energetico e l'uso di fonti energetiche rinnovabili.
- L'ingresso della Repubblica Ceca nell'UE nel 2004 ha previsto che fossero accettati gli obblighi all'uso e alla promozione delle ER, comprese le bio-energie. La Repubblica Ceca, consapevole della cosa, ha iniziato ad intensificare l'uso di ER. La linea guida UE 2001/77/EC sulla promozione dell'energia elettrica da FER ha stabilito l'obiettivo dell'8% per la Repubblica Ceca. La linea guida UE 2003/30/EC sulla promozione dei bio-carburanti e di altri combustibili rinnovabili per il trasporto ha fissato l'obiettivo ceco al 5,75%.
- Un altro importante strumento di pianificazione è la Energy Management Law 406/2000 Coll che adotta i regolamenti UE e fissa le misure per il risparmio energetico, la pianificazione e l'uso delle rinnovabili. Questa legge usa un approccio dall'alto al basso. Il Piano Energetico Nazionale è stato preparato in accordo con la Energy Management Law e aggiornato ogni cinque anni a seconda delle condizioni interne ed esterne. Il Piano fissa gli orientamenti di politica energetica nella Repubblica Ceca e supporta anche le ER.
- A causa delle condizioni climatiche e regionali nella Repubblica Ceca la biomassa ha un ruolo chiave per far crescere le ER e il Piano Energetico Nazionale richiama la necessità di supportare le filiere bio-energetiche locali. Il Piano non supporta un uso a bassa energia della biomassa o il suo trasferimento a lunga distanza. Il potenziale nazionale di bio-energia da colture agricole e boschi è significativo. La biomassa è già un'importante risorsa energetica rinnovabile e fornisce più di 60 PJ di energia primaria all'anno, in continua crescita. Nel 2008 la bio-energia primaria da biomassa, biogas e MSW ammontava a più di 47 PJ ed era usata per la produzione di calore. La biomassa utilizzata per produrre elettricità ammontava a 13 PJ. Le statistiche relative alle ER, compresa la biomassa, sono disponibili presso il Ministero Ceco dell'Industria e del Commercio[103].

c) Situazione bio-energetica regionale, politiche, strategie e valutazioni

- La micro regione di Frýdlant è situata nella regione di Liberec. La superficie regionale è 31,63 km^2 e comprende 215 comunità. La densità di popolazione è 135 abitanti/km^2 e si colloca al di sopra della media nazionale. La regione ha un carattere principalmnete industriale. A causa delle condizioni geografiche e climatiche, l'agricoltura ha solo un ruolo marginale nell'economia regionale. Le classiche produzioni alimentari sono state velocemente convertite a colture energetiche. Le condizioni climatiche sono abbastanza fredde con una temperatura media di 3,6°C e una media di giorni nei quali è necessario il riscaldamento pari a 255.

97 http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/factsheets/renewables/renewables_cz_en.pdf
98 http://www.czrea.org/files/pdf_en/zakony/RES_act_english.pdf
99 http://www.mzp.cz/osv/edice-en.nsf/e26dd68a7c931e61c1256fbe0033a4ee/d19a3a3f73abc1cbc125713800330a7c?OpenDocument
100 http://www.mpo.cz/dokument12265.html
101 http://www.czrea.org/files/pdf_en/zakony/RES_act_english.pdf
102 http://download.mpo.cz/get/26676/28754/313830/priloha002.pdf
103 http://www.mpo.cz/cz/energetika-a-suroviny/statistiky-energetika/#category120

- Secondo la Energy Management Law il governo regionale è obbligato a sviluppare e produrre regole per realizzare un Piano Energetico Regionale che si accordi con quello nazionale. Uno degli scopi principali del Piano Energetico Regionale della Regione di Liberec, all'interno della quale si colloca Frydlant, è quello di supportare lo sviluppo delle FER e accrescere l'indipendenza energetica regionale.
- Il Piano Energetico Regionale contiene politiche per accrescere la porzione di FER, inclusa la biomassa. Non offre un supporto diretto all'uso di biomassa ma un supporto indiretto all'impianto di colture agricole energetiche (con un pagamento di 31 €/ha). Ci sono anche sussidi per costruire impianti a biomasse. Tali sussidi sono disponibili per organismi pubblici o privati e il governo regionale li utilizza come aiuto alla promozione dell'uso della biomassa e per lo sviluppo di filiere locali di biomassa.
- In questa regione nel 2005 c'erano 112 centrali idroelettriche (20,8 MWe) che producevano 70 GWh di energia elettrica all'anno, 8 pale eoliche (4,4 MWe) che producevano 5 GWh e pannelli fotovoltaici per una produzione elettrica di 56 MWh all'anno. L'energia elettrica prodotta da biomassa era pari a 4.022 MWh/anno, il calore prodotto era pari a 240.045 GJ/anno e il biogas 33.885 GJ/anno.,
- La più grossa quota di biomassa regionale è destinata al riscaldamento. La biomassa disponibile include colture energetiche, paglia di scarto e legno di scarto. La superficie regionale è pari a 31,63 km^2 e il 44% di questi sono superfici agricole. I prati della regione hanno un potenziale per la produzione di biogas – una stima ha calcolato che si avrebbero 277.799 GJ in caso di produzione di elettricità e 451.423 GJ per la produzione di calore.

(iii) Descrizione del progetto

La micro regione del Frydlant si trova nel nord della Repubblica Ceca, nella regione di Liberecký, vicino al confine polacco e tedesco. 18 comunità della micro regione hanno preso parte al progetto (Bílý Potok, Bulovka, Černousy, Dětřichovice, Dolní Řásnice, Frýdlant, Habartice, Hejnice, Heřmanice, Horní Řásnice, Jindřichovice pod Smrkem, Krásný Les, Kunratice, Lázně Libverda, Nové Město pod Smrkem, Pertoltice, Raspenava, Višňová),

Il progetto è partito per volontà delle autorità locali nel 2001 per accrescere l'uso di ER nella micro regione e per contribuire all'indipendenza energetica. Il primo meeting di progetto si è tenuto nel Gennaio del 2003. Lo scopo principale del progetto era quello di sviluppare un piano energetico regionale, fornire alle autorità locali analisi, presentarle ai possibili investitori e assicurare la sua realizzazione, attività di divulgazione incluse. Nella prima fase era necessario sviluppare un'analisi delle forniture energetiche attuali e della domanda e identificare le potenziali fonti e tipologie di energie rinnovabili. Questi dati sono stati usati per lo sviluppo del Piano Energetico e del Piano d'Azione per la promozione delle energie e fonti rinnovabili. L'analisi ha mostrato che un uso molto alto di carbone ha un impatto negativo sull'ambiente. Non tutte le comunità hanno accesso alla rete del gas e il bisogno di modernizzazione era un'opportunità per muoversi verso le energie rinnovabili.

Per regolare le perdite energetiche è stato deciso di isolare termicamente gli edifici pubblici e privati e di passare a caldaie più efficienti e creare connessioni ad un sistema di riscaldamento centralizzato. Per le energie rinnovabili sono state identificate come potenziali l'eolico, la biomassa per energie (legno di scarto e colture energetiche), il solare termico e la produzione di biogas. E' stato proposto di rimpiazzare il carbone con la biomassa in impianti di piccole e medie dimensioni. Tutte le attività da svolgere devono prevedere una divulgazione per raccogliere il supporto della pubblica opinione. E' stato deciso di creare un Renewable Energy Information Centre nella comunità di Jindřichovice pod Smrkem.

Il risultato del progetto è stato quello di fissare degli obiettivi per il futuro prossimo. E' stato deciso di stabilizzare la domanda energetica e di incrementare la fornitura elettrica totale da fonti rinnovabili fino al 15% entro il 2010 e al 25% entro il 2020 e la fornitura totale di energia da fonti rinnovabili al 15% entro il 2010 e al 26% entro il 2020. Tutti questi cambiamenti dovrebbero guidare ad una riduzione delle emissioni dei gas serra e degli inquinanti atmosferici.

Le tipologie di biomassa da utilizzare includono le colture energetiche coltivate in arativi che in precedenza erano usati per la produzione di cibo. Il potenziale di tutta la regione è di 20,000 ha (micro regione e dintorni). Altri tipi di biomassa da usare sono gli scarti legnosi creati dall'industria del legno e dalle segherie e la paglia di scarto che rappresenta un terzo di tutta quella prodotta. In tutto il paese, nel 2005, erano presenti 35 impianti a biomassa (34.122 kW), cinque dei quali nella micro regione.

Il potenziale di biogas nella micro regione è pari a 34.067 GJ/anno per elettricità e 55.360 GJ/anno per il calore. Una caldaia nella Comunità di Bulovka (48 kW) usa legno e scarti legnosi come biomassa. Una caldaia nella Comunità di Habartice (50kW) usa biomassa da colture energetiche coltivate nei territori della comunità stessa. Una caldaia a legno nella Comunità di Jindřichovice pod Smrkem aiuta la stessa ad essere quasi del tutto energeticamente indipendente, dato che l'energia elettrica è prodotta da una stazione eolica locale (1200 kW). La città di Frýdlant sta pianificando di installare una caldaia a biomassa e le città di Nové Město pod Smrkem e Višňová possiedono già caldaie a biomassa.

Le attività di informazione e divulgazione del progetto sono state numerose, fra le quali una campagna di poster nelle scuole dal 2003 al 2005. Le autorità locali hanno deciso di creare il Environmental Information Centre a Jindřichovice pod Smrkem per informare l'opinione pubblica circa le diverse fonti rinnovabili. Questo centro è aperto tutto l'anno e si rivolge principalmente alle scuole con escursioni pubbliche sulle FER, incluse bio-energie ed eolico.

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione di biomassa / offerta per tipologia (materia prima):** scarti legnosi, legno, colture energetiche.
- **Domanda / uso:** la domanda totale di energia della micro regione è di 1.325.115 GJ/anno. La domanda del settore abitativo è di 580.385 GJ/anno. Una perte crescente della domanda è soddisfatta con la biomassa.
- **Numero di attori coinvolti / catena degli stakeholder:** le molte parti coinvolte includono molte autorità locali, investitori privati, l'agenzia ceca per l'energia, e la Fondazione Nazionale Ceca per l'ambiente.
- **Impatto economico / numero posti di lavoro creati:** sono stati creati 90 posti di lavoro in regione.
- **Costo / finanziamento / impatto finanziario:** il piano di sviluppo è stato supportato dal EC SAVE 2001 Programme e da stakeholder locali, nazionali ed internazionali - Enviros (CZ), Power Service (CZ), LEV Steiermark (A), IHK GmbH (D) e l'Agenzia Ceca per l'Energia. La realizzazione di particolari parti di progetto sono di competenza delle comunità o realizzate da investitori privati con il supporto del Ministero Ceco per lo Sviluppo Rurale e dalla Fondazione Nazionale Ceca per l'Ambiente. La caldaia di Jidřichovice pod Smrkem è costata 120.000 € e la comunità ha richiesto un prestito bancario di 80.000 € per finanziare il progetto.
- **Altri importanti indicatori a livello locale e dettagli tecnici:**
  - Come descritto in precedenza ci sono caldaie a biomassa nella micro regione a: Bulovka (48kW); Habartice (50kW); Jindřichovice pod Smrkem (350kW); Nové Město pod Smrkem; e Višňová,
  - Impatto ambientale:
    - Riduzione degli inquinanti atmosferici (polveri ridotte del 76%, SO_2, CO_2, e NO_2 sono stati tutti ridotti);
    - Riduzione delle emissioni di gas serra per mancato utilizzo di carbone;
    - Riduzione dell'acidificazione ambientale per mancato utilizzo di carbone;
    - Consumo di legno prima considerato uno scarto.

(v) Risultati

Lo sviluppo e la realizzazione del piano energetico significa benefici ambientali ed economici per la micro regione. Nel progetto si vuole anche ottenere un crescente sostegno della popolazione per le ER.

(vi) Lezioni imparate

E' necessario comunicare con l'opinione pubblica per convincerla dei vantaggi della biomassa e spiegare contesti e costi connessi. Tutto questo deve iniziare relativamente presto in un processo attuativo. Le attività di divulgazione rappresentano un importante elemento nella transizione verso le ER. Le autorità locali dovrebbero spingere verso l'uso di molte FER locali per ottenere mix energetici appropriati.

(vii) Contact

Enviros, s.r.o.
Na Rovnosti 1
130 00 Praha 3
Czeh Republic
Tel.: +420 284 007 498
Fax: +420 284 861 245
E-mail: enviros@enviros.cz
Sito web: www.enviros.cz

Petr Pávek
Obecní úřad
Jindřichovice pod Smrkem 245
463 65 Jindřichovice pod Smrkem
Czech Republic

Tel.: +420 482 360 366
Fax: +420 482 328 074
E-mail: ou@jindrichovice.cz
Sito web: http://www.jindrichovice.cz

MAKE-IT-BE buona pratica Nr. 16

Produzione di biodiesel nell'impianto di Aprilia a partire da olio di cucina usato

Aprilia, Italia

(i) Sintesi

Nell'impianto di Aprilia, gestito dalla DP Lubrificanti Srl, l'olio vegetale usato è trasformato in biodiesel da utilizzare nel settore dei trasporti. L'impianto è considerato uno dei migliori esempi nazionali nella produzione di biodiesel dato che raccoglie anche oli vegetali esausti in paesi dove vengono considerati rifiuti (dai ristoranti e dal settore delle trasformazioni alimentari). Tale produzione di biodiesel si colloca fra le produzioni di energia rinnovabile ma associa anche grossi benefici ambientali.

La fabbrica di biodiesel di Aprilia
(Fonte: www.dplubrificanti.com, 2010)

(ii) Contesto

a) Italia: dati-chiave nazionali

Superficie totale	• 294.140 chilometri quadrati (km2) • 47% superficie agricola (2007) • 35% superficie forestale (2007) *Maggio 2010: http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2*
Popolazione	• 59.375.289 abitanti (2007) • 202 abitanti per km^2 (2007) *As of May 2010: http://data.worldbank.org/indicator*
Dati economici	• 25.500 PIL pro capite in PPS (potere d'acquisto standard) (2008) • -1,3% di crescita reale del PIL pro capite (2008) *Maggio 2010:* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsieb010* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/*
Dati energetici	• 186 Mtep lorde di consumo energetico (2006) • 27,05 Mtep totali di produzione di energia primaria (2006), delle quali il 45% da energie rinnovabili (ER) • 86,8% di dipendenza energetica (Importazione netta di energia / Consumo lordo) (2006) • 12,2 Mtep di produzione di energia primaria da ER (2006), delle quali il 31% da biomassa e rifiuti *Maggio 2010:* *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF*

b) Situazione bio-energetica nazionale, politiche, strategie e valutazioni

- Politiche per il controllo dell'inquinamento atmosferico e del cambiamento climatico rimangono una sfida in Italia. Il paese si sta spostando dall'uso di incentivi fissi per le energie rinnovabili (ER) verso uno schema di quote minime obbligatorie più orientato al mercato che prevede l'utilizzo di certificati verdi[104]. In Italia l'energia elettrica da fonti rinnovabili (FER) è promossa principalmente attraverso un sistema di quote (certificati verdi) che obbliga tutti i produttori e gli importatori di elettricità a generare una certa quota da FER o a comprare una certa quantità di certificati verdi.
- Il Parlamento Italiano iniziò a legiferare sulle FER nel 1982 con la Legge sulle Fonti Energetiche Efficienti e Rinnovabili, Legge 308/82[105] [106].
- La Legge Finanziaria[107] L 244/07 (Articolo 2, paragrafi da 143 a 176) ha introdotto cambiamenti fondamentali nella promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili (FER) e nella sua immissione in rete[108]. Tutto questo è stato possibile grazie al *Decreto Legislativo No. 79* (DL 79/99) "Decreto Bersani" del Marzo 1999[109] che ha definito le regole comuni del singolo mercato dell'elettricità. Il decreto rappresenta anche la base legale per la promozione delle ER attraverso il sistema delle quote. Esso stipula che i produttori e gli importatori dovrebbero immettere una certa quota di elettricità da fonti rinnovabili nella rete a partire dal 2001. Il *Decreto Legislativo* DL 387/03[110] del 2003 promuove l'elettricità prodotta da FER nel mercato elettrico interno creando un quadro di base per la promozione delle ER e stabilendo l'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e l'efficienza negli usi finali dell'energia.
- La complessità dei vari requisiti legali e delle procedure è uno degli ostacoli principali alla diffusione di progetti sulle ER. Le linee guida nazionali quali il DL387/03 (per recepire la Direttiva CE 2001/77/CE e la Direttiva CE 28/2009/EC) creano una proliferazione di differenti interpretazioni e chiare istruzioni obbligatorie tardano ad essere fornite. Un accordo bipartisan circa le opportunità politiche sulla sostenibilità ambientale e sulle politiche di incentivazione delle FER è ancora qualcosa che in Italia manca.

c) Lazio: dati-chiave regionali

Superficie totale	• 17.203 chilometri quadrati (2009)km^2 • 26% montagne (2009) • 20% colline • 54% pianure (2009)
Popolazione	• 5.646.154 abitanti (2009) e densità di 328,2 abitanti per km^2 (2009)
Dati economici	• 29.731 € PIL pro capite in PPS (potere d'acquisto standard) (2009) • 2,85% di crescita reale del PIL pro capite (2009)

d) Situazione bio-energetica regionale, politiche, strategie e valutazioni

- A livello regionale, il Regolamento per la Riorganizzazione del Settore Energetico[111] del 23 Agosto 2004 (n. 239) e il Piano Energetico Regionale (PER) definiscono i diritti e i doveri circa le energie rinnovabili e stabiliscono regole sui combustibili fossili[112]. Lo Stato italiano ha devoluto alle Regioni, tramite questo Regolamento, l'autorità di promuovere l'efficienza energetica e le fonti energetiche rinnovabili.
- Il Consiglio Regionale della Regione Lazio ha approvato la Delibera del consiglio No 340 dell'8 Maggio 2008[113] sulle linee giuda per la delega alle Province L. 10/91, Art. 8, 10 e 13[114]. Le Province devono garantire sussidi per favorire l'uso delle energie rinnovabili in attuazione della L.10/91 nel settore delle costruzioni (art 8), dell'industria, del commercio e dei servizi e dell'agricoltura (art 13) La Regione Lazio fornisce una lista di pianificazione regionale per le ER[115].

104 http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/italy2003.pdf
105 http://www.planbleu.org/publications/atelier_energie/IT_National_Study_Final.pdf
106 http://ec.europa.eu/environment/pdf/policy/italy.pdf
107 http://www.wfw.com/Publications/Publication459/$FILE/Italy's%20Green%20Certificates%20Regime%202008.pdf
108 http://www.parlamento.it/parlam/leggi/07244l.pdf
109 http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/testi/99079dl.htm
110 http://www.ambientediritto.it/Legislazione/Energia/2003/dlgs%202003%20n.387.htm
111 http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=pm&id=3557&action=detail
112 http://res-legal.eu/en/search-for-countries/italy/legal-source/land/italien/instrument/387/ueberblick/rechtsquelle.html?bmu%5BlastPid%5D=100&cHash=e6f3f93c69
113 http://www.regione.lazio.it/binary/web/energie_rinnovabili_wordpress/DGR_8.05.2008_n_340.1211818059.pdf
114 http://www.regione.lazio.it/web2/contents/energie_rinnovabili/wordpress/dettaglio.php?id=focuson_1
115 http://www.regione.lazio.it/web2/contents/energie_rinnovabili/argomento.php?vms=4

- Il Piano d'Azione Energetico della Regione (PAE) contiene un macro tema sulle fonti energetiche rinnovabili (FER) che mira a costruire un contributo strategico positivo delle FER nel bilancio energetico regionale. Le FER sono riconosciute importanti soprattutto per le aree rurali e remote dove possono coprire i fabbisogni energetici di intere comunità.
- Il PAE mira ad aiutare a raggiungere l'obiettivo UE di sostituire il 10% di combustibili fossili con bio-combustibili.
- Il PAE stima un 25% circa di riduzione di emissioni di gas serra entro il 2020 equivalente a 12 Mt CO_2, considerando tutte le azioni in tutti i campi.
- La realizzazione del piano per i bio-carburanti e le FER a livello regionale è sviluppato attraverso:
  - Educazione dei cittadini con iniziative di informazione e comunicazione
  - Ricerca e sviluppo per l'innovazione tecnologica
  - Politiche di incentivi fiscali quali la carbon tax regionale
  - Attivazione di una "contabilità energetica regionale"
  - Fondi regionali garantiti per le FER e l'innovazione tecnologica
  - Semplificazione amministrativa
  - Sviluppo dell'APEE (Aree Produttive Equipaggiate Ecologicamente)
  - Pianificazione territoriale contrattata
  - Struttura regionale di supporto per la valutazione delle performance del PAE.

(iii) Descrizione del progetto

Contesto locale

- A livello locale/comunale[116], i *Piani Energetici Locali*, Legge N. 10/91, Piano Regolatore Generale (PRG)[117] richiede alle comunità con più di 50.000 abitanti di creare piani energetici locali con enfasi sulle fonti energetiche rinnovabili e la cogenerazione calore-energia (CHP). Sfortunatamente pochi di questi piani sono stati effettivamente sviluppati a parte alcune eccezioni come Roma e Torino e in alcune città minori quali Padova e Rovigo. La legge richiede anche a tutti i comuni italiani di quantificare la spesa energetica e di sviluppare piani che aiutino a ridurla.

Fasi iniziali e stakeholder coinvolti

La DP Lubrificanti Srl è stata creata nel 2002 ed ha prodotto biodiesel per il mercato europeo sin dal 2005. L'impianto per la produzione di biodiesel si trova ad Aprilia a circa 50 chilometri da Roma. La raccolta degli oli usati avviene in più paesi. La produzione è destinata in ordine al mercato italiano, tedesco, francese, greco e croato.

La produzione di biodiesel è garantita da accordi stipulati tra la DP Lubrificanti Srl e i produttori di oli, in particolare è stata sviluppata una forte cooperazione con il CONOE[118] (CONOE – *Consorzio Obbligatorio Nazionale Oli Esausti)* per assicurare il trasporto, lo stoccaggio e il trattamento dell'olio.

116 http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=pm&id=1535&action=detail

117 http://www.isitgrosseto.com/public/energia_doc/biomassa/CATTANEO/MATERIALE%20LEZIONI%20BIOMASSA/Altener%202002.pdf

118 CONOE : Consorzio Obbligatorio Nazionale Oli Esausti e grassi animali. CONOE è stato creato nel 1998 sulla base di un decreto nazionale (Dlgs 22/97). Il CONOE associa aziende che producono, trasportano, raccolgono e riciclano l'olio su tutto il terrtorio italiano per ridurne la dispersione e l'inquinamento derivante.

Processo e uso dell'energia

Il potenziale produttivo dell'impianto di Aprilia è di 160,000 t/anno. L'impianto non può essere considerato "tradizionale" in quanto usa olio vegetale cotto proveniente da ristoranti, dal settore domestico e dal terziario.

L'olio usato è raccolto principalmente in Italia ma proviene anche dalla Francia, Spagna, Paesi Bassi e altri paesi europei.

L'olio è raccolto dai membri del CONOE – principalmente olio di frittura ma anche altri prodotti oleosi e grassi animali. La qualità dell'olio che arriva all'impianto è un parametro importante. Le caratteristiche principali sono rappresentate dal livello di acidità e dal MIU – "**M**oisture **I**mpurities and **U**nsaponificable" (umidità, impurità e componenti non saponificabili).

Dalla qualità dell'olio in ingresso deriva la qualità del biodiesel e della glicerina in uscita. Infatti il costo di produzione è legato strettamente alla qualità dell'olio esausto usato. Per questo motivo viene applicato uno sconto se la qualità dell'olio fornito è alta, con MIU > 3% e acidità > 5%.

Produrre biodiesel da olio usato fornisce 1 litro di biodiesel e 100 grammi di glicerina (più l'1-2% di impurità) a partire da 1 kg di olio esausto. Il tempo necessario per la trasformazione è di circa 24 ore. Durante la prima fase del processo l'olio viene centrifugato e fatto reagire con il metanolo in presenza di un catalizzatore. Durante la reazione vera e propria si formano il biodiesel e la glicerina.

La purificazione della glicerina che si ottiene come co-prodotto rappresenta un'altra importante caratteristica dell'impianto di Aprilia. La glicerina grezza viene purificata al 99,5% e venduta all'industria farmaceutica italiana ed europea.

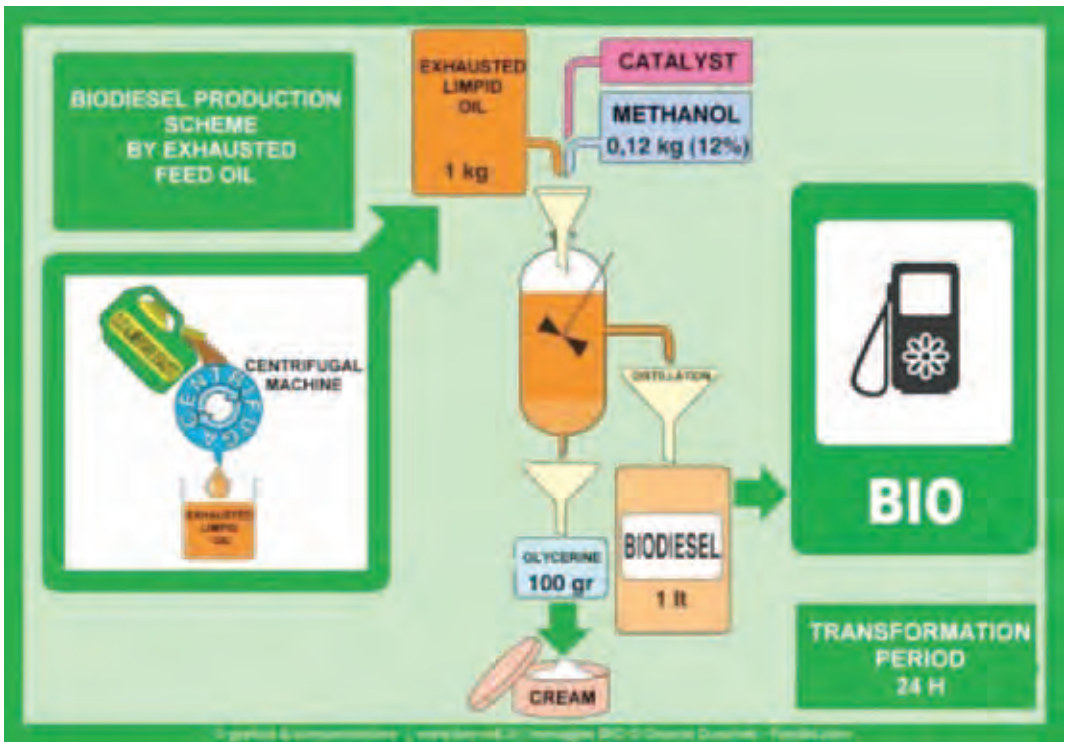


Immagine: schema della produzione di biodiesel con olio usato (Fonte: Dp Lubrificanti srl, www.biodienet.eu)

(iv) Indicatori quantitativi

- **Produzione di biomassa / offerta per tipologia (materia prima):** circa 30.000 t/anno di olio vegetale usato
- **Domanda / uso:**
  - Biodiesel uso trasporti, circa 50.000 – 60.000 t/anno (150 t/giorno)
  - Glicerina – 3.000 t/anno - al 99,50% di purezza
- **Numero di attori coinvolti / catena degli stakeholder:**
  - Compagnie che lavorano nel settore della produzione, raccolta, trasporto e riciclaggio dell'olio su tutto il territorio nazionale per diminuirne la dispersione e l'inquinamento derivante
  - Industria farmaceutica (acquirente della glicerina)
  - Settore dei trasporti privato e di aziende specializzate
- **Utilizzatori finali:** utilizzatori di biodiesel a tutti i livelli
- **Costo / finanziamento / impatto finanziario:** non disponibile
- **Impatto economico / numero posti di lavoro creati:** ci sono molti benefici economici diretti collegati alla filiera del biodiesel:
  - Le vendite negli ultimi due anni sono salite a 52 milioni €/anno da 36 milioni €/anno, 2009 e 2008 rispettivamente
  - Il biodiesel ha rimpiazzato circa 50.000-6.000 l/anno di diesel fossile sul mercato
- **Altri importanti indicatori a livello locale (per esempio ambientali):**
  - La riduzione dello scarico dell'olio nel sistema delle acque di scolo (circa 25 kg di olio a persona per anno; 1.400.000 t/anno) ha un effetto positivo sul costo di purificazione delle acque negli impianti pubblici

(v) Risultati

Il biodiesel ottenuto dall'olio usato rispetta i criteri di sostenibilità ambientale della Direttiva UE 2009/28/Ce. Benefici addizionali dal ri-uso dell'olio sono la prevenzione dell'ostruzione del sistema delle acque di scolo e il mancato inquinamento del suolo, delle acque dolci e del mare.

La CO_2 che deriva dalla combustione del biodiesel è compensata dalle colture oleaginose piantate ogni anno. La sostenibilità del biodiesel è alta rispetto ad altri bio-combustibili ma il bilancio della CO_2 dipende dal tipo di biomassa usata). Il potenziale di CO_2 evitata per le diverse colture oleaginose e per l'olio usato è mostrato sotto:

Origine del bio-combustibile	Emissioni di CO_2 evitate
Olio di colza	38%
Olio di girasole	51%
Olio di soia	31%
Olio di palma	19%
Olio cotto esausto	83%

Anche se le emissioni di NO_x possono incrementare durante la combustione del biodiesel in un motore non dotato di convertitore catalitico, l'uso del biodiesel prodotto da olio usato ha altri benefici ambientali quali:

- Drastica riduzione delle emissioni di metalli pesanti
- Drastica riduzione delle emissioni di zolfo
- Nessuna emissione di Idrocarburi Policiclici Aromatici (IPA)
- Drastica riduzione delle PM10
- Il biodiesel è completamente biodegradabile

(vi) Lezioni imparate

L'esperienza dell'impianto della DP Lubrificanti Srl ha fatto emergere l'importanza della produzione di biodiesel a partire da olio esausto cotto in termini di sostenibilità ambientale dato il contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra e della gestione di un rifiuto impattante che invece diviene una fonte energetica. Inoltre il biodiesel aiuta a trovare un'alternativa all'uso di carburanti di origine fossile.

E' necessario stimolare ulteriormente la raccolta dell'olio usato sia a livello locale che nazionale anche se esiste già una normativa vigente (D.lgs. n. 4 del 16/01/08).
La raccolta organizzata in aree urbane o dove sia presente un utilizzo intensivo di olio da cucina può diventare un interessante modello economico collegato alla produzione di un bio-combustibile.

La Dp Lubrificanti srl è fortemente collegata a una rete tecnica e scientifica sia nazionale che europea. Fornisce informazioni e dimostrazioni a chi intende sviluppare simili iniziative.

(vii) Contact

DP LUBRIFICANTI Srl
Dr. Susanna Regis
Via della Meccanica, 16
04011 Aprilia (Latina)
Italy

Tel.: +3906 9280458 +3906 9280458
Fax: +3906 92850471
E-mail: info@dplubrificanti.com
Sito web: www.dplubrificanti.com

Partners

Il Coordinatore del progetto, è una società cooperativa che ha sede in Emilia-Romagna. La sua mission è quella di promuovere ricerca, sperimentazione e divulgazione nel comparto delle produzioni vegetali.
Tel: +39 0547 313522 • **Fax:** +39 0547 317246
E-mail: mgtommasini@crpv.it

è un'associazione internazionale, i cui membri appartengono alle amministrazioni locali e alle organizzazioni governative locali, regionali e nazionali, impegnata nello sviluppo sostenibile.
Tel: +49 761368 920 • **Fax:** +49 7613689 219
E-mail: iclei-europe@iclei.org

Nata nel 1992, è un'organizzazione fondata con lo scopo di ricercare, dimostrare e diffondere le best practice nella gestione delle risorse territoriali nelle Highland scozzesi.
Tel: +44 (0) 1463 811606 • **Fax:** +44 1463 811607
E-mail: chris.perkins@highlandbirchwoods.co.uk

è un ente italiano per la standardizzazione e la ricerca in ambito di energia, riconosciuto dal Ministero dello Sviluppo Economico.
Tel: +39 02 266 265 1 • **Fax:** +39 02 266 265 50
E-mail: cti@cti2000.it

Partners

fondato nel 1996, il Centro Europeo per le Energie Rinnovabili sviluppa azioni dimostrative e concrete a livello locale e comunitario per la conservazione energetica per lo sviluppo e l'utilizzo delle energie rinnovabili.
Tel: +43 33229010 85040 • **Fax:** +43 33229010 85012
E-mail: j.hacker@eee-info.net

creata nel 1972 è una federazione di associazioni nazionali provenienti dai 27 membri dell'Unione Europea che rappresenta gli interessi dei proprietari terrieri, dei gestori dei territori e degli imprenditori agricoli a livello politico europeo.
Tel: +32 (0)2 234 3000 • **Fax:** +32 (0)2 234 3009
E-mail: elo@elo.org

è un'istituzione pubblica fondata dalla Repubblica Slovena nel 1993 che si occupa di servizi forestali per tutte le zone boschive slovene.
Tel: +38 614700050 • **Fax:** +386 1 423 53 61
E-mail: zgs.tajnistvo@zgs.gov.si

è una società consortile, localizzata in Emilia Romagna, partecipata da imprese leader nei settori agroindustriale e manifatturiero, da Istituzioni pubbliche e bancarie, da Associazioni imprenditoriali.
Tel: +39 0547 415080 • **Fax:** +39 0547 313291
E-mail: centuria-rit@centuria-rit.com

Licence no.: DE/11/1

MAKE IT BE
WWW.MAKEITBE.EU

CRPV soc. coop.
CENTRO RICERCHE PRODUZIONI VEGETALI

I·C·L·E·I
Local Governments for Sustainability

HIGHLAND BIRCHWOODS
Coille Beithe na Gàidhealtachd

ENERGIA AMBIENTE
Comitato Termotecnico Italiano

EUROPÄISCHES ZENTRUM FÜR ERNEUERBARE ENERGIE GÜSSING GMBH

ELO
European Landowners' Organization

ZAVOD za GOZDOVE SLOVENIJE

centuria rit
Romagna Innovazione Tecnologia

Official Partner

Il progetto "Sviluppo di strumenti decisionali per favorire la nascita di filiere bio-energetiche locali e regionali" (MAKE IT BE)
è stato riconosciuto come Partner ufficiale dalla Sustainable Energy Europe Campaign della Commissione Europea.

Institut für Bioenergiedörfer Göttingen e. V.

10 Jahre Bioenergiedörfer –

Ergebnisse einer Metaanalyse von 160 Bioenergiedörfern und die Betrachtung von sozialen Aspekten bei der Umsetzung im Juni 2015

Folker Roland & Swantje Eigner-Thiel

Schriftenreihe „Fortschritt neu denken“
Heft 4, Göttingen, April 2016

Schriftenreihe

Fortschritt neu denken

Herausgegeben vom

Institut für Bioenergiedörfer Göttingen e. V.

Anschrift:
Petrikirchstraße 30
37077 Göttingen
www.bioenergiedorf.info

Heft 4, 1. Auflage, Göttingen 2017
ISSN 2190-7722

Fortschritt neu denken: „Weiter, schneller, höher“ – Zu lange schon ist diese Maxime Leitbild und Orientierung für gesellschaftliche (Fehl-) Entwicklungen, zu lange schon führt dieses Denken in Komparativen zu einem häufig rücksichtslosen Umgang mit den natürlichen Ressourcen und zu ungerecht verteilten Chancen auf ein gutes Leben. Durch seine Aktivitäten möchte das Institut für Bioenergiedörfer Göttingen Möglichkeiten aufzeigen und Bemühungen unterstützen, wie insbesondere im Bereich der Energieversorgung menschliche Grundbedürfnisse befriedigt werden können, ohne dabei unsere Lebensgrundlagen zu zerstören.

Inhalt:

1. Zehn Jahre Bioenergiedörfer – Einführung 5
2. Lage und Anzahl der Bioenergiedörfer in Deutschland 5
3. Ergebnisse der Metaanalyse der ca. 160 Bioenergiedörfer 12
   - 3.1 Häufigkeit der Technologiekonzepte 13
   - 3.2 Bioenergiedörfer mit weiteren Erneuerbaren Energien . 14
   - 3.3 Anteil der Biogasanlagen in den Bioenergiedörfern ohne Maiseinsatz 15
   - 3.4 Einwohnerzahlen der Bioenergiedörfer 16
   - 3.5 Anzahl der angeschlossenen Haushalte 17
   - 3.6 Anschlussgrad ans Wärmenetz 18
   - 3.7 Elektrische Leistung der BHKWs 19
   - 3.8 Thermische Leistungen der Holzhackschnitzel-heizwerke 20
   - 3.9 Inbetriebnahme der ersten Anlagen 21
   - 3.10 Gründungsjahr der Bioenergiedörfer 22
   - 3.11 Rechtsform der Betreibergesellschaft 23
4. Ergebnisse der Befragung zu sozialen Aspekten 23
   - 4.1 Initiatoren der 24
   - 4.2 Hauptmotivation für das Bemühen um die Umstellung des Dorfes zu einem Bioenergiedorf 25
   - 4.3 Beteiligung der Dorfbevölkerung an der Planung 26
   - 4.4 Veränderungen in der Dorfgemeinschaft 27

4.5 Konflikte bezüglich des Bioenergiedorfs 30

5. Fazit 31

Literatur 33

Abbildungsverzeichnis:

Abb. 1: Übersicht über Anzahl und Lage der bereits etablierten Bioenergiedörfer in Deutschland

Abb. 2.: Übersicht über Anzahl und Lage der Bioenergiedörfer, die in Deutschland „auf dem Weg“ sind

Abb. 3: Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland nach Bundesland 2014

Abb. 4: Häufigkeit der in den Bioenergiedörfern verwendeten Technologiekonzepte

Abb. 5: Weitere in den Bioenergiedörfern verwendete Erneuerbare Energien

Abb. 6: Anteil der Biogasanlagen in den Bioenergiedörfern, die ohne Mais arbeiten

Abb. 7: Einwohnerzahlen der Bioenergiedörfer

Abb. 8: Anzahl der Gemeinden in Deutschland nach Gemeinde-größenklassen (Stand 31.12.2014)

Abb. 9: Anzahl der Bioenergiedörfer mit bestimmten Umfängen von angeschlossenen Haushalten

Abb. 10: Häufigkeiten verschiedener Anschlussgrade in Bioenergiedör-fern

Abb. 11: Häufigkeiten verschiedener elektrischer Leistungstypen bei den Blockheizkraftwerken in Bioenergiedörfern

Abb. 12: Häufigkeiten verschiedener thermischer Leistungen der Holz-hackschnitzelheizwerke in den Bioenergiedörfern

Abb. 13: Jahr der ersten Anlageninbetriebnahme der Bioenergiedörfer

Abb. 14: Gründungsjahr der Bioenergiedörfer

Abb. 15: Häufigkeiten der Rechtsformen der Betreibergesellschaften von Bioenergiedörfern

Abb. 16: Initiatoren der Bioenergiedorfprojekte

Abb. 17: Beteiligung der Dorfbevölkerung an der Planung von Bioenergiedörfern

Abb. 18: Veränderung der Dorfgemeinschaft durch das Bioenergiedorfprojekt (ja / nein)

Abb. 19: Richtung der Änderungen in der Dorfgemeinschaft: positiv

Tabbellenverzeichnis:

Tab. 1: Anzahl von Bioenergiedörfern im Verhältnis zur Anzahl der Biogasanlagen in den deutschen Bundesländern

Tab. 2: Motive für ein Bioenergiedorf

Tab. 3: Arten von Beteiligung

Tab. 4: Soziale Veränderungen in Bioenergiedörfern

Tab. 5: Häufigkeiten aufgetretener Konflikttypen im Mittelwert

1. Zehn Jahre Bioenergiedörfer – Einführung

Zum Anlass des Jubiläums „10 Jahre Bioenergiedorf Jühnde“ im Jahr 2015 wurde – soweit die Daten es hergaben - eine Metaanalyse über alle bis heute existierenden ca. 160 Bioenergiedörfer vorgenommen. Außerdem wurde ergänzend eine Befragung bezüglich der sozialen Aspekte bei der Umsetzung dieser Bioenergiedörfer durchgeführt, da die Berücksichtigung dieser Aspekte, wie bspw. die Beteiligung der Bewohner an den Planungen, eines der speziell kennzeichnenden Merkmale von Bioenergiedörfern darstellt.

Ziel der Analysen war es, zu untersuchen, welche Formen von Bioenergiedörfern sich in den zehn Jahren in welcher Weise entwickelt haben und ob die Prinzipien, die von der ‚Projektgruppe Bioenergiedörfer‘ aus Göttingen ursprünglich im Hinblick auf nachhaltig funktionierende Bioenergiedörfer formuliert wurden, bei der Mehrheit der heutigen Bioenergiedörfer tatsächlich eine Rolle spielen oder nicht.

Die Definition für ein Bioenergiedorf in Anlehnung an die Projektgruppe Bioenergiedörfer (Ruppert, Eigner-Thiel, Girschner, Karpenstein-Machan, Roland, Ruwisch, Sauer & Schmuck, 2008) lautet folgendermaßen:

- Es ist mindestens so viel Strom durch Biomasse zu erzeugen, wie in dem Ort verbraucht wird.
- Der Wärmebedarf des Ortes wird mindestens zur Hälfte auf Basis von Biomasse gedeckt. Um eine hohe Energieeffizienz zu erreichen, sollte dies durch Kraft-Wärme-Kopplung erfolgen.
- Die Dorfbewohner werden am Planungs- und Entscheidungsprozess auf dem Weg zum Bioenergiedorf beteiligt.
- Die Bioenergieanlagen befinden sich zu mehr als 50 % im Eigentum der Wärmekunden und der Biomasse liefernden Landwirte.

Möglichst alle Beteiligten sollten Anteile an den Bioenergieanlagen haben.

Bei der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) wird ein Bioenergiedorf nicht ganz so streng definiert: „Ein Bioenergiedorf deckt seinen Energiebedarf (Strom und Wärme) mindestens zu 50% aus regional erzeugter Bioenergie. Die Bürger werden in die Entscheidungsprozesse eingebunden und tragen den Gedanken des Bioenergiedorfs aktiv mit. Die Bioenergieanlagen befinden sich mindestens teilweise im Eigentum der Wärmekunden oder der Landwirte vor Ort, die nachhaltig bereitgestellte Biomasse stammt aus der unmittelbaren Umgebung. Dadurch steigt die Wertschöpfung vor Ort. Maßnahmen der Energieeffizienz und Energieeinsparung werden regelmäßig geprüft und umgesetzt. Die Erzeugung von Wärme und Strom aus Biomasse kann durch die Nutzung anderer erneuerbarer Energien ergänzt werden.“ Auf Basis dieser Definition findet sich auf den Internetseiten der FNR die oben dargestellte Auflistung von 176 Bioenergiedörfern (Stand: 17.11.2015) gemäß eigener freiwilliger Angaben, die entweder bereits etabliert oder „auf dem Weg“ zum Bioenergiedorf sind: 120 Bioenergiedörfer und 55 Dörfer „auf dem Weg zum Bioenergiedorf“ sowie 1 „Projekt“.

2. Lage und Anzahl der Bioenergiedörfer in Deutschland

Im November 2015 gab es 120 Bioenergiedörfer, die sich bei der FNR als Bioenergiedorf haben registrieren lassen (vgl. Abb. 1). Die größte absolute Anzahl davon gibt es in Bayern und Baden-Württemberg mit jeweils 33 Dörfern, gefolgt von Niedersachsen (15), Hessen (10), Nordrhein-Westfalen (6), Rheinland-Pfalz und Thüringen (je 5), Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein (je 4), Sachsen-Anhalt (3), und in Brandenburg und Sachsen gibt es je ein dokumentiertes Bioenergiedorf.

Abb. 1: Übersicht über Anzahl und Lage der bereits etablierten Bioenergiedörfer in Deutschland

(Quelle: http://www.wege-zum-bioenergiedorf.de/bioenergiedoerfer/)

Es existieren laut Registrierung durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe im November 2015 55 Bioenergiedörfer, die sich „auf dem Weg“ befinden. Hier gibt es ebenfalls in Baden-Württemberg mit 25 am meisten, gefolgt von Bayern und Niedersachsen (je 10), Mecklenburg (6), Hessen (2) und Brandenburg und dem Saarland mit jeweils einem geplanten Bioenergiedorf (vgl. Abb. 2).

Abb. 2.: Übersicht über Anzahl und Lage der Bioenergiedörfer, die in Deutschland „auf dem Weg“ sind

Quelle: http://www.wege-zum-bioenergiedorf.de/bioenergiedoerfer/

Die Anzahl an Biogasanlagen, in denen neben Strom auch die bei der Stromproduktion anfallende (Ab-) Wärme mit genutzt werden könnte, ist jedoch deutlich höher als die Anzahl von Bioenergiedörfern (vgl. Abb. 3.).

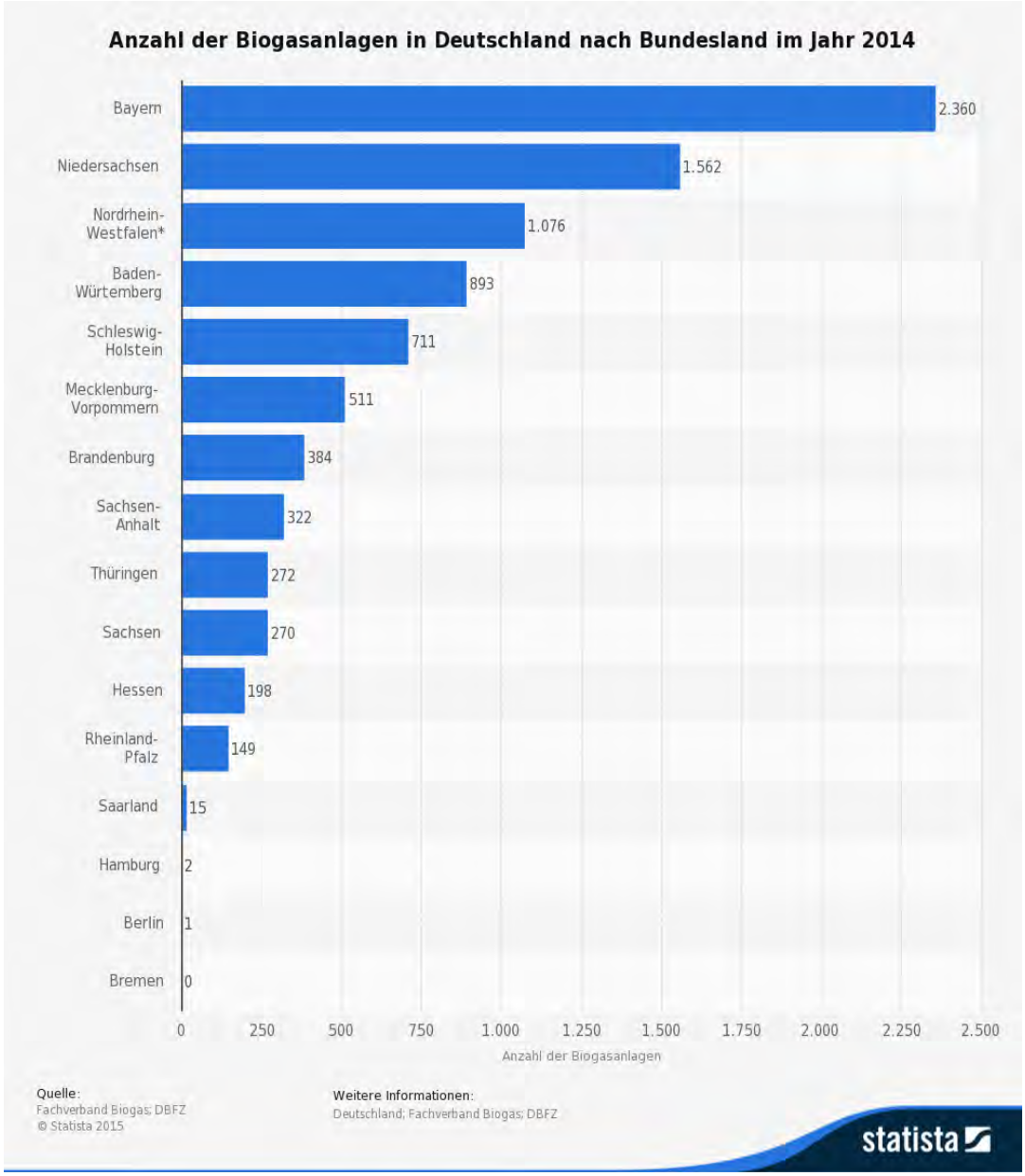


Abb. 3: Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland nach Bundesland 2014

(Quelle: Fachverband Biogas/Statista)

Wenn man diese Zahlen (Summe bereits etablierter Bioenergiedörfer und derjenigen, die „auf dem Weg“ sind) ins Verhältnis setzt zur tatsächlichen Anzahl von Biogasanlagen im Jahr 2014, die alle auch für die Wärmeversorgung eines Dorfes genutzt werden könnten, ergibt sich der folgende Ausnutzungsgrad für die einzelnen Bundesländer:

Tab. 1: Anzahl von Bioenergiedörfern im Verhältnis zur Anzahl der Biogasanlagen in den deutschen Bundesländern

Bundesland	Anzahl Biogas-anlagen	Anzahl Bioenergiedörfer („etabliert“ plus „geplant“)	Prozentualer Anteil „genutzter“ BGAn
Baden-Württemberg	893	33 + 25 = 58	6,5 %
Bayern	2.360	33 + 10 = 43	1,8 %
Niedersachsen	1.562	15 + 10 = 25	1,6 %
Hessen	198	10 + 2 = 12	6,1 %
Nordrhein-Westfalen	1.076	6	0,6 %
Rheinland-Pfalz	149	5	3,4 %
Thüringen	272	5	1,8 %
Schleswig-Holstein	711	4	0,6 %
Mecklenburg-Vorpommern	511	4 + 6 = 10	2 %
Sachsen-Anhalt	322	3	0,9 %
Brandenburg	384	1 + 1= 2	0,5 %
Sachsen	270	1	0,4 %
Saarland	15	0 + 1 = 1	6,7 %

Im Durchschnitt versorgen damit nur 2,5 % aller existierenden Biogasanlagen auch ganze Bioenergiedörfer mit ihrer anfallenden Wärme. Den höchsten Nutzungsgrad zeigt das Saarland (6,7%), gefolgt vom Baden-Württemberg mit 6,5%. Selbst wenn man davon ausgeht, dass es tatsächlich durch die Nicht-Registrierung mancher Bioenergiedörfer noch mehr - und auch andere - sinnvolle Nutzungsmöglichkeiten für die anfallende Wärme gibt, existiert noch ein enormes Potenzial für weitere Bioenergiedörfer, ohne dass nur eine einzige Biogasanlage neu gebaut werden müsste.

3. Ergebnisse der Metaanalyse der ca. 160 Bioenergiedörfer

Ausgangspunkt beider Analysen waren Daten zu Bioenergiedörfern gemäß der Liste „Wege zum Bioenergiedorf“ des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (http://www.wege-zum-bioenergiedorf.de/bioenergiedoerfer/) von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Stand: März 2015). Dort aufgelistet waren zu dem Zeitpunkt 114 Bioenergiedörfer und 52 Dörfer „auf dem Weg zum Bioenergiedorf“ sowie 1 „Projekt“. Ausgewertet wurden diese Daten von Stefanie Baar und Prof. Dr. Folker Roland. Ergänzend zu den bereits vorhandenen Daten wurden im Frühjahr 2015 eigene Recherchen zu den Dörfern sowie eine Online-Erhebung bei allen Bioenergiedörfern zu sozialen Aspekten durchgeführt, an der sich 37 Dörfer beteiligten. Diese Daten wurden von Dr. Swantje Eigner-Thiel ausgewertet. Beide Datengrundlagen bilden die Basis für die hier vorgestellten Ergebnisse.

Es ist wichtig, bei der folgenden Ergebnisdarstellung zu beachten, dass nicht von jedem Bioenergiedorf Daten zu allen interessierenden Aspekten vorliegen, weil die Eintragungen der Dörfer in die Liste der FNR auf freiwilliger Basis erfolgt. Deshalb unterscheidet sich die (jeweils in der Überschrift genannte) Grundgesamtheit der betrachteten Dörfer von Fall zu Fall.

3.1 Häufigkeit der Technologiekonzepte (n = 167)

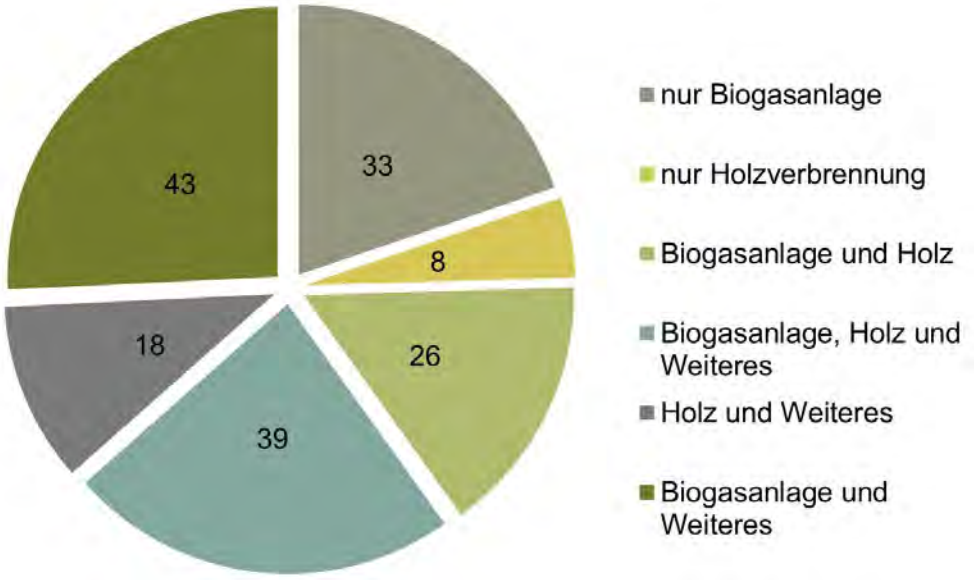


Abb. 4: Häufigkeit der in den Bioenergiedörfern verwendeten Technologiekonzepte

Einen Ausgangspunkt der Analyse bildet die Frage, welche Technologien in den Bioenergiedörfern eingesetzt werden. Biogasanlagen stellen in 141 von den 167 analysierten Ausprägungen ein Element der Energieversorgung dar, in 65 Fällen in Kombination mit der Holzverbrennung. In 26 Beispielen basieren Bioenergiedorfkonzepte aber auf dem Holzeinsatz ohne die Kombination mit Biogasanlagen. Dies zeigt, dass es inzwischen sehr unterschiedliche Technologiekonzepte in den Bioenergiedörfern gibt.

3.2 Bioenergiedörfer mit weiteren Erneuerbaren Energien (n=100)

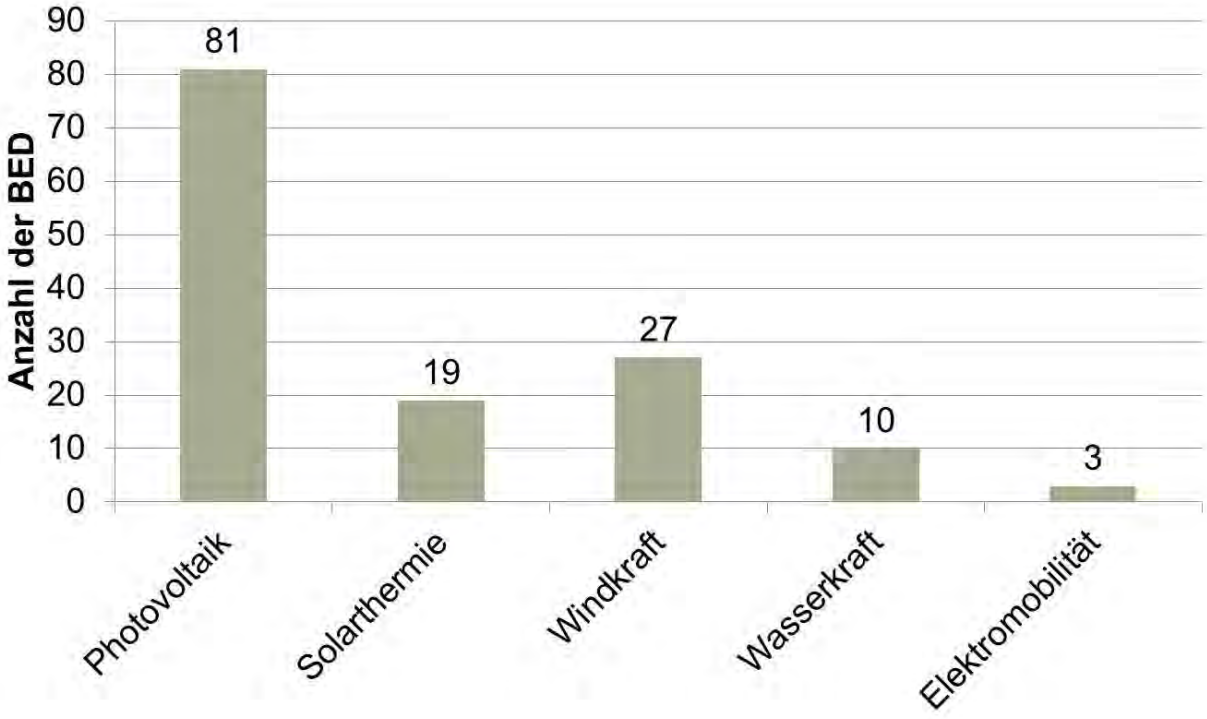


Abb. 5: Weitere in den Bioenergiedörfern verwendete Erneuerbare Energien

Interessant ist in diesem Zusammenhang, welche weiteren erneuerbaren Energien neben der Verwendung von Biogas und Holz in den Bioenergiedörfern zum Einsatz kommen, wobei Mehrfachnennungen durch die Bioenergiedörfer möglich waren. In großer Zahl werden in diesem Zusammenhang Photovoltaikanlagen genannt, aber auch mehrfach die Solarthermie, die Windkraft und die Wasserkraft. In drei Fällen wird in diesem Zusammenhang explizit auf die Elektromobilität verwiesen. Diese stellt eigentlich ja keine eigenständige Erneuerbare Energie dar. Es wird aber deutlich, dass Erweiterungen der Bioenergiedorfkonzepte z. B. in Richtung „Mobilität“ durchaus umgesetzt werden – so auch in Jühnde.

3.3 Anteil der Biogasanlagen in den Bioenergiedörfern ohne Maiseinsatz (n = 139)

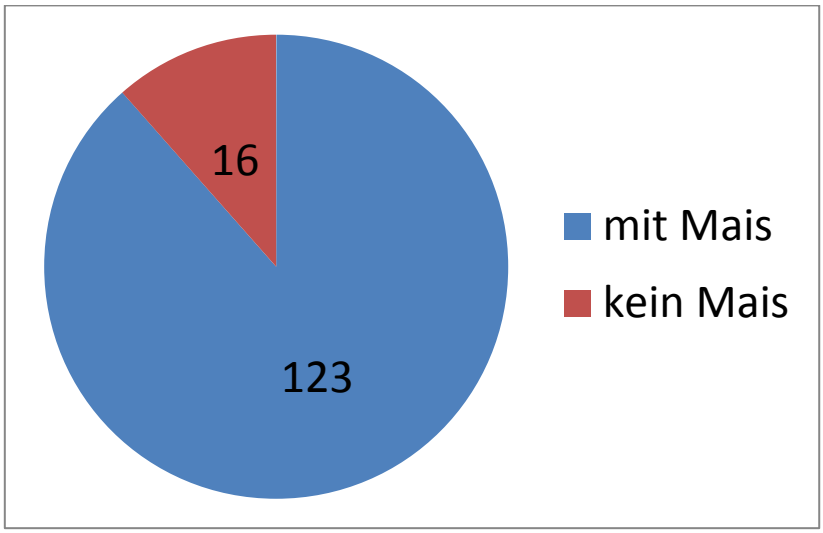


Abb. 6: Anteil der Biogasanlagen in den Bioenergiedörfern, die ohne Mais arbeiten

Im Zusammenhang mit dem Einsatz von Biogasanlagen wird häufig der Einsatz von Maissilage als Biomasse kritisiert. Aus den Angaben in der Datenbank könnte man implizit schließen, dass 16 Biogasanlagen auf den Einsatz von Mais verzichten, die Frage des Maiseinsatzes war aber nicht explizit dokumentiert. Es wird deutlich, dass der Verzicht auf Mais einigen Bioenergiedörfern (aber nicht der Mehrzahl derer mit Biogasanlagen) wichtig ist.

3.4 Einwohnerzahlen der Bioenergiedörfer (n = 167)

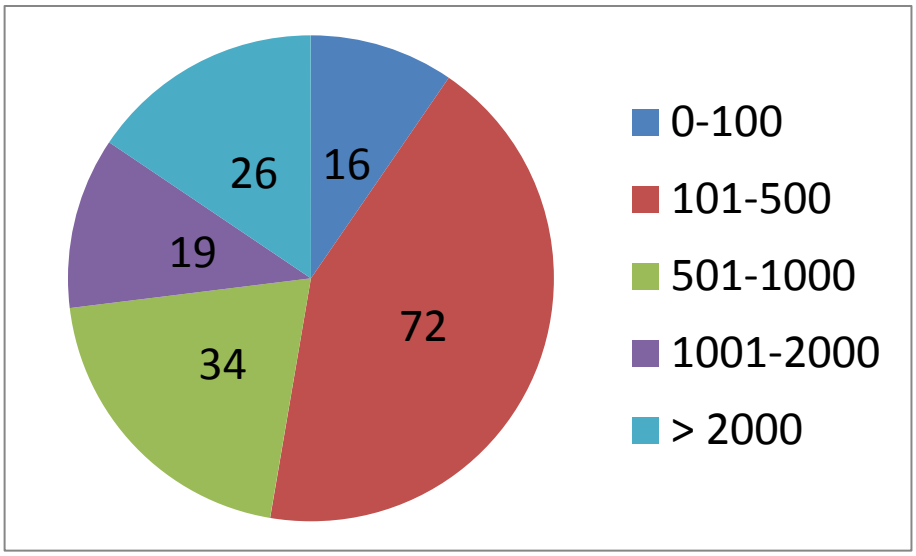


Abb. 7: Einwohnerzahlen der Bioenergiedörfer

Die meisten der ausgewerteten Bioenergiedörfer (63,5 %) haben zwischen 101 und 1000 Einwohner. Da Gemeinden mit diesen Einwohnerzahlen in Deutschland nur 46,9% der Grundgesamtheit ausmachen (vgl. Abb. 8), wird deutlich, dass Bioenergiedörfer dieser Größe nicht nur die Mehrzahl der ausgewerteten Bioenergiedörfer bilden, sondern auch im Vergleich zu ihrem Anteil an den Gemeinden in Deutschland überdurchschnittlich repräsentiert sind. Gründe hierfür könnten darin bestehen, dass eine gewisse „kritische Zahl“ an Einwohnern das Bilden von Bioenergiedörfern begünstigt. Bei größeren Gemeinden könnte dann die Einbeziehung der Bürger(innen) in die Organisation sowie die Kommunikation untereinander und die Identifikation mit dem Projekt wieder tendenziell schwieriger werden.

Zum Vergleich dazu: Gemeinden in Deutschland (n = 8279)

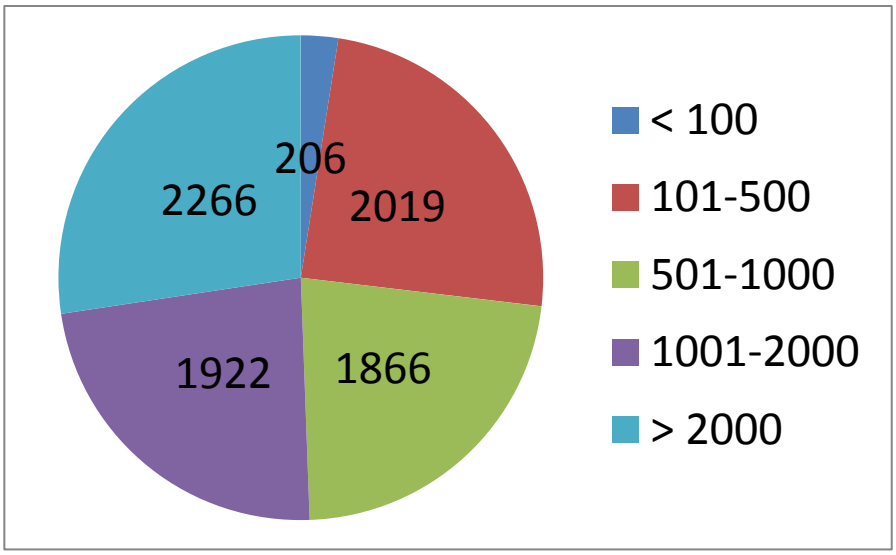


Abb. 8: Anzahl der Gemeinden in Deutschland nach Gemeindegrößenklassen (Stand 31.12.2014)

(Quelle: http://de.statista.com/statistik/daten/studie/1254/umfrage/anzahl-der-gemeinden-in-deutschland-nach-gemeindegroessenklassen/)

3.5 Anzahl der angeschlossenen Haushalte (n = 139)

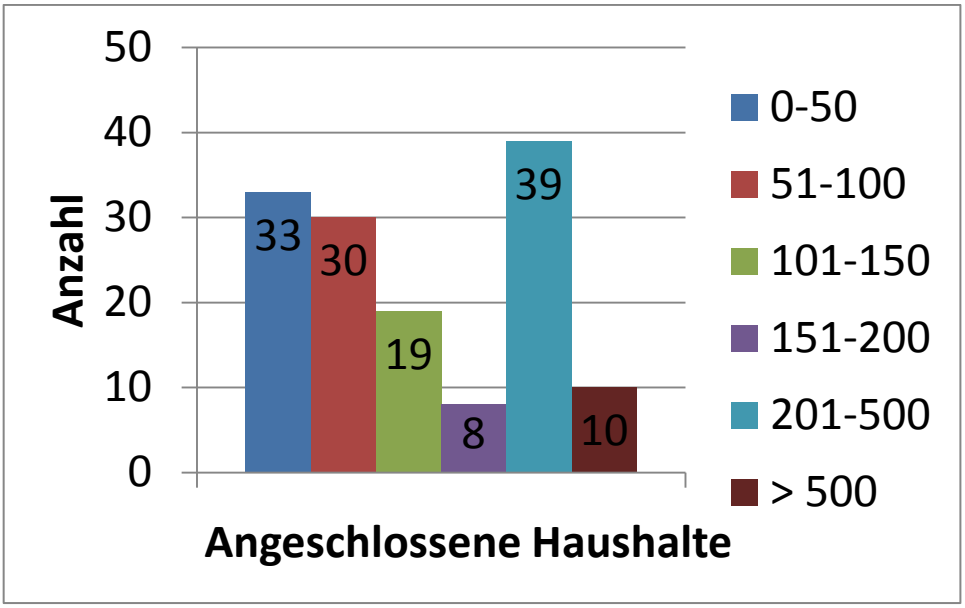


Abb. 9: Anzahl der Bioenergiedörfer mit bestimmten Umfängen von angeschlossenen Haushalten

Schwerpunkte liegen hier bei relativ kleinen Nahwärmenetzen mit bis zu 100 angeschlossenen Haushalten (diese machen 45,3 % der ausgewerteten Bioenergiedörfer aus) und recht großen Netzen mit 201 bis 500 Haushalten (28,1 % der auswertbaren Dörfer).

3.6 Anschlussgrad ans Wärmenetz

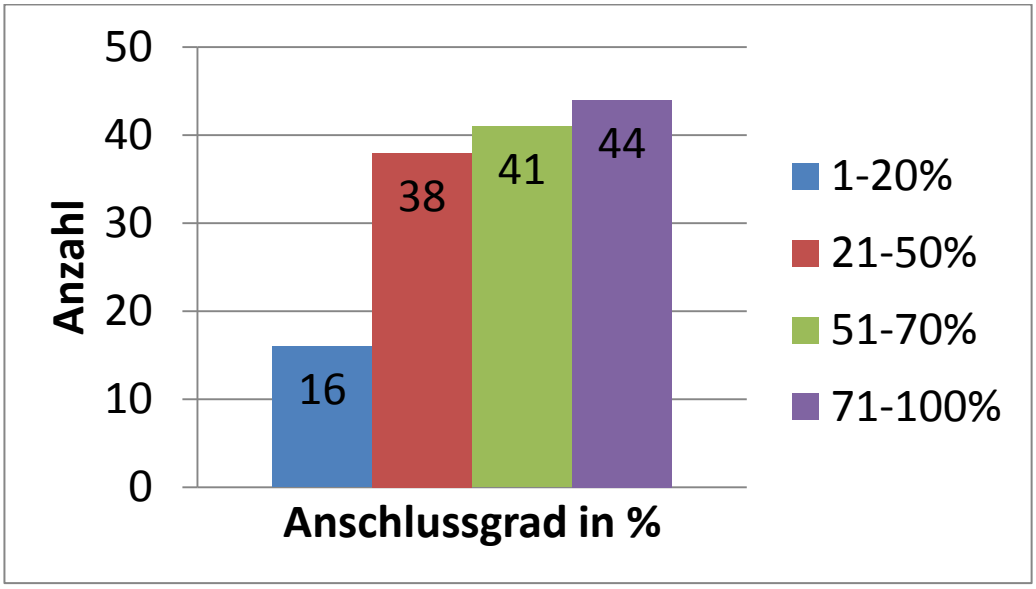


Abb. 10: Häufigkeiten verschiedener Anschlussgrade in Bioenergiedörfern

Der Anschlussgrad ist bei 61,1 % der ausgewerteten Dörfer größer als 50 %. Auch wenn diese Zahlen keinen verbindlichen Rückschluss auf den Anteil des durch Biomasse gedeckten Wärmebedarfs zulassen, ist davon auszugehen, dass ca. 40 % der berücksichtigten Dörfer der (strengen) Definition eines Bioenergiedorfes nicht entsprechen, die u. a. besagt, dass mindestens die Hälfte des Wärmebedarfs des Dorfes auf Basis von Biomasse gedeckt werden soll. Dies ist damit zu erklären, dass sich zahlreiche (ca. 30 %) der registrierten Dörfer nach eigener Einschätzung noch „auf dem Weg zum Bioenergiedorf“ befinden.

Da der genaue Anteil des durch Biomasse gedeckten Wärmebedarfs in der Studie nicht evaluiert wurde, kann insbesondere bei Dörfern, die knapp über oder die unter einer Anschlussquote von 50% liegen, auf Basis der analysierten Daten nicht mit Sicherheit gesagt werden, ob sie die Definition eines Bioenergiedorfes erfüllen oder nicht.

3.7 Elektrische Leistung der BHKWs (n = 124)

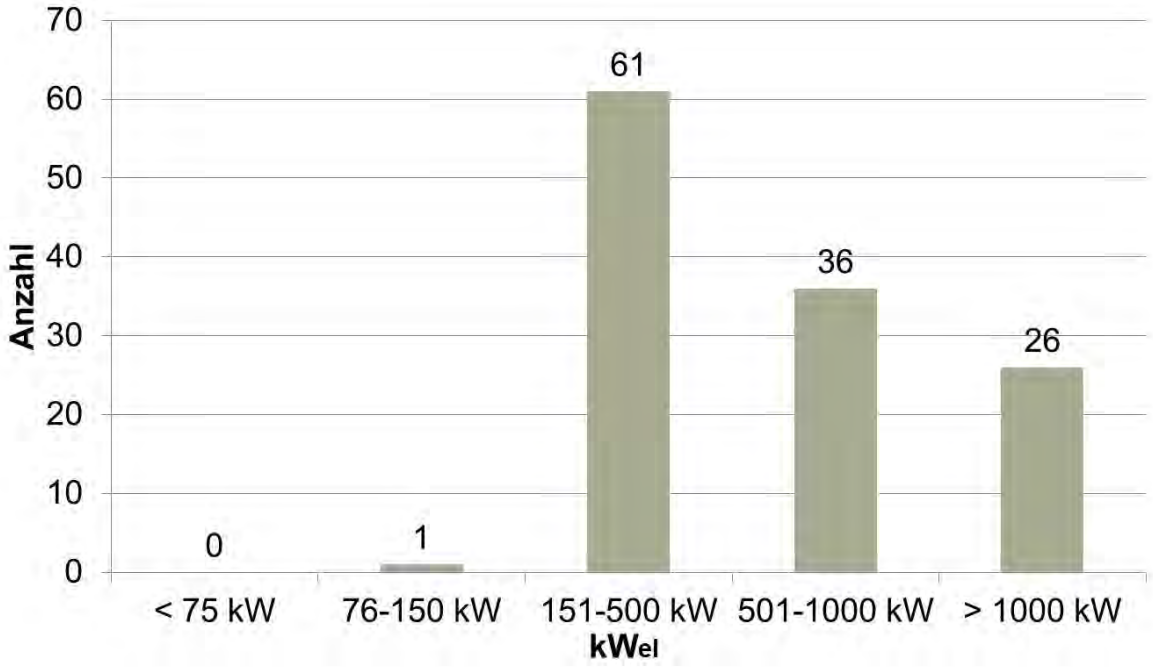


Abb. 11: Häufigkeiten verschiedener elektrischer Leistungstypen bei den Blockheizkraftwerken in Bioenergiedörfern

Die Analyse der elektrischen Leistungen der Blockheizkraftwerke und der thermischen Leistungen der Holzhackschnitzel-Heizwerke ergab, dass tendenziell mittlere und kleinere Anlagen zum Einsatz kommen. So verfügt knapp die Hälfte der Bioenergiedörfer über Blockheizkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 151 bis 500 kW. Die thermische Lei-

stung der Holzhackschnitzel-Heizwerke liegt in 78,8 % der Fälle unter 1.000 kW (siehe unten, Abb. 12).

3.8 Thermische Leistungen der Holzhackschnitzelheizwerke (n = 80)

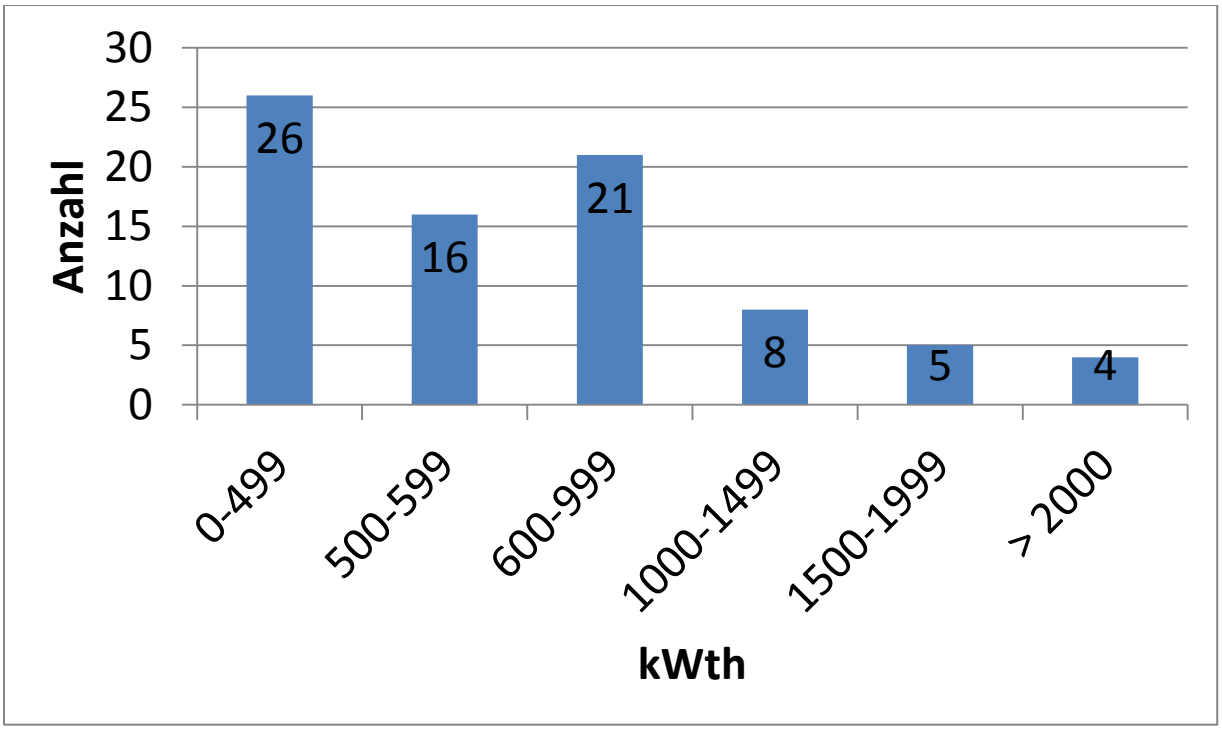


Abb. 12: Häufigkeiten verschiedener thermischer Leistungen der Holzhackschnitzelheizwerke in den Bioenergiedörfern

3.9 Inbetriebnahme der ersten Anlagen (n = 151)

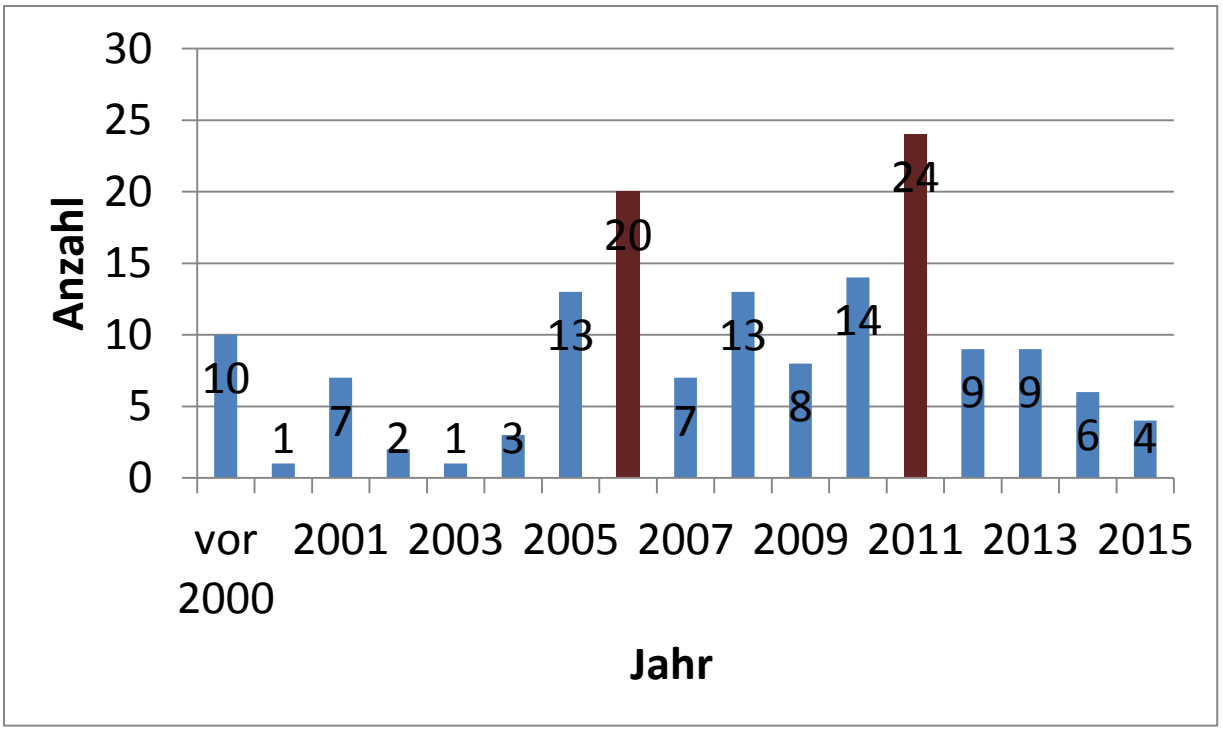


Abb. 13: Jahr der ersten Anlageninbetriebnahme der Bioenergiedörfer

Die Analyse der Gründungsjahre der Bioenergiedörfer zeigt, dass die meisten (65,6 %) der Bioenergiedörfer in den Jahren 2005 bis 2011 gegründet wurden. Die Verteilung hängt eng mit dem „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ (EEG) und seinen Novellen zusammen: Während der Gesetzgeber 2000 und 2004 die Gründung von Bioenergiedörfern erleichterte, bedeutete schon die EEG-Novelle 2007 eine klare Verschlechterung der Rahmenbedingungen, wodurch ein Anreiz für viele Dörfer geschaffen wurde, noch 2006 an das Netz zu gehen. Im Folgenden war die Gründung von Bioenergiedörfern aber weiter gut möglich, erst die Novellen 2012 und 2014 behinderten die Gründungsaktivitäten stärker.

Auf Basis dieser Auswertung muss nicht grundsätzlich in Frage gestellt werden, dass Jühnde, das 2005 ans Netz ging, das erste Bioenergiedorf Deutschlands ist. Gefragt war nach der Inbetriebnahme der ersten Anlagen. Diese kann bereits vor 2005 erfolgt sein, ohne dass ein Dorf damit alle Aspekte der Bioenergiedorfdefinition erfüllt hat.

3.10 Gründungsjahr der Bioenergiedörfer (n = 151)

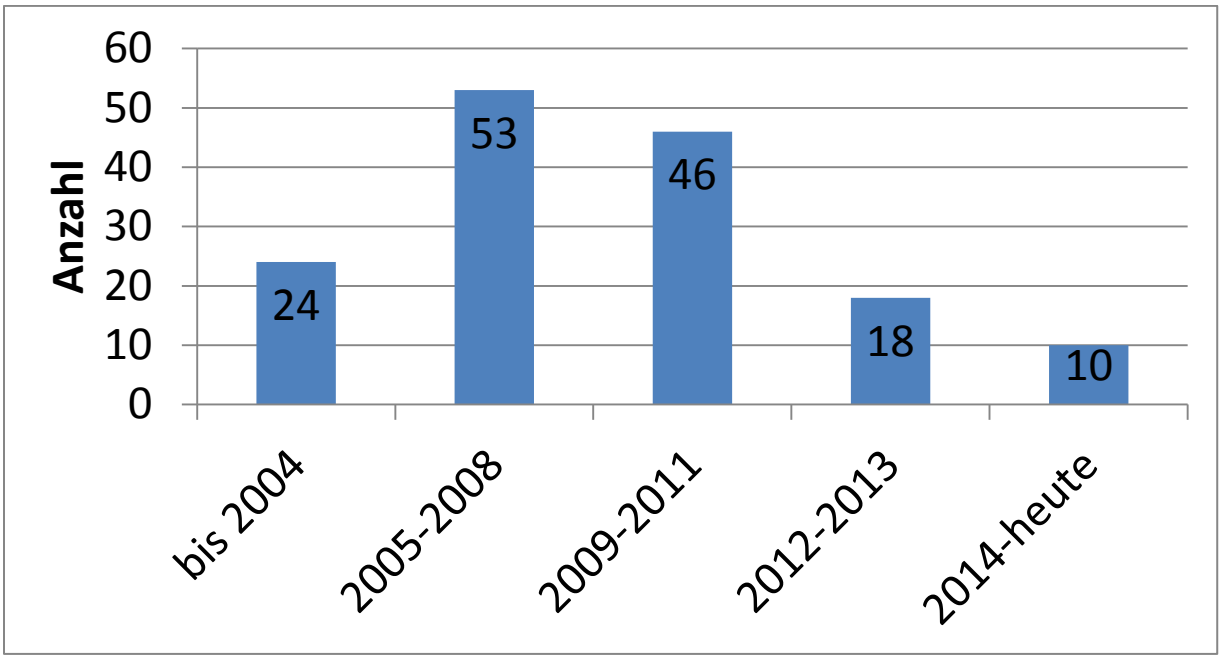


Abb. 14: Gründungsjahr der Bioenergiedörfer

3.11 Rechtsform der Betreibergesellschaft (n =138)

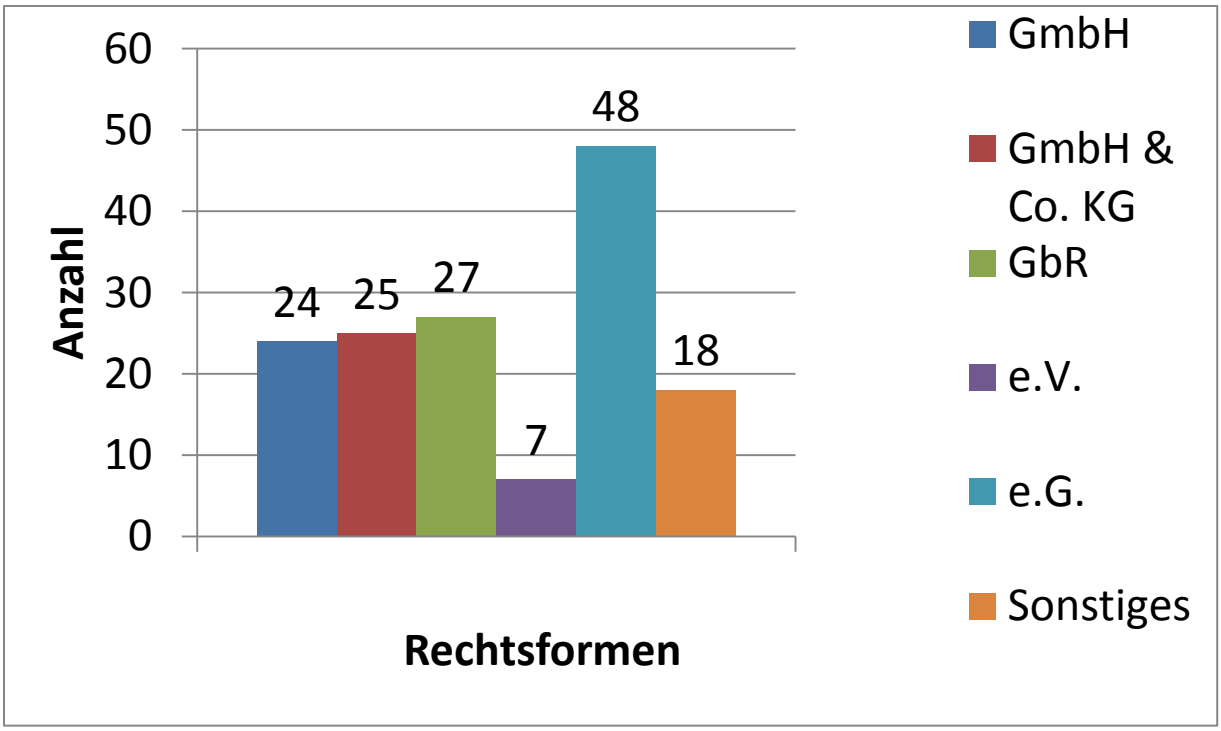


Abb. 15: Häufigkeiten der Rechtsformen der Betreibergesellschaften von Bioenergiedörfern

Mit 48 Nennungen (34,8 %, wobei auch Mehrfachnennungen möglich waren) ist die Genossenschaft die beliebteste Rechtsform. Größere Bedeutung haben auch die GmbH, die GmbH und Co. KG sowie die GbR.

4. Ergebnisse der Befragung zu sozialen Aspekten

Es folgen Ergebnisse der Befragung zu sozialen Aspekten, an der sich 37 Dörfer beteiligt haben. Die Zahl der Antworten war bei den einzelnen Fragen unterschiedlich, sie ist in den Abschnitten jeweils aufgeführt.

4.1 Initiatoren der Bioenergiedorfprojekte

Auf die Frage, wer das Bioenergiedorfprojekt angestoßen hat, antwortet knapp die Hälfte der 37 Dörfer mit der Aussage „einzelne Bürger“; in elf Fällen gab der Bürgermeister oder die Bürgermeisterin den Anstoß, fünf Mal waren es Landwirte, und in 14 Fällen „andere“ (vgl. dazu Abb. 16). Das heißt, überwiegend entwickelten sich die Initiativen „von unten“ aus dem Dorf heraus – passend zum Bioenergiedorfgedanken, bei dem es letztlich darum geht, dass ein Konzept auf die Bedürfnisse der Dorfbevölkerung angepasst umgesetzt wird. Einen relativ hohen Anteil bei der Initiierung haben auch „andere“. Die Bemerkungen bei den offen formulierten Antwortmöglichkeiten zeigen, dass dies u.a. Initiativen sind, die von außen an das Dorf herangetreten sind, wie bspw. Vertreter eines Dorferneuerungsprogramms oder einer Bioenergieberatung, Ideengeber aus der Universität, Vertreter aus der kommunalen Verwaltung oder Menschen aus dem Nachbarort.

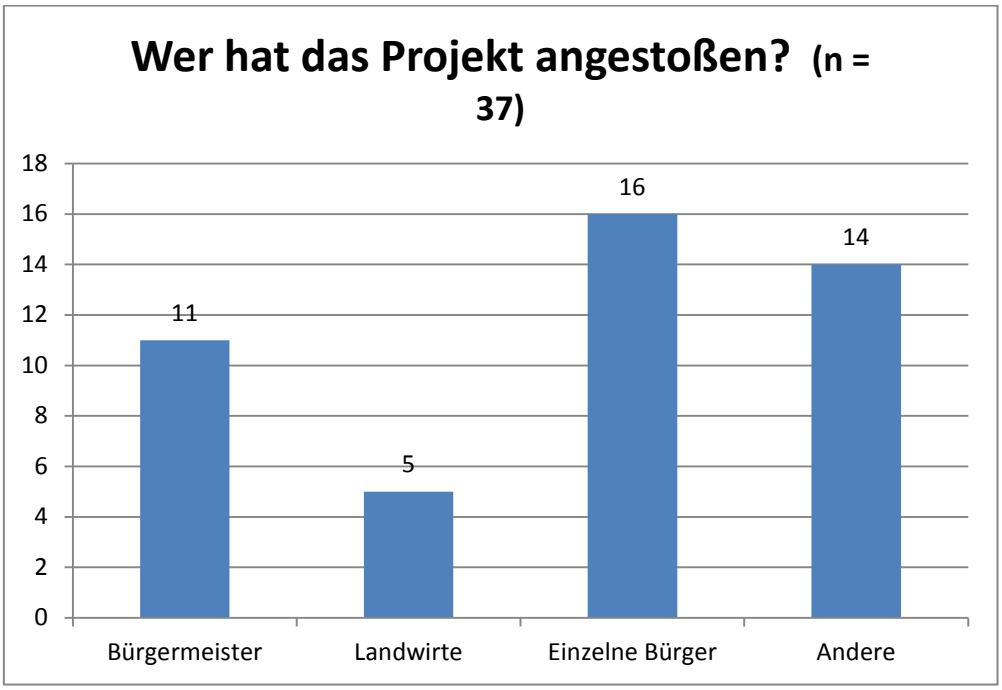


Abb. 16: Initiatoren der Bioenergiedorfprojekte (Mehrfachnennungen möglich)

4.2 Hauptmotivation für das Bemühen um die Umstellung des Dorfes zu einem Bioenergiedorf

An erster Stelle wird als Motivation eine *preisgünstigere Wärmeversorgung* genannt, wenn es um die Gründe, die für eine Umstellung zum Bioenergiedorf sprechen, geht. Es folgen in der Wichtigkeit die Motive *Klimaschutz,* die *Stärkung der regionalen Wirtschaft, Importabhängigkeit,* die *Abkehr von der Atomkraft, Gemeinschaftsprojekt,* die *Verknappung der Ressourcen* und die *Erhöhung der Attraktivität des Dorfes.* Etwas weniger wichtig als Motiv wird die *Sicherung von Arbeitsplätzen in der Landwirtschaft* und die *Unsicherheit der bisherigen Energieversorgung* benannt (vgl. Tab. 2).

Tab. 2: Motive für ein Bioenergiedorf

Motive in der Rangfolge ihrer Wichtigkeit	**Mittelwert auf der Skala von 0 (gar nicht) bis 4 (sehr)**
preisgünstige Wärmeversorgung	3,23
Klimaschutz	2,74
Stärkung regionaler Wirtschaft	2,71
Importabhängigkeit	2,71
Abkehr von der Atomkraft	2,65
Gemeinschaftsprojekt	2,57
Verknappung der Ressourcen	2,5
Erhöhung der Attraktivität des Dorfes	2,5
Sicherung von Arbeitsplätzen in der Landwirtschaft	2,16
Unsicherheit der bisherigen Energieversorgung	1,45

4.3 Beteiligung der Dorfbevölkerung an der Planung

In 23 von 28 Dörfern wurde die Bevölkerung an der Planung des Bioenergiedorfes beteiligt. Dies entspricht einem Anteil von über 80 % (vgl. Abb. 17). Damit ist bei den meisten antwortenden Dörfern auch eine der Forderungen an ein Bioenergiedorf erfüllt.

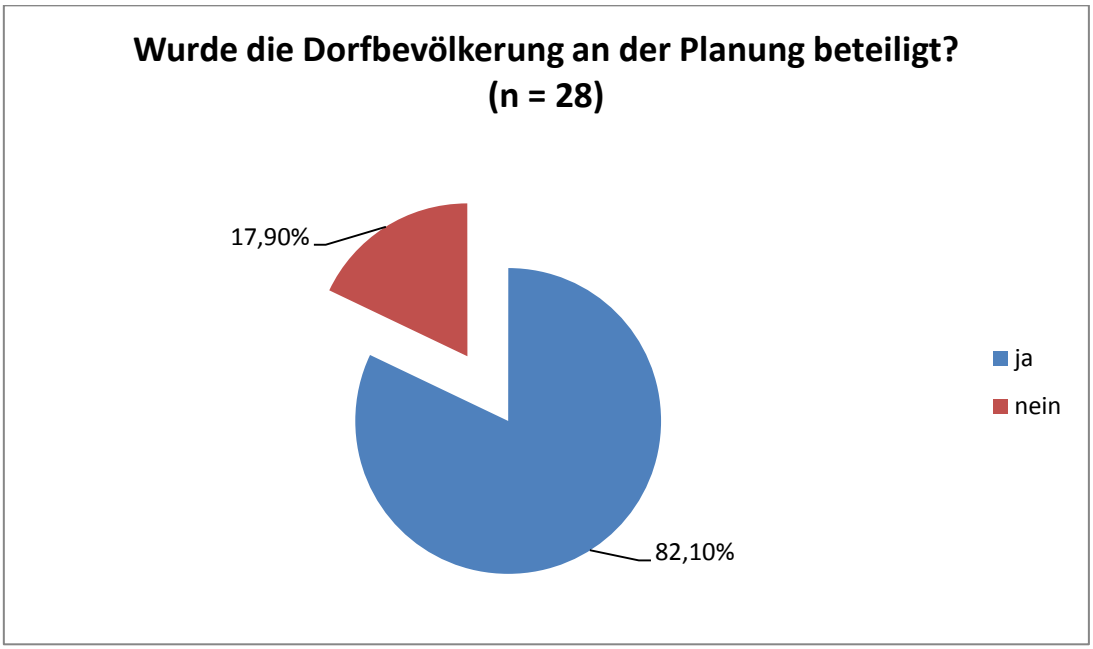


Abb. 17: Beteiligung der Dorfbevölkerung an der Planung von Bioenergiedörfern

Bei der Frage, wer auf welche Art und Weise am Planungsprozess beteiligt wurde, zeigte sich, dass in allen Fällen (100%) die Haushalte/Wärmekunden im Rahmen von Dorfversammlungen informiert wurden. In den meisten Fällen wurden auch explizit Landwirte und Ortsratsvertreter zu Dorfversammlungen eingeladen, wobei diese ja meist eine Doppelrolle haben und ebenfalls zu den Wärmekunden zählen. Die Wärmekunden standen auch im Fokus, wenn es um die Verteilung schriftlicher Informationsmaterialien ging. In Arbeitsgruppen wurden knapp 60 % der Wärmekunden involviert, und finanziell wurden nur 50 % der Wärmekunden beteiligt. Diese letzte Zahl zeigt, dass nicht bei allen registrierten

Bioenergiedörfern die oben angeführte Definition eines Bioenergiedorfes nach Ruppert et al. (2008) angelegt worden ist.

Tab. 3: Arten von Beteiligung

n = 22	**Dorfversammlungen**		**schriftliche Infos**		**in Arbeitsgruppen**		**finanziell**	
	Summe	%	Summe	%	Summe	%	Summe	%
Landwirte	14 x	64%	9x	41%	10 x	45%	4 x	18%
Haushalte/Wärme-kunden	22 x	100%	16 x	73%	13 x	59%	11 x	50%
Ortsrat	14 x	64%	12 x	55%	9 x	41%	4 x	18%
Vereine	8 x	36%	5 x	23%	4 x	18%	4 x	18%

4.4 Veränderungen in der Dorfgemeinschaft

Auf die Frage einer möglichen Veränderung der Dorfgemeinschaft durch das Bioenergiedorfprojekt antworteten knapp 77 % von einer Grundgesamtheit von 26 Dörfern mit „ja“ (vgl. Abb. 18), wobei alle von diesen die Veränderung als positiv einstuften (vgl. Abb. 19).

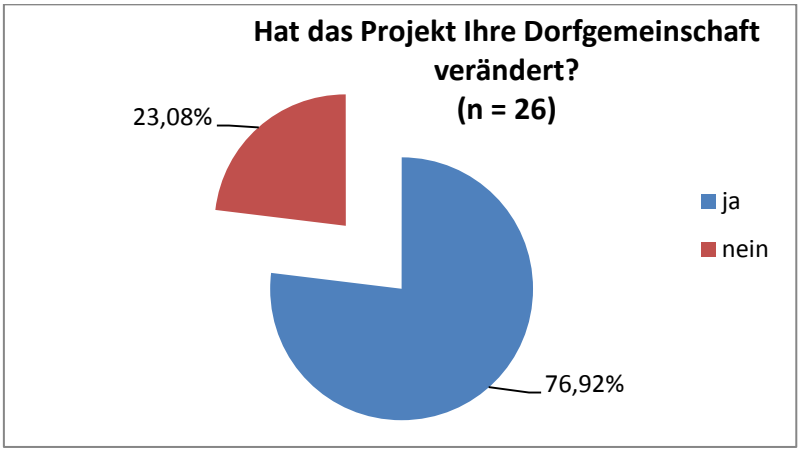


Abb. 18: Veränderung der Dorfgemeinschaft durch das Bioenergiedorfprojekt (ja / nein)

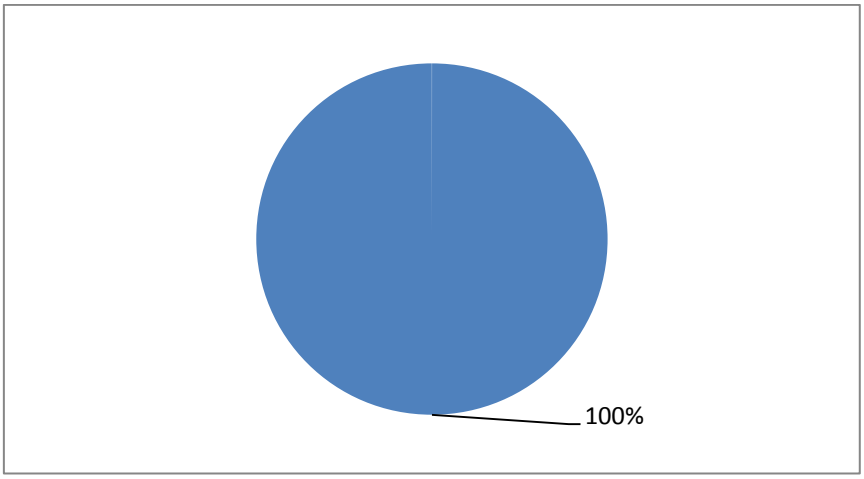


Abb. 19: Richtung der Änderungen in der Dorfgemeinschaft: positiv

Offen nachgefragt, *welche* positiven Veränderungen es in der Dorfgemeinschaft gab, wurden von 19 Personen genauere Erläuterungen gegeben. So wurde bspw. geäußert, dass die „sehr gute Dorfgemeinschaft noch intensiver wurde“, dass mit dem Bioenergiedorf eine „tolle Gemeinsamkeit“ geschaffen wurde, und: „Jeder kann mit jedem darüber reden“. Außerdem existiere ein „gemeinsames Bewusstsein dafür, dass die Heizung nicht einfach warm wird und der Strom nicht einfach aus der Steckdose kommt“; Menschen würden „durch das Bioenergiedorf für Umweltbelange sensibilisiert“. Außerdem zeige sich im Zuge des Bioenergiedorfplanungsprozesses eine „höhere Bereitschaft zu ehrenamtlichem Engagement“ und man bekomme „Kontakt zu Personen, die am alltäglichen Dorfleben nicht teilnehmen“. Von vielen wurden „mehr Nähe, Gespräche und Freundschaften“ festgestellt und es wurde auch beobachtet, dass die Einwohner „stolz“ sind „auf ihr Projekt“. Weiter werde eine „Stärkung des Selbstwertgefühls“ bei mehreren Dorfbewohnern wahrgenommen.

Dies bestätigt Befunde, die auch im ersten Bioenergiedorf Jühnde bei den Engagierten festgestellt wurden: Hier entwickelte sich ebenfalls Stolz auf das eigene Dorf; die Dorfgemeinschaft, die ursprünglich schon gut gewesen war, intensivierte sich noch weiter; auch Zugezogene fan-

den schnell Anschluss, Freundschaften vertieften sich und die Selbstwirksamkeitsüberzeugung bezüglich des Klimaschutzes, d.h. die Annahme, dass hier einzelne Bürger sehr wohl etwas bewirken können, stieg an (Eigner-Thiel, 2005).

Auf einer Antwortskala von 0 bis 4 (quantitativ auswertbar) antworteten 24 Dörfer bezüglich sozialer Veränderungen ähnlich (vgl. Tab. 4) wie bei den offenen Fragen:

Tab. 4: Soziale Veränderungen in Bioenergiedörfern

Veränderungen durch das Bioenergiedorf (Basis: n = 24)	**Mittelwert auf einer Skala von 0 (gar nicht) bis 4 (sehr viel)**
Identifizierung mit dem Dorf gestiegen	2,88
Selbstwirksamkeitsüberzeugung der Menschen gestiegen	2,79
Zusammenhalt der Dorfgemeinschaft verbessert	2,72
Zugezogene besser integriert	2,08
Es gibt/gab Spannungen	1,54
Nicht-Angeschlossene fühlen sich ausgegrenzt	0,79

Am stärksten erhöht haben sich also die Identifizierung mit dem Dorf, die Selbstwirksamkeitsüberzeugung, d.h. die Annahme, man könne im Dorf selbst etwas gegen den Klimawandel tun, sowie der Zusammenhalt der Dorfgemeinschaft. Die höchste Standardabweichung gab es bei der Stellungnahme zu der Aussage „Es gab/gibt Spannungen“. Hier ist der Mittelwert zwar insgesamt nicht so hoch; es ist aber darauf hinzuweisen,

dass es in einzelnen wenigen Dörfern sehr viele Konflikte gab, in anderen fast gar keine.

4.5 Konflikte bezüglich des Bioenergiedorfs

Welche Konflikte gab es konkret bezüglich des Konzepts und der Anlagen für das Bioenergiedorf und welche sonstigen Konflikte spielten im Planungsprozess eine Rolle? Insgesamt wurden wenige Konflikte genannt. Dies könnte evtl. daran liegen, dass diese, wenn der Umstellungsprozess abgeschlossen ist, nicht mehr so ins Gewicht fallen und dann verdrängt werden. Am häufigsten spielten in den 24 Dörfern, die hierauf geantwortet haben, Konflikte um den Anlagenstandort eine Rolle. Am wenigsten Konflikte gab es bei der Frage, welche Betreibergesellschaft gewählt werden sollte.

Tab. 5: Häufigkeiten aufgetretener Konflikttypen im Mittelwert, Basis: n = 24

Konflikttypen	**Mittelwert auf einer Skala von 0 (keine) bis 4 (sehr viele)**
um den Anlagenstandort	0,83
um die Art der Biomasse	0,75
um die Finanzierung	0,63
in der Nachbarschaft	0,63
um die Art der Betreibergesellschaft	0,25

Wenige Befragte (7) führten auf die offen gestellte Frage nach weiteren Konflikten folgende Aspekte an: So gab es zum Teil Skepsis bei der Bevölkerung zu Beginn, ob ausgerechnet eine Bürgerinitiative den umfangreichen Umstellungsprozess zum Bioenergiedorf schultern kann.

Ebenfalls zu Beginn des Umstellungsprozesses fürchteten in einzelnen Orten Heizungsbauer um ihre Kundschaft und machten z.T. negative Stimmung. Woanders führten alte Konflikte zwischen Familien zu Problemen zwischen verschiedenen Arbeitsgruppen. Fast in jedem Dorf gab es wohl Einschränkungen während der Bauzeit durch die Erreichbarkeit der Wohnhäuser; nicht überall wurden diese jedoch als Konflikt thematisiert.

5. Fazit

Es lässt sich feststellen, dass es inzwischen Bioenergiedorfvarianten mit sehr unterschiedlichen Technologiekonzepten gibt, die sich auch ständig weiterentwickeln. Im ersten Bioenergiedorf Deutschlands, Jühnde, wird bspw. gerade eine neue Technik etabliert, mit der die Energie stärker am Bedarf orientiert zur Verfügung gestellt wird und die Prozesse somit effizienter werden.

Viele Bioenergiedörfer integrieren neben Biogas und Holz weitere Erneuerbare Energien in ihre Konzepte, insbesondere Photovoltaik wird vielfach mit genutzt.

Im Durchschnitt sind Bioenergiedörfer kleiner als die Dörfer im Bundesdurchschnitt. Dies liegt sehr wahrscheinlich daran, dass eine kleinere Dorfgemeinschaft (mit Einwohnerzahlen von 700 bis 1.000) besser in der Lage ist, die sozialen Hürden zu meistern und die Idee des Bioenergiedorfs im Dorf erfolgreich zu verbreiten.

Die Zeitpunkte der Einführung und Änderung der EEGs haben durchaus Einfluss auf die Gründungsjahre und -zahlen der Bioenergiedörfer.

Die Betreibergesellschaften der Bioenergiedörfer haben unterschiedliche Rechtsformen, wobei die Genossenschaft die am häufigsten gewählte

Rechtsform darstellt. Bei der Wahl der Rechtsform für ein Bioenergiedorf gibt es meist hohe Übereinstimmung im Dorf und wenig Konflikte.

Durch die Beteiligung der Dorfgemeinschaft erhöht sich in Bioenergiedörfern die Selbstwirksamkeitsüberzeugung, das Empowerment: Menschen werden im politischen Handeln gestärkt, indem sie merken, dass sie durch ihr Tun etwas bewirken können gegen den Klimawandel, für ihr Dorf, für ihr direktes Lebensumfeld und für die Zufriedenheit ihrer Dorfgemeinschaft. Das stärkt die Individuen, stabilisiert sie und erhöht ihre Motivation und Kraft, sich auch in Zukunft weiter für ihr Dorf und/oder gegen den Klimawandel zu engagieren.

Literatur

Eigner-Thiel, S. (2005). Kollektives Engagement für die Nutzung erneuerbarer Energieträger - Motive, Mobilisierung und Auswirkungen am Beispiel des Aktionsforschungsprojekts „Das Bioenergiedorf“, Studien zur Umweltpsychologie, Band 1. Kovac: Hamburg.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Wege zum Bioenergiedorf, online unter http://www.wege-zum-bioenergiedorf.de/bioenergiedoerfer/, Aufrufe vom 15. März 2015 und vom 17. November 2015

Fachverband Biogas. (n.d.). Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland nach Bundesland im Jahr 2014. In Statista - Das Statistik-Portal. Zugriff am 12. April 2016, von http://de.statista.com/statistik/daten/studie/164247/umfrage/anzahl-der-biogasanlagen-nach-bundesland/.

Ruppert, H., Eigner-Thiel, S., Girschner, W., Karpenstein-Machan, M., Roland, F., Ruwisch, V., Sauer, B. & Schmuck, P. (2008). Wege zum Bioenergiedorf. Leitfaden. Gülzow: Fachagentur nachwachsende Rohstoffe.

Statistisches Bundesamt. (n.d.). Anzahl der Gemeinden in Deutschland nach Gemeindegrößenklassen (Stand 31.12.2014). In Statista - Das Statistik-Portal. Zugriff am 13. April 2016, von http://de.statista.com/statistik/daten/studie/1254/umfrage/anzahl-der-gemeinden-in-deutschland-nach-gemeindegroessenklassen/.

Schriftenreihe

Fortschritt neu denken

Herausgegeben vom

Institut für Bioenergiedörfer Göttingen e. V.

Anschrift:
Petrikirchstraße 30
37077 Göttingen
www.bioenergiedorf.info

Heft 4, Göttingen, April 2016
ISSN 2190-7722

Fortschritt neu denken: „Weiter, schneller, höher“ – Zu lange schon ist diese Maxime Leitbild und Orientierung für gesellschaftliche (Fehl-) Entwicklungen, zu lange schon führt dieses Denken in Komparativen zu einem häufig rücksichtslosen Umgang mit den natürlichen Ressourcen und zu ungerecht verteilten Chancen auf ein gutes Leben. Durch seine Aktivitäten möchte das Institut für Bioenergiedörfer Göttingen Möglichkeiten aufzeigen und Bemühungen unterstützen, wie insbesondere im Bereich der Energieversorgung menschliche Grundbedürfnisse befriedigt werden können, ohne dabei unsere Lebensgrundlagen zu zerstören.

AUDIZIONE 10ª COMMISSIONE PERMANENTE (INDUSTRIA, COMMERCIO, TURISMO SUL "SOSTEGNO ALLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE MEDIANTE L'IMPIEGO DI SISTEMI DI GENERAZIONE, ACCUMULO E AUTOCONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA"

DOCUMENTO ANCI

2 OTTOBRE 2018

ANCI ringrazia ed esprime apprezzamento al senatore Girotto e ai senatori tutti, rispetto la scelta di audire l'Associazione come anche tutti i soggetti che concorrono a fornire elementi utili ad approfondire il tema oggetto dell'odierno confronto.

I temi lanciati dalla proposta di direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili sono importanti ma vanno discussi ampiamente e con profondità di valutazioni e voci, affinchè il nostro Paese non corra il rischio – come testimoniano altri settori si pensi all'agricoltura – di subire effetti negativi di una politica in questo caso energetica tarata su chi ha caratteristiche profondamente differenti dalle nostre. Delle distorsioni da evitare tratta anche la stessa proposta di Direttiva, lasciando quindi a ciascun Paese margine di manovra nel recepimento, ma è in questa fase che il legislatore italiano deve valutare e disegnare un modello italiano energetico da fonti rinnovabili. E ciò deve essere ancora più rimarcato dal momento che il target della prossima direttiva sarà di livello unionale non nazionale, con preoccupanti aperture legate agli scambi transfrontalieri e transnazionali, che potrebbero portare l'Italia – in concomitanza con dinamiche di scarsa regolazione del mercato – ad essere territorio di speculazione da parte dei produttori di altri Paesi Europei, con minore risorsa in termini di "suolo/territorio" ma condizioni climatiche indubbiamente favorevoli a determinati tipologie di fonti rinnovabili piuttosto che una certa debolezza di altri settori che invece hanno per la nostra economia, identità e sostenibilità carattere prioritario (agricoltura ed eccellenze produttive, artigianato e alta manifattura, turismo).

Dalla proposta di direttiva citiamo due passaggi perché ritenuti incisivi nel nostro Paese:

- a livello energetico - termico "affidarsi solo agli interventi nazionali potrebbe causare distorsioni e frammentazione del mercato interno dell'energia, con un conseguente aumento generalizzato dei costi e una diffusione lenta dell'energia da fonti rinnovabili nell'Unione";
- a livello trasporti "il settore dei trasporti è nettamente indietro rispetto ad altri settori, per una serie di ragioni, in particolare la mancanza di forti incentivi all'innovazione, sia sul fronte dell'energia sia su quello delle tecnologie necessarie per la decarbonizzazione a lungo termine e la diversificazione dei trasporti, limitazioni infrastrutturali all'elettrificazione (che si sta cercando di sormontare mediante l'attuazione della direttiva sui carburanti alternativi e le misure proposte nell'ambito della revisione della direttiva sul rendimento energetico nell'edilizia).

In riferimento ad entrambi i punti, si ritiene vincente per il nostro Paese il modello proposto dall'ANCI ancora una volta del **"piccolo e distribuito**", con le modifiche necessarie affinché ciò che oggi è enunciato e promosso sia effettivamente ed efficacemente realizzabile e realizzato. Oggetto dell'audizione sono appunto i sistemi di distribuzione chiusi, le comunità energetiche nelle differenti forme assunte (dalle cooperative di comunità, alle associazioni tra condomini, ai comuni in gestione associata, ecc.), il potenziamento dell'autoconsumo e dell'autoproduzione. ANCI porta avanti da tempo tale modello energetico, sostenibile per il territorio, basato in modo preponderante sulle fonti rinnovabili, e per tale ragione sostiene lo

sviluppo della generazione distribuita di energia rinnovabile, auspicando un ripristino dei "sistemi di distribuzione chiusi" - reti elettriche che permettono di scambiare energia prodotta verso più clienti. L'utilizzo dei "sistemi di distribuzione chiusi" da parte dei singoli cittadini/privati consumatori e produttori "*prosumers*", da piccole, medie o grandi aziende, da comuni, soprattutto di dimensioni ridotte e in gestione associata, scardinerebbe un sistema basato su forme oligopolistiche, che scaricano sui costi energetici dell'utente finale loro inefficienze, organizzazioni sovradimensionate, tanti sprechi. Per tale ragione, si vuole estendere e dare corpo al modello mediante la proposta di revisione dell'attuale sistema vigente, a favore di una maggiore parità e autonomia energetica locale, sulla falsariga di quanto stabilito nel testo di legge francese sulla transizione.

Sebbene negli ultimi anni sappiamo si siano diffusi e sviluppati casi eccellenti come ad esempio il **modello di cooperativa di comunità nato in provincia di Lecce (Melpignano e altri comuni) e poi preso ad esempio dalla Regione Puglia che ne ha fatto legge regionale**, sappiamo anche che troppi ostacoli oggi rendono parziale l'efficace di quello come di altri modelli, innanzitutto di tipo normativo/regolatorio. **ANCI chiede quindi una revisione complessiva delle norme e degli strumenti** a partire dal recepimento della RED (la Direttiva Renewable Energy) come ad esempio gli shared solar schemes, che essa mette a disposizione per agevolare la produzione di energia rinnovabile da parte dei cittadini, che possano stoccare/conservare o immettere in rete l'energia non autoconsumata prodotta, rivedendo le tariffe di immissioni oggi disincentivanti in tal senso. **Al surplus autoprodotto andrebbe riconosciuto un prezzo comprensivo dell'esternalità positiva legata alla produzione autonoma rinnovabile, sia in termini ambientali che sociali, nonché per la rete elettrica. Occorre rivedere anche la distorsione normativa legata allo scambio tra "prosumers" e l'attuale meccanismo dello "scambio sul posto".** A cascata occorre affrontare piccoli nodi normativo regolatori ad esempio riguardanti i condomini, incentivando (forse con più forza dell'attuale sistema) e diremmo obbligando affinchè le "utenze finali" siano il più possibile autonome. **L'impegno dei territori è massimo: di recente il Piemonte ha approvato una legge sulle comunità energetiche e sono tanti i Comuni che da soli o in forma associata raggiungono forme di autonomia energetica (elettrica, termica) quasi integrale. I Comuni vanno però sostenuti attraverso strumenti specifici e forme di supporto ad hoc.**

Con ciò ANCI invita ad una revisione complessiva dell'intero sistema non soltanto energetico ma riguardante in toto molti aspetti del vivere in comunità, dal sistema di produzione e imballaggio, alla mobilità, alla pianificazione edilizia – urbanistica. Tutti i settori sono chiamati oggi in causa (soprattutto i più energivori) ad affrontare una reale rivoluzione culturale se si vogliono rispettare obiettivi che non risiedono soltanto in un Accordo (Parigi) ma nel futuro del nostro stesso pianeta.

In tal senso, ANCI chiede una revisione anche della Strategia Energetica Nazionale, dal momento che non è possibile pensare alla transizione energetica attraverso il metano, che è esso stesso un gas fossile, la revisione del sistema degli incentivi alle fonti fossili e climalteranti, nonché delle aste di carbonio, anche mediante l'introduzione di una carbon tax.

Si ritiene inoltre poco coerente con una visione sostenibile l'attuale posizione favorevole del nostro Paese – come soluzione a eventuale crisi di offerta energetica e in affiancamento alle fonti rinnovabili non programmabili – verso il *capacity market*. Di fatto l'Italia – contrariamente a quanto attiene altri Paesi sostenitori e richiedenti come la Polonia, potrebbe indirizzare sforzi e risorse (anziché incentivare e promuovere generatori di fonti fossili) verso forme innovative ma assolutamente già testate di accumulo energetico come l'idrogeno. Sull'idrogeno l'Italia ha un piano nazionale senza risorse a sostegno, contrariamente alla Francia.

Un cambio radicale impone scelte coraggiose e integrate, e **ANCI individua due strade:**

1) **adozione del quadro normativo nazionale in senso organico e lungimirante sulla sostenibilità e la transizione energetica** (a partire dalla proposta di ANCI)
2) richiesta da parte dell'Italia di **revisione complessiva dei meccanismi di attuazione che sottendono gli strumenti finanziari** a sostegno della sostenibilità a partire dalla prossima **politica di coesione 2021-2027, fin dall'utilizzo più efficace ed efficiente delle risorse residue dell'attuale programmazione**.

Senato della Repubblica

10ª Commissione

Industria, commercio, turismo

Atto n. 59

"Affare sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica"

Audizione

Roma, 2 ottobre 2018

00197 Roma – Via Gualtiero Castellini, 13 – Tel. 06 20369638 - e@mail: ascomac@outlook.it – web: www.ascomac.it

Politiche Sostenibili

di Sviluppo, Liberalizzazione, Semplificazione per la Legalità, la Crescita, la Occupazione, la Concorrenza, la Competitività

Generazione Distribuita - Fonti rinnovabili ed Efficienza energetica - Reti energetiche intelligenti - Mobilità sostenibile – Fiscalità ambientale ed energetica

ASCOMAC Confcommercio Imprese per l'Italia

Federazione Nazionale rappresentativa della Filiera della distribuzione, fornitura e relativi servizi di macchine operatrici ed attrezzature di lavoro per le costruzioni, per il sollevamento e la logistica, motori industriali, nautico-navali, gruppi elettrogeni, unità/impianti di generazione distribuita di energia da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento, E.S.Co., Società di servizi energetici, di progettazione e installazione impianti, energy manager

esprime

un sincero ringraziamento al Presidente della 10ª Commissione Industria, commercio, turismo Senatore Girotto e agli Onorevoli Senatori per avere consentito la partecipazione alla Audizione e la presentazione di proposte utili al Paese, unitamente all'apprezzamento per il comune approfondimento di temi energetici di notevole importanza, socialmente rilevanti a partire dall'autoconsumo.

Al di là della "transizione", la cui tempistica è ormai sempre più ridotta, è strategico individuare e attuare obiettivi ormai non più rinviabili, a partire dalla valorizzazione, applicazione, e realizzazione del duale: *"attenuazione dei cambiamenti climatici - benessere del concittadino"*.

In questa visione e azione, il Ciclo Vita legale, responsabile, progettuale, equo-sociale, ambientale di:

- prodotti, forniture, servizi,
- imprese, siti, infrastrutture,
- clienti finali, utenti

diventa, di diritto e di fatto, il punto di partenza e di arrivo, da realizzare attraverso strumenti qualitativi, ambientali e sociali per la riduzione dell'uso delle risorse, delle emissioni di gas a effetto serra e di altre sostanze inquinanti e la attenuazione dei cambiamenti climatici.

Le Osservazioni/Proposte contenute nel presente Documento, per chiarezza di metodo e di merito, sono articolate, approfondite e sviluppate in relazione ai temi indicati nell'Atto n. 59.

Indice

Documento di Proposta Politiche Sostenibili di Sviluppo per la Legalità, la Crescita, la Occupazione, la Concorrenza, la Competitività Generazione Distribuita - Fonti rinnovabili ed Efficienza energetica - Reti energetiche intelligenti - Mobilità sostenibile – Fiscalità ambientale ed energetica	***Pag.***
1. MODELLI DI PRODUZIONE, CONSUMO E UTILIZZO INNOVATIVI E SOSTENIBILI	4
Considerazioni	4
Proposte	4
A. Individuazione di Linee strategiche	4
B. Revisione e attuazione di politiche energetiche, procedure, attività in funzione delle diverse tipologie: Produzione, Autoproduzione/Autoconsumo, Consumo e Utilizzo	4
C. Attuazione, in base alle normative europee	5
D. Investimento nella Impresa innovativa e Sostenibile a partire dal Reshoring delle Imprese Italiane che hanno delocalizzato la produzione all'estero - dumping ambientale	5
2. SISTEMI DI GENERAZIONE, ACCUMULO E AUTOCONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA	7
Considerazioni	7
Autoproduzione – SEU Sistemi efficienti di utenza – SDC Sistemi di distribuzione chiusi - Reti energetiche elettriche - Liberalizzazione e Concorrenza	7
Proposte	11
A. Liberalizzazione e Concorrenza	11
B. Autoproduzione/Autoconsumo	11
C. Modifiche normative	11
D. Oneri di sistema	11
E. Edifici-Siti: Riqualificazione e Rigenerazione urbana/territoriale – Sistemi ad alta efficienza - Teleriscaldamento	12
F. Interconnessione tra infrastrutture energetiche pubblico/private e infrastruttura di comunicazioni (banda ultralarga)	12
G. Mobilità sostenibile - Edilizia residenziale intelligente e sostenibile - Infrastrutture elettriche private	12
3. SOSTEGNO ALLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE - FISCALITÀ AMBIENTALE E ENERGETICA	15
Considerazioni	15
Interventi di fiscalità ambientale ed energetica per la decarbonizzazione, l'indipendenza energetica, il risparmio energetico, la sostenibilità	15
Proposte	15
A. Sostituzione strumento "Cap and Trade"	15
B. Revisione del metodo di attribuzione dei benefici fiscali	15
C. Sistemi di incentivazione per l'efficienza energetica – Conto Termico, Ecobonus, Ristrutturazione edilizia - Iperammortamento	16
D. Revisione della disciplina delle accise e dell'IVA	18
E. Promozione della diffusione e integrazione dei sistemi ad alta efficienza	18
F. Attuazione di quanto previsto dagli artt. 14 e 15, Direttiva 2003/96/CE in merito alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento alimentata da FER e combustibili alternativi	18
G. Azioni sul comportamento dei consumatori	18
H. Adozione, nella valutazione ambientale del prodotto, di standard internazionali e relativa etichettatura	18
I. Bollette energetiche	18
3.A. ALIQUOTA DI ACCISA SUL PRODOTTO ENERGETICO E COMBUSTIBILI ALTERNATIVI DI ALIMENTAZIONE DI UNITÀ DI COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO – PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA - ESENZIONE	20
Considerazioni	20
Proposte	20
A. Proroghe - Effetti	20
B. Unità di cogenerazione ad alto rendimento: produzione di energia elettrica e recupero del calore di scarto (non tassabile)	20
C. Unità di microcogenerazione CAR – Penalizzazione	21
D. Applicazione della accisa a impianti di produzione di energia elettrica e calore – Segnalazione Aiuto di Stato	21
E. Versamento accisa non dovuta: norma nazionale istitutiva, abrogata dal 2005 – Esenzione: UE Sentenza della Corte (Prima Sezione) 7 marzo 2018	22

1. MODELLI DI PRODUZIONE, CONSUMO E UTILIZZO INNOVATIVI E SOSTENIBILI

Considerazioni

L'evoluzione tecnologica e digitale sta sempre più attivamente accompagnando e stimolando profondi cambiamenti, anche nel contesto competitivo, sia di Impresa - produzione, fornitura, servizi - sia, contemporaneamente, nei comportamenti degli utenti e dei clienti finali, con impatti "rilevanti" in termini di Sostenibilità.
Il contributo diretto dei Cittadini – *produttore, distributore, cliente finale, utente* - allo sviluppo equo-sostenibile del Paese si basa proprio sulla comune responsabilità sociale, finalizzata alla realizzazione e gestione sostenibile di attività, azioni e comportamenti, partecipando attivamente e congiuntamente alla corretta generazione, consumo, utilizzo, risparmio delle risorse e, conseguentemente, alla riduzione dei cambiamenti climatici.

E' strategico orientare il mercato verso modelli e modi di produzione/distribuzione e consumo/utilizzo sostenibili (attuazione art. 15, Legge n. 23/2014)

- fondati su Legalità, Responsabilità sociale, Trasparenza, Ciclo vita del prodotto/processo di produzione, Coesione e integrazione sociale, Sviluppo equo-sostenibile, Qualità sostenibile del Territorio e dell'Abitato, Mobilità e Accessibilità ai luoghi

Esaminare questi fenomeni, valorizzare, progettare, migliorare, adeguare e gestire l'effettiva attrattività di Impresa e le possibili implicazioni, attraverso un nuovo posizionamento e perimetro innovativo, sociale e responsabile, consente di raggiungere obiettivi interconnessi:

- sviluppare la **cultura della sostenibilità**
- individuare e promuovere un **modello di business competitivo, evoluto responsabile e sostenibile**
- progettare e gestire la **sostenibilità innovativa di impresa** – personale, prodotto/servizio e sito
- **formare e certificare le competenze professionali** – imprenditori/collaboratori
- **valorizzare i risultati attesi e conseguiti** attraverso la **certificazione**
- **coinvolgere il cliente finale** nella scelta responsabile di prodotti e servizi sostenibili qualificati e certificati
- individuare e promuovere **percorsi di competitività aziendale e di acquisto** legali, responsabili, sostenibili, di qualità
- diffondere **buone prassi per la sostenibilità,** valorizzando i Territori
- attuare il **Reshoring delle Imprese Italiane** che hanno delocalizzato la produzione all'estero, promuovendo e attuando Lavoro e Lavori.

Proposte

A. Individuazione di Linee strategiche

1. orizzontali "a rete"
2. verticali "di filiera"
3. trasversali "intersettoriali"

B. Revisione e attuazione di politiche energetiche, procedure, attività in funzione delle diverse tipologie: Produzione, Autoproduzione/Autoconsumo, Consumo e Utilizzo

1. **Politiche di generazione di energia sostenibile ad alta efficienza**

   Programmi, misure, strumenti, comportamenti

   - generazione di energia termica ed elettrica da fonti rinnovabili e da combustibili alternativi, attraverso unità/impianti/sistemi ad alta efficienza
     - procedure amministrative e autorizzative
     - accesso e immissione in rete pubblica
     - regimi di sostegno: investimento ed esercizio

2. **Politiche di autoproduzione/autoconsumo e utilizzo sostenibile ad alta efficienza**
   Programmi, misure, strumenti, comportamenti
   - Autoproduzione, autoconsumo e utilizzo ad alta efficienza anche a fini di mobilità sostenibile in sito di energia termica ed elettrica da fonti rinnovabili e da combustibili alternativi, attraverso unità/impianti/sistemi ad alta efficienza
   - procedure amministrative e autorizzative
   - accesso alla rete
   - regimi di sostegno: investimento ed esercizio

3. **Politiche di consumo/utilizzo per il consumatore/cliente finale**
   Programmi, misure, strumenti, comportamenti
   - informazione
   - regime di sostegno al consumo/utilizzo di energia "verde" ed "efficiente" anche a fini di mobilità sostenibile in attuazione delle direttive comunitarie in tema di fiscalità energetica

4. **Politiche di definizione e realizzazione di infrastrutture/reti idriche, energetiche intelligenti pubblico/private, e interconnessione alle reti digitali (banda ultra larga)**
   Programmi, misure, strumenti, comportamenti
   - risparmio energetico, decarbonizzazione, sostenibilità

5. **Politiche di settore e intersettoriali**
   Programmi, misure, strumenti, comportamenti
   - abitativo/residenziale
   - industriale
   - agricolo
   - terziario
   - trasporti

C. Attuazione, in base alle normative europee

1. **autoconsumo e energy communities come strumento sociale e responsabile** per la decarbonizzazione, attraverso il coinvolgimento, da passivo a attivo, sociale e responsabile del Concittadino non più soltanto al consumo ma e soprattutto alla generazione/consumo/utilizzo integrato di risorse energetiche rinnovabili, attraverso tecnologie e sistemi ad alta efficienza, contribuendo attivamente, al di là degli incentivi, all'uso responsabile delle risorse per la Decarbonizzazione verso la Sostenibilità del Sistema Italia
2. **revisione e adeguamento,** semplificazione e stabilizzazione legislativa, amministrativa, regolatoria nel settore energetico di:
   - ✓ generazione/autoproduzione,
   - ✓ consumo/autoconsumo,
   - ✓ utilizzo

   e
   - ✓ sistemi alternativi ad alta efficienza di energia alimentati da fonti rinnovabili e da combustibili alternativi di cui al D.Lgs.n. 257/2016
3. **revisione degli attuali sistemi di incentivazione** distinguendo:
   - ✓ aiuto all'investimento
   - ✓ sostegno all'esercizio

D. Investimento nella Impresa innovativa e Sostenibile a partire dal Reshoring delle Imprese Italiane che hanno delocalizzato la produzione all'estero - dumping ambientale

Ascomac ha promosso a livello di Impresa il Valore Duale "Innovazione / Sostenibilità" già in occasione della Legge Delega Fiscale n. 23/2014 evidenziando (pagg. 41/43) quanto segue:

" Pilastro fondante della nuova politica fiscale che il nostro Paese con coraggio deve portare avanti è la Competitività sostenibile per "delocalizzare al contrario" o, meglio, per riallocare risorse e investimenti e rilocalizzare Attività, Lavoro e Occupazione in Italia e in Europa".

"Tra le diverse proposte, per quanto riguarda i temi della Delocalizzazione e della Competitività del sistema industriale e non solo, connessi alla riduzione delle emissioni, la *nostra Federazione ha proposto al Governo ed al Parlamento la introduzione, in sostituzione dello strumento "cap and trade", del principio, formulato e proposto da diversi anni dalla Autorità per l'energia elettrica e il gas, basato su meccanismi di mercato riguardanti il contenuto CO_2 dei prodotti destinati al consumo e quindi finalizzati alla tutela del consumatore finale, attraverso una riduzione/esenzione della tassazione di accise e IVA dei prodotti a più basso contenuto di carbonio e non solo (si pensi ad es. alla riduzione del consumo di acqua, di materie prime ed all'aumento della riciclabilità) e finalizzato a contrastare fenomeni di dumping ambientale".*

2. SISTEMI DI GENERAZIONE, ACCUMULO E AUTOCONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA

Considerazioni

Estensione della liberalizzazione,

- *ad oggi prevista solo per le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica e, per pluralità di utenti finali, solo nei settori societario/industriale e cooperativo*

anche

- *alle attività di autoproduzione, trasferimento attraverso reti energetiche private e autoconsumo di energia da parte di persona fisica, persona giuridica, pluralità e/o gruppi di persone fisiche/giuridiche nei diversi settori economici, tutti utilizzatori finali residenti e/o operanti in sito qualificato SEU, SDC.*

Autoproduzione – SEU Sistemi efficienti di utenza – SDC Sistemi di distribuzione chiusi - Reti energetiche elettriche - Liberalizzazione e Concorrenza

ENERGIA ELETTRICA

Produzione : Distribuzione in concessione (servizio di pubblica utilità) a clienti finali		=	**Autoproduzione : Autoconsumo da FER/CAR**	**Trasferimento in sito attraverso reti private a pluralità di utilizzatori finali**

Liberalizzazione e Concorrenza

Il miglioramento delle azioni finalizzate al risparmio energetico si basa proprio sulla connessione strategica tra:

- sistemi di generazione di energia ad alta efficienza in sito – residenziale, industriale, terziario, agricolo etc.
- consumo/utilizzo, anche a fini di mobilità sostenibile, da parte di pluralità di utenti finali residenti nel medesimo sito
- trasferimento dell'energia attraverso reti energetiche intelligenti private nel sito – infrastruttura privata del sito anche connessa alla rete pubblica.

Di diritto e di fatto, il tema della concorrenza nel settore energetico, irrisolto dal Legislatore anche dalla Legge 4 agosto 2017, n. 124 *"Legge annuale per il mercato e la concorrenza"*, riguarda proprio

- il trasferimento dell'energia prodotta in sito alla pluralità di utenti residenti in quel sito e non più, come ora, ad un solo utente finale
- l'applicabilità dei corrispettivi tariffari e oneri generali di sistema sulla energia prelevata e non consumata.

Dal 2008, anno in cui sono stati "legiferati" i SEU Sistemi efficienza di Utenza FER e/o CAR, e ancora oggi, il vincolo di *un solo cliente (ndr. utente) finale*, continua a impedire il raggiungimento dell'obiettivo primario del risparmio energetico attraverso lo strumento dell'efficienza energetica diffusa, in particolare nel settore residenziale - condomini, supercondomini - nella grande distribuzione, nei centri commerciali, nell'industria manifatturiera, agricola, del terziario.

Nell'ormai lontano dicembre 2011, l'AGCM, con il Provvedimento AS 898, (V. anche AGCM S 1288 2016) **in risposta ad una segnalazione di ASCOMAC**, aveva evidenziato al Governo e al Parlamento le problematiche legate alla concorrenza in materia di reti energetiche elettriche private, segnalando quanto segue:

Estratto

"Il mancato sviluppo di reti private[1] – a servizio non solo di imprese industriali, ma anche commerciali[2] e di servizi, *come previsto dall'articolo 28 della Direttiva 2009/72/CE –*

si potrebbe tradurre da un lato in una ***riduzione delle opportunità di crescita per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e in cogenerazione ad alto rendimento*** *- che quindi sarebbero limitate ai sistemi di auto-approvvigionamento e agli impianti che immettono l'energia prodotta nella rete pubblica – e, dall'altro lato, in una* ***minore concorrenza nei confronti dei gestori delle reti pubbliche di trasmissione e di distribuzione e, indirettamente, ai proprietari dei grandi impianti di generazione che immettono l'energia prodotta nella rete pubblica.***
*"****La discriminazione delle reti private diverse dalle RIU*** *esistenti o autorizzate comporta, inoltre, una* ***discriminazione a favore del modello dominante di organizzazione del sistema elettrico****, basato sulla centralizzazione della generazione di energia elettrica in impianti di grandi dimensioni e sulla trasmissione e distribuzione attraverso reti "pubbliche" dell'elettricità alle unità di consumo".*
"Alla luce dell'evoluzione tecnologica e della crescente domanda di tecnologie di generazione che riducano l'emissione di gas inquinanti, ***l'Autorità ritiene che le scelte di fondo, riguardo al modello di organizzazione del sistema elettrico, debbano essere prese all'interno della strategia energetica nazionale****, che deve disegnare un quadro coerente all'interno del quale il processo concorrenziale possa individuare il mix di tecnologie e soluzioni impiantistiche più adeguato.*
"Sulla base di questi rilievi, l'Autorità auspica una revisione della normativa riguardante i sistemi di distribuzione chiusi, volta ad eliminare qualsiasi discriminazione tra RIU ed altre reti elettriche private e a non introdurre ingiustificate limitazioni alla concorrenza tra differenti modalità organizzative delle reti elettriche e tra differenti tecnologie di generazione".

Di fatto, a **diciannove anni** dalla emanazione del D.Lgs. n. 79/1999, **alla liberalizzazione delle attività di produzione**, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, **non corrisponde, ad oggi, una analoga liberalizzazione del consumo/utilizzo dell'energia generata, trasferita attraverso rete energetica privata senza obbligo di connessione di terzi e consumata/utilizzata da utenze aggregate/pluralità di utilizzatori nell'ambito dello stesso sito**, geograficamente delimitato.
I *"negozianti/condomini",* finiscono per acquistare l'energia elettrica dal sistema elettrico nazionale, potendo utilizzare invece, in base agli investimenti effettuati in unità FER e/o CAR, l'energia autoprodotta ad alta efficienza in sito.
Lo sviluppo *"eco-equo sostenibile"* della generazione di energia verde (FER) ed efficiente (CAR) si fonda proprio sul **consumo e utilizzo diffuso** dell'energia **generata in un medesimo e determinato sito,** confinato geograficamente, trasferita ad utenze aggregate in quel sito attraverso **reti intelligenti private:** ci riferiamo ad esempio ai distretti industriali, aree artigianali, industriali e commerciali, centri servizi direzionali, centri commerciali, alla P.A. tutti ora, di diritto e di fatto, esclusi dalle potenzialità ed attualità di questo strumento energetico; realtà economiche che segnalano ogni giorno di più il costo dell'energia elettrica che ne mina la competitività rispetto ad altri concorrenti europei ed extraeuropei, senza ricevere risposte chiare, stabili, efficaci ed efficienti.
Sempre in tema di **competitività delle imprese**, si richiama l'attenzione sul ruolo strategico della connessione tra ***"reti energetiche"*** *e* ***"reti di imprese"*** costituite, queste, dall'insieme delle imprese che **aderiscono a un contratto di rete**, attraverso il quale *più imprenditori perseguono lo scopo di accrescere, individualmente e collettivamente, la propria capacità innovativa e la propria competitività sul mercato*". Elemento essenziale del "contratto di rete" è il "*programma comune di rete*", sulla base del quale gli imprenditori "*si obbligano … a collaborare in forme e ambiti predeterminati attinenti all'esercizio delle proprie imprese ovvero a scambiarsi informazioni o prestazioni di natura industriale commerciale tecnica o tecnologica ovvero ancora ad esercitare in comune una o più attività rientranti nell'oggetto della propria impresa.*

Note: **1** *[Cioè di SDC diversi dalle RIU. I sistemi di auto-approvvigionamento energetico – tra cui i SEU – non sono qualificati come "reti elettriche" dalla normativa esistente.]*
2 *[Si pensi ad esempio ad una rete privata a servizio degli esercizi localizzati in un centro commerciale.]*

Il Fattore Energia diventa allora un sistema di aggregazione a rete di imprese, influendo sul costo di produzione/distribuzione del prodotto.
In tal senso, è di tutta evidenza il ruolo strategico delle reti intelligenti private, classificate tra i Sistemi di distribuzione chiusi, quale strumento energetico di aggregazione di utenze/imprese, legate tra loro dal "contratto di rete" e, a livello energetico, da programmi di miglioramento di efficienza energetica, per incrementare la competitività sul mercato.

A supporto di quanto segnalato e ora, con grande soddisfazione, previsto anche dalla Unione Europea, segnaliamo che Ascomac già dal 2010 ha presentato la proposta di liberalizzazione, per la competitività di impresa, del trasferimento di energia autoprodotta e autoconsumata da pluralità di utenti finali residenti e/o operanti in sito, proposta esaminata e valutata, nel **2010,** dalla X Commissione della Camera il 2 febbraio, trovando consensi trasversali, di cui si riporta di seguito il testo:

X Commissione Camera dei Deputati – Seduta - Resoconto di martedì 2 febbraio 2010
Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE.
Atto n. 172.
(Seguito dell'esame, ai sensi dell'articolo 143, comma 4, del regolamento, e rinvio).
La Commissione prosegue l'esame dello Schema di decreto all'ordine del giorno, rinviato nella seduta del 28 gennaio 2010
Andrea GIBELLI, presidente, ricorda che nella scorsa seduta il relatore aveva illustrato una proposta di parere, predisposta sulla base di rilievi ed osservazioni emersi nel corso del dibattito e da documenti consegnati alla sua attenzione. Sulla base di ulteriori elementi emersi, la relatrice ha provveduto ad integrare la proposta di parere; chiede quindi alla relatrice se intende intervenire per illustrare le modificazioni apposte; chiede altresì al Governo se siano emersi ulteriori elementi in relazione al parere della Conferenza Unificata che non risulta ancora pervenuto. Fa presente, infatti, che l'atto in esame è stato assegnato con riserva dal Presidente della Camera e quindi la X Commissione non è attualmente nella condizione di concluderne l'esame.
Lella GOLFO, relatore, ringrazia il Presidente per la breve introduzione; illustra quindi la nuova proposta di parere predisposta sulla base di una segnalazione del collega Raisi e sulla base di un'osservazione sottoposta da un'organizzazione di categoria che aveva trovato consensi trasversali in Commissione (vedi allegato). Ritiene opportuno che a questo punto il Governo comunichi alla Commissione quando e se sarà in grado di integrare lo schema con la documentazione mancante, nella fattispecie il parere della Conferenza Unificata, ovvero se intende procedere comunque nella deliberazione del decreto legislativo in assenza di tale integrazione.
Il Sottosegretario allo Sviluppo Stefano SAGLIA, nell'esprimere la posizione del Governo, sottolinea che l'espressione del parere da parte delle Commissioni è necessaria ed urgente, anche in mancanza del parere della Conferenza Unificata, il cui funzionamento è attualmente compromesso a causa di rivendicazioni che non hanno alcuna attinenza con il provvedimento all'esame. Ribadisce che il governo intende farsi parte attiva al fine di consentire al più presto l'espressione del parere da parte della X Commissione.
Giovanni FAVA (LNP), ritiene necessario un approfondimento della proposta di parere del relatore, che è ampia ed articolata, al fine di una valutazione complessiva.
Gabriele CIMADORO (IdV), condivide le osservazioni del collega Fava e ritiene necessario una riflessione ulteriore.
Federico TESTA (PD), esprime condivisione sugli interventi dei colleghi; invita peraltro il Governo ad un'attenta valutazione dell'osservazione di cui alla lettera a) della proposta di parere, soprattutto in relazione agli eventuali oneri che dalla sua attuazione potrebbero ripercuotersi a carico delle famiglie.
La seduta termina alle 15.

X Commissione - Martedì 2 febbraio 2010
TESTO AGGIORNATO AL 3 FEBBRAIO 2010 pag. 75
ALLEGATO
Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE. Atto n. 172.
NUOVA PROPOSTA DI PARERE DEL RELATORE

La X Commissione,
esaminato lo schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE (Atto n. 172);
apprezzando le modifiche proposte ai fini di eliminare le aree di criticità che sono emerse nell'applicazione del decreto n. 115 del 2008;
rilevando nel contempo l'opportunità attraverso l'atto in definizione di correggere anche altre disposizioni del medesimo decreto, in particolare in relazione all'attività di controllo esercitata dall'AEEG, all'incentivazione delle nuove tecnologie di generazione distribuita dell'energia elettrica, e alla trasparenza degli oneri di sistema;
sollecitando il Governo a valutare l'opportunità di modificare l'Allegato II del decreto n. 115 del 2008, relativo al contratto servizio energia, che ha mostrato criticità operative nell'applicazione, rendendolo difficilmente utilizzabile e compromettendone in tal modo la finalità, ovvero favorire lo sviluppo dei servizi energetici;
delibera di esprimere
PARERE FAVOREVOLE
con le seguenti osservazioni:
a) valuti il Governo l'opportunità, al fine di superare le criticità che si sono manifestate nella promozione e nella operatività di nuove tecnologie, quale quella della generazione distribuita dell'energia elettrica, di modificare l'attuale previsione, contenuta nell'articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto n. 115, di un solo cliente finale. Tale previsione infatti esclude dalla definizione i sistemi volti a realizzare programmi di efficienza energetica incentrata su più clienti finali, tipici dei sistemi a generazione distribuita, e ne impedisce la diffusione nella grande distribuzione, nei centri commerciali, nell'industria immobiliare, oltre che nei condomini e nei grandi condomini; a tal fine appare opportuno modificare l'articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto n. 115 al fine di comprendere, nella definizione di «sistema efficiente di utenza» la presenza contemporanea dell'impianto alimentato da fonti rinnovabili e dell'unità di cogenerazione ad alto rendimento, la previsione di una rete senza obbligo di connessione a terzi e la previsione di uno o più clienti finali o gruppi di clienti finali;
b) valuti il Governo l'opportunità, all'articolo 1 dello schema di decreto, di aggiungere i seguenti commi:
«1-bis. All'articolo 2, comma 1, lettera bb), del decreto legislativo n. 115 del 2008, sono aggiunte le seguenti parole: "sul medesimo impianto la fornitura di tali servizi è incompatibile con il ruolo di cui alla lettera s), incluso il soggetto che ne detiene il controllo, indipendentemente dalla quantità di energia venduta".
1-ter. All'articolo 2, comma 1, dopo la lettera cc) è aggiunta la seguente:
"cc-bis) 'terzo responsabile dell'esercizio e manutenzione di impianti utilizzati per le finalità del presente decreto': la persona fisica o giuridica che, essendo in possesso dei requisiti previsti dalla normativa vigente e comunque di idonea capacità tecnica, economica e organizzativa, è delegata dal proprietario ad assumere la responsabilità dell'esercizio, della manutenzione e dell'adozione delle misure necessarie al contenimento dei consumi energetici"».
c) valuti il Governo l'opportunità di inserire nello schema di decreto correttivo, dopo l'articolo 3, il seguente:
«Art. 3-bis. - (Modifiche all'articolo 7 del decreto legislativo n. 115 del 2008). - 1. All'articolo 7, comma 4, del decreto legislativo n. 115 del 2008 dopo le parole: "verifica il rispetto delle regole" sono inserite le seguenti: "da parte dei soggetti di cui alla lettera e) del comma 1"»;
d) in riferimento all'articolo 4, comma 1, lettera c), dello schema di decreto correttivo, occorre che il Governo provveda a chiarire nel testo, ai fini di un migliore funzionamento del mercato interno dell'energia con riguardo ai corrispettivi tariffari e agli oneri di sistema, che i clienti finali vengono assoggettati solo ad oneri sull'energia effettivamente prelevata;
e) valuti il Governo l'opportunità di integrare l'articolo 5, comma 1, lettera c), aggiungendo le seguenti parole: «e le parole: "aderenti o integrati nei tetti degli edifici con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi" sono sostituite dalle seguenti: "con potenza inferiore o uguale a 20 kW"»;
f) valuti il Governo l'opportunità di modificare l'articolo 17, comma 1, lettera d), del decreto n. 115, concernente la misurazione e la fatturazione del consumo energetico, inserendo, dopo le parole: «indicazioni circa l'energia reattiva assorbita dall'utente» le seguenti: «e le misure qualitative e quantitative necessarie per evitare, laddove dovuto, il pagamento della penale»;
g) valuti il Governo l'opportunità di inserire, dopo l'articolo 5, il seguente:
«Art. 5-bis. - (Modifiche all'articolo 19 del decreto legislativo n. 115 del 2008). - 1. All'articolo 19, comma 2, del decreto legislativo n. 115 del 2008, sono aggiunte, in fine, le seguenti parole: "ed è aggiunto il periodo:

'Tale servizio non può essere svolto, per il medesimo impianto, dai soggetti di cui all'articolo 2, comma 1, lettera s)'"».

Proposte

A. Liberalizzazione e Concorrenza

Generazione/consumo/utilizzo di energia da FER e da sistemi ad alta efficienza anche a fini di mobilità sostenibile per pluralità di utenti finali in sito attraverso reti energetiche intelligenti private connesse con reti pubbliche:

- trasferimento dell'energia prodotta in sito alla pluralità di utenti residenti in quel sito superando il limite del solo utente finale,
- applicabilità dei corrispettivi tariffari e oneri generali di sistema esclusivamente sulla energia prelevata e non consumata, tenuto conto che il trasferimento, a differenza della distribuzione, non è un servizio di pubblica utilità (V. anche AEEG Comunicazione - Atto n. 54 del 13.12.2007)

B. Autoproduzione/Autoconsumo

- Inserimento specifico riguardante l'adesione e la attuazione degli artt. 21 e 22, nuova Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, riguardante le figure dell'autoconsumatore di energia da fonti rinnovabili e delle Comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile
- Sviluppo della generazione-autoproduzione, consumo-autoconsumo, utilizzo ad alta efficienza di energia da FER e da combustibili alternativi di cui al D.Lgs. n. 257/2016, finalizzata a ridurre l'importazione di energia e le emissioni inquinanti quale obiettivo primario nazionale, valorizzando le tecnologie ad alta efficienza
- Integrazione dei sistemi alternativi ad alta efficienza di generazione – cogenerazione CAR, Teleriscaldamento, Sistemi di fornitura energetica decentrati basati su energia da fonti rinnovabili – e sistemi di consumo quali le pompe di calore, sistemi di accumulo - **Proposta presentata da Ascomac in occasione del recepimento della Direttiva UE da parte del D.L. n. 63/2013,** ripresa nel D.M. 29.6.2017 *"Piano d'azione nazionale per incrementare gli edifici ad energia quasi zero, All."*.
- Individuazione dei siti residenziali, industriali, agricoli, del terziario, P.A. per lo sviluppo della generazione, accumulo, consumo, utilizzo di energia da FER anche a fini di mobilità sostenibile - Qualificazione quali HUB Energetici locali e territoriali - attraverso l'installazione di unità/impianti tecnologici ad alta efficienza.

C. Modifiche normative

- **Autoproduttore da FER e/o da CAR** – Persona fisica/giuridica: estensione a pluralità e/o gruppi di utenti-utilizzatori finali -persone fisiche e/o giuridiche – di energia autoprodotta e autoconsumata in sito – Modifica art. 2, comma 2, D.Lgs. n. 79/1999 e smi
- **SEU da FER e/o da CAR** Sistemi efficienti di utenza – settore civile, residenziale, industriale, agricolo, terziario, servizi – Persona fisica/giuridica: estensione a pluralità e/o gruppi di utenti-utilizzatori finali - persone fisiche e/o giuridiche – di energia autoprodotta e autoconsumata in sito – Modifica art. 2, comma 1, lettera t), D.Lgs. n. 115/2008 e smi
- **SDC da FER e/o da CAR** Sistemi di distribuzione chiusi – settori industriale, commerciale e servizi (esclusione settore civile) – Inserimento obbligo autoproduzione/autoconsumo di energia in sito tramite sistemi alternativi ad alta efficienza alimentati da FER e/o da combustibili alternativi - Modifica art. 38, comma 5, D.Lgs. n. 93/2011
- **Abrogazioni**

D. Oneri di sistema

- Liberalizzazione della rete elettrica, adeguandola allo sviluppo della generazione distribuita, e innalzando il livello di sicurezza attraverso l'uso dello storage, consentendo così un forte impulso economico per il nostro Paese

- Applicazione all'autoproduzione/autoconsumo di energia da FER e da CAR dei corrispettivi tariffari e oneri di sistema solo in fase di prelievo di energia dal sistema elettrico nazionale
- Attuazione dell'art. 15, Legge n. 23/2014, occasione per effettuare la revisione del finanziamento dei sussidi alla produzione di energia da fonti rinnovabili distinguendo tra l'aiuto all'investimento di natura fiscale dal sostegno all'esercizio riguardante la bolletta energetica, con rilevante riduzione dei costi per il "cliente finale" che preleva energia.

E. Edifici-Siti: Riqualificazione e Rigenerazione urbana/territoriale – Sistemi ad alta efficienza - Teleriscaldamento

L'efficienza energetica degli edifici, - abitativi, residenziali, industriali, etc. - è uno dei temi strategici tenuto conto che:

- quasi il 40% del consumo energetico finale (e il 36% delle emissioni di gas serra) deriva da case, uffici, negozi e altri edifici
- il miglioramento della prestazione energetica degli edifici europei risulta fondamentale alla luce dei cambiamenti climatici e della decarbonizzazione

Nell'ambito della riqualificazione e rigenerazione urbana, attuare completamente quanto disposto dagli artt. 6 e 7, Direttiva 2010/31/UE che prevedono i sistemi alternativi ad alta efficienza quali:

- ✓ sistemi di fornitura energetica decentrati basati su energia da fonti rinnovabili;
- ✓ cogenerazione
- ✓ pompe di calore
- ✓ teleriscaldamento o telerinfrescamento urbano o collettivo, in particolare se basato interamente o parzialmente su energia da fonti rinnovabili.

In particolare, il ruolo del Teleriscaldamento è strategico, tenuto conto del fatto che: "Tale *esame di sistemi alternativi può essere effettuato* ***per singoli edifici, per gruppi di edifici analoghi o per tipologie comuni di edifici nella stessa area***. ***Per quanto riguarda gli impianti di riscaldamento e rinfrescamento collettivi, l'esame può essere effettuato per tutti gli edifici collegati all'impianto nella stessa area.***

F. Interconnessione tra infrastrutture energetiche pubblico/private e infrastruttura di comunicazioni (banda ultralarga)

- Rilevazione, gestione, riduzione anche dei consumi/costi di risorse, compresa l'energia attraverso la banda ultralarga e sistemi interconnessi di domotica

G. Mobilità sostenibile - Edilizia residenziale intelligente e sostenibile - **Infrastrutture elettriche private**

L'energia autoprodotta e autoconsumata in sito, prevede un ulteriore utilizzo sostenibile da parte di pluralità di utenti finali, attraverso le richiamate infrastrutture energetiche, già previste dagli artt. 17- quinquies, sexies e septies, D.L. n. 83/2012 e smi, convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, L. 7 agosto 2012, n. 134: **infrastrutture, anche private**, **destinate alla ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica in edifici in condominio.**

- **Il D.Lgs. n. 257/2016 "Realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi" che ha apportato modifiche al D.L. n. 83/2012 sopra citato tra cui**
  Art. 15. *Misure per agevolare la realizzazione di punti di ricarica*
  All'articolo 4 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, come modificato dall'articolo 17-quinquies del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, il comma 1 -ter è sostituito dal seguente:
  «1 -ter. ***Entro il 31 dicembre 2017, i comuni adeguano il regolamento*** *di cui al comma 1 prevedendo, con decorrenza dalla medesima data, che ai fini del conseguimento del titolo abilitativo edilizio* ***sia obbligatoriamente prevista****,* ***per gli edifici di nuova costruzione ad uso diverso da quello residenziale con superficie utile superiore a 500 metri quadrati e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia*** *di primo livello di cui all'allegato 1, punto 1.4.1 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 26 giugno 2015, nonché per gli* ***edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia di primo livello*** *di cui all'allegato 1, punto 1.4.1 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 26 giugno 2015, la* ***predisposizione all'allaccio per la possibile installazione di infrastrutture elettriche per la ricarica dei veicoli idonee a permettere la connessione di una vettura da ciascuno spazio a parcheggio coperto o scoperto e da ciascun box per auto, siano essi pertinenziali o no, in conformità alle disposizioni edilizie di dettaglio fissate nel regolamento stesso e, relativamente ai soli edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative, per un numero di spazi a parcheggio e box auto non inferiore al 20 per cento di quelli totali».***

Attuazione dell'art. 8, Direttiva (UE) 2018-844
Obbligo di installazione di punti di ricarica veicoli

- **negli edifici residenziali di nuova costruzione e gli edifici residenziali sottoposti a ristrutturazioni importanti** con più di dieci posti auto, l'installazione, in ogni posto auto, di infrastrutture di canalizzazione, segnatamente condotti per cavi elettrici, per consentire l'installazione in una fase successiva di punti di ricarica per i veicoli elettrici quando:
  ✓ **il parcheggio è situato all'interno dell'edificio** e, nel caso di ristrutturazioni importanti, le misure di ristrutturazione comprendono il parcheggio o le infrastrutture elettriche dell'edificio; o
  ✓ **il parcheggio è adiacente all'edificio** e, nel caso di ristrutturazioni importanti, le misure di ristrutturazione comprendono il parcheggio o le infrastrutture elettriche del parcheggio

- **negli edifici non residenziali di nuova costruzione e gli edifici non residenziali sottoposti a ristrutturazioni importanti**, con più di dieci posti auto, installazione di almeno un punto di ricarica ai sensi della Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio e di infrastrutture di canalizzazione - condotti per cavi elettrici - per almeno un posto auto su cinque, per consentire in una fase successiva di installare punti di ricarica per veicoli elettrici, qualora:
  ✓ **il parcheggio sia situato all'interno dell'edificio** e, nel caso di ristrutturazioni importanti, le misure di ristrutturazione riguardino il parcheggio o le infrastrutture elettriche dell'edificio;
  ✓ **il parcheggio sia adiacente all'edificio** e, nel caso di ristrutturazioni importanti, le misure di ristrutturazione riguardino il parcheggio o le infrastrutture elettriche del parcheggio

E' importante mettere al centro delle attività di ristrutturazione/riqualificazione l'**Edificio/Sito,** facendo "circolare" congiuntamente tutte quelle azioni di miglioramento/adeguamento a partire dalla Statica, Antisismica, Risparmio idrico, energetico, Interconnessione digitale, Riduzione e trattamento rifiuti, Reti e infrastrutture energetiche, Mobilità sostenibile.
E questo, banalmente, per evitare di incentivare Edifici che riqualificati ad es. energeticamente, finiscono per "crollare" per problemi statici, sismici, alluvionali etc..

A livello applicativo:

- Coordinamento degli interventi – statici, antisismici, energetici – con risultati certificati da Organismi istituzionali ed Enti di parte terza per valorizzare e massimizzare nel tempo gli investimenti effettuati
- Unificazione degli attuali strumenti incentivanti "Ecobonus" e "Ristrutturazione edilizia" e semplificazione delle relative procedure attuative, con conseguente riduzione dei costi gestionali e procedurali per la PA e per il cittadino, evitando duplicazioni, confusioni, speculazioni e convenienze di sorta
- Ridefinizione dei destinatari degli interventi oggetto di incentivazione – persone fisiche, persone giuridiche, Amministrazioni pubbliche
- Attuazione dei Programmi di miglioramento/adeguamento statici, antisismici, idrici, energetici, digitali, di riduzione dei rifiuti, da parte di Soggetti abilitati e certificati quali ad es. E.S.Co., Società di costruzioni e manutenzione nell'ambito della legislazione vigente
- Progettazione delle attività di miglioramento/adeguamento - interventi di diagnosi, audit idrici, energetici, statici, antisismici - tramite sistemi/strumenti di modellazione parametrica quali il BIM, il GIS, il PLM, finalizzati alla conoscenza e al monitoraggio del "ciclo vita" del prodotto/sistema/opera, compilando e realizzando così, di diritto e di fatto, il Libretto del Fabbricato
- Aggiornamento del sistema di incentivi in base alla integrazione dei sistemi alternativi ad alta efficienza, alla innovazione tecnologica e al conseguimento effettivo dei risultati certificati ad hoc
  - ✓ diagnosi, audit statici, antisismici, energetici, idrici, digitali
  - ✓ obbligatorietà della certificazione dei risultati conseguiti da Organismo di parte terza - *ante e post* intervento di attuazione di una o più misure di miglioramento/adeguamento statico, antisismico e di efficienza idrica, energetica e digitale
  - ✓ infrastrutture/reti di interconnessione digitale (banda ultralarga) ed energetiche private intelligenti, elettriche e termiche e sistemi di domotica
  - ✓ sistemi/colonnine di ricarica per veicoli elettrici

3. SOSTEGNO ALLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE - FISCALITÀ AMBIENTALE E ENERGETICA

Considerazioni

Interventi di fiscalità ambientale ed energetica per la decarbonizzazione, l'indipendenza energetica, il risparmio energetico, la sostenibilità

La riduzione della CO_2 e la definizione della quota di energia rinnovabile al 2030 sono temi caldi che stanno animando e dividendo l'Europa. Notevole l'impatto sulla competitività delle imprese in termini di maggiori costi per ottemperare ad obblighi ai quali altri competitors di Paesi extraeuropei non sono soggetti.
La fiscalità ambientale e energetica rappresenta senza dubbi **una leva trasversale di sviluppo del Lavoro e della Competitività sostenibile del Sistema Italia**, avviando la transizione del Paese verso un'economia a basso contenuto di carbonio, ad elevato risparmio energetico, a ridotto consumo di acqua, ad alta riciclabilità.
L'impulso che il Legislatore può dare da subito al sistema economico è di promuovere, integrare, raccordare e coordinare tra loro la fiscalità energetica e quella ambientale, ora verticalmente separate, per unificarle sotto il **Valore della Sostenibilità**.
In sintesi: realizzazione di un prodotto, di un edificio, di una fabbrica, di un cantiere edile, stradale, nautico, di un'opera non solo a ridotto impatto di carbonio, ma contestualmente a ridotto consumo di acqua e altamente riciclabile.
La Fiscalità Ambientale e, quindi, anche energetica costituisce quel motore di sviluppo atto a valorizzare la sostenibilità di prodotti, siti, edifici, infrastrutture e comportamenti, attuando il nuovo Paradigma, non solo energetico, destinato a realizzare e attuare la transizione verso la Decarbonizzazione e l'Indipendenza energetica.

Proposte

A. Sostituzione strumento "Cap and Trade"
Introduzione, in sostituzione dello strumento "*cap and trade*", **del principio basato su meccanismi di mercato riguardanti il contenuto CO_2 dei prodotti** destinati al consumo, attraverso una riduzione/esenzione della tassazione di accise e IVA dei prodotti a più basso contenuto di carbonio e non solo (si pensi ad es. alla riduzione del consumo di acqua, di materie prime ed all'aumento della riciclabilità) e finalizzato a contrastare fenomeni di *dumping* ambientale.
La proposta applica il principio, formulato e proposto da diversi anni dalla Autorità per l'energia elettrica e il gas.
Di fatto, conoscendo la "storia inquinante" di ogni prodotto attraverso ad es. le etichette ambientali (carbon footprint, water footprint, alta riciclabilità), il consumatore è messo nelle condizioni di scegliere più consapevolmente l'acquisto di un prodotto, non solo in base al suo prezzo, ma anche in base al livello di inquinamento che è stato generato durante la produzione, e che si genererà durante l'esercizio e la fine vita del bene stesso.

B. Revisione del metodo di attribuzione dei benefici fiscali

1. **aiuto all'investimento** – a carico della fiscalità generale - in tecnologie a basso impatto ambientale anche nei processi di riconversione industriale dei siti di interesse nazionale contaminati, al fine di attivare crescita ed occupazione "verde"
2. misure in favore delle imprese e dei soggetti privati che acquistano tecnologie, sistemi e prodotti ad alta sostenibilità
3. **sostegno all'esercizio** – a carico delle bollette energetiche – dell'energia rinnovabile e dei combustibili alternativi di cui al D.Lgs. n. 257/2016 generata/consumata/utilizzata da sistemi e tecnologie altamente efficienti, attraverso la valorizzazione nella bolletta energetica, della sola energia prodotta, autoprodotta o utilizzata/consumata (e non più anche della tecnologia che la genera).

Tenere distinti l'aiuto all'investimento dal sostegno all'esercizio comporta
- ✓ una riduzione degli oneri a carico del cittadino/cliente finale
- ✓ premia le migliori tecnologie nei tempi di ammortamento fiscalmente previsti
- ✓ evita fenomeni speculativi e scelte "convenienti" del miglior incentivo
- ✓ consente al consumatore finale di non dovere pagare per anni/decenni bollette energetiche onerose che finiscono per valorizzare tecnologie nel tempo già ammortizzate e tecnologicamente superate se non inefficienti
- ✓ stimola la ricerca in nuova tecnologia.

4. **semplificazione e unificazione delle diverse forme di incentivazione** per eliminare duplicazioni, ridurre gli oneri burocratici, consentire una facile comprensione ed attuazione delle norme e delle regole, ridurre se non eliminare i fattori speculativi o di scelta in base alla convenienza di questo o quel regime.
5. **individuazione di sistemi premiali quali i Titoli di Sostenibilità a impatto zero** che valorizzino il consumo/utilizzo efficiente, contestuale e ridotto delle risorse – energia, acqua, rifiuti nella realizzazione e gestione del:
   - ✓ prodotto
   - ✓ impianto
   - ✓ sito

C. Sistemi di incentivazione per l'efficienza energetica – Conto Termico, Ecobonus, Ristrutturazione edilizia - Iperammortamento

Conto termico,
Soggetti beneficiari P.A.
Come noto, le P.A. non possono avvalersi delle detrazioni fiscali e, per tali soggetti, risulta complesso l'accesso al sistema incentivante dei certificati bianchi (Ministero dello sviluppo economico **Decreto 16 febbraio 2016 – G.U. 2** marzo 2016, n. 51).
La P.A. centrale, qualora intenda installare una unità/impianto di cogenerazione ad alto rendimento per generare in sito energia termica ed elettrica ad alta efficienza e consumarla ad es. attraverso le pompe di calore, **non ha accesso al cd "Conto termico con specifico riferimento a Unità/Impianti CAR"**
Fatto questo che confligge con la volontà del Governo di riqualificare gli Edifici e di conseguire il risparmio energetico tramite sistemi ad alta efficienza, a partire da:
- Condomini privati - Legge n. 220/2012 di Riforma del condominio
- Immobili della Pubblica Amministrazione centrale ai sensi degli art. 5, D.Lgs. n. 102/2014 e smi, dal D.M. Ambiente 11.10.2017 (G.U. 6.11.2017, n. 259), *"Criteri ambientali minimi per l'affidamento di servizi di progettazione e lavori per la nuova costruzione, ristrutturazione e manutenzione di edifici pubblici"*, punto 2.2.5 Approvvigionamento energetico, dal D.M. 16.9.2016, (G.U. n. 9.11.2016, n. 262), *"Modalità di attuazione del programma di interventi per il miglioramento della prestazione energetica degli immobili della pubblica amministrazione centrale"*

Proposta di modifica
In attesa di unificazione normative incentivi: estensione Conto termico, Ecobonus, Bonus ristrutturazioni edilizie, anche a unità/impianti di cogenerazione ad alto rendimento che rientrano, in base alla Direttiva 2010/31/UE, tra i sistemi alternativi di generazione di energia ad alta efficienza

Iperammortamento
L'esclusione dall'iperammortamento delle soluzioni finalizzate alla produzione di energia, come la generazione distribuita di energia da FER e da cogenerazione ad alto rendimento CAR, riteniamo, si ponga in piena contraddizione:
- ✓ da un lato con l'Industria/Impresa Sostenibile 4.0 - produzione innovativa/digitale in rapporto duale con la Sostenibilità attraverso un corretto utilizzo delle risorse a fini produttivi, distributivi, di fornitura e servizi
- ✓ dall'altro, con l'agevolazione alle *"smart grid"* che svolgono un ruolo congiunto e connesso con i sistemi alternativi ad alta efficienza proprio nell'ambito della generazione

distribuita, consumo, utilizzo in sito di energia ad alta efficienza oltre che per il prodotto/servizio, anche a fini di mobilità, trasporto sostenibile.

Ai fini della attuazione del **Valore duale *"innovazione / sostenibilità"* del prodotto** nell'ambito di siti di produzione, distribuzione, fornitura, servizi, attraverso la applicazione dell'iperammortamento anche alle unità/impianti da FER e CAR installati nella Impresa-Sito che consentono di realizzare prodotti/servizi a basso impatto di carbonio, a fini di assicurazione della qualità e della sostenibilità, *rispetto alla attuale "esclusione delle soluzioni finalizzate alla produzione di energia",* si evidenzia quanto segue:

1. La cogenerazione ad alto rendimento CAR, così come i sistemi di fornitura energetica decentrati, basati su energia da fonti rinnovabili; teleriscaldamento o telerinfrescamento urbano o collettivo, in particolare se basato interamente o parzialmente su energia da fonti rinnovabili; pompe di calore, ai sensi dell'art. 6, Direttiva 2010/31/UE, recepita dal D.L. 4 giugno 2013, n. 63 convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, Legge 3 agosto 2013, n. 90, è un sistema alternativo ad alta efficienza, finalizzato al risparmio energetico - *significativi risparmi di energia primaria* - alla riduzione delle emissioni inquinanti in atmosfera, alla generazione di energia ad alta efficienza consumata/utilizzata per la produzione del prodotto/servizio a basso impatto ambientale.

2. Le unità/impianti di cogenerazione ad alto rendimento CAR sono altresì dotati di sistemi di interconnessione, telemanutenzione e/o telediagnosi e/o controllo in remoto, oltre che di sistemi di trattamento e recupero di polveri con sistemi di segnalazione dell'efficienza filtrante e della presenza di anomalie.

3. Il prodotto (fabbricazione, fornitura, servizio) realizzato con risorse a basso impatto (nel caso di specie energetiche – FER, Combustibili alternativi ex D.Lgs. n. 257/2016, attraverso sistemi di generazione e di accumulo alternativi a ridotto consumo di risorse, a basso impatto ambientale, ad alta efficienza, unitamente a sistemi di modellazione parametrica che ne tracciano il ciclo vita, diventa, oltre che Innovativo, anche e soprattutto, Sostenibile.
In altri termini il Prodotto/Servizio è Innovativo e Sostenibile in quanto le risorse consumate e utilizzate per la relativa fabbricazione/realizzazione siano di per sé sostenibili a basso impatto e realizzate con sistemi/strumenti a loro volta innovativi/sostenibili.
Di diritto e di fatto una Filiera Innovativa Sostenibile.

4. Le reti energetiche private – termiche ed elettriche – unitamente alla rete digitale in sito, in partenariato con le reti pubbliche rappresentano una strategica infrastruttura aziendale in stretto collegamento con la generazione distribuita di energia che fa dell'**Impresa 4.0 un HUB digitale, energetico, innovativo, sostenibile.**

Proposte
Estensione dell'iperammortamento anche ai sistemi alternativi ad alta efficienza di cui all'art. 6, Direttiva 2010/31/UE e smi (pag. 20), tra i quali le **unità/impianti di cogenerazione ad alto rendimento CAR** che, interconnessi anche ai **sistemi di accumulo di energia,**

- orientano il mercato verso lo sviluppo di modi e modelli di produzione e consumo innovativi e sostenibili
- attuano la filiera "*Prodotto – Sito di produzione – Impresa"* come già segnalato al Ministero dello Sviluppo Economico sul tema in oggetto, con Nota Ascomac 3.3.2017, di modelli di produzione e consumo sostenibili, previsti dall'art. 15, Legge 11.3.2014 n. 23
- funzionalizzano la trasformazione sostenibile, tecnologica e digitale delle imprese secondo il modello **"Impresa 4.0"**
- accrescono, conseguentemente, la Competitività innovativa e Sostenibile
- favoriscono gli investimenti e la localizzazione e lo sviluppo nel nostro Paese di Imprese Innovative e Sostenibili

- consentono, attraverso il consumo/utilizzo in sito di energia rinnovabile ed efficiente la fabbricazione/realizzazione di **prodotti/servizi sostenibili a basso impatto di carbonio**
- contribuiscono a ridurre i costi di produzione di beni
- tutelano l'ambiente e l'uso efficiente delle risorse

D. Revisione della disciplina delle accise e dell'IVA per:
1) siti civili, industriali, commerciali, agricoli, turistici, cantieri edili, stradali, navali per la realizzazione di opere di ingegneria civile e lavori pubblici
2) sistemi, impianti e tecnologie
3) prodotti, processi e sistemi
tutti realizzati, nelle fasi di fabbricazione, esercizio, riciclo e smaltimento a fine vita, a basso contenuto di carbonio, ad elevato risparmio energetico, a ridotto consumo di acqua, ad alta riciclabilità
4) prodotti energetici in funzione del loro contenuto di carbonio, nonché destinazione del gettito derivante dalla introduzione su prodotti maggiormente inquinanti della *carbon tax,* sostitutiva dello strumento *cap and trade,* al finanziamento:
a) del **sistema di incentivazione del risparmio energetico** attraverso la diffusione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico mediante programmi di miglioramento dell'efficienza energetica
b) degli **interventi volti alla tutela dell'ambiente**: programmi di ristrutturazione, recupero, manutenzione, adeguamento, miglioramento della sicurezza statica e antisismica e dell'efficienza energetica del patrimonio edilizio nei settori civile, terziario, industriale, agricolo, promozione e valorizzazione dei beni culturali e paesaggistici, per la mobilità elettrica oltre che di ripristino a seguito di eventi calamitosi e di riduzione del rischio di dissesto idrogeologico del territorio

E. Promozione della diffusione e integrazione dei sistemi ad alta efficienza e dei prodotti a basso contenuto di carbonio per la **realizzazione** e lo **sviluppo di modelli di produzione, consumo e utilizzo sostenibili**

F. Attuazione di quanto previsto dagli artt. 14 e 15, Direttiva 2003/96/CE in merito alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento alimentata da FER e combustibili alternativi, con la esenzione/riduzione delle accise e dell'IVA su:
a) prodotti energetici ed elettricità utilizzati da unità/impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
b) consumo efficiente di energia generata da unità/impianti alimentati da fonti rinnovabili e di cogenerazione ad alto rendimento.

G. Azioni sul comportamento dei consumatori, anche attraverso una informazione adeguata e capillare, finalizzate a fare un uso più efficiente dell'energia, a scegliere fonti rinnovabili e prodotti energetici a basso contenuto di carbonio, tecnologie di generazione e di consumo ad alta efficienza, prodotti a basso contenuto di carbonio, a ridotto consumo di acqua, ad alta riciclabilità.

H. Adozione, nella valutazione ambientale del prodotto, di standard internazionali e relativa etichettatura.

I. Bollette energetiche
Soluzione delle problematiche relative ai costi a carico del cliente finale segnalato nel 2010 dall'AEEG relative all'IVA versata sugli oneri generali di sistema e alla destinazione di alcuni prelievi al Bilancio pubblico
Fonte AEEG: Relazione sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili - 29 gennaio 2010 - PAS 3/10:
Estratto
a) "doppia fiscalità:

gli oneri generali di sistema, in quanti prelievi parafiscali, sono ugualmente assoggettati, come tutto il resto della bolletta elettrica, all'imposta sul valore aggiunto (I.V.A.); ***peraltro, il fatto che tali oneri non sono direttamente riconducibili ad alcuna prestazione, rende difficilmente giustificabile tale assoggettamento,*** *che peraltro incide in maniera molto consistente* ***sui costi per utenti finali,*** *con un impatto complessivo di oltre* ***500 M€ l'anno****;*

b) destinazione di alcuni prelievi al Bilancio pubblico;
gli articoli 1, comma 298 della Legge 30 dicembre 2004, n. 311 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge Finanziaria 2005)" e 1, comma 493 della Legge 23 dicembre 2005, n. 266 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge Finanziaria 2006)", dispongono un prelievo di ***135 milioni di euro*** *complessivi dalle componenti tariffarie A2 e MCT* ***a favore del bilancio dello Stato, introducendo quindi sulle bollette elettriche****, accanto ad una componente parafiscale (quella degli oneri di sistema),* ***un vero e proprio prelievo di tipo fiscale****, destinando una parte del gettito proveniente dalla tariffa elettrica al generale finanziamento del bilancio dello Stato; si tratta di un prelievo fiscale non trasparente, poiché non realizzato attraverso un provvedimento di carattere esplicitamente tributario, ma agganciando una parte del gettito dovuto al bilancio ad un prelievo di altra natura".*

3.A. ALIQUOTA DI ACCISA SUL PRODOTTO ENERGETICO E COMBUSTIBILI ALTERNATIVI DI ALIMENTAZIONE DI UNITÀ DI COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO – PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA - ESENZIONE

Considerazioni

La presente segnalazione/proposta è stata formulata e presentata in occasione dei diversi Provvedimenti "Milleproroghe" e della **Legge Delega di riforma fiscale** con particolare riferimento all'**art. 15** (fiscalità energetica e ambientale).

L'art. 3-bis, D.L. n. 16/2012, convertito con modificazioni in Legge n. 44/2014, stabilisce quanto segue:

Art. 3-bis. Accisa sul carburante utilizzato nella produzione combinata di energia elettrica e calore

1. *Al punto 11 della tabella A allegata al testo unico di cui al decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, è aggiunto, infine, il seguente capoverso: «In caso di produzione combinata di energia elettrica e calore,* ***ai combustibili impiegati si applicano le aliquote previste per la produzione di energia elettrica*** *rideterminate in relazione ai coefficienti individuati con apposito decreto del Ministero dello sviluppo economico, adottato di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze, con riferimento all'efficienza media del parco cogenerativo nazionale, alle diverse tipologie di impianto e anche alla normativa europea in materia di alto rendimento. I coefficienti sono rideterminati su base quinquennale entro il 30 novembre dell'anno precedente al quinquennio di riferimento».*

2. *Dal 1° gennaio al 31 dicembre 2016, alla produzione combinata di energia elettrica e calore,* ***per l'individuazione dei quantitativi di combustibile soggetti alle aliquote sulla produzione di energia elettrica*** *continuano ad applicarsi i coefficienti individuati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con deliberazione n. 16/98 dell'11 marzo 1998, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 82 dell'8 aprile 1998, ridotti nella misura del 12 per cento."*

Proposte

A. Proroghe - Effetti

Ad oggi: mancata attuazione e applicazione del Decreto previsto al comma 1. Art. 3-bis che prevede **che tutto il combustibile,** utilizzato da unità di cogenerazione, sia assoggettato ad aliquota di accisa elettrica in base a quanto disposto dal TUA D.Lgs. n. 504/1995 e smi **e quindi non ad una sola parte.**

B. Unità di cogenerazione ad alto rendimento: produzione di energia elettrica e recupero del calore di scarto (non tassabile)

E' bene chiarire il fatto che il cogeneratore produce energia elettrica e recupera il calore di scarto (non produce, cioè, calore come le caldaie, **ma lo recupera**).

Di diritto e di fatto la cogenerazione ad alto rendimento CAR è efficiente in quanto nel produrre energia elettrica, recupera il calore cosiddetto di scarto (Vedi art. 10, D.Lgs. n. 102/2014 e smi). Vedi anche:

Parere Prof. Ennio Macchi - Dipartimento di Energia Politecnico di Milano – Milano, 6 marzo 2012

Estratto

"In un sistema di cogenerazione, il calore cogenerato è un "sottoprodotto", frutto di un risparmio energetico, tutto il combustibile partecipa alla produzione di energia elettrica

Per le leggi della termodinamica, qualunque sistema che produca energia meccanica/elettrica convertendo l'energia potenziale di un combustibile ha come "sottoprodotto" energia termica a temperatura medio/bassa. Solo una frazione - nota come il rendimento del sistema - dell'energia rilasciata dal combustibile durante l'ossidazione viene convertita in energia "pregiata" (meccanica o elettrica), mentre la rimanente parte -il complemento all'unità del rendimento - è degradata in energia termica, a temperatura medio/bassa. Nelle centrali termoelettriche convenzionali l'energia non convertita in elettricità viene dissipata all'ambiente, mentre nei sistemi di cogenerazione, o generazione combinata di energia meccanica/elettrica e di energia termica, essa viene recuperata.

Per entrambe le tipologie applicative: (i) le centrali per la sola produzione di energia elettrica e (ii) le centrali per la produzione combinata di energie elettrica e calore, l'intera massa di combustibile introdotta è finalizzata al processo di produzione di energia elettrica. Il recupero di calore nelle centrali cogenerative avviene solamente a valle dei processi termodinamici che realizzano il ciclo di potenza: a

titolo esemplificativo, nei motori a combustione interna (quali le turbine a gas, i cicli combinati, i motori alternativi) il recupero di calore avviene raffreddando i gas combusti, in quelli a combustione esterna (quali i cicli a vapore, i motori a fluido organico, i cicli stirling) recuperando a fini utili il calore rilasciato dal condensatore (o da eventuali spiI/amenti intermedi), oltre a quello eventuale dallo scambiatore finale sui gas combusti.

In un sistema di cogenerazione non ha quindi alcun senso ricercare quale frazione del combustibile sia destinata alla produzione di energia elettrica e quale alla produzione di calore: tutto il combustibile è destinato alla produzione di energia elettrica, la produzione di calore utile avviene solo grazie a un recupero termico, cui non partecipa direttamente il combustibile. II fatto che il calore recuperato sia destinato a utilizzi diversi dalla produzione elettrica non giustifica in alcun modo che questo recupero venga sottoposta all'accisa corrispondente all'utilizzo finale: esso è semplicemente il frutto di un risparmio energetico. Un paragone calzante che chiarisce il concetto: porre un'accisa sul calore cogenerato è equivalente a tassare il combustibile che si risparmierebbe nella gestione di una centrale termica di un condominio grazie a una migliore coibentazione dell'involucro dello stesso, o grazie a una migliore conduzione della stessa.

Ing. Antonio Calabrò, ricercatore dell'ENEA

"ENEA - Cogenerazione: sviluppo e vantaggi di un sistema di sfruttamento energetico razionale" - "Per produrre acqua calda e vapore devo spendere energia, e quindi denaro. Con un impianto cogenerativo invece posso ottenere le stesse quantità di acqua calda e vapore che mi occorrono sfruttando il ***calore di scarico dell'impianto che produce energia elettrica****".*

Ne consegue, quindi, che tutto il combustibile debba essere assoggettato ad aliquota per generazione elettrica come stabilito dal comma 1, art. 3-bis D.L. n. 16/2012 e smi., ma ad oggi ancora inattuato.

C. Unità di microcogenerazione CAR - Penalizzazione

L'applicare, come prevede il comma 2 dell'art. 3 bis, D.L. n. 16/2012, oggetto di proroga fino al 2017, **ai combustibili impiegati da unità di cogenerazione due aliquote di accisa,**

- **una per la parte di combustibile relativa alla produzione elettrica e**
- **l'altra per la parte di combustibile ad uso combustione,**

penalizza di fatto la cogenerazione rispetto ad es. agli impianti termoelettrici che disperdono il calore in atmosfera.

In tal senso, segnaliamo ancora un **conflitto normativo riguardante la microcogenerazione ad alto rendimento,** di palese ostacolo alla diffusione di questa tecnologia ad alta efficienza: il **D.M. 27 ottobre 2011** in materia di semplificazione fiscale delle unità di microcogenerazione ad alto rendimento applica addirittura (sic!) un trattamento penalizzante per queste unità, rispetto alle unità di produzione combinata di energia elettrica e calore che non sono ad alto rendimento e quindi di diritto e di fatto escluse dalla riduzione-esenzione di accisa prevista dall'art. 15, Direttiva Europea 2003/96/CE.

Come detto, la normativa vigente premia la produzione combinata di energia elettrica e calore anziché, come deve, la cogenerazione ad alto rendimento. (Vedi nota successiva)

D. Applicazione della accisa a impianti di produzione di energia elettrica e calore – segnalazione Aiuto di Stato

Come da anni segnalato dalla nostra Federazione, le Direttive Europee e il Regolamento (CE) n. 800/2008, abrogato e sostituito dal Regolamento (UE) n. 651/2014 della Commissione del 17 giugno 2014 che dichiarano alcune categorie di aiuti compatibili con il mercato interno in applicazione degli articoli 107 e 108 del Trattato, **si riferiscono solo ed esclusivamente alla Cogenerazione ad alto rendimento CAR** e non, come applicato in Italia, alla produzione combinata di energia elettrica e calore.

Ci permettiamo richiamare l'attenzione del Legislatore sulla attuazione dell'art. 3-bis del D.L. n. 16/2012, e quindi al rispetto e attuazione della Legalità.

A fortiori ed a conferma del ragionamento suesposto, riportiamo di seguito il Link al Dossier del Centro Studi Senato sul "Milleproroghe" 2015 che evidenzia possibili sanzioni comunitarie:

SENATO - Servizio studi - A.S. n. 1779

Dossier del Servizio Studi sull'A.S. n. 1779 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 dicembre 2014, n. 192, recante proroga di termini previsti da disposizioni legislative"

Estratto

La disposizione in esame proroga ulteriormente il termine del 31 dicembre 2014 al 31 dicembre 2015.

"Sul punto si evidenzia la necessità di ottenere assicurazioni finalizzate ad escludere possibili sanzioni comunitarie dovute al fatto che la rideterminazione delle tariffe per gli impianti di cogenerazione, che con il comma in esame vengono procrastinate di un anno, devono tener conto anche della normativa europea in materia di alto rendimento".

1. **Semplificazione e coordinamento normativo**
   finalizzato ad applicare ai prodotti energetici utilizzati **esclusivamente da unità di cogenerazione ad alto rendimento** le aliquote di accisa prevista per la produzione di energia elettrica.

2. **Rispetto ed attuazione dell'art. 14 e 15, Direttiva Europea 2003/96/CE**,
   riguardante prodotti energetici ed elettricità utilizzati da unità/impianti di cogenerazione ad alto rendimento per produzione di energia elettrica

3. **Eliminazione del conflitto normativo**
   che riguarda le agevolazioni fiscali rilasciate alla produzione combinata di energia elettrica e calore, con il comma 15, art. 10, D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102 di recepimento della direttiva 2012/27/UE in materia di efficienza energetica, che stabilisce che i regimi di sostegno pubblico, nel caso di cogenerazione si applicano solo alla CAR – Cogenerazione ad alto rendimento

E. Versamento accisa non dovuta: norma nazio0nale istitutiva, abrogata dal 2005 – Esenzione: UE Sentenza della Corte (Prima Sezione) 7 marzo 2018

Segnaliamo che il versamento dell'accisa in oggetto, risulta non dovuto, essendo la norma, istitutiva della stessa, abrogata a partire dal 2005.

Il testo originario del TUA non prevedeva alcuna accisa sul gas metano per produzione di energia elettrica:
TESTO ORIGINARIO 1995
Testo Unico delle Accise n. 504/1995 Versione Storica in G.U. 1995
Allegato 1 – Tabella A punto 11
Metano e gas di petrolio liquefatti: ESENZIONE

Il testo vigente del TUA non prevede alcun versamento di accisa sul gas naturale (prima metano) per produzione di energia elettrica:
TESTO VIGENTE 2018
Testo Unico delle Accise n. 504/1995 Versione Vigente
Allegato 1 – Tabella A punto 11

11. Produzione, diretta o indiretta, di energia elettrica con impianti obbligati alla denuncia prevista dalle disposizioni che disciplinano l'imposta di consumo sull'energia elettrica:
- oli vegetali non modificati chimicamente: ESENZIONE
- gas naturale e gas di petrolio liquefatti ESENZIONE

Considerazioni normative
L'aliquota di accisa sul gas metano
- **è stata introdotta dall'art. 8, comma 4, L. n. 448/1998**
- **abrogata nel 2004.**

Il comma 514, Legge n. 311/2004, nell'abrogare l'art. 8 comma 4, Legge n. 448/1998 che aveva previsto la applicazione di aliquota di accisa sul gas metano a partire dal 2005

nella misura finale di Lire 8,5 per metro cubo, attraverso aumenti intermedi progressivamente indicati ogni anno dal 1999 al 2004 con D.P.C.M., di diritto e di fatto:

1. **abroga la introduzione di aliquota di accisa sul metano (ora gas naturale)** per produzione elettrica e reintroduce, così, il regime di esenzione, come da TUA originario.
2. **abroga eventuali effetti del D.P.C.M. 15.1.1999,** peraltro applicato ed applicabile solo al 1999.

Riteniamo, con ragionevole certezza, che ad oggi (e già almeno dal 2005) il cliente finale abbia versato e continui a versare un'accisa, in assenza del relativo titolo, a seguito di abrogazione della norma istitutiva dello stesso. Accisa che va restituita.

Novità UE in materia di Esenzione obbligatoria delle accise sui prodotti energetici utilizzati da unità di cogenerazione per produzione di energia elettrica

In relazione

- al Decreto attuativo del comma 1, Art. 3-bis, D.L. n. 16/2012 convertito in Legge n. 44/2012, inattuato da 6 anni,
- al Decreto Milleproroghe 2018 che non ha previsto proroga in base a quanto indicato dall'art. 3-bis, comma 2, D.L. n. 16/2012 convertito in Legge n. 44/2012
- alle proposte formulate dalla nostra Federazione sul tema – *Prodotti energetici-Cogenerazione CAR-Tassazione energia*

segnaliamo, a fini legislativi la SENTENZA DELLA CORTE (Prima Sezione) 7 marzo 2018

Estratto

SENTENZA DELLA CORTE (Prima Sezione)
7 marzo 2018 (*)

«Rinvio pregiudiziale – Direttiva 2003/96/CE – Tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità – Articolo 14, paragrafo 1, lettera a) – Prodotti energetici utilizzati per produrre elettricità – Obbligo di esenzione – Articolo 15, paragrafo 1, lettera c) – Prodotti energetici per la generazione combinata di calore e di energia – Facoltà di esenzione o di riduzione del livello di tassazione – Gas naturale destinato alla cogenerazione di calore e di elettricità»

Questione

Tassazione del gas naturale utilizzato da un impianto di cogenerazione al fine della generazione combinata di calore e di elettricità

Sentenza

la Corte (Prima Sezione) dichiara:

L'articolo 14, paragrafo 1, lettera a), della direttiva 2003/96/CE del Consiglio, del 27 ottobre 2003, che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità, deve essere interpretato nel senso che ***l'esenzione obbligatoria prevista alla disposizione in parola si applica ai prodotti energetici utilizzati per la produzione di elettricità allorché detti prodotti sono utilizzati per la produzione combinata della medesima e di calore****, ai sensi dell'articolo 15, paragrafo 1, lettera c), della direttiva di cui trattasi.*

Contesto normativo

22 *In primo luogo, occorre rilevare che dai termini stessi della prima frase dell'articolo 14, paragrafo 1, lettera a), della direttiva 2003/96 risulta che gli Stati membri hanno* ***l'obbligo di esentare dalla tassazione prevista dalla medesima direttiva i «prodotti energetici utilizzati per produrre elettricità»****.*

23 *Va dunque constatato che una tale formulazione letterale non esclude per nulla dall'ambito di applicazione di suddetta esenzione obbligatoria i prodotti energetici utilizzati per la produzione di elettricità da parte di un impianto di cogenerazione, come quello in discussione nel procedimento principale. È difatti necessario considerare che un impianto del genere utilizza «prodotti energetici utilizzati per produrre elettricità», ai sensi dell'articolo 14, paragrafo 1, lettera a), prima frase, della direttiva 2003/96.*

26 *Ciò posto, come già dichiarato dalla Corte, l'articolo 14, paragrafo 1, lettera a), prima frase, della direttiva 2003/96, là dove impone agli Stati membri l'obbligo di esentare dalla tassazione prodotti energetici utilizzati per la produzione di elettricità, prevede un* ***obbligo preciso e incondizionato****, cosicché la menzionata disposizione conferisce* ***ai singoli il diritto di avvalersene dinanzi ai giudici nazionali*** *(v., in tal senso, sentenza del 17 luglio 2008, Flughafen Köln/Bonn, C-226/07, EU:C:2008:429, punti da 29 a 33).*

33 *Tuttavia, resta da considerare che, se un impianto di cogenerazione, come quello in discussione nel procedimento principale, fosse privato dell'esenzione prevista all'articolo 14, paragrafo 1, lettera a), prima frase, della direttiva 2003/96, esclusivamente con la motivazione che il medesimo non produce unicamente elettricità, ma in modo combinato calore e elettricità, ne potrebbe conseguire, come pongono in rilievo le circostanze della controversia di cui al procedimento principale, una disparità di trattamento fra i produttori di elettricità, il che costituirebbe una* ***fonte di distorsioni della concorrenza*** *nocive per il funzionamento del mercato interno nel settore dell'energia (v., in tal senso, sentenza del 21 dicembre 2011, Haltergemeinschaft, C-250/10, non pubblicata, EU:C:2011:862, punti 17 e 18).*

35 *Orbene, la tassazione dei prodotti energetici allorché sono utilizzati per la produzione di elettricità da un impianto di cogenerazione, come quello in discussione nel procedimento principale, in considerazione del rischio di doppia imposizione che comporta, sarebbe contraria a siffatto obiettivo.*

38 *Di conseguenza, occorre constatare che, tanto dalla formulazione letterale dell'articolo 14, paragrafo 1, lettera a), prima frase, della direttiva 2003/96 quanto dall'impianto sistematico e dalle finalità della menzionata direttiva,* ***i prodotti energetici utilizzati per la generazione combinata di calore e di elettricità rientrano nell'ambito di applicazione dell'esenzione obbligatoria prevista alla medesima disposizione****.*

39 *Una simile interpretazione non può essere rimessa in discussione dall'articolo 15, paragrafo 1, lettera c), della direttiva 2003/96.*

42 *Orbene, come risulta dai punti da 26 a 28 della presente sentenza, l'articolo 14, paragrafo 1, lettera a), prima frase, della direttiva 2003/96 impone agli Stati membri* ***l'obbligo incondizionato di esentare i prodotti energetici utilizzati per produrre elettricità****.*

44 *L'articolo 15, paragrafo 1, lettera c), della direttiva 2003/96 è dunque inteso a concedere agli Stati membri una possibilità supplementare di derogare alla tassazione dei prodotti energetici prevista all'articolo 1 della direttiva in parola e non a evitare l'applicazione del regime di esenzione obbligatoria previsto all'articolo 14, paragrafo 1, lettera a), prima frase, della direttiva di cui trattasi.*

46 *Alla luce del complesso delle suesposte considerazioni, occorre rispondere alla questione posta dichiarando che l'articolo 14, paragrafo 1, lettera a), della direttiva 2003/96 deve essere interpretato nel senso che l'esenzione obbligatoria prevista alla disposizione in parola si applica ai prodotti energetici utilizzati per la produzione di elettricità allorché detti prodotti sono utilizzati per la produzione combinata della medesima e di calore, ai sensi dell'articolo 15, paragrafo 1, lettera c), della direttiva di cui trattasi*

Tenuto conto che l'unità di cogenerazione ad alto rendimento produce energia elettrica e recupera il calore di scarto (non produce, cioè, calore come le caldaie, ma lo recupera) e di quanto stabilito dalla Sentenza UE sopra citata, si richiede l'applicazione della esenzione dalla aliquota di accisa, per produzione di energia elettrica, dei prodotti energetici/combustibili alternativi di alimentazione di unità di cogenerazione ad alto rendimento.

Roma, 2 ottobre 2018

Dr. Carlo Belvedere
Segretario Generale

Associazione Italiana delle Energy Service Company

Audizione presso la X Commissione Industria, Commercio, Turismo del Senato

Affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

Roberto Olivieri, Presidente
Riccardo Ghidella, Vice Presidente
Leonardo Santi, Consigliere
Simona Ferrari, Segreteria Tecnica

Roma, 2 Ottobre 2018

CONFINDUSTRIA SERVIZI INNOVATIVI E TECNOLOGICI

L'ASSOCIAZIONE

ASSOESCo nasce nel 2005 come community di aziende italiane che promuovono, realizzano e facilitano il finanziamento di interventi di efficienza energetica al fine di ridurre **l'impatto** ambientale ed economico dei consumi energetici per gli utilizzatori finali di energia e per il Paese.

Oggi l'Associazione conta:

4 Milioni TEP risparmiati all'anno

Associazione Italiana delle Energy Service Company

L'IMPORTANZA DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA DA FONTI RINNOVABILI E COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO IN RELAZIONE AGLI OBIETTIVI DI SOSTENIBILITA' AMBIENTALI NAZIONALI ED EUROPEI

CONFINDUSTRIA SERVIZI INNOVATIVI E TECNOLOGICI

Associazione Italiana delle Energy Service Company

OBIETTIVI 2030

- La proposta di direttiva (COM (761)) che modifica la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica fa parte del pacchetto legislativo Winter package «Clean Energy for all Europeans».
- Il «Winter package», varato dalla Commissione Europea il 30 novembre 2016, modifica le norme in materia di efficienza energetica, energie rinnovabili, assetto del mercato elettrico.
- Si compone di 21 provvedimenti
- Quadro normativo adeguato post 2020:

" In essence the new package is about tapping our green growth potential across the board"
Commissioner Miguel Arias Cañete (2016)

CONFINDUSTRIA SERVIZI INNOVATIVI E TECNOLOGICI

Associazione Italiana delle Energy Service Company

WINTER PACKAGE

Che cosa ci possiamo aspettare in termini di risultati dal Winter Package?

2016 — 2030

The package presents a **dual opportunity** to speed up **decarbonisation** and to speed up **growth and job creation**.

Investment:
- extra 177bn EUR euros per year of investment from 2021 to meet 2030 climate & energy targets
- Crucial role for EFSI

Economic growth*:
- 1% increase in GDP
- 190bn EUR into the economy
- 900,000 new jobs

*Upper end of estimates

Decarbonisation:
- Carbon intensity of the economy 57% lower in 2030 than in 2015
- **72%** share of non-fossil fuels in electricity generation in 2030

CONFINDUSTRIA SERVIZI INNOVATIVI E TECNOLOGICI

GLI OBIETTIVI EUROPEI AL 2030

Lotta ai cambiamenti climatici al 2030 attraverso politiche **energetiche per lo sviluppo dell'efficienza energetica (target 32,5%)** e delle fonti rinnovabili (target 32%)

Efficienza energetica

Riduzione dei consumi primari e finali di energia al 2030 rispetto al tendenziali 2007

- 32,5%

Rinnovabili

Contributo ai consumi finali di energia al 2030

32%

Emissioni

Riduzione al 2030 delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990

- 40%

COME TRAGUARDARE IL 2030

SEN 2017 e RED II prevedono un incremento significativo della capacità installata relativa ad impianti fotovoltaici ed eolici => + 39 GW

La generazione distribuita, anche in configurazione di autoconsumo, sarà necessaria per centrare gli obiettivi EU

L'autoconsumo rappresenta la principale risposta alle istanze crescenti dei prosumer che divengono **protagonisti attivi dei propri comportamenti energetici**.

Proposta AssoEsco

Sviluppo di configurazioni di **Demand Side Management**

Associazione Italiana delle Energy Service Company

ATTUALI OSTACOLI NORMATIVI E REGOLATORI ALLO SVILUPPO DI SOLUZIONI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA

CONFINDUSTRIA SERVIZI INNOVATIVI E TECNOLOGICI

Associazione Italiana delle Energy Service Company

OSTACOLI SVILUPPO AUTOCONSUMO

CONFINDUSTRIA SERVIZI INNOVATIVI E TECNOLOGICI

Associazione Italiana delle Energy Service Company

SISTEMA TARIFFARIO E AGEVOLAZIONI TARIFFARIE CONCESSE ALLE IMPRESE ENERGIVORE

La configurazione dei sistemi di distribuzione, la riforma tariffaria per i clienti non domestici, le agevolazioni agli energivori prive di obbligatorietà per **l'efficienza** e **l'incapacità dell'attuale** configurazione dei titoli di efficienza energetica di favorire **l'efficienza** di sistema rispetto alle tecnologie sono i principali ostacoli allo sviluppo dei sistemi di generazione distribuita e interventi in soluzioni di efficienza energetica.

- **Riforma tariffaria** (DL 244/2016 e s.m.i.) => aumento del peso delle componenti fisse e semifisse a discapito di quelle variabili (basate sul consumo)

⇒ Riduzione vantaggio economico derivante dal risparmio dei consumi o dell'autoproduzione

⇒ Allungamento tempi di ritorno degli investimenti

- **Riforma Energivori** (DM 21/12/2017) => nuovi criteri ammissibilità ed ampiamento platea soggetti beneficiari

⇒ Riduzione costo elettrico

⇒ Ostacoli alla realizzazione interventi efficientamento e generazione distribuita

- **Titolo di efficienza energetica** => premialità della singola tecnologia con focus su innovazione rispetto a efficienza di sistema

Proposta AssoEsco

-> opportuna **correlazione tra riconoscimento sconti ed effettivo contributo** alle singole aziende al conseguimento degli obiettivi risparmio e riduzione emissioni

-> riconoscimento **beneficio vincolato all'impegno delle aziende ad investire in interventi di efficientamento**

CONFINDUSTRIA SERVIZI INNOVATIVI E TECNOLOGICI

Classificazione obsoleta dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e delle reti private e opportunità di una graduale apertura alle configurazioni di autoproduzione «one-to-many»

Proposta AssoEsco

-> **revisionare le numerose definizioni dei SSPC** sostituendole con una definizione **unica e coerente**, valida per tutte le configurazioni caratterizzate da 1 solo cliente finale e 1 solo produttore;

-> garantire **sviluppo delle LEC** (local energy communities) e di **soluzioni di autoconsumo estese**;

-> sviluppo di **politiche di sostegno economico**, **implicite** (esenzione oneri) e poi **esplicite**, considerando anche tutte le esternalità positive (es. riduzioni emissioni);

-> **integrazione nei mercati** delle quote di produzione eccedente l'autoconsumo in configurazioni di reti private;

-> **premialità** ai sistemi che ottimizzano e integrano la **generazione distribuita efficienziale alla produzione del calore/freddo** sul territorio e ai relativi **consumatori connessi.**

Le attuali configurazioni di rete risultano ostative allo sviluppo di comunità energetiche (LEC)

Proposta AssoEsco

-> sostenere la natura fisica e virtuale per la configurazione delle comunità energetiche:

- In assenza di infrastruttura, prevedere la **possibilità di sviluppare autonomamente** (replica modello attuale RIU);
- In presenza di infrastruttura, garantire la possibilità di realizzare **integrazioni alla rete in presenza di condizioni migliorative**;
- Condomini, sviluppare la possibilità di **acquisire la rete interna del distributore** in modo da realizzare un sistema di autoconsumo esteso con logiche di gestione maggiormente efficienti;
- Ottimo esempio per sviluppare LEC è la **Legge della Regione Piemonte in merito alla "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche"** (Legge Regionale 3 agosto 2018, n. 12);
- Prevedere LEC approvabili a prescindere dalla presenza pubblica, ma sulla base della **dimostrazione dell'efficientamento del sistema energetico territoriale su tutti i vettori, sulla sostenibilità economica e ambientale dell'investimento e sull'autoconsumo di almeno il 70% dei vettor**i;
- Prevedere **l'utilizzo delle rinnovabili, ma non come esclusivo**, in coerenza con l'indirizzo europeo;
- Prevedere la **possibile presenza di soggetti esclusivamente consumatori** e non solo prosumer in coerenza con l'indirizzo comunitario.

Vuoto legislativo in materia fiscale relativamente **all'accisa** agevolata per la cogenerazione ad alto rendimento. Difficile implementazione della disciplina a regime.

Proposta AssoEsco

-> rendere definitiva la disciplina transitoria relativa alle accise del combustibile e abrogare quella a regime con **conferma dell'accisa calcolata sul combustile utilizzato**.

Associazione Italiana delle Energy Service Company

CONSIDERAZIONI SUL REGIME DI INCENTIVAZIONE «IMPLICITA» E POSSIBILE TRANSIZIONE VERSO FORME DI INCENTIVAZIONE «ESPLICITE»

CONFINDUSTRIA SERVIZI INNOVATIVI E TECNOLOGICI

FORME INCENTIVAZIONE

Transazione del sistema di promozione **dell'autoproduzione** da forme «implicite» - legate cioè **all'esenzione** dal pagamento degli oneri di sistema - a forme «esplicite»

Proposta AssoEsco

-> rivedere le modalità di pagamento degli oneri di rete, in virtù del minore utilizzo della rete pubblica (solo backup);

-> prevedere forme esplicite per le categorie di interventi virtuosi (CAR e produzione da rinnovabile).

ASSOESCO
Associazione Italiana delle Energy Service Company

Grazie per l'attenzione

presidente@assoesco.org
segreteria.tecnica@assoesco.org
segreteria@assoesco.org

www.assoesco.org
Via Barberini 3, 00187 Roma
+39 02 2117479

CONFINDUSTRIA SERVIZI INNOVATIVI E TECNOLOGICI

Associazione Italiana delle Energy Service Company

CONFINDUSTRIA SERVIZI INNOVATIVI E TECNOLOGICI

X Commissione Industria, Commercio e Turismo del Senato della Repubblica

Audizione parlamentare

Affare Assegnato
"Sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica"

2 Ottobre 2018

ASSOESCo
c/o CSIT - Confindustria Servizi Innovativi e Tecnologici • Via Barberini, 3 - 00187 Roma
tel. +39 02 21117479 • e-mail: assoesco@assoesco.org • sito: www.assoesco.org
C.F./P.IVA 08568261005

Sommario

Il tema della generazione distribuita e dell'autoconsumo riveste un'importanza primaria nell'ambito del processo di transizione energetica in corso a livello nazionale, europeo e globale. Si ringrazia la X Commissione Industria, Commercio e Turismo del Senato della Repubblica per aver promosso un approfondimento in materia attraverso l'avvio dei lavori parlamentari relativi all'Affare assegnato "Sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica".

AssoESCo, come principale associazione di categoria rappresentativa delle Energy Service Company, intende contribuire in maniera costruttiva alla approfondita discussione intorno ai temi oggetto dell'Affare. In particolare, nel seguito del presente documento, si espongono considerazioni in merito a:

- Importanza della generazione distribuita da fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento in relazione agli obiettivi di sostenibilità ambientale nazionali ed europei con sviluppo dei Mercati dei Servizi di Dispacciamento con beneficio per i partecipanti e per il sistema
- Attuali ostacoli normativi e regolatori allo sviluppo di soluzioni di generazione distribuita, con particolare riferimento a:
    - Sistema tariffario e agevolazioni tariffarie concesse alle imprese energivore in assenza di vincoli sull'efficientamento energetico
    - Classificazione obsoleta dei sistemi semplici di produzione e consumo e delle reti private e opportunità di una graduale apertura alle configurazioni di autoproduzione "one-to-many"
    - Vuoto legislativo in materia fiscale relativamente all'accisa agevolata per la cogenerazione ad alto rendimento
- Considerazioni sul regime di incentivazione "implicita" (mediante sgravi tariffari), anche in relazione agli extraoneri che possono derivarne per l'intero sistema elettrico, e possibile transizione verso forme di incentivazione "esplicite".

AssoESCo

AssoESCo è l'Associazione Italiana delle Energy Service Company, associata a Confindustria, che riunisce oltre settanta aziende italiane che promuovono, progettano, realizzano e facilitano gli interventi di efficienza energetica per un giro d'affari superiore a quattro miliardi di euro.
L'associazione rappresenta la Community delle aziende italiane che promuovono, realizzano e facilitano il finanziamento di interventi di efficienza energetica al fine di ridurre l'impatto ambientale ed economico dei consumi energetici per gli utilizzatori finali di energia e per il Paese.
Tra i propri associati AssoESCo annovera non solo ESCo, ma anche operatori che forniscono tecnologie *hardware* e altri che erogano servizi di consulenza, tutti comunque accomunati dall'efficienza come mission dell'attività.
Gli Associati credono nel valore aggiunto che deriva dal condividere le esperienze e perseguire obiettivi comuni al fine di aumentare la sensibilità di tutti i potenziali *stakeholder* nei confronti dell'efficienza energetica e stimolare la crescita del mercato.

La generazione distribuita da fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento in relazione agli obiettivi di sostenibilità ambientale nazionali ed europei

Il tema proposto non può prescindere dal quadro sovranazionale che pone obiettivi più generali di lotta ai cambiamenti climatici al 2030 attraverso le politiche energetiche per lo sviluppo delle fonti rinnovabili al 32% dei consumi finali e di efficienza energetica per un valore pari al 32,5%. Peraltro, anche il documento di Strategia Energetica Nazionale 2017 prevedeva un incremento della generazione elettrica da fonte rinnovabile pari a circa 75 TWh, passando dai 109 TWh del 2015 a circa 184 TWh nel 2030. Ciò corrisponde all'installazione di nuova capacità rinnovabile per oltre 39 GW, che si andrà ad aggiungere ai 52 GW già presenti. Considerando anche i vincoli ambientali sul territorio che limitano lo sviluppo di impianti su grandi superfici, appare evidente che una parte significativa delle nuove installazioni dovrà essere effettuata attraverso un sistema di generazione diffuso sul territorio e correlato a logiche di autoconsumo.

Di per sé, l'avvicinamento degli impianti di produzione dell'energia ai punti di consumo finale consente di ridurre la necessità di trasporto dell'energia elettrica e, dunque, la riduzione, quantificabile in un ordine del 10%, delle dispersioni nella rete.
Ma è ancora più importante sottolineare come un modello distribuito consenta, se correttamente regolato, la penetrazione nel sistema di generazione elettrica di soluzioni sostenibili, che riducono le emissioni di gas inquinanti o climalteranti.

In uno scenario energetico in rapida evoluzione, l'autoconsumo rappresenta la principale risposta alle istanze progressivamente crescenti dei clienti, siano essi industriali, commerciali o domestici, intesi anche in forma aggregata, che non si riconoscono più in soggetti passivi. I clienti – o *prosumer* – acquisiscono consapevolezza e chiedono soluzioni sempre più decentralizzate per essere protagonisti attivi dei propri comportamenti energetici, controllando i propri consumi, riducendo la dipendenza dai mercati e, anzi, interagendo con essi attraverso il supporto delle tecnologie digitali.

AssoESCo valuta positivamente, al riguardo, la sperimentazione in corso effettuata da Terna S.p.A. su impulso dell'Autorità di regolazione relativa alla partecipazione ai Mercati dei Servizi di Dispacciamento da parte della generazione distribuita, della domanda e degli accumuli, anche in forma aggregata. L'auspicio è che tali configurazioni possano svilupparsi grazie a consistenti segnali di prezzo, con benefici per i singoli partecipanti e per il sistema nel suo complesso.

Attuali ostacoli normativi e regolatori allo sviluppo della generazione distribuita

Le ampie prospettive di sviluppo del settore si scontrano però con una serie di ostacoli di natura normativa e regolatoria che limitano nel concreto la fattibilità o la profittabilità dei progetti. Come noto, l'attuale ordinamento italiano pare essere l'unico in Europa a non consentire la realizzazione di sistemi di autoproduzione efficienziale in assetto "*one-to-many*", ossia limita lo sviluppo di nuovi progetti di generazione distribuita a configurazioni in cui è presente un solo produttore connesso ad un solo consumatore. AssoESCo ritiene che per favorire lo sviluppo della generazione distribuita ad alta efficienza sia indispensabile consentire ai SEU la pluriconnessione, in particolare nei futuri contesti territoriali riconosciuti come Comunità Energetiche Locali e nei comprensori industriali. Al contempo, anche in relazione alle cosiddette configurazioni "*one-to-one*", si rilevano ulteriori previsioni disincentivanti. Riteniamo utile enumerare puntualmente nel seguito le principali criticità.

Sistema tariffario e agevolazioni tariffarie concesse alle imprese energivore in assenza di vincoli sull'efficientamento energetico

Si osserva innanzi tutto come le recenti disposizioni introdotte dal Decreto Legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito con modificazioni dalla Legge 27 febbraio 2017, n. 19 (cosiddetto "Milleproroghe") in ordine alla riforma tariffaria relativa agli oneri generali di sistema per i clienti elettrici non domestici e alla contestuale revisione dei benefici per i cosiddetti clienti energivori abbiano introdotti elementi ostativi allo sviluppo dei sistemi di

generazione distribuita, nonché alla realizzazione di investimenti in soluzioni di efficienza energetica.
La riforma tariffaria per i clienti non domestici, attuata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) con decorrenza 1 gennaio 2018, ha infatti introdotto una struttura trinomia per gli oneri generali di sistema, spostando il peso di tale oneri sulle componenti "fisse" (calcolate per punto di prelievo) e "semi-fisse" (calcolate sulla potenza impegnata) a svantaggio delle componenti "variabili" (calcolate sul consumo elettrico). Si è così intrinsecamente ridotto il vantaggio economico derivante dal risparmio dei consumi elettrici o dall'autoproduzione e si sono allungati i tempi di rientro degli investimenti relativi a tali progetti.

Ancor più impattante è poi apparsa la riformulazione degli sgravi tariffari destinati ai cosiddetti clienti energivori del sistema elettrico, attuata con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 21 dicembre 2017. Le previsioni hanno di fatto introdotto nuovi criteri per l'individuazione dei soggetti beneficiari, estendendo significativamente la platea degli interessati, e aumentato il vantaggio economico in misura sovra-premiante. Il decreto prevede altresì l'elaborazione da parte di ENEA e la successiva approvazione da parte del Ministero dello sviluppo economico di "indici e parametri di riferimento per determinare il consumo efficiente di energia elettrica", che si auspica possano essere definiti in funzione dell'efficienza energetica realizzabile nei siti. La riforma ha prodotto un'importante riduzione del costo elettrico per una ampia platea di clienti elettrici industriali, che godranno di significativi vantaggi tariffari senza essere soggetti, almeno in una fase di prima applicazione, ad alcun obbligo di efficientamento energetico. Per il settore della generazione distribuita e dell'efficienza energetica - e per le ESCo in particolare - si è per contro verificata una riduzione significativa del mercato potenziale, poiché gli utilizzatori beneficiati dalla riforma hanno nei fatti perso interesse a realizzare interventi di generazione distribuita – anche rinnovabile e cogenerativa ad alto rendimento - e sulle tecnologie di efficientamento in ambito industriale. AssoESCo ritiene necessario che, nella fase di piena attuazione del regolamento, venga stabilita un'opportuna correlazione tra il riconoscimento degli sconti e l'effettivo contributo delle singole aziende al conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico e alla riduzione delle emissioni. Il riconoscimento di benefici tanto importanti dovrà essere auspicabilmente vincolato al concreto impegno, da parte delle aziende, a investire in interventi di efficientamento energetico e ad adottare modelli virtuosi di risparmio, con la pubblicazione dei risultati attesi e conseguiti, degli importi investiti e dei costi consulenziali.

Classificazione obsoleta dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e delle reti private e opportunità di una graduale apertura alle configurazioni di autoproduzione "one-to-many"

Si osserva che il quadro delle configurazioni private di produzione e consumo ammissibili, in un contesto in cui le attività di trasmissione e di distribuzione sono assegnate in concessione, è frutto di una stratificazione normativa e si presenta oggi articolato e complesso: tra le reti private si distinguono le Reti Interne di Utenza (RIU) e gli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC), mentre tra i cosiddetti Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), assetti di tipo "*one-to-one*", valgono le definizioni di Sistemi Efficienti di Utenza (SEU), Sistemi Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SEESEU), Altri Sistemi di Autoproduzione (ASAP), Altri Sistemi Esistenti (ASE), configurazioni in Scambio sul Posto (SSP-A e SSP-B). Una tale classificazione era giustificata, fino a tutto il 2016, dalla differenziazione del trattamento tariffario che vigeva per ciascuna tipologia di SSPC, con particolare riferimento alle componenti a copertura degli oneri generali di sistema. Alla luce delle disposizioni riguardanti la completa esenzione dal pagamento della parte variabile degli oneri generali di sistema in tutte le configurazioni di autoconsumo ammissibili, introdotta dall'articolo 6, comma 9, del Decreto Legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito con modificazioni dalla Legge 27 febbraio 2017, n. 19, appare opportuno un riordino della classificazione dei sistemi al fine di semplificare un quadro regolatorio che si caratterizza oggi per una innecessaria complessità. AssoESCo ritiene, in particolare, che sia necessario revisionare le numerose definizioni dei SSPC sostituendole con una definizione unica e coerente, valida per tutte le configurazioni caratterizzate da un solo cliente finale e un solo produttore.

Come già rilevato, l'attuale ordinamento, non consente la realizzazione di nuovi sistemi di autoproduzione in assetto "*one-to-many*", limitando lo sviluppo di nuovi progetti di generazione distribuita a configurazioni in cui è presente un solo produttore ed un solo consumatore. Tali previsioni risultano certamente limitanti in relazione ad un auspicabile sviluppo della generazione distribuita e dell'autoconsumo. Peraltro, come noto, la normativa europea in materia di energia in via di formazione, pare orientata all'apertura dell'autoconsumo anche a beneficio di insiemi di utenti: la proposta della Commissione Europea di direttiva sul mercato elettrico (*Clean Energy Package*) pone il cliente attivo, inteso come singolo utente o come un aggregato di utenti, al centro di questo nuovo disegno di mercato, introducendo anche la figura delle cosiddette LEC (comunità energetiche locali), ambiti in cui l'energia viene prodotta ed autoconsumata. AssoESCo è favorevole ad un graduale sviluppo di tali esperienze, anche in anticipo rispetto alla definizione del quadro normativo europeo ed al relativo recepimento – apprezzabile in questo senso l'iniziativa legislativa della Regione Piemonte in merito alla "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche" (Legge Regionale 3 agosto 2018, n. 12). Tale iniziativa rende tangibili le esigenze di territori che considerano le risorse energetiche una

variabile importante dello sviluppo locale: se ne auspica pertanto lo sviluppo a livello nazionale.

Le nuove comunità energetiche, in presenza di collegamenti fisici privati o anche intese come configurazioni di natura puramente commerciale in assenza di infrastrutture di rete esclusive, avranno effetti positivi sulla concorrenzialità dei mercati elettrici, promuoveranno gli investimenti nel settore e favoriranno la penetrazione di soluzioni energetiche sostenibili, oltre che più in generale, riqualificazioni del patrimonio immobiliare ed interventi efficientamento energetico complessivi.

Le nuove comunità potranno rappresentare ambiti di scambio non necessariamente limitati all'energia elettrica, ma dovranno anzi promuovere produzione e consumo in loco di diversi vettori, quali ad esempio il calore attraverso reti di teleriscaldamento. Dovranno inoltre rappresentare ambienti favorevoli all'integrazione di infrastrutture per la mobilità elettrica e la realizzazione di interventi di efficientamento energetico delle unità di consumo, anche attraverso l'applicazione di tariffe agevolate applicabili all'elettricità destinata alle colonnine di ricarica o al funzionamento di pompe di calore.

Lato generazione, le nuove configurazioni, a giudizio di AssoESCo, dovranno prevedere l'impiego di forme di autoproduzione, in maniera preponderante tramite generazione rinnovabile o cogenerativa ad alto rendimento.

Alla luce delle considerazioni di cui sopra apparirebbe limitativa una definizione di comunità energetica necessariamente vincolata all'impiego esclusivo di energia rinnovabile, mentre è preferibile una designazione che favorisca la realizzazione di diverse tipologie di intervento, purché mirate all'efficientamento energetico della produzione e del consumo elettrico. Sarebbe dunque adeguato definire questa tipologia di soggetti "Comunità Energetica Locale" e non "Comunità Energetiche Rinnovabili" come citato nel documento del Senato.

Con riferimento agli aspetti "strutturali" delle nuove entità, AssoESCo ritiene che le comunità energetiche debbano essere limitate ad ambiti territoriali contigui e limitati, anche extracomunali. Inoltre, l'utilizzo dell'energia all'interno della comunità non dovrebbe essere riservato ai soli soci che hanno partecipato all'investimento per la produzione, ma dovrebbe anzi essere estesa a tutti i consumatori interessati. Auspicabile inoltre che sia esplicitamente previsto un ruolo attivo di soggetti terzi rispetto a produttori e consumatori che possano facilitare lo sviluppo delle iniziative (le ESCo).

Sarà inoltre da garantire il bilanciamento con la rete nazionale, il diritto di disallaccio degli utenti ed il conferimento dell'energia di soccorso.

Sintetizzando, riteniamo pertanto di sostenere:

- lo sviluppo delle comunità energetiche e di soluzioni di autoconsumo esteso, anche anticipando i tempi di recepimento della normativa comunitaria, per favorire la nascita di progetti pilota;
- lo sviluppo di politiche di sostegno economico, che potrebbero essere inizialmente implicite (esenzione dagli oneri) e successivamente esplicite (per garantire una maggiore sostenibilità agli investimenti, anche in funzione di una progressiva riduzione della componente Asos). La modalità di definizione dell'incentivo dovrà considerare anche tutte le esternalità positive di tali nuove forme di produzione (ad es. riduzione emissioni, etc.). Dovranno essere riviste anche le modalità di pagamento degli oneri di rete in virtù di un minore utilizzo della rete pubblica (solo back-up) e di una serie di benefici, quali la riduzione perdite di rete, la partecipazione alla regolazione, etc.;
- l'integrazione nei mercati delle quote di produzione eccedente l'autoconsumo in configurazioni di reti private;
- sia la natura fisica che la natura virtuale per la configurazione delle comunità energetiche, in particolare: in caso di assenza di una infrastruttura, nuove forme di produzione dovrebbero poter avere la possibilità di sviluppare autonomamente una propria rete privata, replicando l'attuale modello in essere per le RIU. Nel caso di infrastruttura già presente, dovrebbe essere garantita la possibilità di realizzare integrazioni alla rete laddove questa sia giustificata da una ottimizzazione energetica o dal miglioramento della qualità del servizio per il cliente finale; nei condomini dovrebbe, con lo stesso approccio, poter essere data la possibilità di acquisire la rete interna del distributore in modo da realizzare un sistema di autoconsumo esteso con logiche di gestione maggiormente efficienti.

In ogni caso, presupposto fondamentale per lo sviluppo di tali sistemi virtuosi, come per il perseguimento di qualsiasi politica energetica, è la definizione di un quadro di regole chiare e sostenibili nella durata che definisca in modo non ambiguo i requisiti di realizzabilità e forme di congrua incentivazione.

A prescindere da tali sviluppi, si ritiene percorribile in tempi brevi e certamente auspicabile la revisione della definizione di cliente finale in senso più estensivo, come peraltro suggerito dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico nella propria Memoria sulla Strategia Energetica Nazionale 2017 (664/2017/I/com). Tale revisione potrebbe estendere il concetto di cliente finale ricomprendendo in un'unica entità insiemi limitati di consumatori domestici (condomini) o insiemi dei soggetti che compartecipano alla realizzazione di un unico prodotto o servizio. La revisione consentirebbe l'estensione dell'autoconsumo in sito, evitando che realtà fortemente integrate, in cui i soggetti non hanno nessuna esigenza di trattamenti distinti, debbano configurarsi come sistemi di distribuzione chiusi. Anche in

questo caso, si prefigurano indiscutibili vantaggi per le aggregazioni di utenti (ad esempio, i condomìni) e per l'intero sistema.

Vuoto legislativo in materia fiscale relativamente all'accisa agevolata per la cogenerazione ad alto rendimento

In relazione allo sviluppo di impianti di produzione cogenerativi ad alto rendimento, che rivestono un ruolo di primaria importanza nel panorama della generazione distribuita nel Paese, assume altresì un certo rilievo il tema normativo attinente alla tassazione ai fini accise del combustibile. Tale regime di tassazione è oggi delineato dall'art. 3-bis del Decreto Legge 2 marzo 2012, n. 16, il quale prevede, al comma 1, una disciplina a regime e, al comma 2, una transitoria. In base alla disciplina a regime, le aliquote accise sul combustibile in esame devono essere determinate da un decreto predisposto dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Economia e delle Finanze, tenendo in considerazione l'efficienza media del parco cogenerativo nazionale, le diverse tipologie di impianto e anche la normativa europea in materia di alto rendimento. La disciplina transitoria prevedeva invece un'aliquota unica agevolata per qualunque impianto di cogenerazione, differenziata solo in base al combustibile. La disciplina transitoria è stata rinnovata di anno in anno fino al 31 dicembre 2017. Gli operatori si trovano ora in una situazione di incertezza dal momento che, da un lato, la disciplina transitoria non è stata rinnovata per il 2018 e, dall'altro, non è stata implementata la disciplina a regime. Preso atto della difficile implementazione della disciplina a regime, AssoESCo auspica che si possa addivenire ad una soluzione certa e stabile, ad esempio rendendo definitiva la disciplina transitoria di cui sopra, e abrogando, di conseguenza, quella a regime. Ciò, evidentemente, senza che questo comporti aggravio alla finanza pubblica rispetto alla situazione precedente al 31 dicembre 2017.

Considerazioni sul regime di incentivazione "implicita" e possibile transizione verso forme di incentivazione "esplicite"

I sistemi di autoproduzione sono oggi sostenuti dal meccanismo di incentivazione implicita riconducibile ai benefici di natura tariffaria, in assenza dei quali lo sviluppo di progetti sarebbe non sostenibile sotto il profilo dei tempi di ritorno degli investimenti. La considerazione è particolarmente riferibile a progetti di cogenerazione ad alto rendimento, caratterizzati da una certa complessità impiantistica ed al tempo stesso da una maturità tecnologica, in ragione della quale non sono prevedibili diminuzioni significative dei cosiddetti *Levelized Cost of Energy* (LCOE).

Tale regime di sostegno, ancorché depotenziato dalle riforme tariffarie sopra menzionate, appare dunque imprescindibile, almeno nel breve periodo, per consentire la realizzazione di nuovi impianti di generazione elettrica in regime di autoconsumo. Peraltro, secondo le valutazioni di AssoESCo, confortate dalle previsioni di qualificati analisti del settore, il graduale sviluppo di nuovi progetti esentati, con i conseguenti extracosti sostenuti dalla generalità degli utenti, non sarebbe tale da perturbare in modo significativo gli equilibri complessivi di sistema, anche in ragione delle recenti riforme tariffarie che hanno diminuito in misura molto consistente la quota di oneri scontabile. In ogni caso, un attento monitoraggio, da parte delle Istituzioni preposte, dello sviluppo di sistemi in esenzione e del conseguente aumento dei costi per il sistema sarebbe in grado di prevenire insostenibili disequilibri e di suggerire la progressiva attuazione di contromisure.

Per contro, nel medio termine, l'entità dei benefici legati all'esenzione dal pagamento degli oneri generali di sistema appare destinata a ridursi, sia per effetto delle disposizioni regolatorie che paiono orientarsi ad uno spostamento del peso tariffario sulle componenti fisse e semi-fisse, sia per la tendenza ad una riduzione complessiva del peso delle voci parafiscali della bolletta elettrica (in particolare quelle destinate alla copertura dei costi di incentivazione della produzione elettrica da fonte rinnovabile).

Discorso diverso è quello legato alle cosiddette componenti tariffarie "di rete" e dagli oneri di dispacciamento, per i quali appare opportuno, in ossequio ai criteri *di cost reflectivity* in più occasioni richiamati anche dalla normativa sovranazionale, prevedere un'applicazione riferita solamente all'energia prelevata dalla rete pubblica. Tali oneri dovrebbero essere cioè applicati unicamente all'energia elettrica immessa da ciascun utente del sistema privato nella rete principale, o all'energia elettrica prelevata da ciascun utente del sistema privato dalla rete principale. Significativo, in merito al tema degli oneri di dispacciamento, il pronunciamento della Corte Europea del 13 settembre scorso sulla Domanda del TAR Lombardia in materia di "Mercato interno dell'energia elettrica – Direttiva 208/72/CE – Sistemi di Distribuzione Chiusi".

Appare opportuno, alla luce delle considerazioni fatte, che si apra un ragionamento sulla possibilità di una progressiva e graduale transizione del sistema di promozione dell'autoproduzione da forme "implicite" – legate cioè all'esenzione dal pagamento degli oneri generali di sistema - a forme cosiddette "esplicite".

AssoESCo auspica inoltre la possibilità di rivedere anche le modalità di pagamento degli oneri di rete, in virtù di un minore utilizzo della rete pubblica (solo backup) che un sistema di autoproduzione consente. Queste ultime presentano infatti, a giudizio di AssoESCo, indiscutibili vantaggi per il sistema nel suo complesso. Infatti, le forme esplicite possono essere destinate alle categorie di interventi più virtuose, quali la produzione da fonte

rinnovabile e la cogenerazione ad alto rendimento, mentre l'esenzione tariffaria riguarda oggi tutti i progetti di autoproduzione indipendentemente dalla fonte utilizzata. Inoltre, il sostegno esplicito si presta ad essere meglio calibrato in relazione alla complessità tecnologica degli interventi ed ai benefici ambientali conseguibili, scongiurando il rischio di sovraincentivare taluni interventi e risultare insufficiente per altri.

È infine utile sottolineare che, quale che sia il sistema incentivante prescelto, questo dovrà risultare congruo, caratterizzato da semplicità attuativa e, soprattutto, capace di fornire certezze di lungo termine che consentano agli operatori una programmazione degli investimenti.

Audizione

Affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

Roma, 2 ottobre 2018

X Commissione Industria, Commercio,
Turismo Senato della Repubblica

Elemens e il mondo dell'autoconsumo

CHI SIAMO

Elemens è una società di consulenza specializzata nel settore energetico, con un particolare focalizzazione sugli aspetti di regolazione, di mercato e di strategia. L'area maggiormente investigata da Elemens è il settore elettrico, dalla produzione sino alla vendita, dalla sviluppo fino alla finanza straordinaria.

CON CHI LAVORIAMO

Elemens lavora su base continuativa con circa 100 dei principali protagonisti del settore, a livello nazionale e internazionale. Sono clienti di Elemens utility, player delle rinnovabili, produttori di tecnologie, istituzioni, associazioni, centri di ricerca, grandi consumatori industriali, fondi di investimento, ESCO, traders e retailer

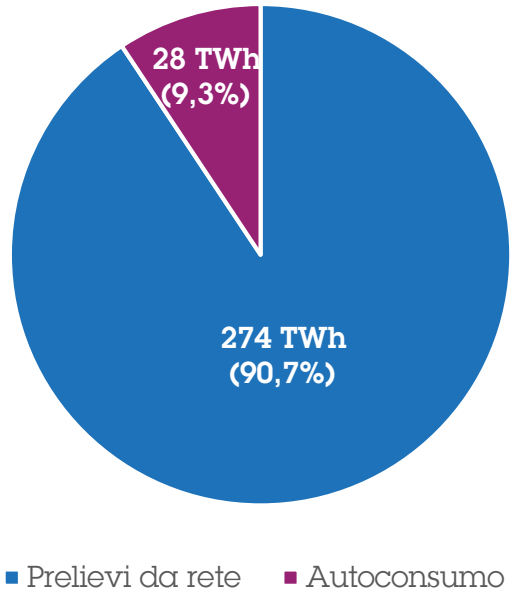
Il TAVOLO AUTOCONSUMO ED EFFICIENZA ENERGETICA

Elemens, insieme a Public Affairs Advisors, coordina il Tavolo Autoconsumo ed Efficienza Energetica, un progetto nato nel 2016 e partecipato da 10 grandi operatori del settore. Il Tavolo si occupa di analizzare gli aspetti del mondo autoconsumo di volta in volta ritenuti di maggior rilevanza strategica, trasferendone i risultati ai decisori, anche medianti eventi pubblici

Autoconsumo: di cosa stiamo parlando oggi

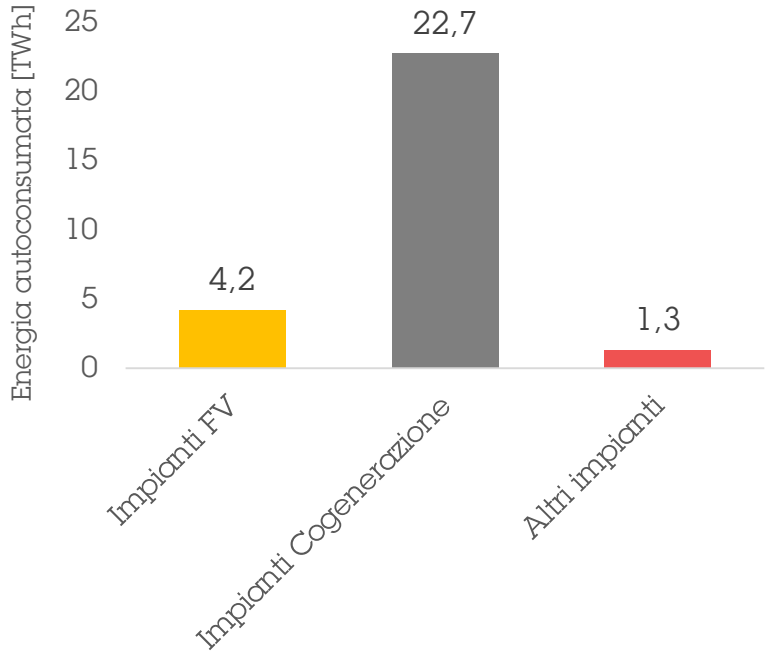
LA QUOTA DI AUTOCONSUMO

Poco meno del 10% dell'energia consumata in Italia proviene da impianti in assetto di autoconsumo: il restante 90% è invece acquisito con un modello di approvvigionamento tradizionale (acquisto dalla rete)



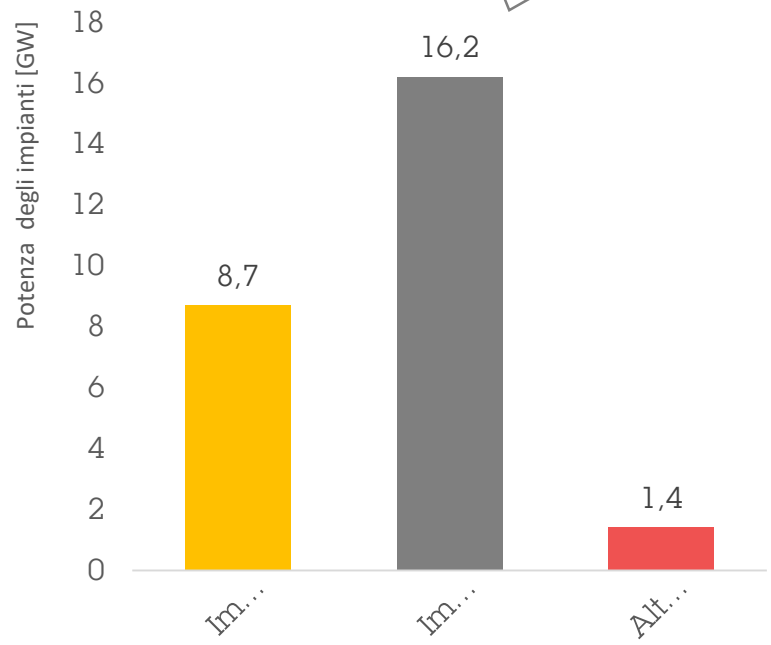
LA PRODUZIONE

Oltre l'80% dell'energia consumata proviene da impianti di cogenerazione gas (quasi sempre in complessi industriali) – il 15% proviene da fotovoltaico (circa la metà impianti domestici), il residuale 5% da altre fonti (specie biomasse)



GLI IMPIANTI

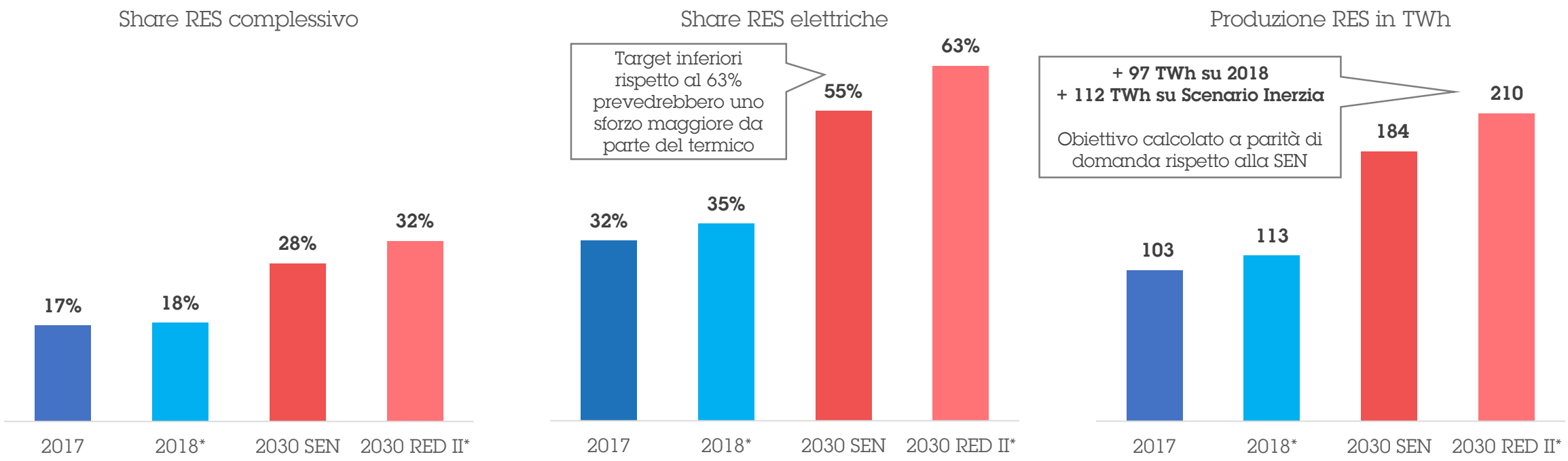
Prevalgono gli impianti in cogenerazione. Dal punto di vista regolatorio, oltre l'80% delle soluzioni prevede un unico consumatore (SEU e simili), il restante 20% anche più consumatori (RIU, sempre in ambito industriale, quasi sempre cogenerazione)



Dati Terna e GSE

La nuova direttiva RED II chiederà oltre 100 TWh in più di rinnovabili?

- Definito a giugno un nuovo target europeo sulle rinnovabili: lo share RES sui consumi lordi (elettrico + termico + trasporti) al 2030 dovrà essere pari al 32% (precedente proposta: 27%)
- La pur ambiziosa SEN, con il suo target al 28%, dovrà essere rivista?
- Qualora si aggiustasse, sulla base del nuovo obiettivo, anche il target di penetrazione delle rinnovabili elettriche, nel 2030 sarebbe necessario **raggiungere una produzione rinnovabile nell'ordine di 210 TWh (stima Elemens)**
- L'incremento di produzione rispetto al 2018 sarebbe nell'ordine dei **100 TWh** (senza tener conto del possibile decomissioning)



* I valori 2018 sono proiezioni dei primi 7 mesi di produzione. Gli obiettivi RED II sono definiti solo sullo share RES complessivo: gli obiettivi sull'elettrico (share e produzione) sono ipotesi Elemens

Autoconsumo come tassello fondamentale per gli obiettivi?

+61 TWh

Questo è lo sfozo addizionale che potrebbe essere richiesto al PV. Appare difficile ipotizzare un obiettivo significativamente inferiore (i potenziali delle altre fonti sembrano già spinti al massimo), a meno che non si decida di fissare un obiettivo sulle rinnovabili elttriche inferiore a 210 TWh

25 TWh

Possibile produzione al 2030 in assenza di misure

86 TWh

Target SEN (72 TWh)

Possibile target per rispettare obiettivi RED II

Impianti a terra

Le stime di Elemens nello studio per Elettricità Futura e Anev presentato al MISE (luglio 2018)

Energia

38 TWh

Potenza

25,6 GW

- Una parte dell'obiettivo potrà essere ottenuto con impianti a terra, sebbene emergano già nella SEN **dubbi in merito al consumo di suolo del PV**
- Ad oggi tale segmento è quasi integralmente affidato al mercato – la situazione potrà evolvere solo in caso di ammorbidimento del divieto di incentivi su suolo agricolo (ie, land classification)

Impianti in autoconsumo

Le stime di Elemens nello studio per Elettricità Futura e Anev presentato al MISE (luglio 2018)

Energia

23 TWh

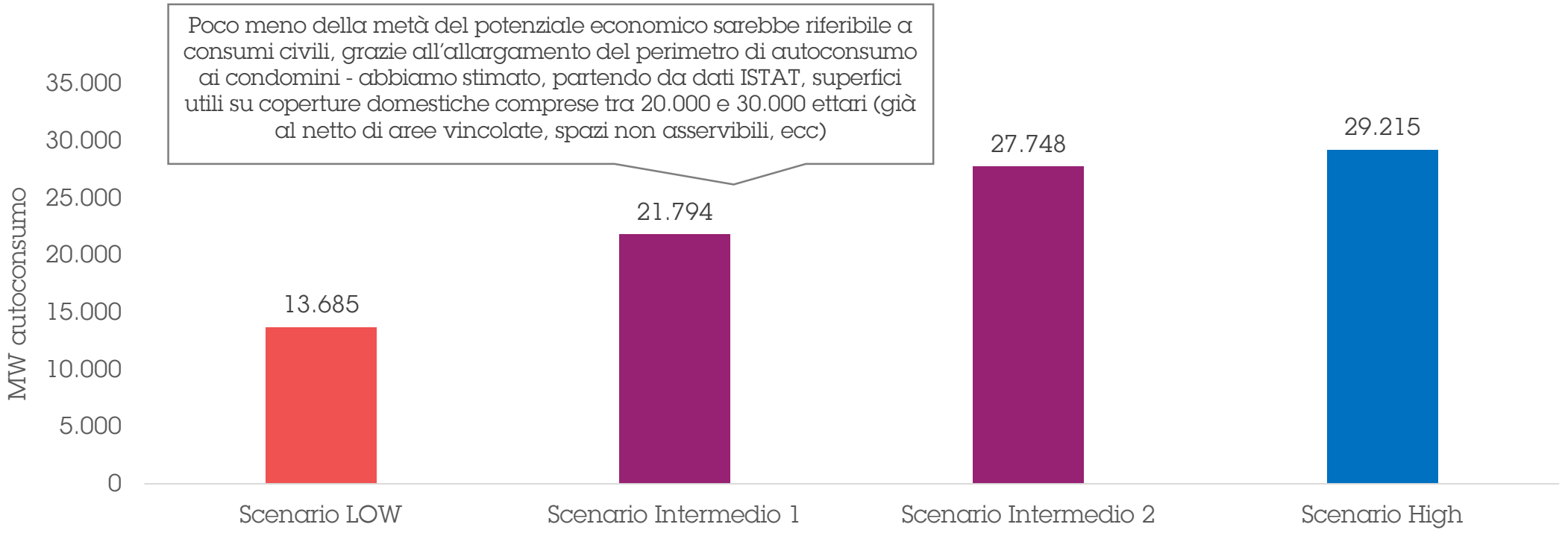
Potenza

19,8 GW

- La restante parte della quota di PV necessaria per raggiungere gli obiettivi potrebbe invece essere raggiunta mediante impianti in autoconsumo (coperture, comunque aree non agricole)
- La direttiva RED II prevede l'apertura ai **modelli di autoconsumo one-to-many** (condomini, centri comm, ospedali, ecc)

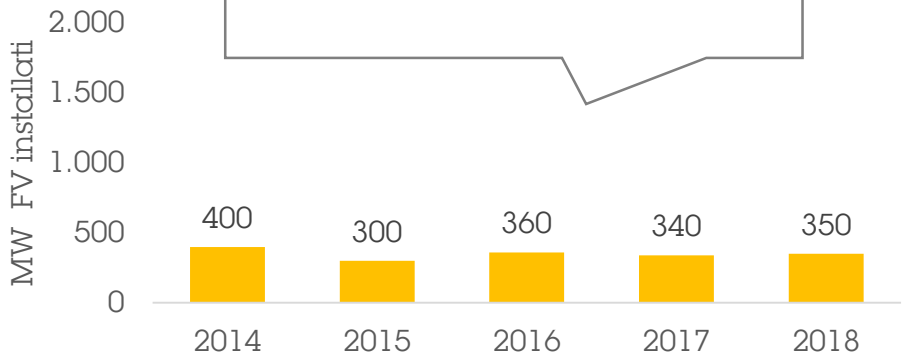
Il potenziale del fotovoltaico in auto-consumo

- Elemens ha effettuato a dicembre 2017 per il Tavolo Autoconsumo ed Efficienza Energetica delle stime sul potenziale tecnico (ossia delle superfici) ed economico (investimenti attivabili in base agli LCOE e ai segnali di prezzo nel periodo 2019-2030) del fotovoltaico in autoconsumo in seguito alla possibile apertura al mondo one-to-many
- Oggetto dell'indagine è il mondo dei condomini e del terziario – inclusa una stima preliminare anche sul settore industriale
- Sono stati realizzati 4 scenari, tenuto conto della possibile evoluzione della regolazione sulle esenzioni e dei prezzi energia: **nei due scenari intermedi il potenziale economico del PV in auto-consumo è compreso tra 22 GW e 28 GW**

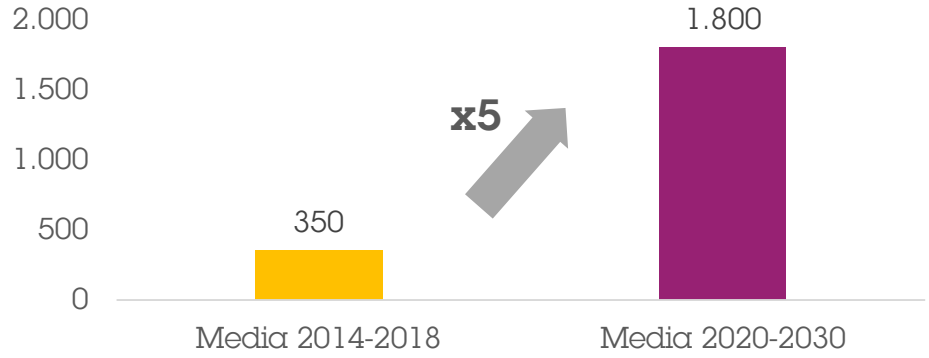


Quanto crescere, come crescere

La dimensione storica del fotovoltaico in autoconsumo: installazioni nel periodo 2014-2018



La nuova dimensione richiesta al fotovoltaico in autoconsumo per raggiungere gli obiettivi RED II



Regolazione da armonizzare

- Ad oggi esiste una stratificazione di normativa e regolazione sul mondo autoconsumo (SEU, ASAP, ASE, SEU che evolvono in ASE) che richiede una razionalizzazione

Perimetro da allargare (e non da restringere)

- Le uniche configurazione al momento realizzabili sono one-to-one, in cui l'unicità (giuridica e produttiva) del consumatore rappresenta un elemento di complessità per gli operatori

Visibilità sulla remunerazione

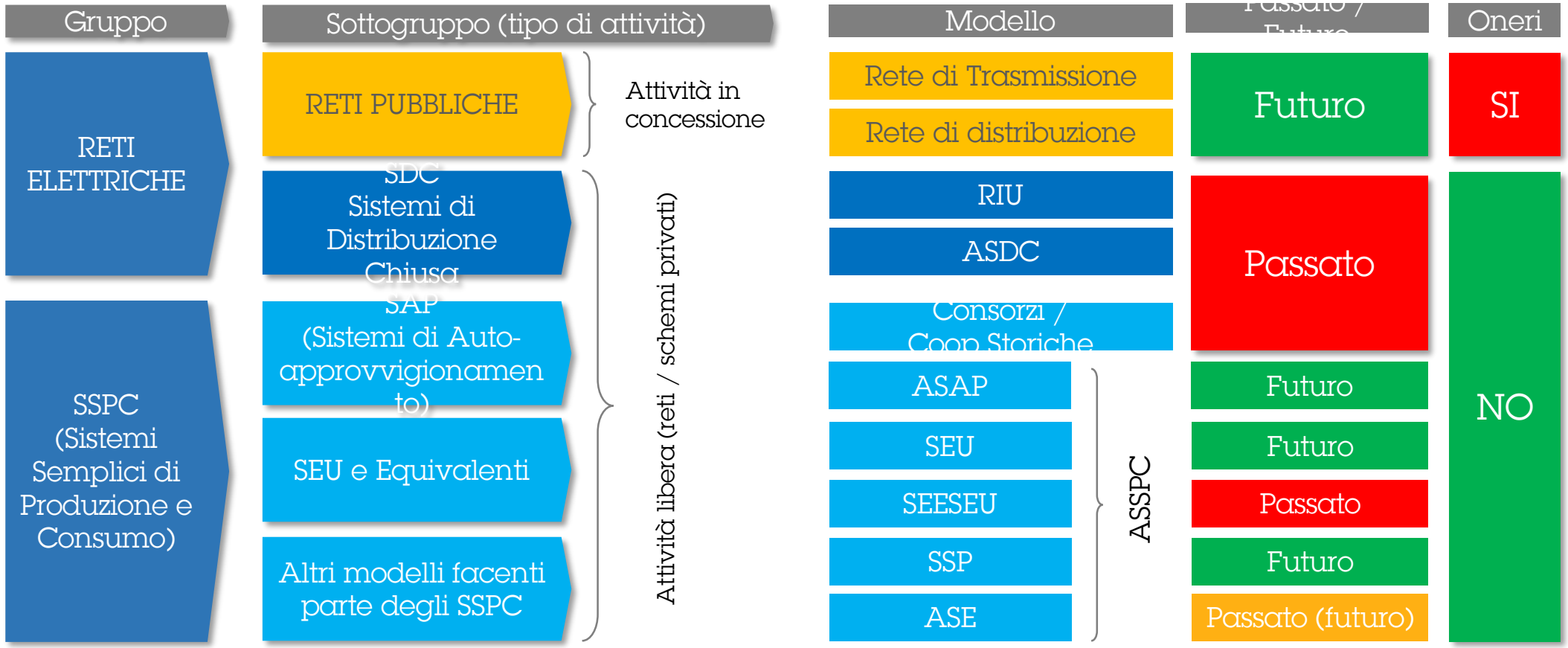
- Su base periodica viene sollevato il tema della necessità di rivedere il quadro delle esenzioni sugli oneri di sistema per l'energia autoconsumata, sollevando incertezza sulla tenuta degli investimenti

Altri ostacoli da superare

- Discipline come il nuovo quadro sulle agevolazioni agli energivori riducono ulteriormente il mercato aggredibile dalle aziende che propongo efficienza e autoconsumo

Una regolazione da razionalizzare: la galassia delle reti in Italia

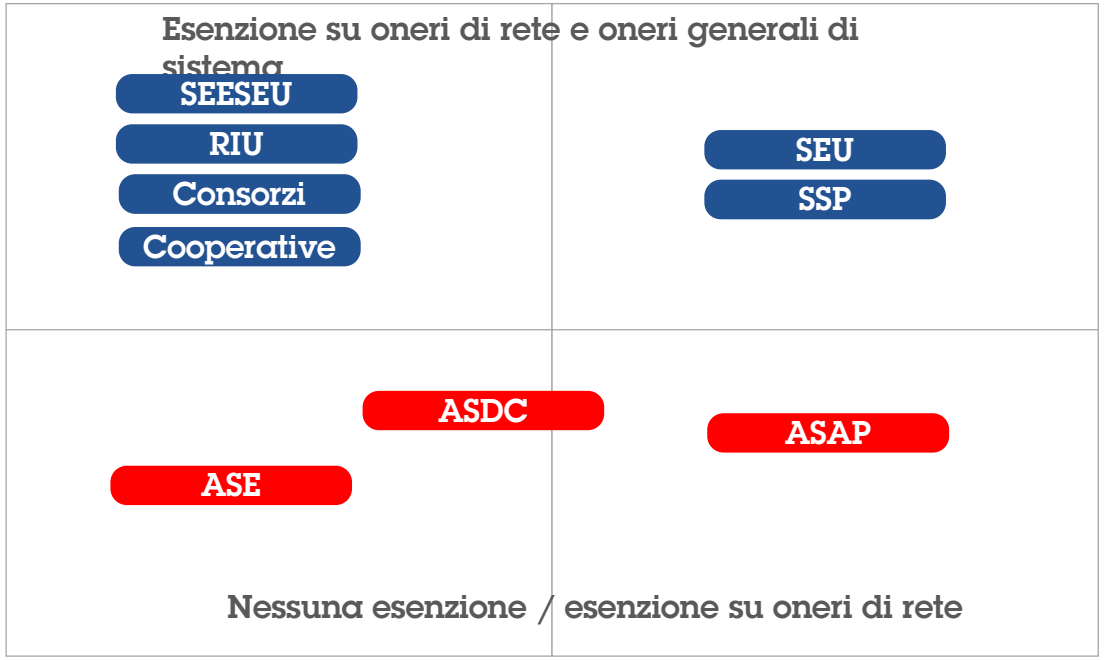
- In base alle loro caratteristiche, esistono una galassia di possibili rete / configurazioni private nella regolazione italiana: per la maggior parte di esse, la finestra di opportunità si è già chiusa e le reti non sono più realizzabili



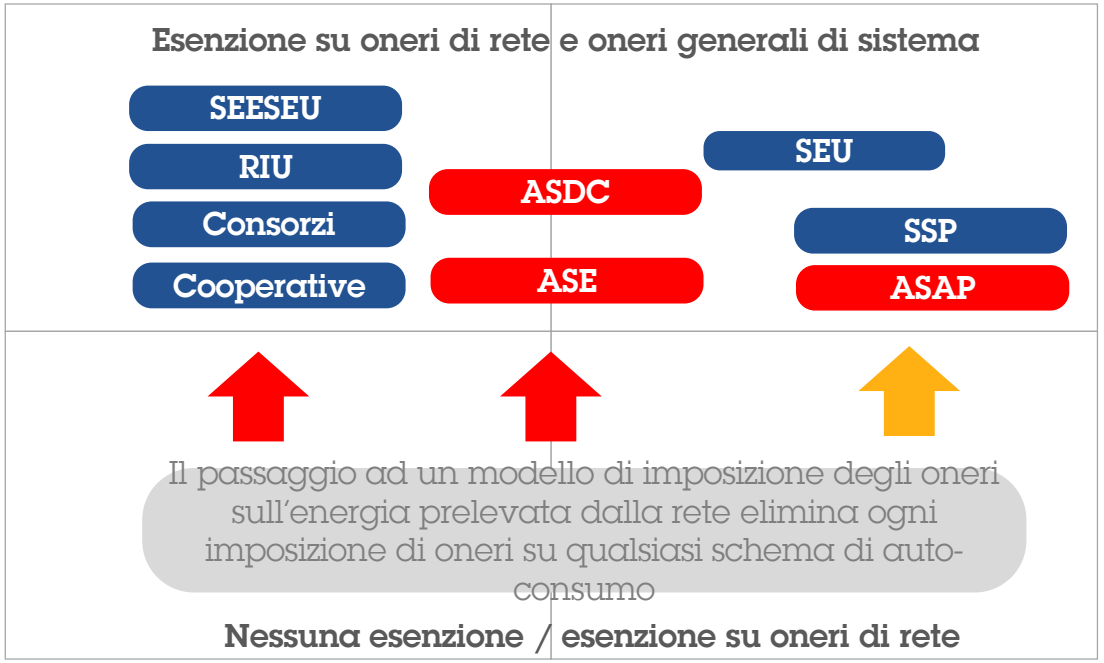
Una regolazione da razionalizzare: oggi tutti i modelli sono equivalenti

- L'esistenza di una galassia di configurazioni è frutto di una stratificazione della regolazione e delle normativa creatasi nel corso degli anni
- Fino al 2016, la regola generale era che gli oneri tariffari venissero pagati su tutta l'energia consumata: costituivano eccezione alla regola una serie di configurazioni di auto-consumo, per alcune delle quali era prevista l'esenzione esclusivamente sugli oneri di rete
- Dal 2017, la regola generale è che gli oneri di sistema vengano pagati sull'energia prelevata dalla rete – è dunque esclusa dal pagamento tutta l'energia autoconsumata, a prescindere dal modello utilizzato – dopo tale modifiche perde interesse la tipologia di configurazione di riferimento, essendo i benefici di ciascuna esattamente corrispondenti

Prima del Milleproroghe 2016 (Febbraio 2017)



Dopo il Milleproroghe 2016 (Febbraio 2017)



Una regolazione da razionalizzare: una nuova qualifica?

- Le **uniche nuove configurazioni** private che possono essere realizzate oggi sono:
  - **SEU** – nel caso di disponibilità di area, rapporto one-to-one, produzione rinnovabile o in CAR (entro i 200 kW possibile SSP)
  - **ASAP** – nel caso di corrispondenza di gruppo societario tra produttore e consumatore e auto-consumo del 70%

- In generale, il concetto di fondo che accomuna le configurazioni di rete ancora consentite è il rapporto one-to-one: un unico consumatore che preleva energia da un unico produttore (i due soggetti posso coincidere)

	Nome schema	REQUISITI (in fase di realizzazione)		
Oggi	SEU	Impianto(i) rinnovabile o CHP	Rete privata	**ASE** In caso di perdita di requisiti (anche un minuto dopo la messa in esercizio), la configurazione muta qualifica e diventa ASE (ma mantiene gli stessi requisiti)
		Unico consumatore	Continuità fisica produttore-consumatore	
	ASAP	Tutte le fonti	No continuità fisica produttore-consumatore	
		1 o 1+ cliente (stesso gruppo produttore)	Vincolo autoconsumo 70% energia	
Domani	SIGLA UNICA AUTO-PRODUTTORE	Nuova configurazione che include tutti i modelli one-to-one attualmente concessi dal quadro regolatorio. I requisiti plausibili potrebbero essere la presenza di una (o più) unità di produzione + 1 cliente finale (o più d'uno nel caso di società appartenenti allo stesso gruppo proprietario dell'impianto) + 1 collegamento privato, il tutto in un'area di proprietà del cliente finale.		

Un mercato da espandere: da uno a molti clienti

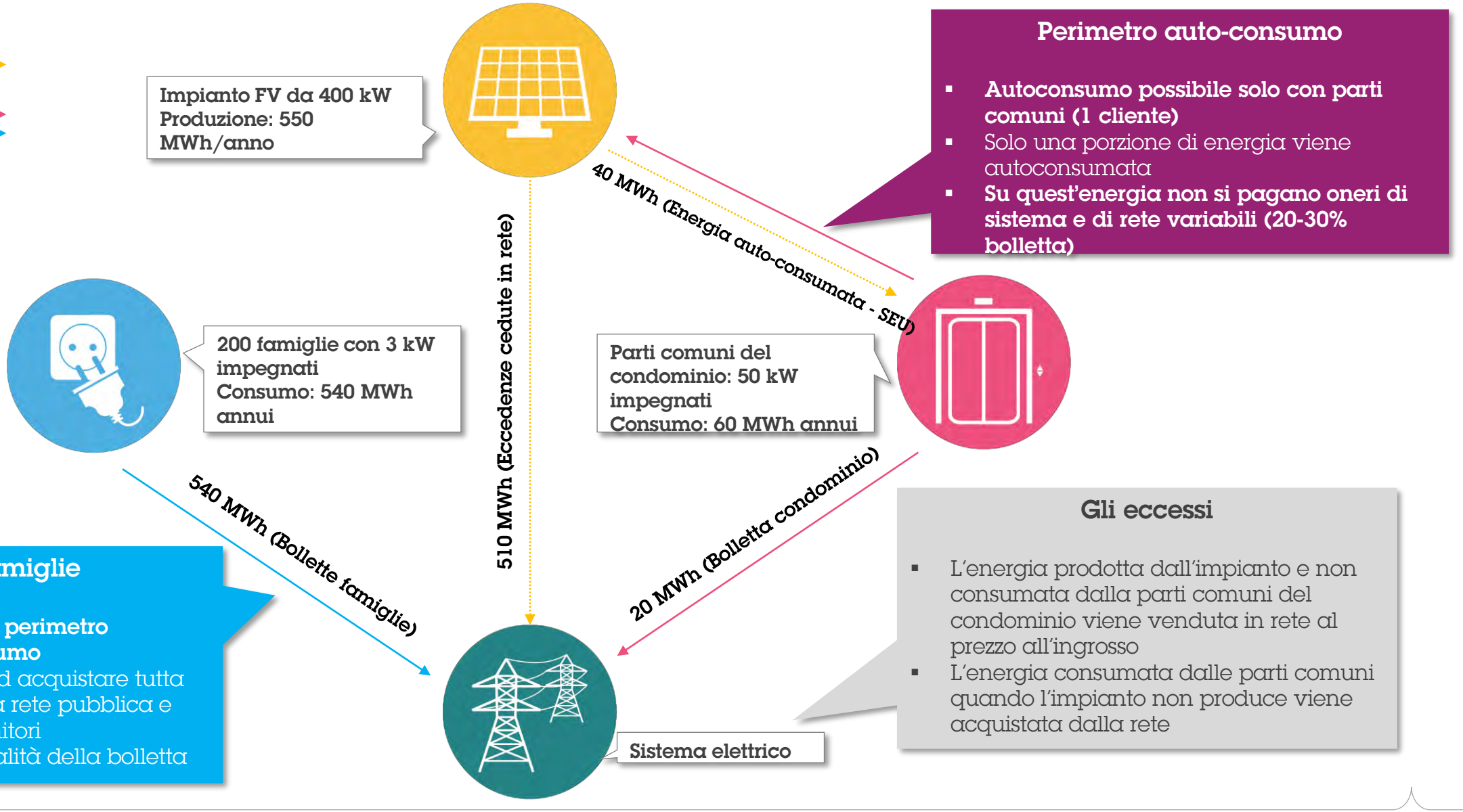
- Gli articoli 21 e 22 della futura direttiva RED II (su cui il Trilogo ha raggiunto a giugno un accordo) prevedono un significativo ampliamento del perimetro dell'autoconsumo che consente di superare i confini tradizionali dei modelli one-to-one
- Tale ampliamente avviene mediante la previsione di due nuove fattispecie: **gli autoconsumatori estesi** e le **Collettività Energetiche Rinnovabili (REC),** cui si aggiungeranno le **Collettività Energetiche Locale (contenute nella nuova direttiva Mercati) –** questo mentre parallelamente si registra un'apertura **alla realizzazione di nuovi SDC**

- Il contenuto degli articoli 21 e 22 è in alcuni passaggi vago – si può tuttavia intendere che:
  - Il concetto di **autoconsumatore esteso** consentirà, in presenza di impianti < 30 kW, di aprire il mondo dell'autoconsumo ai condomini e a piccoli aggregati commerciali / artigianato
  - Il concetto di **REC** consentirà a delle comunità di potersi aggregare del punto di vista energetico attorno ad un impianto di produzione rinnovabile
  - **L'apertura degli SDC (no direttiva RED II)** aprirebbe al mondo dell'autoconsumo i siti industriali, i centri commerciali, porti, aeroporti, stazioni, ospedali, ecc
- **Restano da chiarire numerosi aspetti quali:**
  - **Fisico vs Commerciale**: possibile realizzare/gestore nuove reti oppure solo rapporti commerciali?
  - **Individualità dei clienti** facenti parti delle nuove aggregazioni
  - **Gestione qualità servizio, morosità ecc**
- **Per accelerare la transizione di mercato, è pensabile anticipare, anche in forma sperimentale, la previsione di tali nuovi modelli?**

I flussi di energia in un condominio: oggi

Vende

Compra



Perimetro auto-consumo

- **Autoconsumo possibile solo con parti comuni (1 cliente)**
- Solo una porzione di energia viene autoconsumata
- **Su quest'energia non si pagano oneri di sistema e di rete variabili (20-30% bolletta)**

Le famiglie

- **Sono fuori dal perimetro dell'autoconsumo**
- Continuano ad acquistare tutta l'energia dalla rete pubblica e dai propri fornitori
- Pagano la totalità della bolletta

Gli eccessi

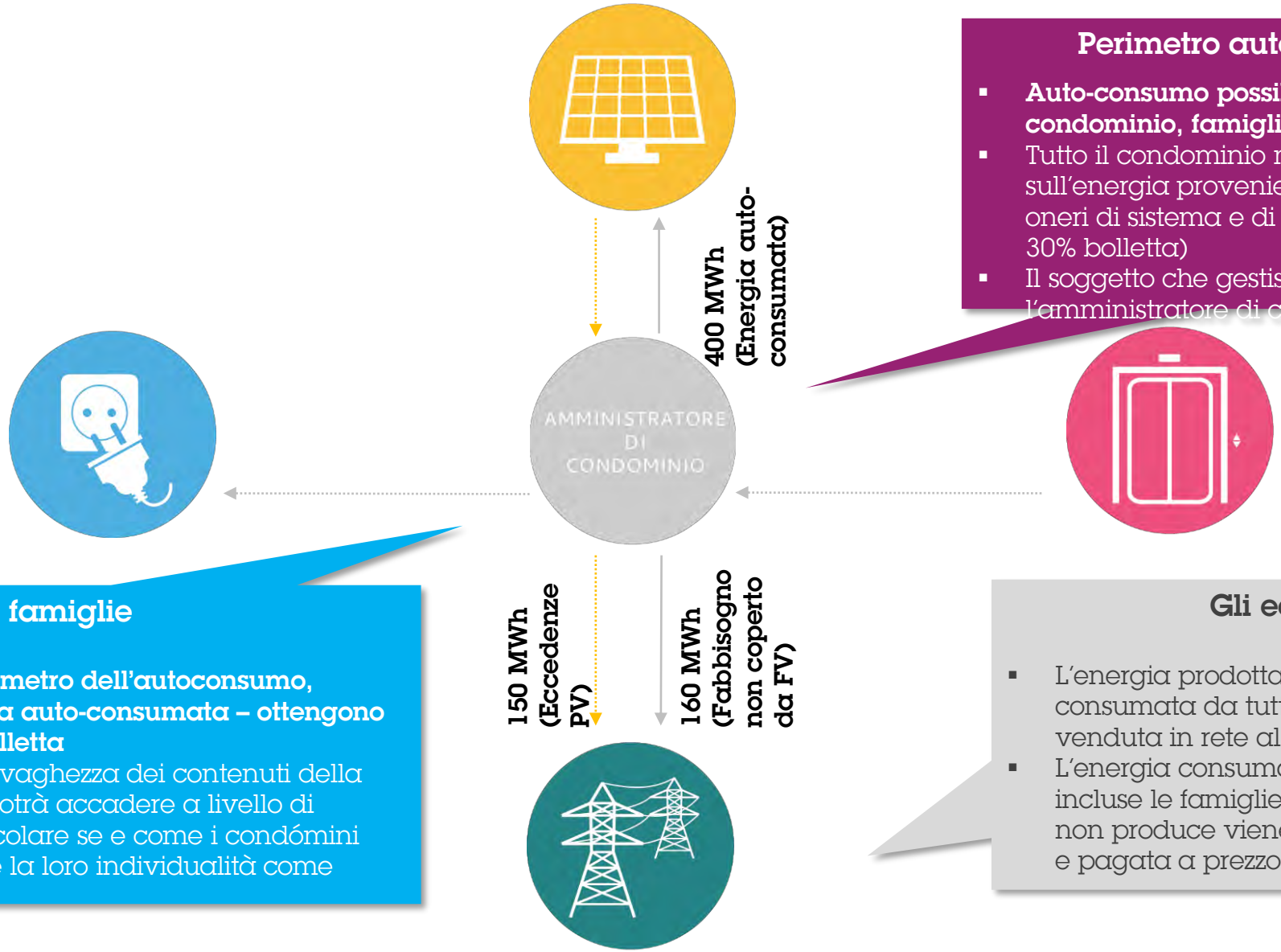
- L'energia prodotta dall'impianto e non consumata dalla parti comuni del condominio viene venduta in rete al prezzo all'ingrosso
- L'energia consumata dalle parti comuni quando l'impianto non produce viene acquistata dalla rete

I flussi di energia in un condominio: domani?

Vende

Compra

Spese condominiali



Perimetro auto-consumo

- **Auto-consumo possibile con tutto il condominio, famiglie incluse**
- Tutto il condominio non paga, sull'energia proveniente dall'impianto, oneri di sistema e di rete variabili (20-30% bolletta)
- Il soggetto che gestisce il processo è l'amministratore di condominio?

Le famiglie

- **Fanno parte del perimetro dell'autoconsumo, dunque – sull'energia auto-consumata – ottengono un forte sconto in bolletta**
- Non è chiaro, per la vaghezza dei contenuti della direttiva, come ciò potrà accadere a livello di regolazione (in particolare se e come i condómini potranno mantenere la loro individualità come consumatori)

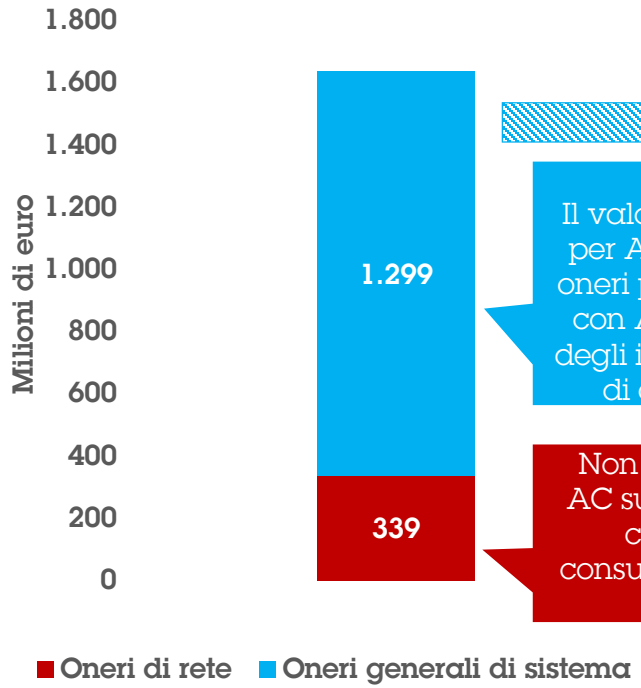
Gli eccessi

- L'energia prodotta dall'impianto e non consumata da tutto il condominio viene venduta in rete al prezzo all'ingrosso
- L'energia consumata dal condominio, incluse le famiglie, quando l'impianto non produce viene acquistata dalla rete e pagata a prezzo pieno

Quanto costa l'autoconsumo alla collettività?

- **Gli impianti in auto-consumo non ricevono incentivi espliciti**: la loro remunerazione consiste infatti nel mancato costo di acquisto di energia da parte dell'auto-consumatore, che include sia il valore della materia prima energia sia gli oneri, il cui risparmio costituisce di fatto un incentivo implicito alla realizzazione delle iniziative
- Dovendo fornire una prima stima approssimativa, pur nella varietà di aliquote tariffarie previste, **il valore dell'esenzione relativa agli Oneri di Sistema è nell'ordine dei 50 €/MWh** (85% circa del totale della voce: il restante 15% degli Oneri di Sistema viene pagato sotto forma di quota fissa anche dagli auto-consumatori), mentre nel caso degli oneri di rete è nell'ordine dei **9 €/MWh** (50% circa del totale della voce: il restante 50% degli oneri di rete viene pagato sotto forma di quota fissa anche dagli auto-consumatori)

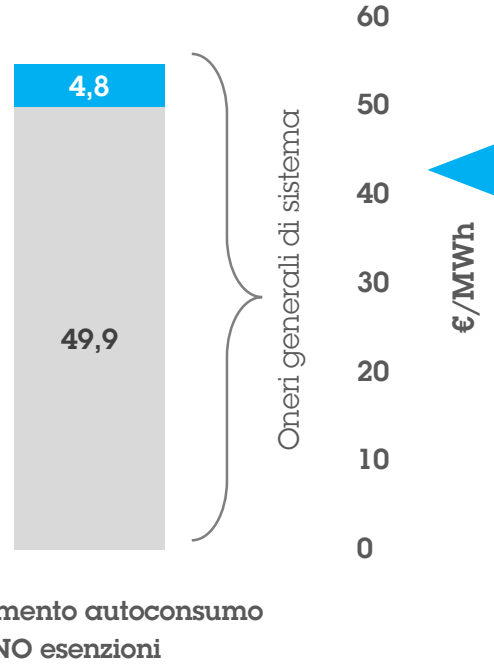
Valore delle esenzioni per auto-consumo nel 2016



Alea ± 10%
Il valore assoluto delle esenzioni OGS per AC dipende dal livello medio di oneri pagati da ciascun consumatore con AC e quindi dalla distribuzione degli impianti AC sulle varie tipologie di consumatori – dato non noto

Non riteniamo che le esenzioni per AC sugli oneri di rete comportino un costo aggiuntivo per gli altri consumatori, essendo le tariffe di rete **cost reflective**

Impatto tariffario delle esenzioni sui consumatori



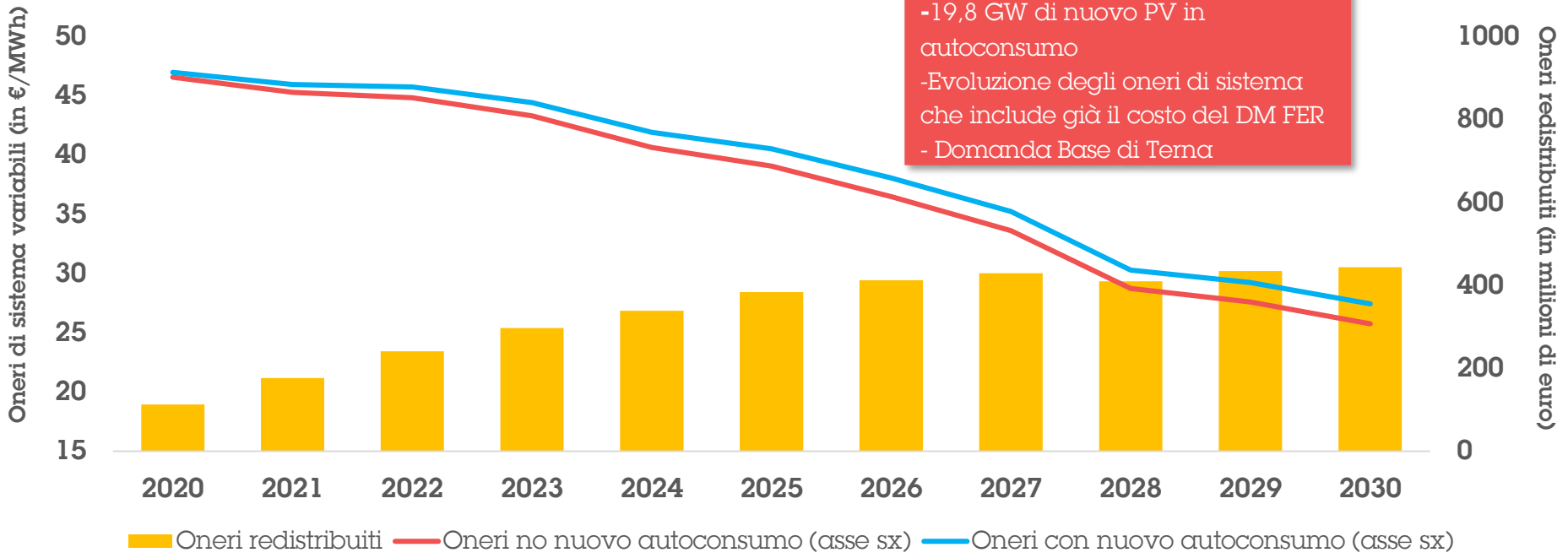
Un consumatore «normale» paga circa il 2-3% in più nella propria bolletta per coprire il mancato gettito dell'auto-consumo, (per una famiglia tipo circa 13 euro all'anno, per una PMI circa 3.000 euro)

Costi decrescenti anche con una forte crescita del mercato

- Il contributo degli impianti in autoconsumo al raggiungimento della RED II sarà sostanziale (ipotesi: 19.800 MW): a regolazione attuale, non ci saranno maggiori costi a carico del sistema, bensì una redistribuzione degli oneri di sistema non pagati dagli auto-consumatori verso gli altri utenti
- Rispetto ad uno scenario senza alcun nuovo impianto fotovoltaico in auto-consumo realizzato, i consumatori «normali» sarebbero chiamati a pagare circa 1 €/MWh in più per coprire il mancato gettito dell'auto-consumo: si tratta di un valore medio annuo inferiore a 300 milioni di euro (3,2 miliardi su tutto il periodo)
- Tale «aggravio» per i consumatori «normali» si inserirebbe in un contesto che prevede comunque una netta discesa degli oneri di sistema, per via dell'uscita dall'incentivazione degli impianti rinnovabili con tariffe più elevate (entrati in esercizio nella prima decade del duemila)

Ipotesi

-19,8 GW di nuovo PV in autoconsumo
-Evoluzione degli oneri di sistema che include già il costo del DM FER
- Domanda Base di Terna



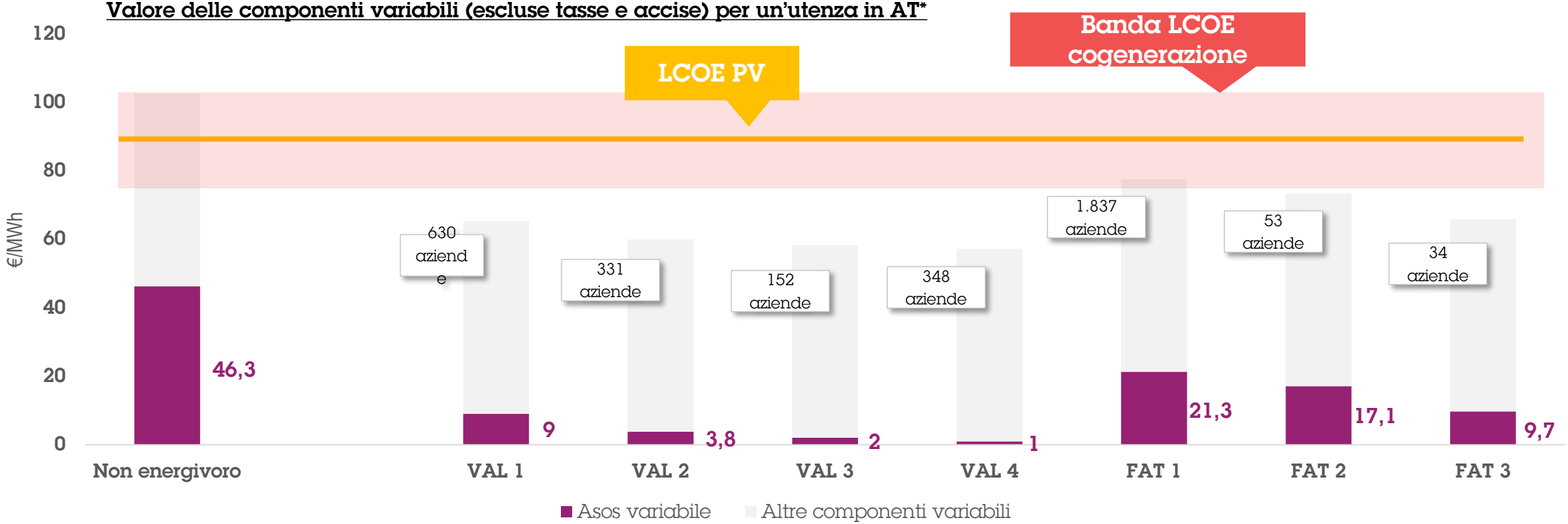
AUMENTO ONERI SISTEMA AL 2030
(rispetto al livello attuale)
-20 €/MWh

ONERI SISTEMA REDISTRIBUITI
(media periodo 2020-2030)
1,1 €/MWh

La nuova normativa sugli energivori è un ostacolo per l'autoconsumo?

- La nuova disciplina energivori ha previsto un ampliamento sia del beneficio concesso (riduzione sugli oneri di sistema) sia della platea dei beneficiari, comportando di fatto un raddoppio del costo del meccanismo rispetto al passato (da 1 mld€/anno a circa 2 mld€/anno)
- Tali clienti, per via dell'abbassamento ope legis degli oneri, diventano più insensibili ad altre soluzione per la riduzione della bolletta, quali interventi di efficienza energetica e impianti in autoconsumo
- Il MISE definirà, su proposta ENEA, i cd «parametri di consumo efficienti» sulla cui base è calcolata la classe di agevolazione di ciascun beneficiario (potendo dunque portate ad una rideterminazione del beneficio goduto dagli energivori)

Valore delle componenti variabili (escluse tasse e accise) per un'utenza in AT*



*Nel caso di un'utenza MT il valore complessivo delle componenti variabili è più alto di circa 6 €/MWh

I temi da affrontare, le scelte da fare

Regolazione da armonizzare	La razionalizzazione della regolazione potrebbe partire dalla previsione di un'unica tipologia di modello di auto-consumo one-to-one, che assorba i vari modelli esistenti
Perimetro da allargare (e non da restringere)	L'apertura a modelli con molti clienti, prevista dalla direttiva RED II, potrà rappresentare l'innesco del nuovo mercato, pur con delicati passaggi di recepimento normativo e regolatorio
Visibilità sulla remunerazione	L'attuale sistema di incentivi impliciti – su cui l'autoconsumo si regge – rende meno controllabile l'impatto sul sistema: tuttavia i maggiori oneri non appaiono eccessivi pur in uno scenario di forte crescita dell'autoconsumo
Altri ostacoli da superare	L'attuale disciplina che prevede forti sconti per i consumatori energivori potrà essere in parte potenziata/depotenziata dalle scelte sui parametri di consumo: da tale scelta potrà anche dipendere l'interesse di tali soggetti verso il mondo autoconsumo e in generale verso l'efficienza energetica

Via G. Leopardi, 27
20123 Milano
+39 0284927880
www.elemens.it
info@elemens.it

Roma, 16 ottobre 2018

PVP 4Grid

‘Prosumer’e autoconsumo da fotovoltaico in Europa

Riccardo Battisti, Ambiente Italia S.r.l.

AMBIENTEITALIA

RICERCA, CONSULENZA E PROGETTAZIONE PER LA SOSTENIBILITÀ

This project has received funding from the European Union’s Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 764786

www.pvp4grid.eu

@RiccardoBatt

Il progetto ‚PV-Prosumers4Grid‘

- Finanziato nell‘ambito del programma ‚Horizon 2020‘
- Inizio: ottobre 2017
- Durata: 30 mesi

- 12 partner in 8 Paesi europei
- Coordinatore: BSW (associazione tedesca dell’industria solare)
- Referente per l’Italia: Ambiente Italia S.r.l.

Obiettivo

Studiare, sviluppare e testare modelli innovativi

di autoconsumo e di aggregazione

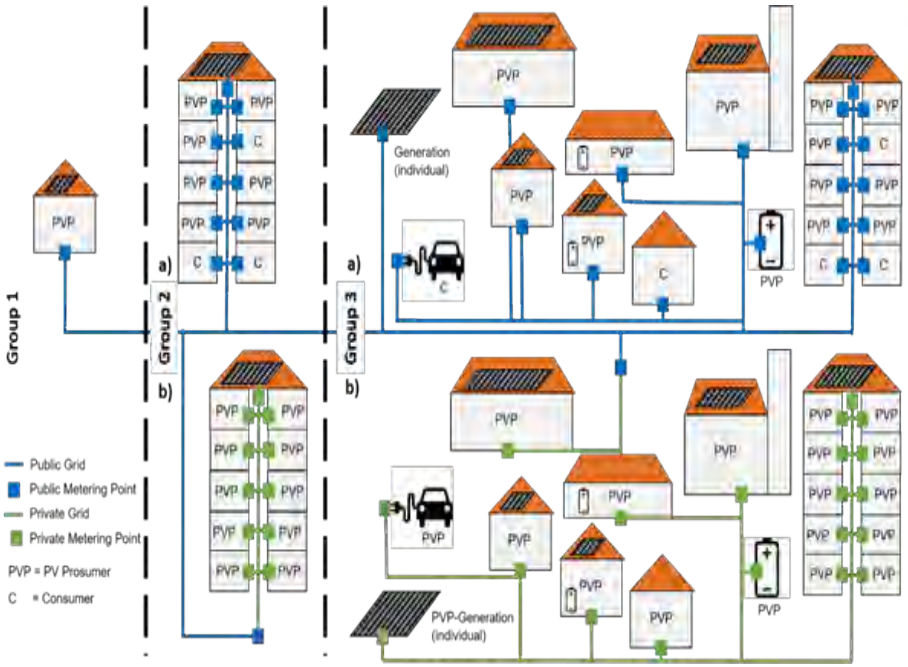
per aumentare il valore degli impianti fotovoltaici

grazie anche ai servizi resi alla rete

Lo studio

Analisi dei modelli di prosumer e di aggregazione: raccolta e valutazione di esempi tramite parametri economici, legislativi e organizzativi

PVP 4Grid



AMBIENTEITALIA
RICERCA, CONSULENZA E PROGETTAZIONE PER LA SOSTENIBILITÀ

@RiccardoBatt

Classificazione dei modelli

Gruppo 1: autoconsumo singolo

Gruppo 2: autoconsumo collettivo

Gruppo 3: modelli di ‚district power' (p.es. accumulo condiviso e fornitura di servizi alla rete o vendita a terzi)

In gruppi 2 e 3 anche autoconsumo senza rete pubblica

L'autoconsumo collettivo in Europa

Fonte: Lettner G et al. "D2.1 - Existing and Future PV Prosumer Concepts", Rapporto pubblico, 2018.

		Energy Communities		
Country		**Group 1**	**Group 2**	**Group 3**
Austria		YES	YES	YES
Belgium		YES	NO	NO
France		YES	YES	YES
Germany		YES	YES	YES
Italy		YES	NO	NO
Netherlands		YES	YES	YES
Portugal		YES	YES	YES
Spain		YES	NO	NO
Bulgaria		YES	NO	NO
Croatia		YES	N/A	N/A
Cyprus		YES	N/A	N/A
Czech Republic		YES	N/A	N/A
Denmark		YES	N/A	N/A
Finland		YES	N/A	N/A
Greece		YES	N/A	NO
Hungary		YES	N/A	N/A
Poland		YES	N/A	N/A
Turkey		YES	N/A	YES
UK		YES	N/A	N/A

Primavera 2018

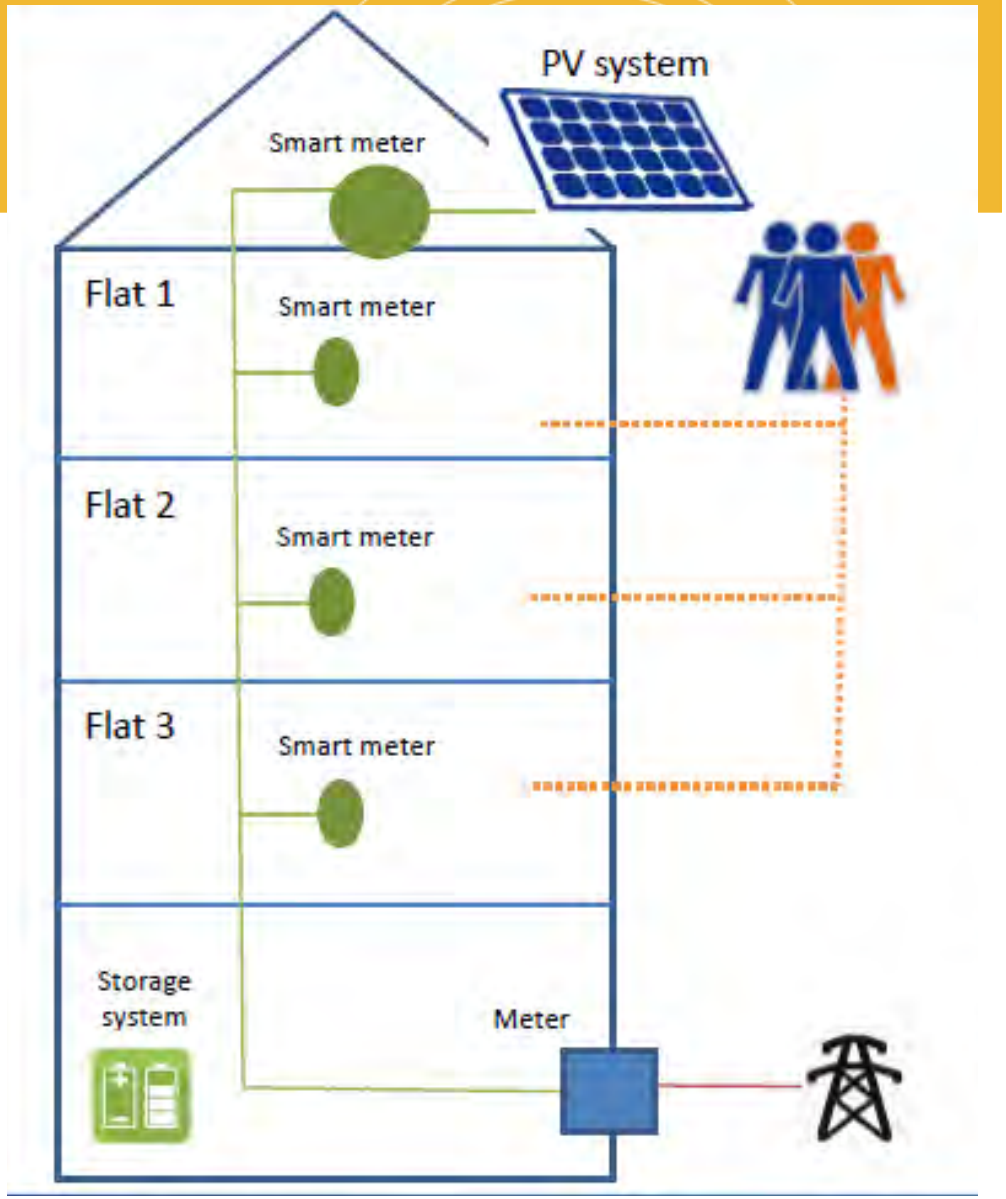
AMBIENTEITALIA
RICERCA, CONSULENZA E PROGETTAZIONE PER LA SOSTENIBILITÀ

@RiccardoBatt

Austria

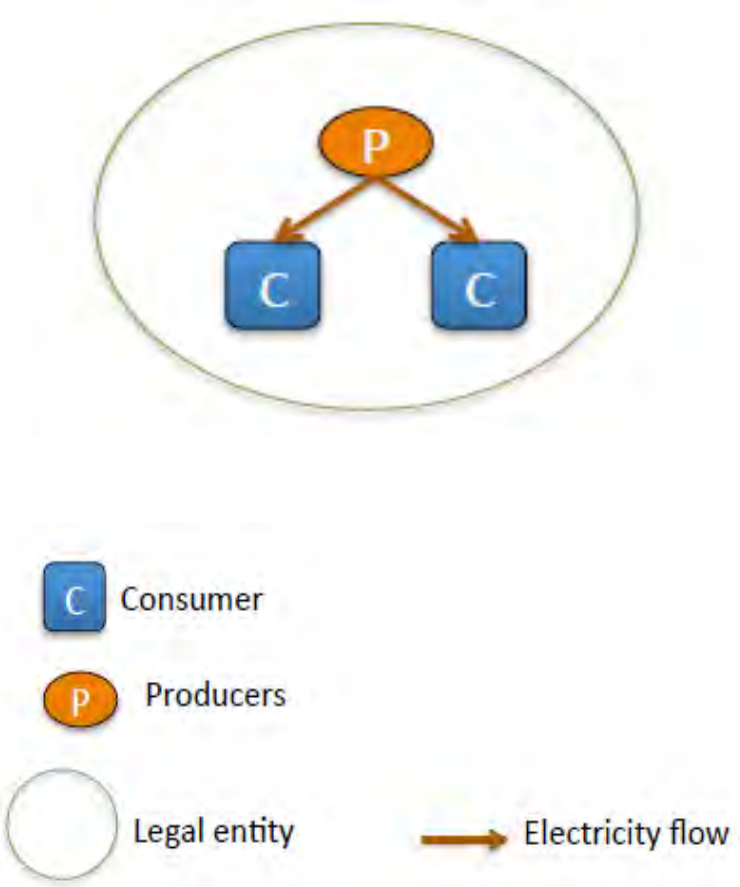
- Emendamento alla legge sull‘energia nel 2017
- Apertura all‘autoconsumo collettivo nei condomini (‘rete privata’)

- Necessario acquistare una quota dell‘impianto
- Dubbi su modalità di fatturazione e di allocazione dei consumi



Francia

- Autoconsumo collettivo al di sotto dei 100 kW_p
- Introdotto nel 2017
- Soggetto giuridico che includa consumatori e produttori
- I consumatori dovranno pagare degli oneri (‘Micro TURPE’)
- Limitazione alla stessa sottostazione in bassa tensione

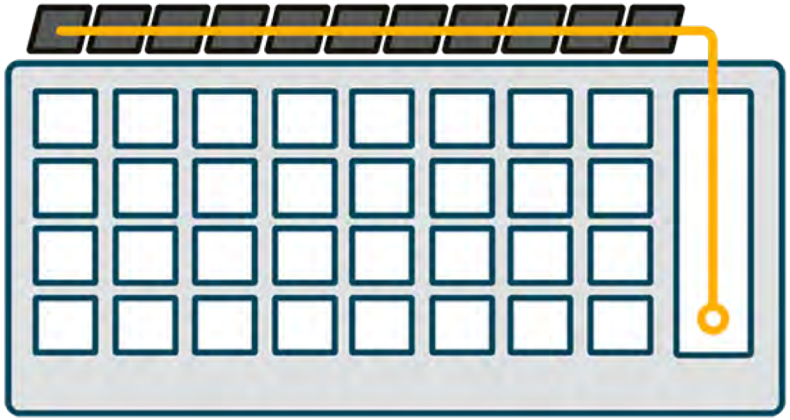


Germania

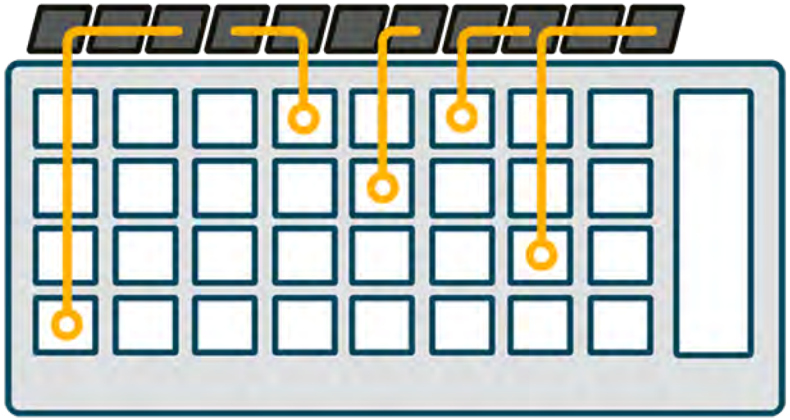
- ‘Mieterstrommodell’
- L’utente può avere due contratti di fornitura elettrica
- L’elettricità FV paga la ‘tassa EEG’ ma…
- …dal 2017 c’è un ‘Mieterstrompremium’ solo per quella autoconsumata
- Fino a un massimo di 500 MW_p/anno
- <100 kW_p

Olanda

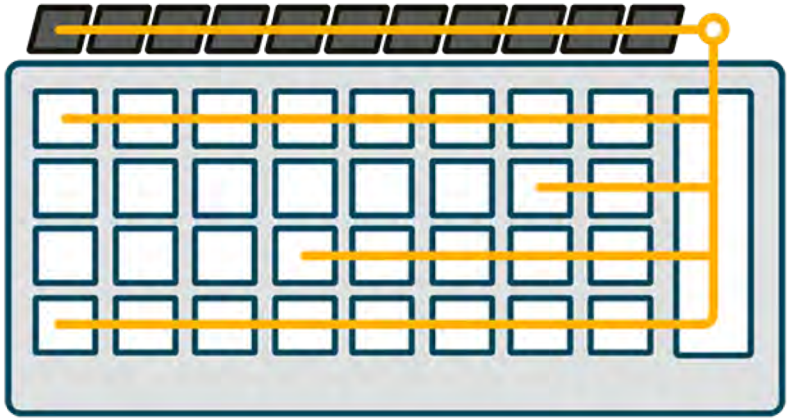
OPLOSSING 1
STROOM VOOR DE COLLECTIEVE VOORZIENINGEN VAN VvE



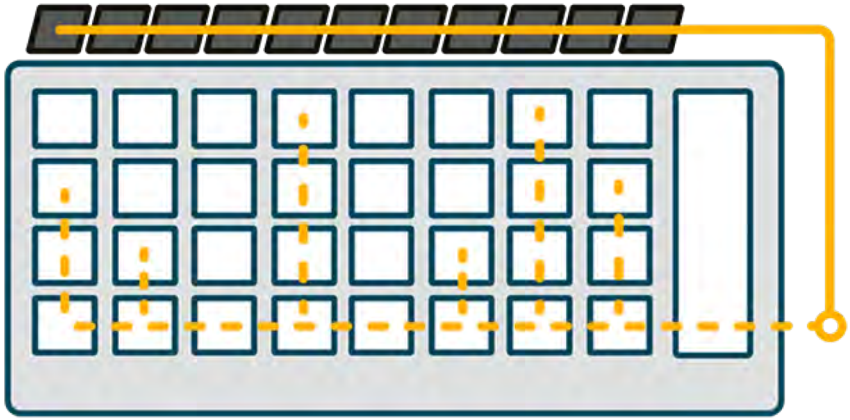
OPLOSSING 2
STROOM VOOR DE INDIVIDUELE EIGENAAR



OPLOSSING 3
ZONNESTROOM VERDELER



OPLOSSING 4
DE POSTCODEROOS



AMBIENTEITALIA
RICERCA, CONSULENZA E PROGETTAZIONE PER LA SOSTENIBILITÀ

@RiccardoBatt

Portogallo

- Possibile l'autoconsumo collettivo:
  - 153/2014: cessione elettricità in eccesso a terzi
  - Con rete pubblica o privata

- Ma…in ambedue i casi è necessaria la licenza di produttore elettrico

Conclusioni

- In diversi paesi si è intrapresa, molto recentemente, la via verso il ‘condominio elettrico’
- Ancora troppe limitazioni, barriere legali e aspetti ambigui

- L’Italia potrebbe ‘facilmente’ recuperare il divario e, anzi, **essere un esempio per tutta l’Europa**

Possibili spunti per la normativa italiana

- Rendere possibile **l'autoconsumo collettivo**
- **Non solo nel residenziale** ma anche per industria e commercio

- Limiti:
  - Sulla potenza del singolo impianto (p.es. 100 kW_p) per favorire realmente la generazione distribuita
  - Sul contingente annuale? Vedi punto seguente
- Esenzione dagli oneri (ora meno centrale)…un approccio graduale in funzione:
  - Dell'autoconsumo totale (verifica annuale)
  - Della potenza del singolo impianto

Massima disponibilità
da parte del team internazionale di progetto
per supportare lo sviluppo normativo in Italia

Riccardo Battisti, Ambiente Italia S.r.l.
Tel: +39 393 9413523
Email: riccardo.battisti@ambienteitalia.it

AMBIENTEITALIA
RICERCA, CONSULENZA E PROGETTAZIONE PER LA SOSTENIBILITÀ

@RiccardoBatt

EXISTING AND FUTURE PV PROSUMER CONCEPTS

D2.1

Autors:

TECHNISCHE UNIVERSITAET WIEN: Georg Lettner, Hans Auer, Andreas Fleischhacker, Daniel Schwabeneder, Bettina Dallinger & Fabian Moisl.

FUNDACION TECNALIA RESEARCH & INNOVATION: Eduardo Roman, Daniela Velte & Ana Huidobro

With the collaboration of the “PVP4Grid” consortium

Vienna, May 2018

This project has received funding from the European Union’s Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 764786

Index

About PVProsumers4Grid 5

Executive Summary 6

1 Definitions and methodology 7

1.1 Self-consumption 7

1.2 PV prosumer 9

1.2.1 General remarks 9

1.2.2 Existing definitions 10

1.3 PV Prosumer concept 10

2 Identification of the European PV prosumer potential 15

2.1 Classification of PV in target countries 16

2.2 PV prosumer potential 22

2.2.1 Consumer sector 22

2.2.2 Grid areas 25

2.2.3 Renewable targets 26

3 Identification and analysis of existing PVP Concepts 29

3.1 EU target countries 33

3.1.1 AUSTRIA 33

3.1.2 BELGIUM 37

3.1.3 FRANCE 42

3.1.4 GERMANY 46

3.1.5 ITALY 49

3.1.6 THE NETHERLANDS 51

3.1.7 PORTUGAL 55

3.1.8 SPAIN 56

3.2 Other EU countries 59

3.2.1 BULGARIA 59

3.2.2 CROATIA 60
3.2.3 CYPRUS 61
3.2.4 CZECH REPUBLIC 63
3.2.5 DENMARK 64
3.2.6 FINLAND 66
3.2.7 GREECE 67
3.2.8 HUNGARY 69
3.2.9 POLAND 71
3.2.10 TURKEY 72
3.2.11 UNITED KINGDOM 75
3.3 International models 77
3.3.1 AUSTRALIA 77
3.3.2 USA 81
References 97
Annex I Implementation examples – research studies in Netherlands 98
Annex II References used for Australia 101
Annex III Examples and best practices in Australia 103
Example 1 103
Example 2 103
Example 3 104
Example 4 104
Example 5 106
Annex IV – US Federal Level supporting schemes 108
Annex V – References used for USA 113
Annex VI - Examples and best practices in USA (not necessarily PVP concepts within PVP4GRID) 116
Example 1 - Virtual Net Energy Metering in California 116
Example 2 - Renewable Energy Self-Generation–Bill Credit Transfer, California 116

Example 3 Community Choice Aggregation (CCA) - California....117
Example 4 - Subscriber Solar programme, Utah 119
Example 5 – City of Boulder, Colorado 120
Example 6 – CityNOW project, Denver, Colorado 120

About PVProsumers4Grid

Europe´s electricity sector is in the midst of major transformation moving from public monopolies into competitive private companies in liberalized markets. The liberalization of the market is expected to deliver more competitive and therefore more efficient and cheaper energy. Due to its cost and growth perspective, photovoltaics (PV) will be a key driver of this development throughout Europe because PV has reached a level of competitiveness that allows moving to self-consumption schemes in many European countries and eventually to peer-to-peer selling of the self-produced energy.

Such a “prosumption” role empowers consumers to participate actively in the electricity market by producing energy themselves. Technical developments such as battery systems or smart meters, and advanced business models promoting self-consumption change the technical design of the electricity systems. The success of these developments depends, however, on the regulatory and administrative framework in terms of energy policy and regulation, grid financing, taxation and legal relationships amongst the involved entities and it requires innovative solutions coupled with suitable business and management models to achieve sustainable system integration.

PV-Prosumers4Grid (PVP4Grid) is an EU-funded project coordinated by BSW-Solar, involving 11 partners from various European countries[1] and running from October 2017 until March 2020. The main objectives of PVP4Grid are to increase the market share and market value of PV by enabling consumers to become PV prosumers in a system-friendly manner, as well as a better power system integration of PV with a focus on market integration. New management and business models to combine PV, storage, flexible demand and other technologies into a commercially viable product, will be assessed, improved, implemented and evaluated.

To achieve this, detailed guidelines for Prosumers and Distributed System Operators (DSO´s), as well as policy recommendations for national and European policy makers on how to achieve the suitable regulatory framework for prosumption, will be developed. Additionally, an online tool to help prosumers to get an economic assessment of PV prosumer projects will be created, among other relevant outcomes.

Please visit www.pvp4grid.eu to learn more about the PVP4Grid project, incl. the outcomes, tools & events.

[1] See project partners and project outcomes on the website: www.pvp4grid.eu.

Executive Summary

The first chapter of this deliverable provides an introduction into different PV prosumer concepts. To start out with, some definitions of terminologies are provided in order to develop a common understanding of self-consumption (private local [“on-site”] self-consumption, collective self-consumption, virtual self-consumption), PV-Prosumer, and different PV prosumer concepts. This is very important because a widespread and generally accepted definition of a PV prosumer has not yet been established. Most definitions focus on private local self-consumption. Collective or virtual self-consumption as well as self-consumption via sector coupling is usually not addressed. PV prosumer concepts are holistic descriptions of specific use cases of PV technology. They are based on possible/feasible business models for PV prosumers and are extended with necessary technical components, connected systems and organizational structure as well as the associated legal framework.

The second chapter will elaborate on the identification of the European PV prosumer potential. First, a classification of PV implementation according to PV size classes is conducted in the target countries of this project ‘PVP4GRID’ (Austria, Belgium, France, Germany, Italy, Portugal, Spain and the Netherlands), also giving a first indication of the preferred customer segment of PV implementation so far. Following that, a detailed allocation of different customer groups to the different PV prosumer concepts (having been defined in chapter 1) will be conducted, and examples will be presented for the Austrian and Spanish cases in detail. Similarities and differences in terms of PV prosumer concept potentials in these two countries will be discussed, and references sill be made to the different PV policies in these two countries over the last decade.

The third chapter is devoted to the identification and analysis of the PVP4DGRID prosumer concepts in the 8 EU target countries and, additionally, in the U.S., Australia and various other EU countries, representing the majority of the EU population. For each country, we present an overview of the concepts considered for the three PVP groups (use of storage, DSM option, sector coupling, etc.).

One of the most important conclusions is that individual self-consumption is allowed and feasible in almost 100% of the countries analyzed. Conversely, collective self-consumption, regardless of scale (individual building – residential, commercial and – at larger scale – in districts / building groups), is currently not feasible in most countries. Although PVP concepts that use the public grid to sell excess PV electricity to third parties are legally allowed, such schemes are hardly ever operational in real life, due to economic, administrative and regulatory barriers. There are exceptions, like multi-apartment buildings in Austria, collective schemes in France, or “Mieterstrommodelle” that is to say, the neighbor solar supply model in Germany. Other conclusions that can be derived from the analysis, include the following

- Very frequently, PVP concepts are applied to small-scale PV plants (with a maximum of hundreds of kW, limited by the power capacity of the electricity consumer). This would mean a clear opportunity for decentralized generation.
- Battery storage is promoted in most of the countries through financial support, tax exemptions and other measures. It can be used to increase self-consumption levels and reduce the power capacity contracted by the consumers.
- Virtual models (metering, demand aggregation) are more developed outside Europe (e.g. AU, U.S.). These virtual schemes have been excluded from the definition of the PVP4Grid concepts, but they are likely to represent a great opportunity for future electricity markets in Europe.

1 Definitions and methodology

1.1 Self-consumption

Self-consumption is defined hereafter as the use of PV electricity aimed at reducing the purchase of electricity from other producers. One can distinguish between:

- **Private local (on-site) self-consumption,** where only one actor aims to consume PV electricity in one place,
- **Collective self-consumption,** where a group of actors consumes electricity from a shared PV system,
- **Virtual self-consumption,** where generation and consumption of PV happens at the same time but in differing locations.

The IEA-PVPS, published in 2016, is a compact methodology used to compare self-consumption and similar schemes with a set of parameters (IEA, 2016). This methodology is based on the idea that all schemes for prosumers that differ from simple feed-in tariff schemes contain similar elements. In this sense, all prosumption[2] schemes can be split into consumption elements associated with an excess electricity element. This classification can be used for all aspects of prosumption but is stretched to its limits when the compensation for consumption and production takes place in different locations, at least partially. For instance, charging an electric vehicle outside the production site might be possible through

[2] Prosumption of decentralized sources and related electricity generation can be defined as the ability for an electricity consumer to produce part or the totality of his/her electricity consumption. Prosumption is distinguished between averaged prosumption from an economic point of view (with time intervals of 15 minutes or up to one hour – depending on metering systems) and instantaneous prosumption from a technical point of view.
http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0767.

ad hoc regulations and grid agreements, but would also contribute partially to revenues. In such a case, we would consider that all prosumption schemes are based on physical reality: electricity injected into the grid might be remunerated as “virtual self-consumption” but will be considered as revenue for the excess electricity. The six key parameters of the IEA-PVPS classification can be described as follows:

PV self-consumption	1	Right to self-consume
	2	Revenues from self-consumed PV behind the meter
	3	Charges to finance T&D (transmission and distribution grid) impairing self-consumption savings
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity
	5	Maximum timeframe for compensation
	6	Geographical compensation

1 - Right to self-consume

This parameter identifies whether the electricity consumer has the legal right to connect a PV system to the grid and self-consume a part of the electricity generated by the system.

2 - Revenues from self-consumed PV electricity

This parameter is based on the source of revenue from each kWh of self-consumed PV electricity. It comprises both the savings on the electricity bill and possible additional revenues such as a self-consumption bonus/premium or green certificates.[3]

3 - Charges to finance grid (distribution and transmission) costs

This parameter indicates whether or not the PV system owner has to pay part of the total grid costs on the self-consumed electricity.

4 - Value of excess electricity

This parameter indicates the compensation the PV system owner will receive when PV electricity is injected into the grid. This compensation can be awarded as:

- The same value as the retail electricity price or a value based on the retail electricity price, but reduced through specific fees or taxes. This is the precise definition of “net-metering” with or without additional fees or taxes. Technically, this is often described as an allowance of credits

[3] On the other hand, the possibility also exists that additional charges on self-consumed PV have to be paid. This results in ‘negative revenues’ (i.e. cost), which have to be considered (see e.g. the Austrian case in Chapter 3, where the corresponding charge is explained for annual PV self-consumption above 25,000 kWh/yr).

that can be used during a predefined period of time to reduce the electricity bill of the PV system owner.

- Payment through traditional support schemes such as feed-in tariff (FiT) or green certificates (GC); in this case the PV electricity is given a value defined by regulation.
- Wholesale market price through some regulated or market tariff; in this case the solar power is given the price of electricity when it is fed in (or an average value).
- No value (it is lost).
- Remuneration from sales to other consumers or from distant consumption of electricity by the same customer.

5 - Maximum timeframe for credit compensation

This parameter refers to schemes that allow credits for all electricity fed in. Such credits can in general be used during a certain period of time during which compensation is permitted (e.g. real-time/15 minutes, credits during, for instance, a day, a month, a year, or indefinitely). Traditional self-consumption can be considered as real-time or sometimes within 15-minute increments. Net-metering usually expands toward the complete year (sometimes less in some countries).

6 - Geographical compensation

This parameter indicates whether consumption and generation can be compensated in different locations (e.g. “virtual net-metering”, “meter aggregation”, and “peer-to- peer”). We will consider that in this case: the distant consumption generates revenue for the excess electricity. Other parameters might be considered to clearly define the characteristics of the self-consumption scheme. These parameters have been defined in detailed in the IEA-PVPS study (IEA, 2016) and will not be explained here in detail.

1.2 PV prosumer

1.2.1 General remarks

A widespread and generally accepted definition of a prosumer has not yet been established. Most definitions have tended to focus on private local self-consumption. Collective or virtual self-consumption, as well as self-consumption via sector coupling have thus far not been addressed.

1.2.2 Existing definitions

The neologism “prosumer” refers to an electricity consumer producing electricity for his/her own consumption (and possibly for feed-in into the grid). The word is derived from a combination of “producer” and “consumer”. The Renewable Energy Directive [MDI Directive][4] gives the following definition:

“‘Renewable self-consumer’ means an active customer or a group of customers acting together as defined in Directive [MDI Directive] who consume and may store and sell renewable electricity which is generated within their premises, including a multi-apartment block, residential area, a commercial, industrial or shared services site or in the same closed distribution system, provided that, for non-household renewable self-consumers, those activities do not constitute their primary commercial or professional activity...”

The International Standard IEC 60050-617:2009/AMD2:2017, published by the International Electrotechnical Commission,[5] introduces and defines the following terms:

- ‘prosumer’: a network user who consumes and produces electrical energy
- ‘self-producer’: a party generating electric energy essentially for his/her own use, but who can also sell the excess energy.

1.3 PV Prosumer concept

PV prosumer (PVP) concepts are holistic descriptions of specific cases of the use of PV technology. They are based on possible and feasible business models for PV prosumers (with specification of the role and the effects of all parties involved, the added value provided for the prosumers as well as cost and revenue streams) and are extended with necessary technical components (e.g. metering devices, battery storage systems, etc.), connected systems (e.g. the electricity grid, electricity markets), organizational structure (e.g. billing models) as well as the associated legal framework. Table 1 summarizes all parameters necessary to describe a PVP concept.

3 European Commission: DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), COM(2016) 767 final, 2016/0382 (COD), Brussels, 30.11.2016

[5] IEC 60050-617:2009/AMD2:2017, Amendment 2 - International electrotechnical voca-bulary - Part 617: Organization/Market of electricity, TC 1 Terminology, Publication Date 2017-12-15, https://webstore.iec.ch/publication/27437

Table 1. Structured description of PVP concepts	
Parameter	**Description**
Key Partners and legal relations	• Which parties are involved in the PVP concept and what is their role? • Who is the operator and/or owner of the PV system? • What is the legal relation between producer (plant operator) and consumer?
Value Propositions	• What value does the PVP concept deliver to the prosumers? • What is the impact on the PV prosumer (administration, consumption behavior, spending/savings)?
Technical solution/ components	• Which components are necessary for the PVP concept (e.g. meters, ICT, storage, zero-feed-in controller, controlled asymmetric operation of the generator, etc.)?
Connected systems and impacts on those systems	• Which connected (physical/non-physical) systems are necessary for the PVP concept (e.g. the electricity grid, electricity markets)? • What is the impact on those systems?
Revenue Streams	• Which revenues arise from this PVP concept (revenues from self-consumed PV behind the meter and from excess electricity)?
Cost Structure	• Which costs arise from this PVP concept?
Organizational structure	• Which billing models are most appropriate? • What is the maximum timeframe for compensation for excess PV generation? • Which geographical boundaries are appropriate for compensation?
Regulatory and policy framework (resultant barriers for implementation)	• Which legal framework is necessary for this PVP concept? • What are the technical, market structure, regulatory, administrative, financial, grid infrastructure and public perceptions?
Long-term potential for supporting the energy transition	• What is the long-term potential of different PVP concepts to support the energy transition, including sector coupling with transport, heating and cooling- H&C?
Example implementation	• Provides an example if PVP concept is already implemented (country, utility, company, etc.)

PVP concepts can be classified according to their system boundaries; this results in the distinction of on-site, local, district, regional and trans-regional PV usage models as depicted in Figure 1. Moreover, Figure 2 presents a more disaggregated picture in terms of possible system boundaries, also addressing the possible interfaces between private and public grid. A detailed description of the different possible system boundaries is provided in Table 2.

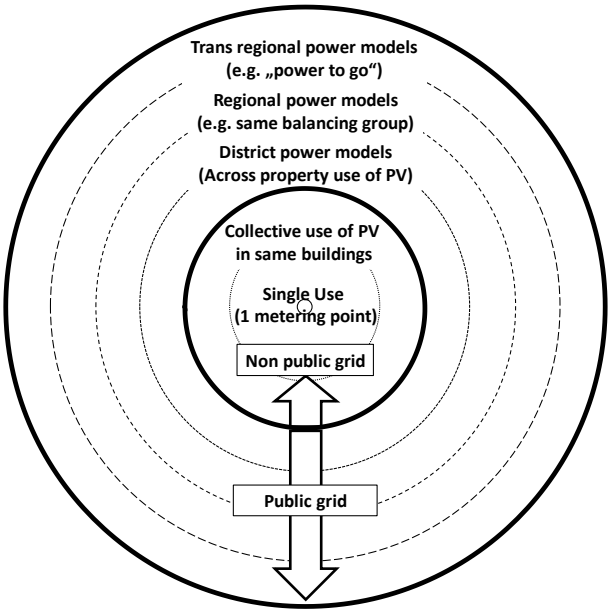


Figure 1. System boundaries of on-site, local, district, regional and trans-regional PV power usage (Source: own elaboration)

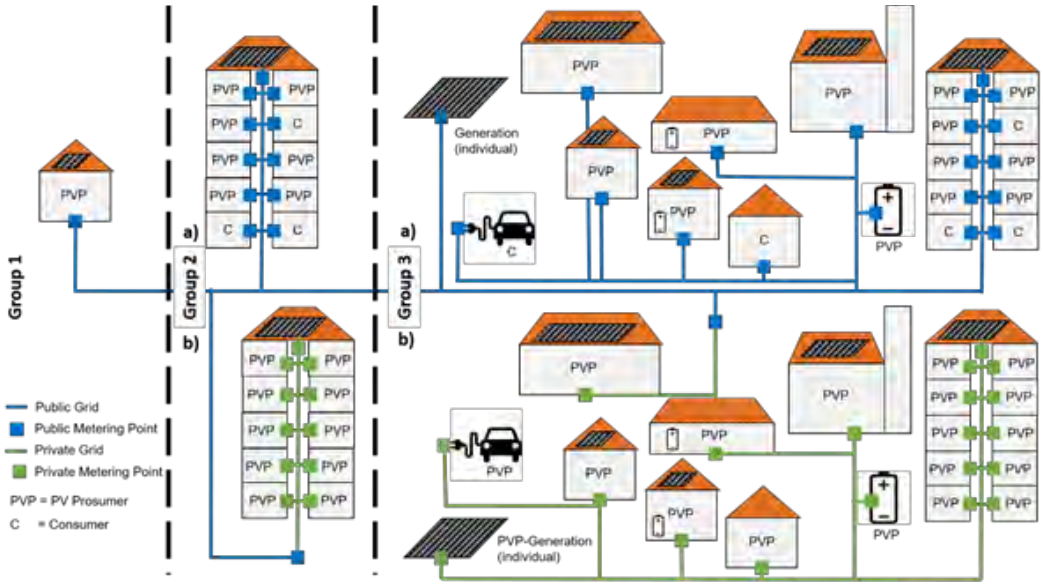


Figure 2. Classification of possible PVP concepts according to their system boundaries (Source: own elaboration)

Table 2. Classification of PVP concepts according to their system boundaries		
Group	**Short name**	**System boundary of PV usage**
1	Single direct use (behind the meter)	One consumer directly uses the generated PV electricity on site (both cases are conceivable in this context: (i) generator legally identical to consumer, (ii) generator legally not identical to consumer). The public grid is only used for the residual electricity consumption and possible feed-in of excess electricity. PV self-consumption can be increased due to the implementation of energy storage systems, electrification of heat production (heat pumps, boilers), demand-side management, etc.
2a	Local collective use of PV in one place (e.g. in one building)	Several consumers share the generated PV electricity using the public grid (owned and/or operated by DSOs). The public grid is therefore used for the residual electricity consumption and possible feed-in of excess electricity. Each consumer can increase the share of self-consumption by certain measures (storage, demand-side management, etc.). In this case, it is not necessary for all consumers to become part of the PVP concept. Only some consumers must agree in participating in this business model. This means that each consumer has its individual connection point to the public grid.
2b	Local collective use of PV in one place (e.g. in one building)	Several consumers share the generated PV electricity without using the public grid. The public grid is only used for the collective residual electricity consumption and possible feed-in of excess electricity. Each consumer can increase the share of self-consumption by certain measures (storage, demand-side management, etc.). In this case all consumers must agree in participating in

		this business model. This means that there is only one connection and metering point to the public grid, which is common for all consumers of this place (building).
3a	District power models	Several consumers directly consume locally generated PV. The PV energy is shared using the public local grid on low voltage level (limitation is the same substation [note: this is the project-specific deliberation/definition in this project; this does not necessarily need to be a generally accepted classification]). To increase the share of self-consumption, district storage devices for example can be used in addition to the individual measures. In this case, is not necessary for all consumers to become part of the PVP concept; it is sufficient for only some consumers to agree to participate in this business model. This means that each consumer has its individual connection point to the public grid.
3b	District power models	Several consumers directly consume locally generated PV. The PV energy is shared using a private local grid at the low voltage level. To increase the share of self-consumption, district storage devices for example can be used, as well as measures from individual consumers. In this case, all consumers belonging to the private grid must agree to participate in this business model. This means that the connection and metering point at the public grid is shared by all consumers of this area. This includes the possibility of having one's own transformer substation.

2 Identification of the European PV prosumer potential

This section is based on existing studies and general data. It can therefore be seen as meta-study and motivation for the whole project. The following questions shall be tackled:

- What is the European PV prosumer potential (specifically, in the European target countries addressed in this project) with regards to urban, rural, residential, commercial and industrial applications?
    - How many households (by percentage) are already PV prosumers, and how many can become so in the future?
    - What share of consumed energy is currently generated by PV prosumers, and what share could potentially be generated?
- To which extent can PV prosumers contribute to the national and European energy transition?
- Which grid environment (specifically urban versus rural) is capable of absorbing certain degrees of PV prosumer energy?

In the following, two of the target countries in this project, the Netherlands (NL) and Austria (AT), exemplify existing PV prosumer studies.

Examples from NL (compiled by Utrecht University):

- Wouter Schram, Ioannis Lampropoulos, Wilfried van Sark, *Photovoltaic Systems Coupled with Batteries that are Optimally Sized for Household Self-consumption: Assessment of peak shaving potential*, Applied Energy 223 (2018) 69-81. (doi:10.1016/j.apenergy.2018.04.023)
- Sander van der Stelt, Tarek AlSkaif, Wilfried van Sark, *Techno-economic Analysis of Household and Community Energy Storage systems for Residential Consumers with Smart Appliances*, Applied Energy 209 (2018) 266-276. (doi:10.1016/j.apenergy.2017.10.096)
- Geert Litjens, Bala Bhavya Kausika, Ernst Worrell, Wilfried van Sark, *Spatial Analysis of Residential Combined Photovoltaic and Battery Potential: Case Study Utrecht, the Netherlands*, Conference record of 44th IEEE PVSC, Washington D.C. (June 25-30, 2017)
- http://www.ieee-pvsc.org/ePVSC/manuscripts/MePVSC576_0621062753.pdf
- G.B.M.A. Litjens, W.G.J.H.M. van Sark, E. Worrell, *Influence of Demand Patterns on the Optimal Orientation of Photovoltaic Systems*, Solar Energy 155 (2017) 1002–1014.
- Geert Litjens, Wilfried van Sark, Ernst Worrell, *On the Influence of Electricity Demand Patterns, Battery Storage and PV System Design on PV Self-Consumption and Grid Interaction*, Proc. 43rd IEEE PV specialist conference (2016) pp. 2021-2024 (oral). (doi:10.1109/PVSC.2016.7749983)

Examples from AT (compiled by Energy Economics Group [EEG], TU-Vienna):

- Bernadette Fina , Andreas Fleischhacker, Hans Auer, and Georg Lettner, *Economic Assessment and Business Models of Rooftop Photovoltaic Systems in Multi-apartment Buildings: Case Studies for Austria and Germany*, Journal of Renewable Energy, Volume 2018, Article ID 9759680 (open source), 16 pages, https://doi.org/10.1155/2018/9759680
- Michael Wedler (B.A.U.M. Consult GmbH): *Kurze Wege für den Strom: Systemlösungen für die gemeinsame Nutzung von PV-Strom - Aktueller Diskussionsstand*. Commissioned by the Federal Ministry for Transport, Innovation and Technology. Summary of stakeholder workshop in St. Pölten, Vienna, January 2017
- Georg Brandstetter, *Gemeinschaftliche PV Erzeugungsanlagen – was steckt dahinter und welche vertraglichen Vorgaben gibt es?*, Webinar by the Federal Association Photovoltaic Austria, 30 May 2017 within the framework of the EU project PV Financing (www.pv-financing.eu)

2.1 Classification of PV in target countries

In the following Section 2.1, a classification of installed PV capacities is conducted in two steps. In the first step, installed PV capacity in 2017 is listed according to size classes ($KW_{p(eak)}$ ranges: <10 kW_p, 10-100 kW_p, 100-500 kW_p, >500 kW_p) in each of the target countries. The empirical data is collected either from national statistics, documents of the responsible ministries, or from the corresponding associations for renewable energy. In addition, it is important to note that the size classes, to a large extent, coincide with the different system boundaries of possible PVP concepts presented in Section 1.3 above, meaning that:

- Size class <10 kW_p refers to group 1 (single direct use) in terms of system boundary of PV usage. In practice this category mainly addresses private residences.
- Size class 10-100 kW_p refers to group 2 (local collective use of PV in one place, e.g. in one building). This category mainly addresses the multifamily, commercial and tertiary-building sector grouped together within a single system boundary.
- Size class 100-500 kW_p needs to be treated with caution. Depending on the customer group it can either still refer to group 2 (e.g. notably for tertiary/industrial buildings, commercial centers, hospitals, schools etc.) or to group 3 (e.g. ground-mounted PV systems up to 500 kW_p).
- Size class >500 kW_p refers to group 3 (district power models) where, in addition to smaller customers (commercial and tertiary), mainly industries and ground-mounted solar PV systems are grouped together within a single system boundary.

In the second step, total PV generation and electricity demand per sector (residential, commercial and industrial demand in percentage) and their respective target countries are listed in Table 4 for the year 2017. The knowledge of the different fractions of electricity demand per sector and their target countries, shall support the determination of the PVP potential within the different system boundaries (i.e. group 1, 2, and 3) defined in Section 1.3 above.

Table 3 Installed PV Capacities in Target Countries in 2017

Country	**AT**[6]	**BE** [7]	**FR**[8]	**DE**[9]
Total installed PV (MW) 2017	1,250	3846	8,091	43,000
Size	%[10]	%	%	%
< 10 kW	62%	62.89%	15.9% (< 9 kW)	14.2%
< 100 kW	32%	17.71% (> 10 kW et ≤ 250 kW)	18.6%	52.4%
< 500 kW	2%		13.8% (< 250 kW)	66.5%
> 500 kW	4%	19.39% (> 250 kW)	51.7% (>250 kW)	33.5%

[6] Marktstatistik Austria 2017

[7] Data provided by APERe. It is not possible to have a different split because the Belgian regulation follows these categories (≤ 10 kVA household installations, > 10 kVA et ≤ 250 kVA commercial, > 250 kVA industrial installations)

[8] Percentage are based on the third quarter 2017, source: http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr, we should receive the split for all 2017 in the next weeks

[9] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institution en/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html; BNetzA; ÜNB

[10] The % refers to installed power (shares of total installed PV (MW))

Country	IT[11]	PT[12]	ES[13]	NL[14]
Total installed PV (MW) 2017	19,283	566.4	4,864*	2,900
Size	%	%	%	%
< 10 kW_p	19.6%	Not available	2%	79.1%
10 - 100 kW_p	20.9%	Not available	27%	3.1% [90 MW]
100 - 500 kW_p	37.8%	Not available	43%	10.9% [317 MW]
> 500 kW_p	21.7%	Not available	28%	6.9% [200 MW]

Table 4 Electricity Demand and PV-Generation in Target Countries

AT[15]	2015	2016	2017
Total annual electricity demand (GWh)	61,060	61,850	Not yet available
Share of residential sector (%)	29%	29%	Not yet available
Share of commercial/tertiary sector (%)	22%	23%	Not yet available
Share of industrial sector (%)	41%	42%	Not yet available
Total annual PV generation (GWh)	937 (1.5%)	1,096 (1.8%)	Not yet available

[11] 'Rapporto Statistico 2016 – Solare Fotovoltaico', GSE (www.gse.it)
[12] Portugal IEA-PVPS Country Report 2017
[13] Ministry of Energy, Tourism and Digital Agenda, PRETOR, 2018; * The total installed PV capacity in Spain has been 4,729 MW by the end of year 2017. Please note, that in the years 2018-2019 another 3,900 MW will be installed that was awarded in a recent tender.
[14] SDE+ subsidy support overview end 2017: https://www.rvo.nl/sites/default/files/2018/02/SDE-projecten%20in%20beheer%20januari%202018.xlsx [NOTE, the amount of land based PV parks is expected to increase considerably in 2018, based on subsidies granted. Nationaal Solar Trend report, 2018
[15] Statistik Austria 2017

BE	2015	2016	2017
Total annual electricity demand (GWh)	83,140*	84,187***	81,200*** (11 months)
Share of residential sector (%)	22.7%*	22.6%[16]	Not yet available
Share of commercial/tertiary sector (%)	26.6%*	26.2%	Not yet available
Share of industrial sector (%)	45.6%*	45.6%	Not yet available
Total annual PV generation (GWh)	3,049**** (3.7%)	3, 047**** (3.6%)	3,200****

FR	2015[17]	2016	2017
Total annual electricity demand (GWh)	476,000**	483,087***	481,694***
Share of residential sector (%)	35%	36%	Not yet available
Share of commercial/tertiary sector (%)	49%	47%	Not yet available
Share of industrial sector (%)	16%	17%	Not yet available
Total annual PV generation (GWh)	7,400** (1.6%)	8,300** (1.7%)	9,043***(1.9%)

*Final ‘ observed ‘ electricity consumption by sector in Belgium in 2015 - FEBEG 2016 - MISSING 5,5 % (transport, agriculture, energy transformation)

** SOURCE: IEA PVPS 2015 - 2016 REPORT

*** ENTSO -E – National electrical consumption

**** APERe 2017 website: http://www.apere.org/fr/observatoire-photovoltaique

[16] FEBEG report

[17] SOURCE: « épartition par segments de la consommation (hors Corse) sur les réseaux – Bilans électriques nationaux 2015- 2016 -RTE. In the commercial sector are included: Enterprises, Professionals and SMEs/SMI

DE[18],[19]	2015	2016	2017
Total annual electricity demand (GWh)	524,700	527,400	531,600
Share of residential sector (%)	25.1%	24.4%	24.2%
Share of commercial/tertiary sector (%)	26.7%	27.9%	28.0%
Share of industrial sector (%)	46.0%	45.3%	45.4%
Total annual PV generation (GWh)	38,726 (7.4%)	38,095 (7.2%)	39,800 (7.5%)

IT[20]	2015	2016	2017
Total annual electricity demand (GWh)	292,074	314,300	Not yet available
Share of residential sector (%)*	23%	22%	Not yet available
Share of commercial/tertiary sector (%)*	33%	35%	Not yet available
Share of industrial sector (%)*	44%**	43%**	Not yet available
Total annual PV generation (GWh)	22,942 (7.9%)	22,104 (7.0%)	Not yet available

PT	2015[21]	2016	2017[22]
Total annual electricity demand (GWh)	46,853	47,327	47,973
Share of residential sector (%)	25.5%	27.7%	Not yet available
Share of commercial/tertiary sector (%)	26.4%	26.6%	Not yet available

[18] Please note: The gross electricity generation is much higher in Germany because of the large proportion of electricity exports; see https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id= 29&fileName=20171221_brd_stromerzeugung1990-2017.pdf

[19] Source PV DE generation : http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/ energie-daten-gesamt-xls.xls; https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/ aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf

[20] Source: 'Bilanci Energia Elettrica', TERNA (http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/ statistiche eprevisioni/bilancienergiaelettrica/ bilancinazionali.aspx)
* Including 2 % contribution of the agricultural sector
** Source: 'Rapporto Statistico 2016 – Solare Fotovoltaico', GSE (www.gse.it)

[21] PORDATA (www.pordata.pt)

[22] Portugal IEA-PVPS Country Report 2017

Share of industrial sector (%)	48.1%	45.7%	Not yet available
Total annual PV generation (GWh)	790 (1.7%)	826 (1.8%)	970 (2.0%)

ES[23]	2015	2016	2017
Total annual electricity demand (GWh)	230,263	232,154	234,503
Share of residential sector (%)	27.8%	27.8%	27.4%
Share of commercial/tertiary sector (%)	18.3%	18.3%	18.2%
Share of industrial sector (%)	53.8%	53.9%	54.4%
Total annual PV generation (GWh)	8,243 (3.6%)	7,978 (3.4%)	8,359 (3.6%)

NL[24]	2015	2016	2017
Total annual electricity demand (GWh)	118,373	119,595	Not yet available
Share of residential sector (%)	21.9%	21.4%	Not yet available
Share of commercial/tertiary sector (%)	32.6%	32.5%	Not yet available
Share of industrial sector (%)	45.4%	46.1%	Not yet available
Total annual PV generation (GWh)	1,450 (1.2%)	1,900 (1.5%)	2,572 (2.2%)

[23] CNMC: Spanish Energy Regulator
[24] CBS, Statistics Netherlands, https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/

2.2 PV prosumer potential

Based on the share of PV generation and electricity demand presented in Section 2.1 above, the following chapter presents a qualitative analysis for two target countries, Austria and Spain, and in the different sectors, while also providing an indication of the PVP potential within the different system boundaries (i.e. groups 1, 2, and 3) as defined in Section 1.3 earlier in this document. In detail, the long-term PVP potential is estimated – depending on system boundary (group) metrics – also using electricity demand per sector as an indicator for potential assessments, with further investigation presented in Table 5 and Figure 3 below.

2.2.1 Consumer sector

In the following Table 5 and Figure 3, starting from total annual electricity demand, the allocation of the different customer groups to the different PVP concepts is conducted in the two target countries Austria and Spain, using information in Table 3 and 4 in terms of preferable PV system size and electricity demand in the different sectors per country:

- The Austrian case is illustrated in Table 5a and Figure 3a (using additional information in terms of structural data from *Statistik Austria* and Oberhuber/Denk [2014]).
- The Spanish case is illustrated correspondingly in Table 5b and Figure 3b (using inputs delivered from partner TECNALIA).

When comparing Figure 3a (Austria, AT) and Figure 3b (Spain, ES) it can be clearly seen that in the residential sector in the segment of the single/double family housing in Austria, the group 1 PVP concept potential is significantly higher than in Spain. The most plausible reason for this difference is that in Austria, for small PV systems, no feed-in tariff (FiT) has been foreseen (an investment subsidy only; see Section 3 of this document for details); as a result, residential customers have from the beginning already considered PV self-consumption as their preferable solution. In this context, the maximum size of the PV system is limited to an installed capacity of a few kW_p to operate the PV system most economically. On the contrary, if a FiT is granted (like in Spain) for smaller PV systems as well, then smaller customers would have no incentive to consider the physics of their own load. Moreover, it is favorable to feed the produced PV electricity into the grid. As a consequence, small residential customers might also not be entirely aware of the potential and benefits of PV self-consumption.

In the segment of multi-family housing/housing blocks, the PV systems are on average already bigger; as a result, the PVP potentials in both countries, Austria and Spain, converge when allocating the PV system to the concepts of group 2 and group 3.

In the small commercial sector, the same fundamental differences exist between the two countries as is the case in the residential sector in the segment of the single/double family housing. Again, the absence of FiT for small PV systems seems to trigger the PV self-consumption concept even more than in the Spanish case, where predominantly larger PV systems have been installed in the commercial/tertiary sector as a consequence of FiT support. In addition, it can be observed that in the commercial/tertiary sector there exist significantly fewer large businesses in Spain than in Austria. This also limits the group 3 potential in Spain significantly, in contrast to the Austrian case in this segment (see Figures 3a and 3b).

Table 5a (AT): Allocation of different Customer Groups to different PVP Concepts in Austria

Austria (AT) / Values in GWh	Year 2016*	Comment
Total Annual Electricity Demand (GWh)	61850	-
Share of demand in residential sector (29%)	17937	-
Single-/Double-Family Housing (40%)	7175	-
…whereas 62% Group 1 (<10 kW)	4448	Self consumption of 25-70% (w/o versus w/ battery storage)
…whereas remaining 38% Group 3	2726	Self consumption up to 100% even w/o battery storage
Multi-Family Housing / Housing Blocks (60%)	10762	-
…whereas 32% Group 2 (10-100 kW)	3444	Self consumption of 60-100% (w/o versus w/ battery storage)
…whereas remaining 68% Group 3	7318	Self consumption up to 100% even w/o battery storage
Share of demand in commercial/tertiary sector (23%)	14226	-
Small (retail) business & offices (30%)	4268	-
…whereas 62% Group 1 (<10 kW)	2646	Self consumption of 25-70% (w/o versus w/ battery storage)
…whereas remaining 38% Group 3	1622	Self consumption up to 100% even w/o battery storage
Medium (retail) business & offices (30%)	4268	-
…whereas 32% Group 2 (10-100 kW)	1366	Self consumption of 60-100% (w/o versus w/ battery storage)
…whereas remaining 68% Group 3	2902	Self consumption up to 100% even w/o battery storage
Large (retail) business & offices (40%)	5690	-
…whereas 6% Group 1 (<10 kW)	341	Self consumption of 25-70% (w/o versus w/ battery storage)
…whereas remaining 94% Group 3	5349	Self consumption up to 100% even w/o battery storage
Share of demand in industrial sector (42%)	25977	-
…whereas 6% Group 1 (<10 kW)	1559	Self consumption of 25-70% (w/o versus w/ battery storage)
…whereas remaining 94% Group 3	24418	Self consumption up to 100% even w/o battery storage

* The methodology is demonstrated based on 2016 electricty demand values. For a target year in the future, e.g. 2050, the corresponding linear stretching factor (in case of electricity demand increase) needs to used for each of the categories.

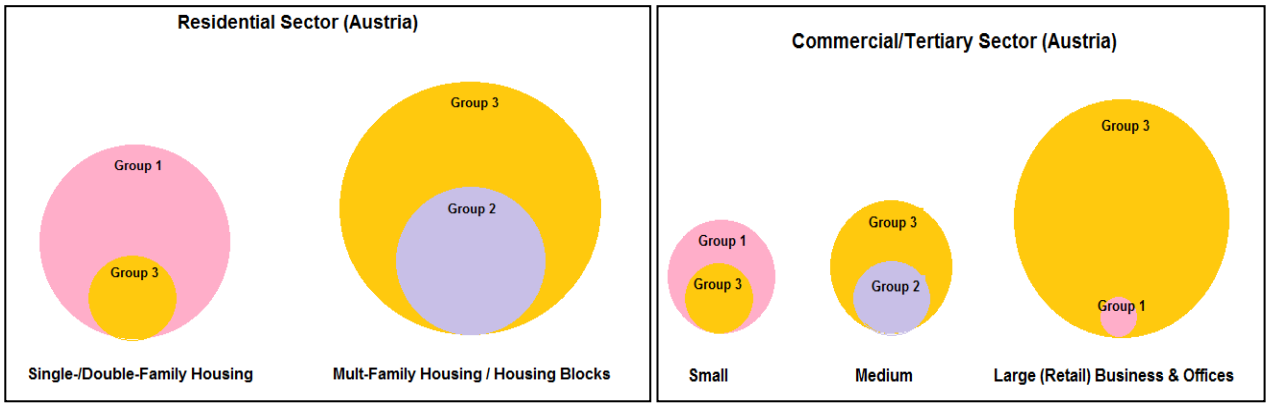


Figure 3a. Graphical illustration of Customer Group Allocation (Residential and Commercial/Tertiary Sector) to different PVP Concepts for the Austrian Case

Table 5b (ES): Allocation of different Customer Groups to different PVP Concepts in Spain		
Spain (ES) / Values in GWh	**Year 2017***	**Comment**
Total Annual Electricity Demand (GWh)	234503	-
Share of demand in residential sector (27,4%)	64254	-
Single-/Double-Family Housing (33,5%)	21525	-
…whereas 2% Group 1 (<10 kW)	431	Self consumption of 25-70% (w/o versus w/ battery storage)
…whereas remaining 98% Group 3	21095	Self consumption up to 100% even w/o battery storage
Multi-Family Housing / Housing Blocks (66,5%)	42729	-
…whereas 27% Group 2 (10-100 kW)	11537	Self consumption of 60-100% (w/o versus w/ battery storage)
…whereas remaining 63% Group 3	31192	Self consumption up to 100% even w/o battery storage
Share of demand in commercial/tertiary sector (18,2%)	42680	-
Small (retail) business & offices (87%)	37131	-
…whereas 2% Group 1 (<10 kW)	743	Self consumption of 25-70% (w/o versus w/ battery storage)
…whereas remaining 98% Group 3	36389	Self consumption up to 100% even w/o battery storage
Medium (retail) business & offices (11%)	4695	-
…whereas 27% Group 2 (10-100 kW)	1268	Self consumption of 60-100% (w/o versus w/ battery storage)
…whereas remaining 63% Group 3	3427	Self consumption up to 100% even w/o battery storage
Large (retail) business & offices (2%)	854	-
…whereas 2% Group 1 (<10 kW)	17	Self consumption of 25-70% (w/o versus w/ battery storage)
…whereas remaining 98% Group 3	837	Self consumption up to 100% even w/o battery storage
Share of demand in industrial sector (54,4%)	127570	-
…whereas 2% Group 1 (<10 kW)	2551	Self consumption of 25-70% (w/o versus w/ battery storage)
…whereas remaining 98% Group 3	125018	Self consumption up to 100% even w/o battery storage

* The methodology is demonstrated based on 2017 electricty demand values. For a target year in the future, e.g. 2050, the corresponding linear stretching factor (in case of electricity demand increase) needs to used for each of the categories.

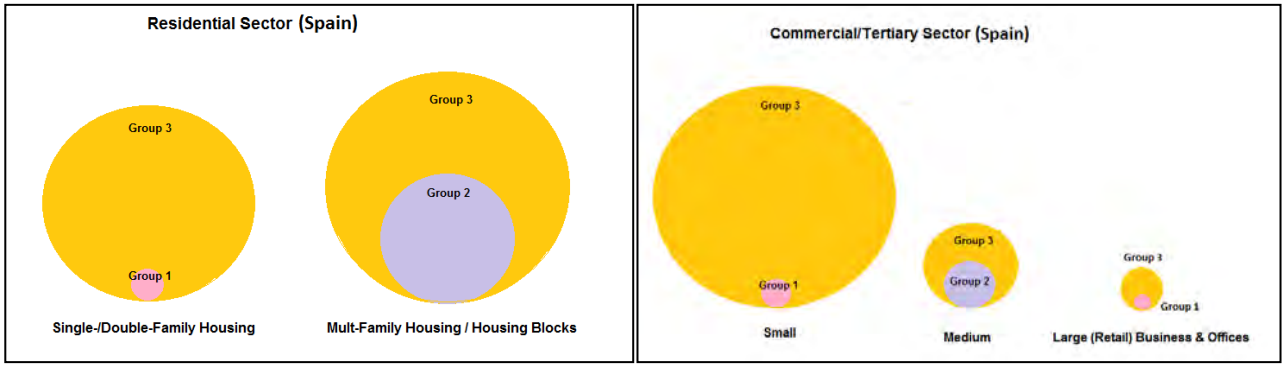


Figure 3b. Graphical illustration of Customer Group Allocation (Residential and Commercial/Tertiary Sector) to different PVP Concepts for the Spanish Case

2.2.2 Grid areas

Group1 (single direct use) and group 2 (local collective use of PV in one place, e.g. in one building) PVP concepts usually are connected at the low voltage (LV) level. For these concepts there is no need to consider incorporation of different voltage levels via substations. Within group 3 concepts, for category 3b also higher voltage levels than the LV level can occur. This means that within the private grid there also exists the possibility of implementing substations to enable the connection of the different customer

groups (residential, commercial, tertiary, industries and also ground mounted solar PV systems) on the most fitting voltage level.

2.2.3 Renewable targets

The renewable electricity targets in Europe (currently, 2030 is envisaged as target year with dedicated quantitative numbers per renewable technology and country) are important to further accelerate PV integration within several system boundaries. The corresponding targeted PV installations are presented in Table 6 below. At present, at European level there is policy discussion to revise the currently binding renewable targets up from 27% (in total) to 35% (in total). In the event of an agreement to reach 35%, the corresponding national PV targets are expected to also be scaled upwards.

Table 6 PV Installations in 2017 and PV Targets in 2030 in Target Countries

Country	**AT**	**BE**	**FR**	**DE**
Total installed PV (MW) 2017	1,250	3,846[25]	8,091[26]	43,000
Total installed PV (MW) 2030*	3,500	5,740	24,100	58,200
Stretching Factor: 2030/2017	2,80	1,49	3,01	1,36

Country	**IT**	**PT**	**ES**	**NL**
Total installed PV (MW) 2017	19,283	566.4[27]	4,864[28]	2,900
Total installed PV (MW) 2030*	48,900	720	37,000	8,000
Stretching Factor: 2030/2017	2,54	1,51	7,60	2,75

[25] Source: https://www.pv-magazine.com/2018/02/06/belgian-solar-market-grew-by-50-in-2017/
[26] Source: SDES
[27] https://www.pv-magazine.com/2018/01/04/pv-covered-1-6-of-portugals-power-production-in-2017
[28] https://www.pv-magazine.com/2018/02/06/the-rebirth-of-spains-solar-sector-135-mw-of-new-pv-systems-installed-in-2017/
Spain's PV industry has seen very limited development since 2012, when a moratorium on incentives for new renewable energy installations was implemented. However, the country's installed PV power is set to grow more substantially over the next few years, after the Spanish government allocated around 3.9 GW of PV capacity in an auction held in late July 2017

*Source: Fraunhofer IWES (2015)

Finally, in order to be able to assess the already implemented PVP concepts for a future target year (e.g. 2030), somebody can combine the information in Table 3 (share of size categories of PV systems per country) and Table 6 (stretching factors), also taking into account the allocation of the different PV size categories (<10 kWp, 10-100 kWp, 100-500kWp, >500 kWp) to the PVP concepts (group 1, group 2 and group 3) and the annual full load hours of PV generation per country as well as electricity demand predicted for the target year. This enables a rough estimate of the share of the different PVP concepts already implemented per country for any future target year of interest. To illustrate this, in Table 7 below the quantitative numbers are derived and allocated to the different groups 1, 2, and 3 for the Austrian case by the year 2030.

Table 7 Customer Group Allocation (Residential and Commercial/Tertiary Sector) to the different PVP Concepts for the Austria case in year 2030

Austria: Allocation of PV Generation to the different Groups 1,2,3 in 2030		
Total Annual Electricity Demand in 2016	61,850	GWh, Table 4
Average Electricity Demand Increase per Year	1,50%	Table 4 (Increase from 2015 to 2016)
Total Annual Electricity Demand in 2030 (GWh)	76076	GWh
Total installed PV in 2030	3500	MW, Table 6
...whereas PV Size < 10 kW in 2030	2170	MW, Share from Table 3
...whereas PV Size < 100 kW in 2030	1120	MW, Share from Table 3
...whereas PV Size < 500 kW in 2030	70	MW,Share from Table 3
...whereas PV Size > 500 kW in 2030	140	MW, Share from Table 3
Average Annual Full Load Hours of PV in Austria (h)	1000	Source: Biermayr et al (2017)*
Total PV Generation in 2030 (GWh)	3500	GWh
...whereas from PV Size < 10 kW in 2030	2170	GWh
...whereas from PV Size < 100 kW in 2030	1120	GWh
...whereas from PV Size < 500 kW in 2030	70	GWh
...whereas from PV Size > 500 kW in 2030	140	GWh

Allocation of 2030 PV Generation in Austria to the different Groups 1,2,3 in the Residentail and Commercial/Tertiary Sector corresponding to long-term Potentials given in Table 5a/Figure 3a...		
Residential Sector (29%)	**1015**	**GWh**
Single/Double Family Housing (40%)	406	GWh
Group 1 (62%)	252	GWh
Group 3 (38%)	154	GWh
Multi-Family Housing / Housing Blocks (60%)	609	GWh
Group 2 (32%)	195	GWh
Group 3 (68%)	414	GWh
Commercal/tertiary Sector (23%)	**805**	**GWh**
Small (retail) business & offices (30%)	242	GWh
Group 1 (62%)	150	GWh
Group 3 (38%)	92	GWh
Medium (retail) business & offices (30%)	242	GWh
Group 2 (32%)	150	GWh
Group 3 (68%)	92	GWh
Large (retail) business & offices (40%)	321	GWh
Group 1 (6%)	19	GWh
Group 3 (94%)	302	GWh

*Biermayr et al (2017): Innovative Energietechnologien in Österreich: Marktentwicklung 2016

3 Identification and analysis of existing PVP Concepts

In this section, existing PVP concepts, as defined for the purpose of PVPV4GRID in this document, are listed and described with sufficient detail for the eight target countries (Austria, Belgium, France, Germany, Italy, the Netherlands, Portugal and Spain), most relevant international markets (U.S. and Australia, both divided into multiple regulations, one for each state in the country), and a set of EU countries (e.g. Greece, the UK, Cyprus, Hungary, etc.). For the eight EU target countries under review, this chapter presents an overview of the legal situation affecting PV prosumption. A more detailed analysis of these countries will be presented in the deliverable D2.4 report on PVP4GRID concepts. This publication has to be considered as the main reference document for the aforementioned EU countries.

Broadly speaking, recent, present and near future regulation has been analyzed for each country with regards the prosumer concepts, based on the methodology defined in Section 1; on this basis, the PVP concepts are grouped with regard to their system boundaries. Table 8 provides an overview of all concepts under consideration.

Table 8. Overview of considered PVP concepts

Group 1	**Single direct use**	• Private local self-consumption • E-mobility as DSM option • Load management applications • Sector coupling
Group 2	**Local collective use of PV**	• Shared use of PV in larger buildings and facilities.
Group 3	**District power models**	• Providing local grid services through active PV management • Shared use of PV in industrial parks, University facilities, etc.

The initial source of information for the proposed assessment has its origin, in many cases, in the national associations and country representatives in PVP4GRID projects, whose information has been compiled with data extracted from previous EU-funded projects, such as PV-FINANCING (especially for

Spain, Italy, Austria, France and Germany), and other documents, e.g. Study on “Residential Prosumers in the European Energy Union” - GfK Belgium Consortium, May 2017, which gathers the drivers, regulatory aspects and economic performance in the area of small-scale self-generation for residential consumers over the life cycle of investment in EU countries.

The information is presented first for the eight target countries, then for a selection of other EU countries and, finally, for the U.S. and Australia. In all cases, effort has been made to unify the nature and extension of the information. However, this has not always been possible, since some countries offer a very good overview of the PVP concepts, while for others only few paragraphs have been obtained. ,Examples of the application of selected PVP concepts are displayed for some countries, but not for all. Finally, for the Australia and U.S. cases, the information gathered is more complete, as these countries will not be included in the D2.4 report.

The following table is a summary of the current situation for each selected country and shows which of the PVP concepts are available or feasible, and if there are examples that provide insights into the implementation phase.

Table 9. Overview of PVP concepts allowed in each country

Legend: NM = Net-Metering NB = Net Billing SC = Self-consumption FiT = Feed-in-Tariff PPA =Power Purchase Agreement

Country	Group 1	Group 2	Group 3	Comments
Austria	YES SC + market price or SC+FiT or SC	YES 2a) including multi-apartment, office, and commercial buildings	YES, legally possible although economically not feasible	Storage is promoted with financial support in CAPEX
Belgium	YES, 2 options: - Pure SC - NM	NOT allowed yet, except for some exceptions at reginal level	NOT allowed yet, except for some exceptions at reginal level	Example for industrial park near Mery (demonstrative)
France	YES SC + fixed FiT+financial support	YES, designed as a virtual private network embedded in the public network	Limitation to the same low voltage station, but allowed	Example of shared SC: Gironde Habitat/Les Souffleurs in a multidwelling
Germany	YES Very common SC+FIT	YES, Mieterstrommodelle” (neighbour solar supply model) PPA also possible	Allowed, however, hardly found due to condition of “consumer identity”	

Country	Group 1	Group 2	Group 3	Comments
Italy	YES SC+PPA or NM (or NB, as it exchanges money, not energy (*Scambio sul posto*)	NOT feasible	NOT feasible	Battery storage costs can be included for tax reduction purposes The last reform of the residential electricity bill, flatten the energy costs, making SC less convenient
Netherlands	YES Net-metering ("saldering")	YES, developed for apartments buildings	YES, Postal Code Rose Policy	Analysis of optimal PV orientations and tilt for maximized SC (UU). Subsidy support scheme SDE+
Portugal	YES SC+ % of MIBEL	YES, allowed, although strong barriers for its implementation	YES, allowed, although strong barriers for its implementation	Subsidies to investment for building renovation POSEUR
Spain	YES SC1: no remuneration for excess SC2 + Market price No NM	NOT feasible. Collective self-consumption is not regulated yet	NOT feasible. Collective self-consumption is not regulated yet	Sun tax in force: charge for the electricity self-consumed. Storage is allowed
Bulgaria	Only FiT available NM not allowed	Not feasible	Not feasible	
Croatia	YES SC and NM	N/A	N/A	
Cyprus	YES, partially. NM without SC for households and non-domestic consumers. SC with no injection (autonomous)	N/A	N/A	Storage is allowed Subsidies for NM under 3kW to avoid electrical poverty
Czech Republic	SC with NM, price to be agreed. Limited < 10 kW	N/A	N/A	Investment support programme until 2021
Denmark	SC with NM (no economic transaction) SC with NB also	N/A	N/A	NM based on hourly basis

Country	Group 1	Group 2	Group 3	Comments
	possible			
Finland	YES SC and NM allowed, conditions to be agreed	N/A	N/A	Lack of access priority for electricity produced from RES
Greece	YES SC with annual NM FiT with annual NM (NB)	N/A, although virtual net metering regulated	N/A, although virtual net metering regulated	Surplus of electricity not netted in 1 year is lost
Hungary	YES SC with NB (monthly, 6-monthly, yearky9	N/A	N/A	Other incentive programs: FiT, Green premium, subsidies program
Poland	YES SC with annual NM. 1 kWh fed = 0,7 or 0,8 kWh netted	N/A	N/A	Prosumers are exempted from VAT (now amended it in parliament)
Turkey	YES SC with NM	N/A	YES OIZs, Industrial parks, Universities	PPAs not allowed for unlicensed projects
UK	YES SC + tariff rates	N/A	Not available information	VAT reductions for PV
Australia	YES. 8 different regulations (8 states) SC+NM	No regulatory framework. This segment is still on an experiment level.	No regulatory framework. This segment is still on an experiment level	Storage very common Good examples included future concepts, e.g. Virtual metering
USA	Calif.: YES, multiple NM schemes available Ariz: YES, NB. Fees for SC. Utah: NM, FiT Nev: YES, SC + storage; NB	Calif: Yes, NM aggregation, including virtual metering Utah: YES. Aggregation of meters	Calif: Yes, including virtual metering, e.g. Community Choice Aggregation Colorado: solar-powered smart district, Utah: community shared solar projects	In all the states, virtual metering, storage, aggregation is available at city / district level.

N/A: for the purpose of this study, N/A means that regulation referring to this specific PV concept has not been identified by the project team, but does not necessarily imply that this concept is not implemented in some way in the country in question.

It is worth mentioning that according to EU law, PVP concepts intending to use the public grid (group 1, groups 2a and 3a) to sell excess PV electricity to third parties are legally allowed to do so since the liberalization of the EU electricity market, as any kWh (energy) fed into the grid through any electricity meter can be allocated to any other customer's bill. However, due to economic, administrative and/or regulative barriers, such schemes hardly ever become operational in real life.

3.1 EU target countries

3.1.1 AUSTRIA

Individual self-consumption (group 1)

Individual self-consumption in Austria is allowed. Electricity not self-consumed (excess electricity) is injected into the grid and the PV system owner is remunerated either by a feed-in-tariff (FiT) or equal to the market price (represented by a power purchase agreement PPA).

In general, in Austria two financial instruments that support PV installations are implemented: (1) investment grants and (2) fixed FiTs. There are different thresholds in terms of installed PV capacities (5 kWp, 30 kWp, 50 kWp, 100 kWp, 200 kWp, 500 kWp) , according to which these two different support instruments are granted, either exclusively or in a combined support model of both instruments:

- Small PV systems up to 5 KWp, the typical installations in residential buildings, receive investment grants only. This amounts to 275 euros/kWp for PV systems on a building ("rooftop") and also small "free-standing" PV systems (considering a ceiling up to a maximum of 35% of the PV system investment cost). For building-integrated PV systems (BIPV) an amount of 375 euros/kWp is provided for (also with a ceiling of up to 35% of PV system investment cost).
- For "PV community facilities" the same investment subsidies are granted as shown above for PV systems up to 5 kWp, with the two following restrictions: (i) a maximum of 5 kWp per person (i.e. an individual shareholder of the community facility) can be applied, and (ii) the maximum capacity of the PV community plants cannot exceed 30 kWp.
- For dedicated PV systems in the agricultural/forestry sector, the same investment subsidies are also granted as shown above for PV systems up to 5 kWp, with the restriction that these PV systems need to be in a capacity range between 5-50 kWp.
- Those PV systems between 5-200 kWp installed on a building ("rooftop") or integrated into a building (ground-mounted PV systems are explicitly excluded here) receive a FiT of 7.91 cents per kWh in 2018. As in the past, an annual adjustment of this FiT is foreseen, resulting in 7.67

cent per kWh in 2019.[29] In addition to the FiT tariff in the range of 5-200 kWp for PV systems on buildings or building-integrated, another 30% of the PV system investment cost is remunerated. However, a ceiling of the per kWp amount to 250 euros/kWp (for capacities in the range of 5-100 kWp) and 200 euros/kWp has to be considered.

- For larger PV plants between 200-500 kWp an investment subsidy of 200 euros/kWp is granted, but limited to maximum 30% of the total PV system investment cost.

Collective self-consumption (local collective use of PV) – Group 2

After years of discussions among different stakeholder groups, the PV support in Austria was subject to a recent amendment of energy legislation in Austria in 2017. In the context of this reform, the financial support presented above has been implemented, while also allowing further innovations and incentives in terms of PV-self consumption,[30] and also explicitly addressing multi-apartment buildings, as well as financial support for energy storage technologies in combination with PV systems:

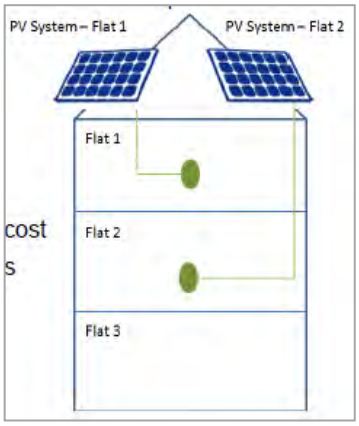
- The amendment of the Austrian energy law (*Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz)* in 2017 provided the legal basis to implement the common use of PV systems among tenants/owners of individual apartments in multi-apartment buildings. Currently, different sharing models are being developed for the various types of apartment units (so-called static [individual PV self-consumption] versus dynamic [collective PV self-consumption] and allocation of PV production to the different load profiles). This is a process led by the Austrian regulatory office; it requires implementation of feasible models for accounting and clearing by the distribution grid operators even prior to the final full roll-out of smart meters and without any consideration of the circumstances of the physics of the electricity distribution system inside a multi-apartment building, and also bypassing any legal barriers preventing the direct sale to multiple consumers unless a “third-party grid operator” acquires a special grid operating license within the building.[31]

[29] In the past, PV plants with a capacity of 5-200 kWp were subsidized with a FiT of 11.5 cents/kWh (2015). In general, the FiT is adjusted annually and is valid for 13 years. For comparison reasons, the retail electricity tariff in Austria is between 10-15 cents for companies and 20-24 cents for households, including surcharges and taxes.

[30] PV self-consumption above 25,000 kWh per year is still subject to a fee *(Elektrizitätsabgabe)* of 1.5 cents/kWh. This has not changed since 2017.

[31] One of the problems of Austrian legislation in the past has been that for direct sales to individual apartments inside a multi-apartment building, a “third-party grid operator” is requested to acquire a special grid operating license within the building. This has not been the case so far and, therefore, collective use of PV systems in multi-apartment buildings was not an issue until 2017 (i.e. unless the principles according to the amended energy law in 2017 went into force). There were some niche applications that were limited to commercial shopping malls, commercial large office buildings and industrial parks that were compatible with the previous energy law *(Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz 2010)*.

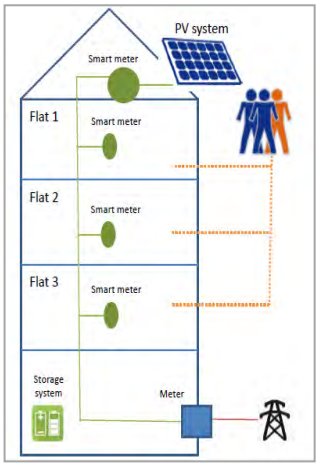
- In Austria, the installation of PV systems has been – and still is – most common in the residential sector for small PV sizes up to 5 KWp or even slightly larger. In the near future, different kinds of sharing models in multi-apartment buildings – as described above – will hopefully become reality.[32] Not only in terms of economics, but also in terms of optimal integration into the electricity system, it is important to maximize PV self-consumption. A complementary technology significantly increasing the share of PV self-consumption is energy storage. Since 2017, financial support of energy storage has been implemented in Austria as follows: an investment subsidy is granted for energy storage capacities in the range between 0.5-10 kWh per kWp installed PV capacity, with an amount of 500 euros/kWh of usable energy storage capacity. In general, there is no upper limit in terms of energy storage capacity. Instead, the limit is the link of the energy storage capacity range and the PV system size.



In summary, with regards to multi-apartment buildings in Austria, the following concepts have, on the one hand, been eligible in the past until 2017, and, on the other hand, have been applicable since the amendment of the energy law in 2017.

Until 2017, three different modes of operation of PV systems existed for this kind of multi-user buildings:

1. Full feed-in without any PV self-consumption;
2. Exclusive use of PV electricity via the existing electricity grid for general services in commercial and office buildings, shopping malls (e.g. lighting in common spaces, elevators) with excess PV electricity being fed into the grid;
3. PV electricity for the supply of individual tenants requiring the installation of an individual grid (not exactly group 2b, as it is not shared self-consumption. See figure on the right. Source: Shared generation facility model in Austria. PV Financing, Intersolar Europe 2017).



[32] In the case of commercial large office buildings, as a result of an amendment of the building regulations in 2013, Viennese building owners are confronted with some specific regulations: new office buildings are obliged to install a PV system with a capacity of 1,000 kWh per 100m^2 gross floor area. However, it must be noted that this regulation is not consistent with the regulation for PV usage according to the energy law amendment in 2017, as it is not possible for multiple tenants of the same office building to consume and/or share the PV electricity produced.

- Since 2017, a new regulation of collective PV self-consumption has been in place for any kind of building, including multi-apartment buildings. The main aspects are as follows:

1. Tenants willing to use PV electricity have to purchase a certain share of the PV system and establish a local operator association.
2. The PV system is connected to the building's main power supply line.
3. Smart meters will be required - as soon as possible - to ensure the exact billing of electricity consumption from each apartment (individual meters).
4. Excess PV electricity is fed into the grid.
5. Tenants can share their amount among each other (shared self-consumption).
6. It would be legally possible, although economically not feasible, for group 3 to use the public grid to sell excess PV electricity to third parties.
7. The grid operator is responsible for metering each unit's electricity consumption and balancing the electricity costs per metering point.
8. No grid fees are to be charged.

Source of graphics: PV Financing project, INTERSOLAR 2017, June. Shared generation facility model in Austria.

Public buildings and financing

For PV installations on public buildings, it is important to first clarify the ownership of the building. Schools are usually owned by the municipality, which therefore also pays for the electricity consumed. In this case the business model is quite simple, as the municipality itself can implement the installation of the PV system. In the case of higher schools or universities, the building is usually owned and rented out by a real estate company, whose consent becomes necessary when planning a PV system. These PV systems can be financed by the municipality or an external investor (typically an energy supply company).

However, the most common financing model by far in this case is crowdfunding, which allows for direct local participation and investment - i.e. a small PV system funded by multiple private investors. Through the possibility of direct involvement in regional projects, the local population is not only offered an investment opportunity, but also the chance to contribute to a greener municipality. For municipalities, the construction of a PV system on a public school or university through crowdfunding can represent an important first step to establishing a direct relationship between energy production and consumption, thus raising awareness.

Motivation - Value proposition

For individual households (in single family houses as well as multi-apartment buildings) there are several reasons to invest in a PV system. These include: (i) independence, (ii) self-consumption, (iii) hedging against rising electricity prices (avoidance of kWh-related taxes and surcharges of purchased electricity from the grid), (iv) reduced electricity costs as well as (iv) a “green” lifestyle.

For the remaining cases, the main segment drivers are reduced electricity costs and marketing reasons and, as exemplified by the city of Vienna, the regulations for the office buildings.

The main driver for public educational facilities to invest in a PV system is typically to raise awareness among students and the local population about green energy.

3.1.2 BELGIUM

In Belgium, only PVP concept - **group 1: individual self-consumption** – is fully possible, with two different alternatives:

- Pure self-consumption, i.e. getting retail price for the energy fed in and not self-consumed. For industrial and commercial installations, price is agreed through PPAs with energy suppliers.
- Net-metering (max 10 kWp and 5 kWp, depending on region), with 1-year period for compensation.

Groups 2 and 3*: local collective use in one place, e.g. the same building* and district power models are not allowed yet, except for some exceptions at regional level (*Wallonia, CWaPE allows district self-consumption in a few industrial districts for research purposes).*

Group 1: individual self-consumption

The main billing models in the country are:

1. net-metering for household installations
2. self-consumption for industrial installations

The installations eligible for the net-metering in the region are the systems below 10 kWp in Flanders and Wallonia and below 5 kWp in the Brussels region. Under the net-metering scheme, prosumers feed the excess electricity into the grid when they have an oversupply, and for every unit of electricity injected they can consume one unit of electricity from the grid, paying only the net difference. The time during which the excess electricity can be consumed is called “netting precision” and can vary from one hour to one year, according to the varying regulations. Thus, the maximum timeframe for compensation is one year.

Industrial installations, by contrast, are allowed to self-consume, and the excess electricity that they produced is remunerated through a PPA with utility suppliers. Moreover, depending on when the PV plant is installed, some PV plants are allowed to receive additional green certificates based on the percentage of electricity self-consumed.

In terms of economic advantages, prosumers can benefit from savings on the electricity bill and on the sale of the excess PV electricity produced and not consumed. As explained above, in the case of net-metering, prosumers are eligible for compensation for production and consumption over a one-year timeframe, paying only the net difference.

Regarding industrial and commercial installations,, self-consumption allows them to benefit from consuming the electricity self-generated rather than buying it from the market. Moreover, they can benefit from selling the excess electricity to energy suppliers through long-term power purchase agreements (PPAs).

Not everything is positive, however. The two billing models in Belgium do have costs for the prosumer. Taking into account that the electricity bill entails electricity tariffs that are covered to pay fixed costs as well as variable costs such as the exploitation of the grid, the self-consumption model means that part of these costs such as the grid fee are not paid by prosumers. Particularly in the case of net-metering, prosumers are exploiting the grid, since they are feeding in electricity directly into it. To “solve” this situation, Flanders currently levies a grid tax called “the prosumer tariff”, to be paid to the DSO to repay some of the additional costs incurred in feeding the electricity into the grid in the net-metering schemes that allows full compensation of the PV consumption. This tax varies between €87.14/kW and €121.46/kW[33] per year and is charged for all existing and new PV systems smaller than 10 kW (the ones who benefit from the net-metering). Prosumers can avoid this tariff if they ask to install a new meter that separately tallies what goes out and what goes in. In this case, they wouldn’t benefit from the net metering anymore, and would have to sell their excess electricity to a retailer.[34] In Wallonia, the same kind of tariff is supposed to enter into force in 2020.

Parties involved in the PVP concept

Since competencies for renewable energy are developed at regional level, regulations and laws change according to the three Belgian regions. The three regulators are CWaPE (Walloon Commission pour l’Energie), Brugel (Brussels Regulator for Electricity and Gas Markets) and VREG (Flemish Regulation

[33] Source: https://www.vlaanderen.be/nl/bouwen-wonen-en-energie/elektriciteit-aardgas-en-verwarming/prosumententarief-voor-eigenaars-van-zonnepanelen-windmolens-en-wkk-installaties-kleine-installaties)

[34] Source: APERe 2015 IEA-PVPS REPORT

Entity for the Electricity and Gas Markets). There are three main parties involved in the PVP business model:

1. the owner of the building
2. the user of the building (electricity consumer)
3. the owner of the PV installation

The relationship between the plant operator and the owner of the PV system is not clear, and revolves around the definition of "energy producers," which is a central stakeholder category within Belgian law. This definition changes according to region. In **Wallonia,** this figure is legally defined as the legal person who:

1. carries the project risk,
2. owns the electricity (which implies that he can sell It to an energy supplier),
3. supports the investment necessary for the PV system,
4. has a right to use and enjoy the installation,
5. bears the maintenance and operation costs.

In the **Flemish** region, energy producer is defined as:
"... the owner of the production installation or the natural or legal person who is indicated by the owner as the person entitled to this."

The relationship between the power plant operator and consumer changes according to this definition. If the power plant operator and the energy consumer are the same entity, meaning that the risk on the PV plant is carried by the consumer himself, who is also the owner of the PV plant, then he is the owner of the energy that he produces; thus the consumer is in fact a prosumer, and operates in the self-consumption framework.

On the other hand, if the power plant operator is a different entity from the consumer, and he is the one who carries the risk associated with the installations, he is the owner of the energy produced. For this reason, if the power plant operators sell the electricity to the end customer, he is considered by law to be an energy supplier, must consequently apply for a license, and must return a quota of green certificates to the regulator.

A direct consequence of this law is that collective self-consumption in not incentivized, since selling electricity produced to a different entity is seen as utility retailing, which is subjected to licenses and bureaucratic processes. However, in Wallonia, the regional regulator for Energy, CWaPE, allows district self-consumption in a few industrial districts for research purposes.

Technical and administrative aspects

The kind of meter required in PV plants changes according to each regional regulation. In Wallonia, all the PV plants are required to install a simple meter. For household installation a smart meter is not required, but PV plants that are above 10 kWp need to also install a GPRS monitoring device in order to receive the green certificates. In some cases, depending on the year of installation, a different amount of green certificates could also be issued for the percentage of energy self-consumed.

In Brussels, installations have a time of use price meter that charges different prices for the electricity according to the time of the day.

In Flanders, there is a production meter or green electricity meter, which is a meter that the DSO installs and is mandatory for installations >10 kWp. Moreover, small prosumers who want to avoid the payment of the grid fee can install a two-index meter that that separately counts what is fed in and what is taken out of the grid.

While the high and extra-high voltage grids in Belgium are managed by a single Transmission System Operator (TSO), in this case the company Elia, the regional regulators are responsible for all questions relating to distributing and transmitting electricity locally in networks with a nominal voltage below 70 kV. The companies in charge of carrying this out are the local Transmission System Operator (LTSO) in Wallonia, the regional Transmission System (RTS) in the Brussels area and the *plaatselijk vervoernet* in Flanders. The low voltage grid is also implemented at the regional level. The main Distribution System Operators are ORES, Tecteo (Resa), Régie de Wavre, AIESH and AIEG in Wallonia, Sibelga in the *Brussels* capital region and Eandis and Infrax in Flanders.

Another important aspect for self-consumption is the electricity market, which in Belgium is common at the national level and is called *"Belpex."*

Other measures to increase self-consumption

At the household level the presence of storage systems and DSM is not incentivized due to the net-metering system. As it concerns bigger systems and installations, storage facilities don't have a strong presence on the market due to their still high prices which do not yet make them competitive. Currently the integration of PV prosumption with electric vehicles is still a long ways off, but it will in all probability be possible in the future, since according to FEBIAC Belgium had 5,194 electric vehicles in 2016, while in 2017 another 2,713 EV were registered.

More promising is the integration of heat pumps with direct water heaters. In 2017, only counting the Flemish region, the number of heat pumps reached 22,000 units, which amounts to a doubling in four years.[35]

There is currently no regulation aimed at the convergence of PV prosumer concepts with either transport or heating and cooling in buildings.

Groups 2 and 3: Collective self-consumptions

The entire regulatory framework for self-consumption requires legal approval. While net-metering has been set up for small installations, it is currently being revised. At the same time, for larger installations, the framework must still be adapted. Currently, collective self-consumption is not implemented in Belgium, there is no regulative framework and its application is strongly discouraged by the definition of energy supplier provided by law. In fact, in the district power model, the power plant operator is a different entity from the consumer, and sells the electricity to the end customer. This means that he is considered by law to be an energy supplier, and thus he is subject to licenses and bureaucratic processes. In summary, collective self-consumption in Belgium has not yet been fully implemented due to the lack of a regulatory framework. In recent months, thanks to the introduction of the concept of collective self-consumption in the Energy Code in France (May 2017), things are slowly starting to change and policymakers, particularly in Flanders, are showing a willingness to introduce future regulations.

Nowadays, the shared use of PV in larger buildings and facilities such as multi-family houses is not allowed. For instance, in the case of a block of flats with a single PV installation on top, there is a single owner of the installation, who he is considered the legal entity representing the buildings. The energy can be used by this legal entity only to cover the common expenses of the building.

In case the co-owners want to install a PV installation to cover their own consumption, they need ask for the agreement of the owner's association to use part of the common roof, and install a personal solar PV installation in order to produce their own energy, which could be used to cover their own consumption needs.

Despite the lack of regulation, several examples can be found in Belgium. In Wallonia, the regional regulator for Energy, CWaPE, allows district self-consumption in a few industrial districts for research

[35] http://www.energyville.be/en/nieuwsbericht/number-heat-pumps-flanders-doubles-4-years-time

purposes. In Belgium there is currently an active project for the implementation of the micro-grid realized by the University of Liège, but only for research purposes[36].

3.1.3 FRANCE

The most important regulation in France, effective since 9 May 2017, is the *"Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3o de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale NOR: DEVR1712972A".*

This decree establishes the conditions for the purchase of energy produced by PV systems in buildings, and only plants installed on buildings whose installed capacity does not exceed 100 kW are eligible (art.1, Décret d 28 mai 2016). For PV installations >100 kWp, public tenders are carried out.

In France the FiT without the possibility of self-consuming was the rule for both PV systems in buildings until 2017. However, the new law issued in May has introduced the possibility to opt for self-consumption. Under this law, PV installations can choose between two different models. The first model implies a FiT without the possibility of self-consumption, while the second model involves self-consumption with an investment grant and a fixed FiT for excess electricity fed into the grid. Since the first option does not provide an incentive for self-consumption, the analysis in PVP4GRID will be focused on the second possibility.

An **investment grant depends on the installed capacity and is set according to the quarter in which the request of connection is sent to the regulator.** Every quarter, degression coefficients will be applied to the investment grant, based on the number of completed network connection requests that are made during the last two quarters. The French regulatory authority will publish the new coefficients 3 weeks after the end of each quarter (art. 14 Arrêté du 9 mai 2017 soleil). The new rates are published at the following address: www.cre.fr/operateurs/producteurs/obligations-d-achat.

In addition, plant operators can receive fixed remuneration for surplus electricity in the case of individual self-consumption. The level of this compensation depends on the system size and is intended to reflect the degree to which this electricity helped achieve the national energy targets. The fixed tariff for the purchase of the excess electricity is constant, and thus not linked to a degression index. Eligibility for the tariff is limited by time. The duration of payment varies according to the source of energy. For PV electricity, it is established at 20 years.

[36] http://blog.cet-power.com/2017/10/20/merygrid-microgrid-industrial/

Group 1: self-consumption: local use

The most important parameters to be considered, arising from current regulation, can be summarized as follows:

- Individual and collective self-consumption are allowed according to the French energy code, following the adoption of a series of legal and regulatory provisions in 2016 and 2017. To date, however, PV systems on buildings and rooftops cannot compete with the retail price of electricity.
- Most new PV installations now incorporate individual self-consumption, given the fall of the modules' cost, the increasing electricity prices and the gradual decrease of FiT.
  One case in point is the number of campaigns launched by EDF. EDF ENR, subsidiary of the EDF Group, has launched a collective self-consumption product that targets joint-ownership associations, housing and vertical housing stakeholders wishing to produce their own electricity. The service, named "*Notre Soleil & Nous,*" comes one year after EDF introduced its "*Mon Soleil & Moi*" self-consumption model for residential customers.
- Collective self-consumption is a nascent concept. Few projects have been launched to date: Gironde Habitat/Les Souffleurs, in a multi-dwelling perspective, Smartmagne Village (not operational yet). But there are many expressions of interest. Projects owners are awaiting specifications (micro-grid tariff -"TURPE"- for instance, to be explained later) in order to refine their business plans.
- As a primarily French special feature, collective self-consumption is designed as a virtual private network embedded in the public network. In this context, the role of the DSO (Enedis, operating 95% of the network) is key.
- The energy code provides for the possibility to introduce PV storage systems under certain conditions. But for the moment, these provisions are not yet economically viable (notably because of the TURPE rules).

When PV in buildings is considered, the previous statements are slightly modified in the following sense:

- Given that retail electricity price is lower than FiT for systems in buildings, such projects adopt a model based on FiT instead of self-consumption.37 Thus, public support is still necessary if economic viability is intended.
- France has a FiT program for small PV systems, which pays for the excess electricity fed into the grid (currently 10 cents/kWh). Compensation is significantly higher for BIPV than for BAPV, in

[37] The electricity price for household installations is around 17.11 cents/kWh, including all taxes and levies. According to the table reported in the link below, from 30 Sept. 2018, BIPV installations will receive a tariff of 18.22 cents/kWh and 0 cents/kWh of building integration bonus. It is therefore possible that FiT and self-consumption will soon be at the same level. http://www.photovoltaique.info/Aujourd-hui-arrete-du-9-mai-2017

order to extend and boost the BIPV implementation. Although grid parity has already been achieved for BAPV systems in locations with good radiation values (e.g. Marseille), BIPV FiTs are still above the grid electricity price.

- The steady increase in the price of grid electricity might facilitate the path to change.

Group 2: collective Self-consumption

A simplified and general definition of shared self-consumption is when one or more PV installations provide energy to several consumers located in the same place or in different locations. There are plenty of cases of application, which will improve and widen the business models for PV installations in buildings:

- Residential / tertiary building: energy produced on top of the roof is shared by occupants (group 2).
- Nearby buildings: energy produced in one building is distributed to several places (group 3).
- ower supply for VE and other applications: eco-neighbors, etc.

Figure 4 Representation of collective self-consumption. Source: Sunchain, 2017

Some of the main features of collective self-consumption are summarized below:

- Consumers and producers have to be part of a same legal entity. The form of this entity has to be decided on a case by case basis: Association, company, cooperative….
- The PV installation operated by one producer cannot exceed 100 kW.

Figure 5 Collective self-consumption at a glance. Source: PV Financing EU project. Julien Courtel. 2017

In a typical contract, the energy producer (EP), the Distribution System Operator (DSO), the consumers (C), the producers (P) are involved.

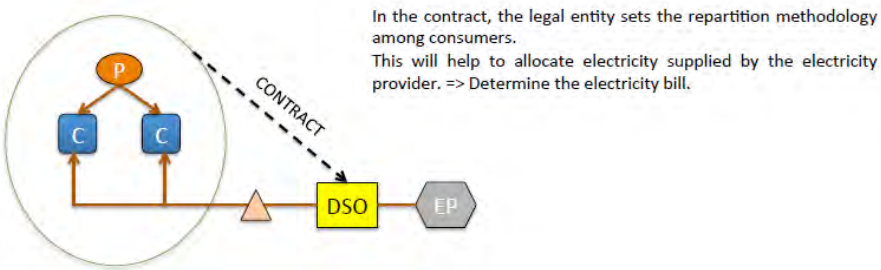


Figure 6: Stakeholders involved in a collective self-consumption contract. Source: PV Financing EU project. Julien Courtel. 2017

Other key aspects are:

- The grid operator is obliged to install smart-meters.
- Storage is determined for a consumer (C) when electricity is stored and for a producer (P) when it is supplied.

Input is still missing in order to have a complete collective self-consumption regulation:

- The TURPE = the price that has to be paid by consumers for the services of the grid operator. A “micro-TURPE” will be published and adapted to self-consumption projects. The financial viability of collective self-consumption projects will depend on this micro-TURPE.
- This micro-TURPE amount will be the key for the quantity of collective self-consumption projects that will be achieved. The technical documentation describes the connection to the grid (deadlines, information needed, and so on).
- A contract template between the legal entity and the grid operator is needed.
- The limitation of the scope to the same low voltage station will become a barrier in the medium-term.

3.1.4 GERMANY

In Germany, PVP concepts are all of them accepted.

Single direct use: classic self-consumption ("Eigenversorgung") – group 1

The concept of classic "self-consumption" is widespread and accepted by consumers in Germany. The regulatory agency "Bundesnetzagentur" tends to criticize self-consumption because it is not subject to grid charges. From a legal standpoint, self-consumption is only allowed when the plant operator and the consumer are the same entity (*Personenidentität*). The operator doesn't have to be the owner of the facility, but has to bear the economic risks of the plant operation. In this concept the electricity purchaser has the option to buy the PV system or rent it.[38]

In the self-consumption model, the user is obliged to have an electricity contract with a utility to secure the electricity supply. The excess of electricity produced (or not consumed electricity) is typically fed into the grid according to the corresponding FiT (EEG).

Up to March 2012 the self-consumption of PV electricity was even supported with a bonus for installations up to 500 kW. Until August 2014 (no caps concerning the size of installation), all PV installations were generally exempted from paying the EEG-surcharge (though without further incentives).

In 2014 the legislation introduced a surcharge for self-consumed electricity produced by PV plants above 10 kW.[39] They are subject to a payment of 40% of the current EEG levy (surcharge). The 40% surcharge currently corresponds to 2.7168 cent/kWh (as of 2018), the KWh price for households is approximately 29.42 cent/KWh (as of 2018 including all taxes). This is one major barrier for the profitability of self-consumption projects.

According to German legislation, the following principles must be met in order to be considered a self-consumer:

- Same person as electricity producer (person / legal entity who is running the installation) = electricity consumer (consumer identity)[40]

[38] In Germany the model of renting the system is called "Pacht", which differs from the "Leasing" model in the contract conditions regarding the transfer of risks for the operation to the lessee in order to qualify for self-consumption. The "Pacht" self-consumption model applies to tenants or buildings owners.

[39] Since 2017 self-consumers pay 40% of the EEG surcharge. Systems up to 10 kWp and with an annual generation of less than 10 MWh are exempt from this charge.

[40] In the case of legal entities as well, the principle of "Personenidentität" (same person) applies. This means, for example, that a company cannot deliver electricity to a subsidiary or affiliated company.

- Plant is located in immediate proximity to consumer (the public grid is not needed for the delivery of electricity).
- Public grid is not used (this is the main reason why self-consumption in Germany is not possible outside the EEG, as the rules for being “off-grid” are strict and require that no connection exists to the grid at any point whatsoever). However, excess electricity or electricity that is not needed is typically fed into the public grid to receive FiT.

In particular the interpretation of “consumer identity” is very strict and poses a major obstacle for the development of self-consumption projects.

Policy framework barriers for implementation

- Surcharge on self-consumed electricity for installations above 10 kW
- Equality of time must be proven for each ¼-h time period. This requires appropriate meters, evaluation and reporting. Also, there is the duty to report the amount of self-consumption to the Federal Network Agency (Bundesnetzagentur) every year by the end of February. In both cases there is the danger of having to retroactively pay the full EEG-levy.
- The optimization of the consumption profile, which is currently differentiated according to sectors and their electricity consumption (e.g. households between 20% and 40% and large buildings around 70% and 90%), is one of the keys to making self-consumption profitable. This factor has particular influence on the household sector. The increase of profitability in this sector can be achieved through technical improvements and the appropriate sizing of the PV system. For instance, storage can increase the self-consumption rate, but is in general not economical at the moment.

Local collective use of PV in one place (tenants OR owners of apartment in multi-family dwellings) – group 2

The collective use of PV in one place is allowed in Germany. Currently the most profitable option is the so-called “Mieterstrommodell”, or tenant power model, which is a scheme governing the use of the electricity produced by a PV system when the plant operator and the consumer(s) do not coincide but are connected directly. The plant operator may just sell PV electricity or also other electricity to the consumer(s). The latter may have just one supply contract with the plant operator, or two contracts, one with the PV plant operator and one with a company meeting the residual electricity demand. Public utilities, green energy suppliers, energy and housing cooperatives, homeowners’ associations, building management companies and commercial building developers can be plant operators.

The PV electricity framed by the “Mieterstrommodell” (*neighbor solar supply model*) is subject to payment of the full EEG levy. However, in summer 2017 the German legislature decided to incentivize these models. The scheme aims at supporting, for example, landlords willing to install solar panels on the roof of the building that they rent out (within the limit of 500 MW/year). Electricity from solar panels installed on apartment buildings and sold to tenants is eligible for support.

The support is paid out as a premium (*Mieterstrompremium*), which is calculated as the difference between the reference value ("*anzulegender Wert*") applicable when the installation enters into operation and 8.5 cents/kWh ("deduction value"). The specific premium is only granted for the electricity produced by the PV installation and consumed by the tenants. Excess electricity produced by the PV installation but not consumed by the tenants and consequently fed into the grid remains eligible for support for electricity fed into the grid (ordinary feed-in tariff).

In order to receive support, the plant operator can sell the electricity to either: a) tenants of the building or b) owners of apartments in the building. Both models qualify for support through the “Mieterstrom-Gesetz”, or Tenant Electricity Law.

It is also possible to collectively use a PV system in one place without using “Mieterstrom” with a regular power purchase agreement – PPA (*Liefervertrag*). In the PPA the purchaser has two contract options: the first option offers 100% of electricity supply, which includes the PV electricity produced from the system and electricity from the grid when needed. This tariff is regularly cheaper than the grid tariff.

The second contract option offers the supply of electricity produced from the PV system. Here the tenant must have a contract with a utility for the supply from the public grid. The electricity bill would be a mix of both. PPA’s are subject to the whole EEG surcharge, thus making profitability difficult.

Policy framework barriers for implementation

- The scheme favors only producers of electricity from solar installations with installed capacity of no more than 100 kW.
- Metering for these installations can be quite complicated and burdensome.
- Germany has further explained that a landlord (or any third party delivering electricity) will need to comply with several administrative requirements. One requirement, which makes this type of project more cumbersome, is that the supplied solar electricity always needs to be 10% cheaper than the basic tariff of the basic provider. This condition might be difficult to meet, depending on the local grid tariffs, which are part of the basic tariff. Grid charges differ by region, so that the

region is a decisive factor in the economic viability of the “Mieterstrom” model, since the price spread between local grid tariffs can be comparatively high.

- The full EEG-levy still needs to be paid by the consumer of *Mieterstrom,* or tenant electricity.

District power models – group 3

This concept is allowed in Germany. However, due to the condition of “consumer identity” described above, this model can hardly be found in Germany. If a group of individuals or a company delivers electricity to individuals, this is not considered to be self-consumption, which makes the PV electricity less competitive. Germany does not have an energy regulation on private district grids.

3.1.5 ITALY

According to Italian law, a self-producer is generally defined as the “physical or legal person producing electricity mainly for their own use”. Shared or collective self-consumption in Italy is not allowed at the moment, and only individual direct use of electricity produced (individual self-consumption) is possible. However, legislation is now slowly opening to grid services offered by PV operators. At the moment it is just a test phase, so it cannot include any collective PVP concepts within these groups. It is likely that during the project development, the situation will change, so that an update of this document could include such models.

As will be explained below, although it is interesting, this simple model cannot be seen as a key model for the energy transition since it applies to single-users only. A significant PV contribution will only be possible if and when the legislative frameworks also open the doors to the exchange of PV electricity among multiple users.

Individual direct use: group 1

In Italy, the 79/79 Decree recognizes that each citizen and enterprise can produce energy to meet part of their needs (self-consumption, savings), and can also sell the excess energy (revenues). The energy produced can be sold to the national grid of ENEL (and paid by the Electricity Service Operator GSE), or to another end user, as established by a resolution of the Energy Authority, through a PPA.

The system has been in place since 2008, and it is a mechanism of simplified purchase and resale arrangement (*ritiro dedicato*), whereby PV producers (PV plant operators) sell the electricity to the GSE at a guaranteed price instead of selling it through bilateral contracts with the national Energy distributor (ENEL), or directly on the IPEX market (Italian Power Exchange).

In Italy, producers of renewable energy at small capacity can also decide to use the **net-metering** system (*scambio sul posto*) if the plant's capacity is in the range of 20 kW o 500 kW. The plant operator pays the supplier for the electricity consumed, while the GSE gives credit for the electricity fed into the grid. The PV plant owner will receive compensation equal to the difference between the value of electricity exported to the grid (e.g. for PV installations, the energy fed in during daytime), and the value of the electricity consumed in a different period, on a yearly basis. If the balance is positive, it can compensate possible negative balances in the years that will follow. Since 2015 this system requires operators to pay an annual fee for the cost of management, verification and control.

With regard to different roles and relationships, the plant operator is usually a PV service provider company, while the PV owner could be either the electricity consumer or a service provider company that then sells the PV electricity to the final user through a PPA. In the residential sector, the PV plant is almost always owned by the building user, while for larger plants in the industrial and commercial sector, PPAs are also in place, even though it is not a very common solution yet. For instance, if the PV plant is owned by an external company, a PPA contract between the two parties (producer and consumer) is signed, which details the duration of the contract (usually between 8 and 15 years), who owns the plants after this period and many other provisions. A detailed example of such a contract (in Italian) is available here: www.pv-financing.eu/wp-content/uploads/2017/07/D4.3-IT_PPA-agreement-definitivo.pdf.

In November 2015, Italy started a new procedure for the construction of small PV installations: the "Simplified Procedure for the Construction, Connection and Start-up of Small PV Systems on the Roofs of Buildings" (including houses, small businesses, small warehouses and apartment buildings). The process only requires the compilation and submission of a single application form for both the construction and operation of generation plants using renewable energy sources. The capacity threshold for the application of the Single Authorization procedure for PV plants is 20 kW.

The revenue analysis for single self-consumption considers the savings from self-consumption and remuneration for excess electricity fed into the grid. The last reform of the residential electricity bill, unfortunately, has made self-consumption less convenient than before by flattening the energy costs. It is worth mentioning that small residential PV systems (up to 20 kWp) can benefit from a tax reduction of 50% of the investment to be recovered over a 10-year period. Furthermore, battery storage can also be included in the eligible costs for the tax reduction, as part of the PV plant and up to a maximum investment of EUR 96,000.. Moreover, building automation measures, which can also contribute to increase the self-consumption rates, can benefit from a 65% tax reduction over 10 years. These fiscal measures are valid until the end of 2018, even though they are usually renewed every year. Finally, the

purchase of a PV plant can trigger the reduced VAT rate of 10 %, which applies to enterprises, professionals and private persons.

A deeper analysis of the motivation for self-consumption establishes that the main value for the consumer lies in the electricity savings linked to the self-consumed PV electricity, which amounts to about 0.2 euro/kWh in the residential sector. As already explained, Italy also has a remuneration system in place for excess electricity (the 'Scambio sul posto' scheme); this, however, can give to the user between 0.08 and 0.1 euro/kWh, much less than the savings that can be obtained through the self-consumption.

Given the economic difference between self-consumed and excess electricity, it is crucial for the PV prosumer to increase the self-consumption share as much as possible. This is usually not a problem for commercial and industrial applications, but it is a key issue in the residential sector, which, at least for the moment, is the most relevant market for PV in Italy. For a typical residential load profile and a normal PV production curve, the share of self-consumption that can be obtained is around 30–40%. Of course, this share can be substantially increased through DMS measures, storage in batteries and changes in consumption behavior. Moreover, electric heating through heat pumps or electric boilers could be another way to increase self-consumption. An example from a 3 kWp residential system installed in central Italy in 2015 shows how the user, after PV plant installation, was able to increase the self-consumption rate from about 30% to 54%, thanks to a change in consumption behavior only.

No specific legal framework is needed for this simple self-consumption in Italy, apart from the existing one. The main barrier for a wider implementation is the cost of the equipment (storage, above all), which can increase the self-consumption share. From this point of view, it is interesting to note the initiative by the Lombardy Region to support the purchase of storage systems through a 50% incentive on the investment, which can be also combined with the tax reduction mechanism. However, this is not a continuously available support scheme and is only available for very short time periods.

3.1.6 THE NETHERLANDS

Individual self-consumption- group 1

Individual self-consumption or single direct use is allowed in the Netherlands, and has in fact been standard practice for a long time. This leads to a net annual electricity consumption for a household with a PV system that is lower than the same household without a PV system. This principle is known as net-metering (or in Dutch "saldering"): the price for buying retail electricity (~0.23 euro/kWh) is the same as the benefit received from the utility when feeding electricity back into the grid. With present market prices of 1-1.5 euro/Wp for a 3-5 kWp PV system, the economic payback time is 5-7 years.

As this is sometimes seen as a hidden subsidy, a revision of the net-metering system is in progress. Although the former Minister of Economic Affairs in 2017 promised that this system would remain in force until 2023, in 2018 the new Minister stated that he will replace the system with a new one in 2020 – although he emphasized that the present business case of PV system owners will not be negatively impacted. Net-metering will be replaced by a form of feed-in tariff system, the details of which will be worked out in 2018-2019.

Net-metering is allowed for so-called small users, i.e. for PV systems up to 15 kWp in size with a grid connection that is limited to 80 A in three phases and where the electricity has to be supplied and fed into the same point. Before 2014 the maximum amount of excess PV generation was 5000 kWh. However, this rule was lifted in 2014. If the amount of generated PV electricity is higher than the annual consumption, the owner of the system receives a much smaller fee from the utility company, amounting to about 0.05-0.07 euros/kWh. As a result, homeowners now typically invest in PV systems that would generate the annual electricity demand. In the Netherlands, installing a PV system in one's home does not require a building permit, which simplifies the installation procedure.

With typical PV system size in the Netherlands of about 3-4 kWp, and typical household demand of 3500 kWh annually, self-consumption is estimated to be about 30% on annual basis. This varies and has been modeled by research institutions (e.g. University of Utrecht).

Collective self-consumption (local collective use of PV and district power) – group 2 and group 3

In apartment buildings in which apartments are owned by individuals, four solutions for self-consumption are shown in Figure 7. First, PV energy can be used for collective services in the building such as elevators and lighting; in general, this solution is not considered collective self-consumption, as the consumer is only one entity, namely an association of apartment owners (VvE: Vereniging van Eigenaren). Note that all owners benefit from a reduced electricity bill as they are (mandatory) members of the association of owners. In the second solution, individual apartment owners actually own part of the full PV installation on the roof, which is directly connected to the apartment. Strictly speaking, this is not shared self-consumption, since the extra energy produced by the owner's part of the PV system cannot be used by other owners (which thus would actually fit within group 1). Third is a combination of both options in which a distributor is needed. The fourth option is the special case of the so-called Postal Code Rose policy, in which anyone living in one postal code is able to invest in a PV system in and

directly around the postal code area they live in.[41]. The benefit is an exemption from the energy tax on the energy bill.[42]

An innovative solution was developed by and named after Hermann Scheer: a power distributor 'Herman' that connects the PV system on the apartment building roof to individual households sequentially in such a way that the apartments can profit from net-metering (see Figure 8).

Finally, several housing organizations are experimenting with how tenants can optimally profit from adding PV systems on apartment buildings. This would be possible using the 'Herman' distributor, or by setting up energy service companies. Ownership of the system can lie with the housing organization, and depending on the connection to the apartment, the cost of the system can be included as rent increase. The tenant's housing costs are then lower due to PV generation. Also, housing organizations could allow tenants to collectively or individually invest in a system on the roof for an annual fee (which can also be zero).

A very recent change in the Electricity Act, in effect as per 24 March 2018, allows consumers to have contracts with multiple utilities regarding electricity only, with the intention to facilitate new market models that would speed up the energy transition. Note that with every contract per connection, there should be a separate electricity meter. It would thus be possible to have a separate contract for household consumption, another one to sell one's PV energy, and yet another one for charging one's EV. For single households, this may be complex, but it may allow for viable business models for apartment buildings.

[41] Note that a postal code area typically comprises of 25-50 addresses only; in the Netherlands there are about 440,000 different postal codes.

[42] see also: B.B. Kausika, O.Dolla, W.G.J.H.M.van Sark, *Assessment of policy based residential solar PV potential using GIS-based multicriteria decision analysis: A case study of Apeldoorn, the Netherlands,* Energy Procedia 134 (2017) 110-120

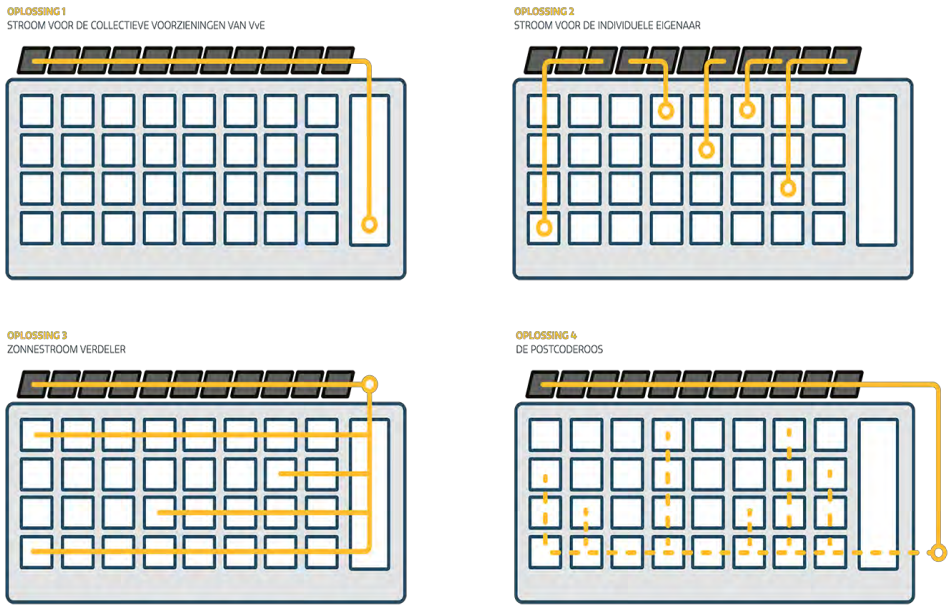


Figure 7. Modes of self-consumption for an apartment building: 1 PV for collective services, 2 PV for individual apartments, 3 PV for both collective services and apartments using a distributor, 4 PV to the grid, but apartment owners profit from the Postal Code Policy (zero energy tax) (https://devvezonnecoach.nl/oplossingen/)

Figure 8. “Herman” the power distributor (named after Hermann Scheer, http://lens-energie.nl/herman-de-zonnestroomverdeler/)

Subsidy support scheme SDE+

For investment in PV systems larger than 15 kWp, a fee per generated kWh can be applied for within the framework of the SDE+ (Subsidy for Renewable Energy) scheme; these installations should not be

connected with the 3x80 A limitation. Two categories exist: a) PV capacity between 15 and 1000 kWp, b) PV capacity larger than 1000 kWp. This is based on the assumption that larger investment costs of larger PV systems will be lower per Wp than smaller ones. Usually, applications for support are organized in phases per year, whereby the fee depends on the phase. Usually, the later the phase in the year, the higher is the fee. In spring 2018, the following three phases apply: phase 1: 0.09 euro/kWh (before 19 March 2018); phase 2: 0.09 euro/kWh (before 19 March 2018); phase 3: 0.112 euro/kWh (before 19 March 2018).

These fees are to be corrected depending on how electricity is used, i.e. delivered to the grid or not (self-consumed). For grid delivery, the correction is 0.038 euro/kWh, and for not delivering to the grid it is 0.063 euro/kWh.

3.1.7 PORTUGAL

In Portugal, self-consumers are defined, with regard to renewable energy, as the persons who produce energy through renewable sources for self-consumption.

Individual self-consumption – group 1

Individual self-consumption in Portugal is allowed and ruled by Decree Law 153/2014. Self-consumption units in Portugal are called UPAC (*Unidade de Produção em Auto Consumo*).

The grid-connected capacity of a UPAC system is limited to the consumption capacity defined by a consumer contract. The capacity of the PV generator can be up to twice the grid-connected capacity.

Electricity that is not self-consumed (excess production) is fed into the grid. Prosumers in Portugal are remunerated for this electricity that is fed into the grid on the basis of a contract with the DSO, according to the energy provided in kWh, for which the system owner receives 90% of the Iberian Market price (MIBEL). Systems up to 1.5 kW do not receive remuneration for the excess electricity fed into the grid. For a PV system to operate profitably, it is necessary to maximize the share of self-consumption. The injected electricity is sold to the Electricity Provider (CUR – *Comercializador de Ultimo Recurso*). For Prosumers the reasons to invest in a PV system include independence, hedging against rising electricity prices, reduced electricity costs, as well as a “green” lifestyle.

No feed-in-tariff system is applied.

Subsidies to investment in systems can be obtained through a Portuguese structural fund called POSEUR if the system is integrated into a fundamental renovation of the building.

Installing a PV system at one's home does not require a building permit. The production or operating license required for power plants is replaced for micro-plants and small production plants by an exploitation certificate which involves some costs. In order to obtain this certificate, installations have to register in a centralized national register, or registration system. This implies that a consumer can only commission an authorized installer after registration is done and paid for (registration by a certified technician). After installation, the device still has to be inspected in order to receive an exploitation certificate and cover the costs. Once the exploitation certificate is obtained, the owner can conclude the purchase contracts, which include the purchase contract for the excess electricity to be exported to the grid.

Collective self-consumption (local collective use of PV) - group 2a and 3a

The Decree Law 153/2014 allows for the selling the excess energy to a third party. This requires the same license as a regular producer of electricity. This is a very strong barrier, which in practice prevents the success of this business model in Portugal.

Collective self- consumption with a private grid - group 2b and 3b

The Decree Law 153/2014 allows for the establishment of different business models (art. 28 of DL153/2014). Here again is the same license as the regular producer of electricity is required to have. It is also a very strong barrier, which in practice prevents the success of this business model in Portugal.

3.1.8 SPAIN

Local use of self-consumption – group 1

The current legislation in Spain, Royal Decree 900/2015, dated 9 October 2015, regulates the administrative, technical and economic aspects of the production and supply of electricity for self-consumption. It should be noted that the Royal Decree affects all supply points connected to the electricity distribution network. Off-grid PV systems i.e. installations that do not have any grid connection point and have no possibility of physical connection with the public grid, are therefore exempt. The law establishes two types of self-consumption, with different conditions:

Self-consumption 1 (only for self-consumption, no remuneration for feed-in)

The owner of the PV system must be the same as the owner of the supply point, i.e. the consumer. It is not necessary to register the generation facility as an electricity production facility. In the past, it was necessary to register it in the self-consumption register (*Registro Administrativo de autoconsumo*, Law 24/2013, dated Dec. 26 2013, of the Electricity Sector). After the Constitutional Court ruling of May 2017, there is no longer any obligation to register the system, and now the individual regions in Spain are

responsible for their own regulations (not done yet). Contracted power can be up to a maximum of 100 kW and the generation facility's capacity cannot exceed the supply point's contracted power. Two energy meters are required: one for net energy generation (mandatory) and the other one independent from the first one, at the border point. A third meter for consumption is optional. The consumer does not receive any remuneration for the excess electricity fed into the grid, thus making this type of self-consumption less attractive in terms of economic benefits. Electrical storage is allowed.

Self-consumption 2 (self-consuming and selling)

It is feasible that there is a separate consumer and producer for the same installation (different legal persons), i.e. the owner of the PV system may differ from the owner of the supply point. It is necessary to register the PV generation system as an electricity production facility in the electricity production facilities register (*Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica,* Royal Decree 413/2014, June 6).

The generation facility's capacity shall not exceed the supply point's contracted power, but there is no limit for it as in self-consumption 1. The consumer may receive compensation for the excess electricity fed into the grid, based on market price. It is mandatory to install one bidirectional meter to register net generation and one meter for total energy consumption, with the option of a bidirectional meter at the border point. Consumers who decide to self-consume under the new Royal Decree of 2015 will have to continue paying the electricity access tariffs of consumption like any other consumer. Additionally, they will have to cover the charges associated with the costs of the electrical system for the electricity they self-consume. For now, these charges are transitory and divided into two types (the law indicates that this might change in the future when a charge calculation methodology will be implemented):

- Fixed charges, based on capacity (installed PV power)
- Variable charges, based on self-consumed kWh

Fixed charges: PV systems with no meter measuring the customer's total consumption (not legally required), and no battery systems are exempt from paying fixed charges. On the other hand, the fixed charges are applied if the installation has electrical storage and this storage is used to reduce the contracted power with the energy provider, or if peak consumption surpasses the contracted capacity. This measure tries to limit the effect of the storage systems for increasing self-consumption ratios. There are some exceptions that should be mentioned regarding the payment of variable charges for self-consumption:

Variable charges:

- Consumers whose contracted power is less than or equal to 10 kW are exempted from paying the variable charges for self-consumption.
- Co-generation production facilities are exempted from any charges until December 31, 2019.
- Balearic Islands have reductions in the variable charges for self-consumption, while the Canary Islands, Ceuta and Melilla's electrical systems have total exemptions from these payments.

The charge for the self-consumed electricity has been termed "Sun Tax" and implies an extra cost for consumers with PV self-consumption. The larger the ratio of self-consumption, the higher the amount of money to be paid as "Sun Tax" concept. This measure, of course, is detrimental to the development of PV self-consumption in Spain.

RD 900 entered into force in October 2015. Although grid-connected self-consumption in Spain represented around 35 MW of new installed capacity in 2016, this figure is far below its maximum potential due to legislative uncertainties. In 2017, the PV sector recovered, thanks to the huge cost reduction of PV systems and good radiation conditions in most of the Spanish regions, despite the unfavorable regulation that includes not only charges but administrative barriers. In the future, the self-consumption market is expected to increase exponentially in Spain, and the only limiting aspects will be the legal and administrative barriers that are still present in the regulation.

Collective self-consumption - groups 2 and 3

On the other hand, collective self-consumption is not regulated in Spain. It was prohibited according to the RD 900/2015. However, in May 2017 the Constitutional Court annulled article 4.3: "An energy generator cannot be connected to private grid owned by several consumers under any circumstances." The decision for developing a regulation for collective self-consumption now falls under the jurisdiction of the regional governments, but as of March 2018, none of the regions has developed rules for governing the shared self-consumption. Nevertheless, not all issues fall under regional competence in the case of self-consumption. There are several issues that the Ministry of Energy must regulate, such as the technical schemes allowed for collective self-consumption and how to regulate the legal persons to pay the network access and system charges in such schemes. So far, the Ministry has not shown any willingness to develop this regulation. Thus, groups 2a, 2b, 3a and 3b are not yet feasible in Spain.

3.2 Other EU countries

3.2.1 BULGARIA

In Bulgaria, the electricity fed into the grid can be sold at preferential prices (guaranteed price through a FiT) applied to energy produced from renewable sources. New rooftop or facade PV installations with a maximum installed capacity of 30 KW are eligible for the FiT scheme:

- up to 5 kWp: about 13.06 c€/kWh with 1,261 hours on average per year
- 5-30 kWp: about 10.94 c€/ kWh with 1,261 hours on average per year

The promotion of renewable energy involves several measures including the mentioned FiT system, with a guaranteed payoff of the generated electricity, with long term contracts of about 20 years for solar PV. These long term contracts are not applied to small installations of less than 30 kW who declare that their production will be for self-consumption.

These small RES installations (up to 30kW) in buildings can benefit from simplified procedures and lower fees if they are already connected to the grid. In addition, they are exempt from the need to prepare an assessment of the available renewable resources on site.

The Energy and Water Regulatory Commission (EWRC) regulates the electricity selling price at the wholesale market and the FiT at which the RES producers sell electricity to suppliers. Distribution grid operators are statutorily obligated to conclude purchase agreements with the operators of renewable energy plants (obligation to conclude a contract). In pursuance of the agreement concluded, the plant operator is contractually entitled to payment for his electricity.

The tariffs are revised and set by the regulatory authority for energy every year on 30 June. Tariff digression is not regulated by law and the tariff rates can be drastically reduced every year. In pursuance of the amendment, the FiT may not be changed during the entire term of a subsidy agreement. The FiT applicable is the one in force on the date on which the plant was put into operation.

Although a FIT scheme for PV projects up to 30 kW on roofs and facades in urban areas is theoretically in place, as explained, the value of the FIT, is very close to the value of the energy for final buyers and it does not stimulate the installation of new PV capacities at all. On the top of this, the free market of electricity in Bulgaria is not well developed and new installations cannot benefit from the chance to participate in the free market and to avoid the restrictions of the regulated market on which they are currently operating.

Furthermore, the BSA (Bulgarian Solar Association), said that net metering for residential and commercial PV and auctions for large-scale renewable energy projects are two options that the Bulgarian government is not considering.

3.2.2 CROATIA

Croatia recognises 3 types of prosumers generating electricity from RES:

(1) prosumers not connected to the grid;

(2) those connected to the grid but without technical capacity to consume and feed the electricity from and into the grid;

(3) those connected to the grid and with technical capacity to draw and feed the electricity from and into the grid.

Those not connected to the grid cannot benefit from the specific tariff for the electricity that they feed into the grid, based on a special metering system for calculating the net electricity fed into the grid and the electricity consumed from the grid.

Residential installations are considered as prosumers in Croatia, thus they can feed and sell the electricity into the grid. Croatia applies specific tariffs to prosumers for the electricity injected into the grid, which are lower than the retail price of the electricity. Prosumers with capacity to feed-in their surplus electricity need to sign a contract by which the prosumer is entitled to be compensated for the electricity fed into the grid. The electricity suppliers are obliged to accept the surplus electricity generated by the priority electricity producers that are registered as such, have a connection to the grid and a meter for netting the electricity consumed and fed.

In Croatia, producers of electricity from RES are encouraged by the RES law (ARES) to generate electricity from RES through financial incentives such as premium tariffs (sustav poticanja tržišnom premijom) and guaranteed prices (sustav poticanja zajamčenom otkupnom cijenom) applicable only to production facilities with installed capacities of 30 kW or less. These incentives are mutually exclusive. Financing for these incentives comes partially from the funds collected as part of the fee for incentivising the production of electricity generated from RES. The fee is set at 0.035 kn/kWh.

To benefit from premium tariffs, prosumers must acquire the status of priority electricity producer provided that they are in a Registry, have a connection to the grid, have a meter enabling calculation of net electricity fed into de grid and meet all the requirements set out in the construction permit. Therefore, producers of electricity that are not connected to the grid are not eligible for premium tariffs. This premium tariff is set in the contract between the electricity producer/prosumer and the Croatian Energy

Market Operator (HROTE), which is concluded following a public tender that is published once a year. The premium tariff may be granted to numerous electricity producers. The supplier is required to calculate, once a month, the bill for the prosumer by deducting electricity fed into the grid from the electricity consumed from the grid. The priority electricity producer with generation capacity of up to 30kW has the right to the guaranteed purchase price provided a contract is concluded with HERA after being selected as best bidder in a public tender (Article 34 of the ARES).

3.2.3 CYPRUS[43]

Electricity from RES is promoted in Cyprus through subsidy combined with a net metering scheme. Furthermore, there is a transitional FiT scheme in place, thus, individual self-consumption is allowed (Group 1).

Grid development is a matter of central planning (Transmission Grid Development Plan 2017-2026 by the Cypriot TSO) and access of electricity from RES to the grid will be granted according to the principle of non-discrimination; with regards to the use of the grid, RES will be given priority.

There is number of policies aiming at promoting the development, installation and use of RES installations as well as specific RES H&C obligations. Net metering and self-consumption schemes were launched in 2013 and are supported to be extended until Cyprus will reach RES national targets for 2020.

The Ministry of Energy, Commerce, Industry and Tourism launched a Plan [44]for promoting PV installations entitled "Solar Energy for All". The Plan introduced a net-metering system in Cyprus:

Category A: PV systems with generating capacity up to 5 kW connected to the grid using the **Net-Metering** method for all consumers. Total Available Power: 20 MW

- Subcategory A1: for residential systems, which are used as permanent residences by vulnerable consumers (subsidy paid EUR 900/kW). Total Available Power: 1,2 MW.
- Subcategory A2: for residential systems, which are used as permanent residences by non-vulnerable consumers (without subsidy). Total Available Power: 8,8 MW.
- Subcategory A3: Systems for non-household consumers (without subsidy). Total Available Power: 10 MW. 2 MW additional are reserved for agricultural companies and fisheries and 1 MW to public educational institutions such as public schools and kindergartens.

[43] Cyprus Energy Angency, Dec 2015 newsletter; Cyprus PV market, Anthi Charalambous, Head of Energy & Environment Division, Cyprus Federation of Employers & Industrialists, December 2016

[44] For more information and application forms, interested parties may contact the www.cie.org.cy websites, www.cera.org.cy, www.mcit.gov.cy, www.eac.com.cy and local district offices of the Ministry of Energy, Trade, Industry and Tourism, the EAC and the Cyprus Energy Regulatory Authority

Category B: PV systems for **self-production** with capacity from 10 kW up to 2.000 kW each for commercial and industrial units. PV systems under this category are available for consumers with commercial or industrial electricity tariff (commercial and industrial buildings, public buildings, army buildings, schools, etc.) in order to produce electricity for their own use (self-production).

There is also an **autonomous self-consumption** (not connected to the grid), with maximum power 20 kW.

In the case of net-metering, the electricity offsetting (netting) can be carried out once per billing period (every two months or each month) for each calendar year by Electricity Authority of Cyprus (EAC) or by any other electricity supplier to which the consumer has contracted. Any surplus can be transferred in the next two months or next month while any deficits will be invoiced. The final account (measurement of February- March) of the calendar year will be the final settlement. Electricity surplus cannot be carried over from one calendar year to the next. In addition, electricity produced by PV installations for self-consumption purposes (industrial/ commercial units) shall not be fed into the grid, which means “0” injection.

Procedure: For households and non-domestic consumers

A Net-metering contract is signed between EAC-DSO and the applicant, who also pays a €250 fee (administrative costs). The contract has a duration of fifteen (15) and ten (10) years for households and non-domestic consumers respectively. EAC- DSO is responsible for controlling the PV plant within 25 days.

Procedure: For industrial/ commercial units (autonomous electricity production)

The DSO is responsible for controlling the connection of the PV plant to the distribution grid within thirty (30) days. Plant operators under storage category are eligible for installing storage facilities. For that reason, interested applicants should submit with their application all necessary information provided by the manufacturer i.e. the safety regulations as well as the contribution that the installation of storage facilities has in the whole system.

Feed- In Tariff: “Support Scheme for RES electricity production by plants that will be finally integrated in the competitive electricity market” introduces a transitional scheme, where RES plants can connect to the grid and receive an “RES price”. However, these RES plants will enter the competitive electricity market 12 months after the initiation of its operation This FiT applies to legal persons and private entities and is called “transitional FiT”.

Subsidy (As additional supporting measure): ”Solar Energy for All” scheme aims at supporting the purchase and installation of PV until 3kW for vulnerable social groups that will operate under a net-metering scheme. The grant amounts to € 900 per kW (max. € 2,700 per installation). Addressed to all natural persons belonging to vulnerable social groups. In addition, recipients of the family allowance for single parents, with a family income less than €39,000 are also eligible. The obligated party is the state, represented by a committee of the Ministry of Energy, Commerce, Industry and Tourism (Administrative Committee of the Special Fund for RES and Energy Efficiency) as well as the EAC.

3.2.4 CZECH REPUBLIC

In the Czech Republic, self-consumption of electricity from PV is possible. Renewable energy is supported through either a guaranteed FiT or a green bonus paid on top of the market price. Plant operators are free to choose either option and swap it once every year. However, in August 2013, the Czech Parliament amended Act No. 165/2012 (Act No. 310/2013 Coll.), which de facto abolished the FiT scheme and green bonus and so from January 2014, the support for new RES plants generating electricity has been stopped.

The definition of prosumers is based on whether the surplus of energy generated by the micro source of up to 10kW is fully consumed or partially fed and sold back to the grid. The ability for prosumers to feed electricity into the grid was introduced in 2016, when it was recognised (by tax law) that the income from feeding the surplus of electricity from installations without license is not considered to be a business income. In terms of energy law, it is still not possible to feed the surplus to the grid, because there is no such definition of a “prosumer”. Micro PV arrays up to 10 kW without a licence are considered a “customer” and as a customer, they cannot not arrange an agreement to sell the surplus. Moreover, prosumers should have zero reserved capacity, which is another condition (DSO) preventing prosumers from feeding the surplus to the grid.

The surplus of energy generated by the micro/small sources without a licence can be fed to the only if there is a contract on an annual discount regulating the contributions to the grid. If those contractual provisions exist, small PV sources of electricity up to 10kW may feed the surplus electricity to the grid. If the electricity fed to the grid could be sold, the price, which is not regulated must be negotiated with the distribution company. However, in practice, this is rarely used.

The residential prosumers must notify the authorities of a new PV installation. The majority have an energy tax applied on the basis of the energy consumed (energy tax is applied only on electricity purchased from the grid, self-consumption from PV is free from any taxes and fees from 2016)

There are close to none application fees for prosumers in terms of acquiring an authorization to operate a PV array, and when potential prosumers are submitting a request for a permit inside the framework of the "*Nova Zelena Usporam*" investment support program, they even receive a financial support for about 50% of the whole cost. This programme was launched by the Ministry of Environment; it is administered by the public environmental fund of the Czech Republic and will run until 2021. It aims to support the energy-saving reconstruction of houses and apartment buildings, the replacement of unsuitable sources of heating and the promotion of renewable energy.

Similarly, consumers in the Czech Republic generating energy from sources connected to the grid are obliged to pay a one-off payment in order to connect to the distribution system. According to Czech law, the DSO has a right to request payment in relation to the cost of connection, depending on the amount of requested reserved capacity. Prosumers generating energy from micro sources do not need to pay to access the grid, given that as one of the conditions for this type of installation is zero reserved capacity on the grid, thus zero (or, at least, negligible) input into the low voltage distribution system.

Since mid. 2017, the Czech Ministry of Industry and Trade is providing subsidies for the installation of a PV system combined with storage under the incentive program *storgaPodnikání a inovace pro konkurenceschopnost* (OPPIK). For solar-plus-storage, there is no limit on PV output, but for each kW of PV installed small businesses must install a 5 kW battery.

In terms of grid use, operators of renewable energy plants are not entitled to priority connection to the grid. The use and the expansion of the grid are subject to general legislation on energy. The grid operator is obliged to enter into connection agreements (only in case of prosumers). Plant operators are entitled against the grid operator to non-discriminatory use of the grid for the transmission or distribution of electricity from renewable sources.

3.2.5 DENMARK

In Denmark, electricity from renewable sources is mainly promoted through (1) a premium tariff and (2) net-metering.

- **Premium tariff.** The generation of electricity from renewable sources is promoted through a premium tariff system based on bonus payments. The operators of renewable energy plants usually receive a variable bonus, which is paid on top of the market price. The sum of the market price and the bonus shall not exceed a statutory maximum per kWh, which depends on the source of energy used and the date of connection of a given plant.

The Danish grid operator (Energinet.dk) may grant support for electricity produced in PV-installation. For projects where the decision on commitment for tariff was met on 01.01.2017 or later the total aid per project may not exceed an amount equivalent to 15 M€. Following installations are eligible for the support:

- Installations with an installed capacity of max. 6 kW per household and connected to self-consumption installation
- Common PV installations established on the roofs of buildings or integrated into buildings that are not built with the purpose of mounting solar cells:
- Common PV installations, which are not connected to self-consumption installation:

- **Net–Metering.** The metering system does not enable any remuneration to the residential prosumer, but provides for a compensation scheme between the excess of electricity generated and fed into the grid and the electricity purchased in other periods where the needs for electricity might be greater. Prosumers in Denmark, are able to sell electricity back to the national grid provided they have requested (and obtained) the net settlement to Energinet.dk. This leads to a compensation mechanism whereby the value of the energy fed back into the national grid is deducted from the cost of electricity taken from the grid by the prosumer. The excess energy not settled may also be sold and the price will be determined by agreement with a supplier based on the market price, which is dependent upon the time of sale and the current demand on the national grid. PV Plants must be connected to a collective grid and be listed in a key data register. Plant operators must apply to Energinet.dk for net-metering. The net-metering is calculated on **an hourly basis.** Energinet.dk determines whether the conditions for net-metering are met and which type of net-metering will apply.

  Eligible under following conditions:
  - For solar energy installations > 50 kW the plant has to be connected to a private supply system or the plant has to be located at the place of consumption.
  - For solar energy installations up to 50 kW the plant has to be connected to a private supply system.

  Electricity producers using all or part of the electricity produced for their own needs are totally or partly exempt from paying Public Service Obligation (PSO) on this electricity. The PSO is a charge levied to support renewable energy. It depends on each consumer's individual level of consumption. The surcharge for the support of renewable energy is part of the PSO tariff. The surcharges are determined by Energinet.dk four times a year. Which surcharge a plant owner is exempt from depends on the installed capacity of his plant.

- Solar energy installations up to 50 kW are exempt from the whole PSO tariff:
- Solar energy installations > 50 kW are exempt from the surcharge for the support of renewable energy

The owners of eligible PV plants are entitled to total or partial exemption from PSO (tariff).

For tenants who are not the owners of eligible plants, may be entitled to total or partial exemption from the PSO tariff for own consumption of electricity produced in a plant that uses only renewable energy sources if:

- the plant is 100% owned by the owner of the property,
- the owner of the property has made the plant available to the tenant for net metering and
- the tenant pays the electricity consumption directly to the grid company on an hourly basis.

3.2.6 FINLAND

Finnish solar energy policy[45]: The Finnish Government doesn't have solar energy targets or specific policies and solar PV is excluded from the current FiT system. The future supporting scheme will be based on auctioning, in which the solar PV seems not competitive with wind power at current prices[46].

In Finland the self-consumption of PV electricity and net-metering scheme are allowed. Solar electricity self-consumers are exempted from grid fees and electricity taxes up to 100 kVA system size or 800 MWh yearly production. Consumers that purchase some electricity from the grid can offset part of their power bill by feeding self-generated electricity back to the grid. Pricing and billing arrangements are freely determined by the distributors, so long as they comply with general principles of the Electricity Market Act. If installed capacity is less than 100kVA, the prosumer does not need to purchase a separate metering device.

Other supporting schemes are available, e.g. Investment grants available for municipalities and companies: 25% for PV and 20% for solar heat collectors (Housing sector and state properties are excluded) or the fact that single houses can get household tax deduction from solar system installation work (approx. 5-10% from the whole investment price) – doesn't apply to house co-operatives

Other interesting aspects of the energy policy in Finland is the lack of access priority for electricity produced from renewable energy sources, following the principle of non-discrimination.

[45] Source: FinSolar - Creating solar energy market growth in Finland, M.Sc.(Eng.) Karoliina Auvinen Aalto University

[46] Another reference comes from VTT: There is discussion on the necessity of residents in apartment buildings need to have their own meters and that the PV production cannot be balanced over the consumption of the housing cooperative as a whole for legislative/taxation reasons. There is some discussion on pilots of energy collectives related R&D in media. So, R&D support might be the best guess for PV support specifically for energy collectives.

3.2.7 GREECE

In Greece, self-consumption is allowed, and self-producer is defined by the Law 4001/2011 as a producer who generates power, mainly for their own use, and feeds any surplus into the transmission or distribution system. The law 3468/2006 enables energy compensation through the balance of the power generated from a self-producer's installation with the energy consumed in a different installation of the same self-producer if it is located in the same or adjacent spaces. The net metering scheme allows to net the electricity produced in small plants by self-producers with the energy consumed. Netting is however relevant only to the so-called "competitive" part of the bill, i.e. the energy part. With regard to grid costs and other imposed taxes, in most cases, the auto-producer pays the relevant taxes for the actual use of the grid they make (they are only exempted of most taxes for the part of energy they self-consume directly at their premises).

Recently, the Greek Ministry of the Environment and Energy has published a new Law on Energy Communities (Law 4513/2018). The new Law allows citizens, Local Authorities, as well as private and public law entities to participate, in the production, distribution and supply of energy. According to the explanatory memorandum to the Law, the latter introduces the institutional framework for the establishment and operation of energy communities in Greece. Moreover, the Law aims to promote the social and solidarity-based economy and innovation in the energy sector, to deal with energy poverty, to develop energy sustainability, to produce, store, distribute and supply energy, to enhance energy self-sufficiency and security in island municipalities, and to improve energy end-use efficiency at local and regional level.

Furthermore, one second Law which concerns the virtual Net Metering for PV systems allows Local Authorities to aggregate their consumption from different buildings and to offset the aggregated consumption with their PV production.

So 2 schemes related with PVP4GRID project are in force in Greece:

Net metering. The amendment of Law No.3468/2006 introduces net metering for all RES for autonomous producers, while "virtual net metering" is applicable to PV and small wind power plants only in certain cases. Furthermore, a similar PV (virtual) net metering scheme was introduced in 2017. PV plants connected to the grid are eligible.

- For the interconnected system: PV plants <20kW or 50% of the agreed capacity consumption (PV Capacity ≤0.5 x Sum of the agreed power consumption (kVA). For non-profit legal person this could reach up to 100%.

- For non-interconnected islands connected to low voltage distribution network: PV plants <10kW or 50% of the agreed capacity consumption (PV Capacity ≤0.5 x Sum of the agreed power consumption (kVA). For non-profit legal person this could reach up to 100%.
- Island of Crete PV plants: <20kW or 50% of the agreed capacity consumption (PV Capacity ≤0.5 x Sum of the agreed power consumption (kVA). For non-profit legal person this could reach up to 100%.

Max. capacity limits for each PV plant are defined:

- Interconnected system: 500kWp (this limit has been decided to increase to 1 MWp in H2-2018)
- Non-interconnected islands: 20kWp (50kWp for non-profit legal person)
- Island of Crete: 100kWp (300kWp for non-profit legal person).

Net metering process follows a 3-years cycle. Each time the electricity retailer issues an electricity bill, the electricity fed into grid and the electricity consumed has to be measured. If the difference is positive, meaning that more electricity is produced and fed into the grid than consumed, this surplus is credited to the next electricity bill. However, any surpluses after the end of the year will not be disbursed by the electricity retailer to the self-producing electricity consumer and will be annulled. If the difference is negative, i.e. more electricity was consumed than produced, and then the plant/ installation operator is obliged to pay the difference.

The **new PV (virtual) net metering (not considered in our PVP4GRID project),** scheme follows an identical process. It also follows a 3-year cycle, while there is a liquidation procedure, when the PV plant operator switches to another electricity retailer. It should be noted that the new PV (virtual) net metering scheme foresees how the surplus of electricity is introduced as an accounting record in the “Special Account for RES and CHP”.

The new scheme allows farmers and specific legal entities that undertake work of public value (e.g. schools, universities, hospitals, city and regional councils, etc.) to install solar PV systems far from the point(s) of electricity consumption.

An example is the 10 kW PV system installed recently at the rooftop of a school in the Northern city of Thessaloniki. Power generated via this installation will be fed in the distribution grid. However, the amount of electricity injected into the grid will be claimed by a hostel for women and children who are victims of violence, managed by Thessaloniki’s city council and located far from the school. The 10 kW PV installation in Thessaloniki was funded by Greenpeace Greece.

Feed-in tariff II (rooftop PV): The scheme supports electricity generation by roof-mounted PV installations of up to 10 kWp on the mainland and rooftop off-grid installations of up to 5 kWp, through a

guaranteed feed-in tariff, currently 95€/MWh. The national energy supplier measures the electricity exported to the grid and sends electricity bills to the plant operators. If the FiT for the electricity produced exceeds plant operator's electricity charges, the national supplier shall pay the difference. If the tariff exceeds the installation operator's electricity bill, he will receive the exceeding amount. The scheme applies to private individuals, small enterprises and public entities, and it can be considered as a kind of *net billing* scheme. The feed-in-tariff is reduced by 5% every six months. Tariff is paid for 25 years from the moment of connection.

3.2.8 HUNGARY

The support system for electricity from RES has been modified in mid-2016 and has been partially replaced by the new Renewable Energy Support Scheme (METÁR) which came into force 1 January 2017. Depending on the size of electricity installation, different supporting mechanism applies. Electricity from RES is supported by a FiT for installations with a capacity of 50 kW-500 kW. For installations with a capacity of 0.5-1 MW, the market ('green') premium applies. Plants with a capacity >1 MW and generally all wind power plants are obliged to participate in a tendering procedure in order to receive the green premium. Household-sized power plants up to 50 kW can benefit from net metering. In general, subsidy programmes also promote the use of renewable energy sources in the electricity and heating sector. In 2017 those subsidy programmes are foremost realised within the framework of the Environment and Energy Efficiency Operational Programme (EEEOP) and the Economic Development and Innovation Programme (EDIOP) which offer non-repayable grants and favourable loans, inter alia in combination with the FiT

Next, a revision of schemes useful for PVP4GRID is presented.

- **Net Metering.** Household-sized power installations with a max. capacity of 50 kVA, connected to a low-voltage system, are eligible for net metering in case that the power plant connects to the low-voltage grid The electricity surplus injected to the grid is remunerated by the electricity supplier with the retail electricity price. Connection to the public grid is only possible with an operational approval. If the approval is given, the local electricity traders or the universal supplier (egyetemes szolgáltató) is obliged to feed the electricity into the grid. However, in most cases, the residential prosumers must notify the authorities, although household power plants do not need to pay a fee for connecting to the electricity grid.

  The payment of fix basic grid distribution charges and distribution capacity charges are due. Three situations can be distinguished:

1. The electricity consumption exceeds the electricity generation: the grid user pays for the balance of electricity consumption and electricity generation.
2. The electricity consumption equals the electricity generation: the grid user does not have to pay for any electricity consumed, but the fix basic grid distribution charges and the distribution capacity charges are due.
3. The electricity consumption is below the electricity generation: the grid user has to pay the fix basic grid distribution charges and the distribution capacity charges; the electricity trader pays the retail price for the excess electricity fed in-to the grid.

Procedure:

- The plant operator of household-sized power plants and the grid operator agree on the billing period, which can be monthly, half-yearly or yearly
- The plant operator is informed about the balance of electricity fed into the grid and the electricity consumption. The plant operator will be remunerated for the electricity surplus by the electricity trader or universal supplier with the retail electricity price.

  Electricity traders and universal suppliers (egyetemes szolgáltató) are obliged to remunerate the plant operator with the retail electricity price for the electricity surplus fed into the grid.

- **Feed-in tariff.** In general, the FiT system remains unchanged for installations between 50 kW-500 kW which are not subject to tendering procedures. The transmission system operator (TSO) MAVIR Ltd. is legally obliged to purchase electricity from renewable sources, to sell it at the electricity stock market HUPX and pay a guaranteed price to plant operators. Furthermore, the TSO is financially responsible for grid balancing.
- **Green Premium I.** The Green Premium is granted for renewable electricity producing plants between 0.5 MW-1 MW. Those plants are not subject to tendering procedures. The tariff is set out by a Government Decree which is determined through a market reference price and an 'administrative premium'. Albeit receiving the Green Premium (I+II), plant operators are still obliged to sell the generated electricity on the electricity stock market HUPX. Furthermore, plant operators are financially responsible for grid balancing.
- **Green Premium II (Tender).** Plants with a capacity higher than 1 MW and generally all wind power plants are subject to obligatory tendering procedures. Basically, demonstration projects are excluded from the obligation to tender.

- **Subsidy Programmes.** Support for renewable energy may be provided through operational programmes under the main scheme of ‘Széchenyi Plan 2020`, mainly EEEOP (Environment and Energy Efficiency Operative Programme), EDIOP (Economic Development Investment Operational Programme), TOP (Territorial and Settlement Operational Programme), CCHOP (Competitive Central Hungary Operational Programme) and RDOP (Rural Development Operational Programme). In certain cases, FiT can be combined with the favourable loans or investment grants within the subsidy programmes.

3.2.9 POLAND

Poland, uses specifically the term “prosumer” in their legal and regulatory framework. The definition of prosumers in Poland, as adopted in 2016, under the amendment to the RES law, covers the final recipients of electric energy on the basis of a comprehensive agreement, who produce electric energy only from RES in a micro-installation in order to use it for their own purposes and are not associated with their business activity. So 2 important features for the definition: micro-generation and not related to business activity. A micro-installation is a RES installation with a total installed capacity of not more than 40kW connected to the grid of rated voltage of less than 110 kV.

The net-metering support system, for prosumers was adopted by the parliament in July 2016. In accordance with the system, electric energy placed in the grid by prosumers is annually compared with energy taken from the grid in a proportion of 1 to 0.7 for the systems above 10kW, and in a proportion of 1 to 0.8 for systems below 10kW. This means that for 1kW produced and not consumed by a micro installation above 10kW, the prosumer would get 0.7 kW from the grid. It addresses to Individual persons, public institutions, enterprises. The prosumer signs a complex agreement with the energy seller. The seller calculates the difference between the produced and consumed energy. The Competent authority is Energy Regulatory Office (URE). The costs of the subsidy scheme are borne by the final consumers of electricity and the costs of the distribution mechanism are transferred to the consumers through the price of electricity.

Installations with total installed capacity lower than 40 kW or free-standing PV modules are exempt from the building permit. In those cases, the prosumer only needs to notify public authorities about the installation. However, the setting up of micro installations needs to be carried out by qualified and certified experts who are subject to inspection, and can control whether the installation requires authorisation and complies with the standards for energy production. Although an energy permit or payment prior to the start of operations however is not needed, in most cases, the residential prosumers must notify the authorities.

There are no connection fees for the prosumer applying for the opening of a micro-installation. The costs are covered by the grid or network operator. Network costs are determined by the connection agreement between the investor of a micro-installation and the grid operator.

According to the RES Law in Poland, the surplus of electric energy fed by the prosumer to the grid as compared to the energy taken by the prosumer from the grid shall not be considered as an income in the meaning of the income tax law for legal persons. This means that the energy surplus generated by the prosumers is not subject to income tax.

The RES Law sets out specific tax provisions applicable to prosumers who are exempt from the VAT and income tax. The Law establishes that the activity carried out by a prosumer shall not be considered to be an economic activity nor as a provision of services or selling in the meaning of the VAT Law and, therefore, prosumers are exempted from the VAT[47].

Furthermore, electricity from renewable sources is supported through a tax relief as well as loan and subsidy schemes from the National Fund for Environmental Protection and Water Management. Regional funds are also available to support RE sources.

3.2.10 TURKEY

Turkish Electricity Market Law, (Law No 6446, March 2013) and the License Regulation updates (November 2013) state the requirement of a license to be obtained from the Energy Market Regulatory Authority in order to generate electricity in the Turkish Electricity Market.

The projects with installed capacities under 1 MW do not require a license (called unlicensed) to connect to the grid. The power consumer, operator and investor cannot be different entities in this kind of projects. All unlicensed PV projects must be approved by the Turkish Electricity Distribution Company (TEDAS). For grid connection, projects under 1 MW apply to the local DSOs and pay grid usage fees to the DSO for electricity fed into or received from the grid once they can connect.

The privilege of unlicensed projects aims to enhance electricity generation for meeting own energy demands (self-consumption) therefore to be eligible for the under 1 MW regulation, companies need to show a consumption point. In theory a system can be a maximum of 30 times the power demand of the consumer. Therefore, in theory demand of 33kW would allow you to install a 1MWp installation. However, the regulation does not specify any minimums regarding the consumption point.

[47] However the Polish government has proposed an amendment with VAT, it is in the Parliament and it is difficult to forecast what will the outcome be.

The most important driver in the industry is the FiT placed by the government. The support scheme for PV plants has the highest tariff at 0.133 USD per kWh injected to the grid, guaranteed for 10 years. Any plant to benefit from the active FiT needs to connect to the grid before the end of 2020 by law. No segment differentiation is defined yet by law, meaning regardless of the size of the capacity all PV installations connected to the grid receive the same FiT. On the other hand, reduced energy prices make PV use for self-consumption less profitable. Relatively the electricity price in Turkey is not high and for industrial and agricultural facilities it is even lower. Apart from the FiT, several other support mechanisms are in practice for enhancing renewable energy investment nationwide. Turkish Transmission Company, TEIAS and the distribution companies give priority to the connection of renewable energy power plants. The distribution companies are also enforced to procure renewable power in up to 20% of its consumption in their supply to ineligible customers. RES power plants pay only 1% of the regular licensing fee and are exempt from the annual license fee for the first 8 years in operation. They are also bound to pay only 15% of the system usage fees for the first 5 years. The same reduction of 85% applies on fees related to transportation and transmission infrastructure investments as well.

Bilateral agreements are not subject to the consent of Energy Market Regulatory Authority (EMRA) under the current system. Therefore, licensed companies can enter into PPAs between themselves or with third parties. These agreements do not put a limit to the pricing, sales condition and/or agreement periods therefore the convenience of the agreements is very much supportable.

Examples of application segments in Turkey, valid for PVP4GRID are: 1) Residential Single Family; 2) Commercial Office Building and Factory; and 3) Industrial Parks and Universities. 2 business models are actively used: **Net-metering and Self-consumption**. The description of the Net-metering model is presented under Residential Single Family Segment. Self-consumption model is described under Commercial Office Building and Factory and under Industrial Parks and Universities.

Residential Single Family

The business model for self-consumption of Turkey in the residential segment for Single Family is Net metering. Currently for this segment no other business model is possible. The main barriers on investing in residential PV systems are listed below:

- Cash-flow difficulties due to huge amount of initial/advance investment payments,
- Lack of widen authorized sales and maintenance service availability, meaning EPCs are mainly focusing on 1 MW un-licenced market rather than micro market referring the range of 11kW to 50 kW.
- Un-matured micro green finance/loan products

- Legally rooftop of an apartment is a joint property (community property). To use some rooftops of a neighbourhood to build PV systems for an investor is nearly not possible since all flat owners should give permissions and should facilitate from the system. The application procedure for this option is not clear either.

The main driver for families to build a rooftop PV system is to make savings from electricity bill costs while creating additional income through selling the generated electricity during daylight. Residential PV based electric generation system is feeding the grid during the day. And at night families get the electricity from the grid. The difference between consumed and produced electricity is calculated and residential electricity generation is purchased based on FiT.

Because the initial investment costs are still high, families mainly prefer to use a bank loan for rooftop systems. Although very few in number, there are banks having green/eco loan options with considerably lower interest rates and longer tenor periods like 5 years. Self-funding is also used by middle or upper class families. Surplus electricity can only be purchased by electricity Distribution Company which is the grid operator and the electricity provider.

Commercial-Office Building and Factory

PV Systems are not likely common in commercial segment. Besides the high operational costs and limited loan options provided by banks, not accepting the project itself as collateral is one of the main financial barrier for this segment. Investors or project owners have to provide extra collateral which is not easy in most cases.

The motivation for PV systems to be installed in commercial / office building is similar to that in the residential sector. Additionally, in Turkey PPA business model where generally the investor, operator and power consumer are completely different parties is not legally allowed yet for unlicensed projects under 1MW. Here the agreement is done with DSO and purchase price is the FiT. Debt loan is used with 15-20% equity share. EPC companies are building up the system and provide O&M services. For commercial segment Regional Development Agencies are also an option to receive a grant.

Industrial Parks and Universities (Group 3)

The projects over 1MW are obliged to attend a tender to get a licence. OIZ (Organized Industrial Zones) are legally recognised as free-electricity producers with the Renewable Energy Law. Under this law with the regulation called Support Mechanism for Renewable Energy (SMRE), the Organized Industrial Zones and Universities that generate their own electricity are exempted for the obligation to follow the licenced procedure for over 1 MW investments. If the institutions decide to sell their electricity to third parties, they

have to apply for the licence. The “less than 1 MW” producers can sell the electricity (net-metering) only as a service fee. The existing legislation does not allow them to invoice the electricity itself.

OIZs can build up PV solar capacity with more than 1 MW without license legislation duties (i.e. un-licensed) and should consume all electricity for their member companies. If in case the generated energy exceeds the need of the OIZ and if OIZ decides to feed the grid, in this condition OIZ should apply for license process to be energy seller. This procedure is also challenging and expensive.

All OIZs of Turkey enjoy very low electricity prices which results in the unprofitability of solar investments most of the time. For such situations OIZs try to utilize its own power through the companies within the OIZ and generate income for the whole zone rather than buying electricity from the grid. OIZs are generating their own electricity to sell it to their members with 6-8 USD cent/kWh. The return period of this kind of investment increases to 12-15 years rather than 7-10 years. Since they have produced their own energy or supplied electricity from the grid with lower prices due to bulk purchasing power, such a new expensive investment is not so attractive at the beginning.

The education segment environment and business model is exactly the same with industrial parks. Both universities and organized zones are exempted from the licensing procedures and they are allowed to act like Distribution Companies. Up to this date no any university or organized industrial zone has such an application. All PV systems installed in universities or industrial parks are for self-consumption only. For this reason, education segment business model can be considered as same with industrial segment

Case: Gebze Guzeller Organized Industrial Park, located in Kocaeli province which is the neighbour province of Istanbul. The OIZ is placed in Marmara Region which is the most concentrated and most active industrial region in Turkey. The ground-mounted solar plant with 500kW capacity built for self-consumption. The predicted annual generation is 640.000 kWh and the annual performance is expected to be 1271 kWh/kWp.

For source of funding loan can be taken by banks, grants can be received by Regional Development Agencies and/or equity share can be also used.

3.2.11 UNITED KINGDOM

In UK self-consumption and injection of PV electricity in the grid are permitted. Under the **FiT** scheme, accredited producers whose plants have a capacity of less than 5 MW can sell their electricity at fixed tariff rates established by the Gas and Electricity Market Authority (Ofgem). PV installations are eligible. The FiT scheme was introduced in 2010, offering a fixed payment for 20 to 25 years to households

generating electricity from microgeneration installations[48] for every unit of energy they generate and feed into the grid. The tariffs depend on the technology and whether the household is an individual or a community. The FIT rates change in line with inflation in accordance with the Retail Price Index (RPI).

The UK FiT has two components that have influence in the consumption habits: (1) a 'generation rate', which is a payment for each kWh generated by the PV (regardless of whether it is exported or used within the home), and (2) an 'export rate', which is a payment for each kWh exported to the grid. Since its inception in April 2010, the UK government has progressively lowered the generation rate to reflect PV's falling capital costs (although the export rate has risen very slightly). There are several elements of the FIT degression mechanism in the UK:

- **'Default degression'.** The frequency of degression differentiates depending on technologies. Source: http://www.fitariffs.co.uk/
- **'Contingent degression'. '**Contingent degression' allows the degression rates to be adjusted depending on the actual levels of deployment under the FITs.

Furthermore, the decline of the generation FiT rate has made maximizing self-consumption even more important—as the FiT historically played a significant role in determining solar investment payback, electricity bill savings (achieved through self-consumption) make up an increasing proportion of the overall returns to solar investment.

As FiT decrease and self-consumption plays a more important role in the economics of PV, potential PV adopters face greater uncertainty about the expected return on their investment, as this depends not only on estimating PV generation but also self-consumption.

In order to be eligible for the highest generation tariff rates, solar PV installation(s) or its/their extension(s) with a total installed capacity up to 250 kW need to to demonstrate that the building to which the solar PV is attached to has achieved an Energy Performance Certificate (EPC) rating of Level D or above. Installations which do not meet this requirement are eligible for a lower (L) tariff rate. To receive higher generation rate, non-domestic solar PV community energy and school installations with declared net capacity up to 250kW have to demonstrate minimum energy efficiency level G and above.

In regards to smaller PV systems rated up to 3.68kW (16A) per phase at a single premise, the prosumer does not need to contact the Distributor Network Operator (DNO) prior to commissioning. The installer

[48] In the UK, microgeneration includes the generation of electricity of up to 50kW, so for PV instalations of less than 50 kW, in order to be accredited, will take part in the Microgeneration Certification Scheme (MCS), an independent scheme that certifies microgeneration products of less than 50 kW and installers in accordance with consistent standards. The Energy Tax Act establishes that the energy tax does not apply to installations with generation capacity below 50 kW or to a legal person who owns an installation with generation capacity of less than 50kW that has not been fed into the grid.

will need to carry out two key tasks on the prosumer's behalf in order to ensure connection to the grid: the generator must inform the DNO about the installation or any work to be undertaken and then submit an Installation Commissioning Confirmation Form within 28 days of commissioning the installation. For bigger systems above 4kW, the installer will need to get permission from the DNO in order to connect to the grid.

Network costs are variable in UK. There are on-going charges which cover the cost of reinforcement and O&M costs (system charges). These costs are not uniform; they depend on the location and vary depending upon capacity available on the network. These charges have been levied by DNOs since 2005.

The UK applies a VAT reduction on energy saving items. The good and services tax is reduced from 17.5% to 5% for certain goods and services including microgeneration systems. In addition, residential prosumers are exempt from income tax on revenue from electricity sale.

Finally, regarding network aspects, RES Electricity is connected to the grid under the principle of non-discrimination, RES-E plant operators are granted the right to access the grid and grid operators are obliged to expand the grid if this is necessary to accept all generated RES-E from a plant.

3.3 International models

3.3.1 AUSTRALIA

Australia is divided into 8 states, leading to 8 different legal frameworks for the analysis of PVP concepts. Next, information on the local use, collective use of self-consumption is depicted, considering the particularities of the different states. The amount of consulted references is very wide, so the complete set is listed in Annex III. For the Australia case, very interesting examples have been found. They might not be directly linked to our PVP concepts, but they have been anyhow considered as best practices and examples for the future evolution of PVP concepts in Europe. One notorious example is the 50,000 home solar and battery systems across South Australia, which is the world's largest Virtual Power Plant planned so far. A summary of examples for Australia are also included in Annex III.

Local use of self-consumption – Group 1

PV support in Australia is **decentralised**, i.e. there is no national scheme but only state-run (Solar Choice, 2017). This means that there are 8 states, and consequently 8 different PV support schemes: Victoria, South Australia, ACT & Canberra, Tasmania, Northern Territory, Western Australia, Queensland, New South Wales. With regard to the development of PV support schemes, there was a common pattern for the Australian 8 states. At the beginning, generous FiT on 'gross metering' were

provided to consumers (Solar Bonus Scheme; State of Queensland, 2018a), yet most of them ended by around 2011 - 2012. Currently, the dominant doctrine for PV support is a FiT on ‘net metering’ scheme, which is focused principally on self- consumption, where the excess electricity is fed-into the grid, receiving a remuneration that is far below the electricity price (Synergy, 2017).

In general, PV support in Australia is very **deregulated**. This means that there are basically two distinct parties concerning PV (i.e. the “qualifying customer” and the licensee) and in most cases, the distribution network operator and the regulator play only a marginal role. Taking the example of the state of Victoria, the parties are the following (Electricity Industry Act 2000):

"Qualifying customer" (consumer), of a relevant licensee or small retail licensee, means a person who:

- purchases electricity from that relevant licensee or small retail licensee;
- and engages in the generation of electricity

And "relevant licensee" (electricity supplier) means a person that:

- holds a licence to sell electricity; and
- sells electricity to more than 5000 customers;

"Small retail licensee" (electricity supplier) means a person that:

- holds a licence to sell electricity; and sells electricity to 5000 or less customers (e.g. multi-family houses, commercial buildings, business parks)

Net metering in Australia only refers to the fact that the solar energy exported to the grid (as a portion of the solar energy produced by the system) is measured by the meter, while FiT refers to the rate that a solar system owner is paid for the solar energy they export to the grid – whether that rate is subsidised or (in most cases now) not subsidised.

Under the previous scheme, all of the customer’s solar energy was sell into the grid receiving a generous rate for the sell (gross FiT) and the new scheme is more deemed for self-consumption exporting only the excess- to the grid, as rates are much lower than previously (net FiT) (Solar choice, 2017). The purchase price for the excess of electricity depends on each count, and even on the period of the day.

Table 10. Overview of the current situation on PV support in all Australian states		
State	**Support Scheme**	**Legal Source**
Victoria	"Transitional Feed-in Tariff" (TFIT)	Electricity Industry Act 2000 [Vic]
South Australia	retailer feed-in tariff	Electricity Act 1996 [SA]
ACT & Canberra	Retailer market offers (non-premium FiTs)	-
Tasmania	Regulated FiT Rate	Office of Tasmanian Economic Regulator, 2017; Electricity Supply Industry Act 1995
Northern Territory	retailer feed-in tariff	-
Western Australia	Renewable Energy Buyback Scheme (REBS)	Electricity Industry Act 2004 [WA]
Queensland	retailer feed-in tariff/ regional feed-in tariff	Queensland Government, 2018a; 2018b; Queensland Competition Authority, 2017
New South Wales	retailer feed-in tariff(benchmark)	Independent Pricing and Regulatory Tribunal- IPART, 2017.

The impact of self-consumption in economics of Australia network is very limited, due to the fact that PV schemes for individuals are mostly designed for self-consumption, while the electricity purchase rate for excess electricity is offered at a diminished price. In some cases, this can be regarded as a disincentive.

In the self-consumption-net metering scheme, there are basically two technical components. The first one is the installation of net meters. There are different types of meters being implemented, depending on where households are located. It is possible to choose between a simple accumulation meter, a simple interval meter, or a digital smart meter (Solar Choice, 2017). Apart from that, energy storage is also gaining in importance.

For example, in South Australia, if a PV plant owner receives AUS 44c per kWh as distributor FiT, the previous more generous FiT scheme, the support will cease if an energy storage device (e.g. battery storage) or another grid-connected renewable generator is installed. This is because it is not possible to distinguish between the electricity fed into the grid from the solar PV system and a storage device or generator (South Australia Government, 2018).

In ACT & Canberra, under the “Next Generation Energy Storage Grants”, $ 3 million has been awarded in the latest grant round (Round 3) in 2018. The installers operating under the program are able to offer support for battery storage. More specifically, this scheme provides subsidised battery storage systems to Canberra’s homes. Up to 5,000 battery storage systems are expected to be installed and the level of subsidy depends on the size of the battery. In average, residential customers receive AUS $4,000 in support (ACT Smart, 2018).

Australia’s Electricity Network Transformation Roadmap (CSIRO) has also identified the drivers for boosting battery storage in Australia (CSIRO, 2017). By early 2020’s, the major driver is expected to be the advantage of allowing rooftop solar owners to reduce the amount of solar output that has to be exported because demand on site is too low when the energy is available. As explained above state subsidised export prices for rooftop solar have come to an end. The prices received for exports without those subsidies are well below the value of that electricity if the owner were able to use it on site. Storage is viewed as a viable investment, if there is a ‘cost gap’ that is lower than the value of exploiting this ‘gap’ in solar export and grid import prices. This is expected to occur in the next years with the fall of battery prices (CSIRO, 2017).

Between the mid-2020s and 2050s, the driver for battery storage installation under the Roadmap is expected to change. Batteries will be doing more than shifting rooftop solar output, as more customers will receive a service that includes a demand based tariff. In addition, they will be used to avoid network critical peak days (5 days per year) and daily peak pricing periods (CSIRO, 2017).

Furthermore due to the emergence of energy storage facilities, there is an upwards trend towards “behind the meter” applications (Langham, 2016).

Collective self-consumption - Groups 2 and 3

There seems to be no regulatory framework concerning the local collective use via public grid. This segment is still on an experiment level. However, it should be noted that according to Australia’s Electricity Network Transformation Roadmap (CSIRO, 2017), installed solar PV capacity is expected to increase by more than 400% (20GW) by 2026 as well as 32GWh of battery storage on the network. Until 2050, the amount of solar PV capacity would increase almost three-fold to 72GW with a corresponding increase in battery storage to 87GWh.

As for the private use of the grid, current regulations make the transition from conventional grid supply arrangements to standalone power systems or micro-grids very difficult to enact. This is merely applied to isolated and regional cases and not for urban centres. It is expected that up to 10% of customers are likely to leave the grid by 2050, increasing average bills to other customers by AUS $132 per year.

Nevertheless, there will be also an opposite trend, as 1 million customers will stay on-grid and export their excess electricity to the grid, resulting in cost reductions of around AUS $ 1 billion (CSIRO, 2017).

At district power level, the situation is similar regarding the regulation, so there seems to be no framework concerning the realisation of public / private grids in the district power model. It is worth mentioning that in 2017, Western Power submitted a rule change request to the Australian Energy Market Commission which sought to remove certain barriers to distributors deploying alternative technologies and methods of providing distribution services, such as transitioning customers to off-grid supply. The Commission had finally not ended in a final rule on alternatives to grid-supplied network services, as this could create radical changes in the definitions distribution system (Australian Energy Market Commission, 2017).

3.3.2 USA

The analysis in the case of US is similar to the one for Australia. There is a federal regulation, common for all the states which is presented in Annex IV, and then state-based regulation. So federal framework + 5 states have been analysed, the most interesting from the PVP4GRID perspective: California, Utah, Colorado, Arizona and Nevada. Consequently, information on the local use, collective use of self-consumption is developed, considering the particularities of the different states. As in the case of Australia, for the clarity of the report, 2 additional annexes have been proposed: Annex V for the US references and Annex VI for the selected examples.

Local use of self-consumption – Group 1

3.3.2.1 California

The California Public Utilities Commission (CPUC), which competences are derived from the California State Constitution (Article XII, Section 3), regulates investor-owned electric and natural gas utilities operating in California. Through its oversight over utilities, the CPUC has played a key role in making California a national and international leader on a number of energy-related initiatives designed to benefit consumers, the environment, and the economy.

Self-Generation Incentive Programme (SGIP) is one of the longest-running and most successful incentive programmes that originally aimed to reduce peak-load energy consumption as a reaction to the energy crisis of 2001. However, it changed dramatically and it no longer supports solar PV technologies, which were supported by the new California Solar Initiative (CSI) programme (2006).

Net Energy Metering (NEM)

Incentives in the form of Net Energy Metering (NEM) is '*a special billing arrangement that provides financial credit to customers with solar PV systems for the full retail value of the electricity their system generates'*. Prosumers who generate energy ('customer-generators') in the amount exceeding their electricity needs receive financial credit for any surplus energy fed back to their utility. According to Pacific Power (2017), as one of the distribution system operators (DSO) in California, NEM is available to '*a residential, small commercial, commercial, industrial, or agricultural customer that owns and operates a renewable electricity generation facility […] with capacity of not more than one megawatt that is located on the customer's owned, leased, or rented premises, is interconnected and operates in parallel with the Utility's transmission and distribution facilities, and is intended primarily to offset part or all of the consumer's own electrical requirements*'. The NEM is available within the entire territory served in California by the respective utility.

The system 'allows to offset electricity consumption at one time with excess generation at another time. Consumption and generation of electricity are valued at the same rate, meaning that electricity generated by prosumer and electricity consumed that is provided by the utility is valued and billed at the same rate (1:1 ratio per kW of electricity) (CalCom Solar, 2018). Therefore, a prosumer can offset his own electrical needs partially or even fully. Prosumers are billed at the end of a 12-month period following the date of the utility's final interconnection of an eligible residential or small commercial customer-generator (Pacific Power 2017, p. 1). Still, the utility shall permit the customer to pay monthly for net energy delivered/consumed, too.

According to the California Public Utilities Commission (PCUC, 2018), NEM represents an important element of the policy framework that support direct customer investment in grid-tied distributed renewable energy generation. Prosumers who utilise NEM are still eligible for any other rebate, incentive, or credit provided by an electric utility (PCUC, 2018). According to the data of the PCUC (2018), 'more than 90% of all megawatts (MW) of customer-sited solar capacity interconnected to the grid in the three large investor-owned (IOU) territories (PG&E, SCE, and SDG&E) in California are on NEM tariffs'. The NEM programme is based on the Commission's Decision (D.) 16-01-044 from January 28, 2016.

Transition from NEM 1 to NEM 2

The cap of 2,409 MW for the original NEM (NEM1 or NEM 1.0 or Former NEM) programme has been already reached and therefore, new prosumers who would like to participate at the NEM programme have to take service under the new NEM2 (also referred to as NEM 2.0). Prosumers still receive retail bill credits per kWh for their solar electricity that are equal to the value of kWh of utility electricity. The

deadline to move from NEM1 to NEM2 was set for the 1 July 2017 by the Commission. Please see the table[49] extracted from the official website of CPUC (2018) to see the main differences between former NEM (NEM1) programme and current one (NEM2):

	Former NEM	Current NEM
Interconnection fee	None	$75-$145
Non-bypassable charges	Yes, based on "netted out" quantity of energy consumed over the course of a year	Yes, based on "netted out" quantity of energy consumed in each metered interval (metered interval is 1 hr for residential customers and 15 min for nonresidential customers)
Time-of-use rate	Not required	Required
Installation size limit	1 MW	No limit; can only be sized up to customer's annual load
IOU program cap	5% of IOU's aggregate peak demand	No cap

Under the new NEM2 programme the maximum size of generator is no longer limited to 1 MW, and prosumer's generator is limited only by his own annual load.

The utility determines whether a prosumer is either a net energy consumer or a net energy generator as Net Energy Metering technology measures the difference between consumed and generated electricity by prosumer's own PV system. If a prosumer is considered to be net energy generator over the respective billing period, 'the net kilowatts generated are valued at the same price per kilowatt as the utility would charge for the baseline quantity of electricity during that billing period, and if the number of kWh generated exceeds the baseline quantity, the excess shall be valued at the same price per kWh as the Utility would charge for electricity over the baseline quantity during that billing period' (Pacific Power, 2017, p. 1). On the other hand, if a prosumer is considered to be a net energy consumer, his net monthly consumption of electricity is calculated according to the terms of contract or tariff to which the same customer would be assigned to if the consumer did not use an eligible RES.

Interconnection fees, Time-of-Use (ToU) rate and general expenses for devices

NEM2 requires using Time-of-Use (ToU) rate and a prosumer has to pay an interconnection fee. Yet, the new programme has banned many fixed charges for residential customers, including demand charges, grid access charges, installed capacity fees, and standby fees (charges), except for generators larger than 1 MW which are obliged to pay to apply, and to bear all interconnection costs.

[49] **Source:** California Public Utilities Commission. *Key differences between the two tariffs*. Available at: http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3800.

The amount of interconnection fees differs from utility to utility. If a residential prosumer or small commercial system owner connects to grid a self-generating facility under the NEM2 programme with capacity under 1 MW, he is obliged to pay fees depending on the utility he is connected to. For example, PG&E prosumers must pay one-time fee of 145 USD for most residential systems, and SDG&E customers must pay charge of 132 USD. They must use the aforementioned ToU rate, and there are no fees for solar production that is immediately used. Additionally, they are obliged to pay approx. 2-3¢ for each kW consumed from the grid (the so-called Non-bypassable charges; NBCs), which are built into electric utility even if that electricity comes as an offset to extra solar production. Prosumers must cover all the expenses related to the usage of Net Metering System, e.g. '*all equipment necessary to meet applicable safety, power quality, and interconnection requirements'* established by the respective Acts (Pacific Power, 2017, p. 4).

It can be noted that utilities have developed guides, which are updated on an annual basis, so that prosumers can predict total costs of their systems (incl. standard interconnection fees and obligatory equipment prices). Please find them in the column on the right side.

Customer-generators taking service under tariffs employing Time-of-Use (ToU) that generate electricity (net kWh produced) should be valued for the same price as the utility would charge it, i.e. retail kWh sales during the same period. Time-of-Use (ToU) pricing schemes reflect the market balance between electricity supply and demand. In this case, ToU meters are capable of recording electricity flows throughout the day are used. As a result, utilities can charge different electricity rates at different times of the day, week respectively. On the basis of this scheme, prosumers are motivated to generate electricity in peak hours when supply is low and demand is high. As Eissler et al. (2017) add, new policies will likely aim in a similar direction and PV system with storage capabilities for load shifting could become the most profitable investments under these new policies.

Excluding smart ones (ToU) mentioned above, there are in general two types of electric meters that are used to measure electricity flows of a prosumer to/from the public electricity grid. These, known as single bidirectional meters. Yet, even though they are capable to measure electricity flows (however sometimes they cannot be installed due to billing purposes), they are incapable to record time of its usage. This category of meters may consist of the installations of two electric meters (Dual Metering); one to measure electricity going from the grid to the respective prosumer, and the other one to measure energy supply that stems from the prosumer's electricity generation to the grid. An additional meter to monitor the flow of electricity in each direction may be installed with the consent of the customer-generator. Moreover, if the existing prosumer's meter is not capable of monitoring the flow of electricity in two directions, he is

responsible to cover all the expenses involved in purchasing and installing a meter that is able to measure electricity flow in both directions (Pacific Power, 2017).

Prosumers are obliged to install on customer's side of the meter a safety disconnect switch, which should be accessible to the utility personnel so that PV system may be fully disconnected from the utility's electric service in case it would jeopardise a safety operation conditions. According to Pacific Power (2018), there are these 6 typical steps which should be followed by any future prosumer (Net Metering Application Process Flow). These steps normally last 70 business days; 30 days are dedicated to application and approval, 30 days to installation and inspection, and the last 10 days to net meter installation, according to Pacific Power (2018).

Sub-programs of NEM 2

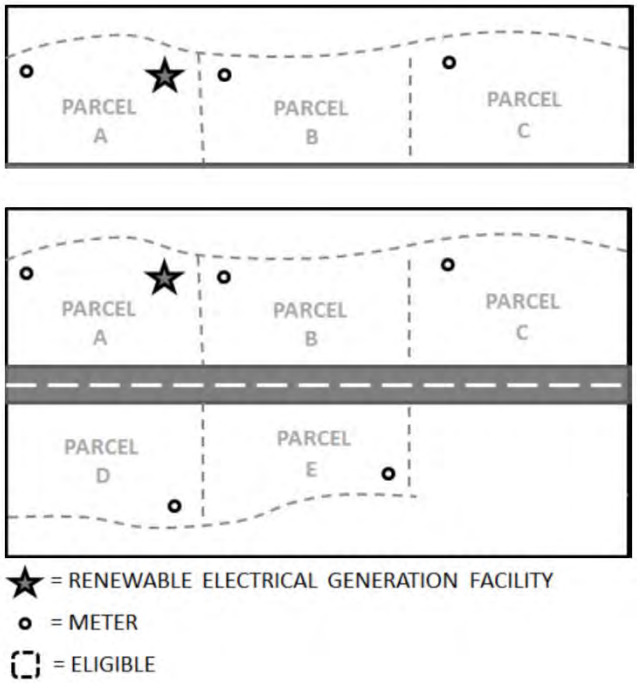
The NEM2 programme comprises the following Net Energy Metering sub-programmes:

1. Standard NEM (NEMS; up to 30 kW),
2. All other NEM not covered by NEMS (NEMEXP),
3. Virtual NEM (VNEM),
4. NEM Aggregation (NEMA),
5. Multifamily Affordable Solar Housing Virtual NEM (NEMVMASH) and
6. NET for multiple generating facilities subject to different tariffs (NEMMT) (PGE, 2018).

The Net Energy Metering Aggregation or Aggregated Net Metering (ANM) (NEMA; also called Meter Aggregation or SB 594) is a smart meter technology that aggregates or combines electrical loads from multiple meters tied to a single, centralised renewable energy generator (e.g. solar panel system). According to Pacific Power (2017, p. 2), a special system of billing applies to NEMA. The eligibility criteria meet renewable electrical facilities, or a combination of those facilities, up to and including 1 MW of installed capacity. '*All accounts included in an Aggregation Arrangement are ineligible to receive net surplus compensation*'.

According to the Pacific Power (2017, p. 8), '*an eligible customer-generator with multiple meters ('Aggregated Accounts') may elect to aggregate the electrical load of the meters located on the property where the renewable energy generation facility ('Generating Account') is located and on all property adjacent or contiguous to the property on which the renewable energy generating facility is located, provided that all properties are solely owned, leased, or rented by the eligible customer-generator that elects to aggregate its electric load.*' The parcels that are divided by a street, highway, or public

thoroughfare, which are solely owned, leased or rented by one single prosumer are defined as contiguous. Please see the illustration[50] below.



Under this system, the electric meter of customer monitors the amount of electricity consumed by himself and also how much excess electricity is fed back into the electricity utility grid. Thus, in addition to monthly customer transmission, distribution, and meter service charges, customers are obliged to pay solely for the net electricity consumption exceeding his own PV system generation.

PV systems are connected to the public grid, and prosumers can either sell the generated electricity or consume it. If the generated electricity is fed into the grid, their electricity bill is reduced by running the electric meter backwards crediting the customer account at full retail rates, even to the electricity consumption equilibrium (zero-out of the prosumer's electricity bills). Moreover, if the prosumers generate more electricity than they consume in the respective twelve-month period following the date of the utility's final interconnection, they can receive a payment for this energy surplus (so-called Net Energy Metering Net Surplus Compensation Rate or NSC Rate; NCSR) under special utility tariffs.

[50] **Source:** Pacific Power. *Schedule No. NEM-35, Net Metering Service*. p. 9. Available at: https://www.pacificpower.net/content/dam/pacific_power/doc/About_Us/Rates_Regulation/California/Approved_Tariffs/Rate_Schedules/Net_Metering_Service.pdf

A prosumer can choose to receive the compensation either in a form of check or to apply for the compensation toward his future electricity charges, bills receptively for his energy surplus exported to the grid during the last 12 months (i.e. Renewable Energy Credits; REC).

This decision can be taken once every 12 months. However, in case of the first one, the compensation must be equal or higher than USD 25, otherwise a prosumer will receive just a credit to his bill. The second option is based on credit compensation in the future billing period of a prosumer. The NSC rate is in both cases determined by using a simple rolling average of the day-ahead “default load aggregation point” electricity prices from 7 a.m. to 5 p.m. corresponding to the customer’s 12-month relevant period’, therefore, on a 12-month rolling average of the market for energy (Pacific Power, 2011, p. 1). The decisive month for setting the NCSR Energy price for a prosumer (i.e. Net Surplus Generator) is a month when the relevant period (normally12 months) ended. These prices slightly differ depending on the respective utility and they reach approximately 0.29 USD per kWh (as of February 2018).

If the electricity needs of prosumers are not fully satisfied by their PV generation, additional power needs are covered by the utility from the electricity grid. As the State of California, California Energy Commission and California Public Utilities Commission (2018) note, ‘switching between solar system's power and the utility grid power is instantaneous-customers never notice any interruption in the flow of power’.

If the electricity needs of consumer are governed by the NEM Agreement, an electricity meter of respective prosumer is read on a monthly basis informing customer about the net amount of electricity consumed or fed into the grid during that billing period. The Interconnection Agreement for Net Metering Service in California (up to 1000 kW) can be found on the following link: https://www.pacificpower.net/content/dam/pacific_power/doc/Efficiency_Environment/Net_Metering_Customer_Generation/CANetMeteringAgreement.pdf. Residential and small commercial customers can choose between monthly or annual period of billing to utility for their net electricity consumption.

Eligible criteria for NEM fulfil the retail customers of an electric utility in California who generate electricity using solar on their premises with a generating system’s peak capacity output equal 1,000 kW or lower. Customers who are willing to participate on the NEM system are obliged to apply at the utility in order to receive its approval of system’s connection to the utility. The ones who already operate its own PV systems should contact their respective electricity utility with a request for NEM so that their installations can join the scheme. All the state or utility-sponsored incentive programmes require to interconnect the installation to the utility.

Another example besides the aforementioned (NEM), is the Expanded Net Energy Metering (NEMEXP), which is intended for larger residential and commercial generators with installed capacity (generator size) that ranges from 30 kW to 1 MW.

Prosumers in California can also use the so-called Non-Export Interconnection that is available to all types of technologies (incl. PV) and sizes. According to PG&E (2018), in order to be eligible to apply an applicant has to fulfil one of the following criteria:

1. installation of reverse-power protection device,
2. installation of under-power protection device,
3. certification of non-islanding generating facility equipment as well as design of the interconnection has to ensure that the incidental power exports will be limited,
4. the gross nameplate rating of the generating facility will not exceed 50 percent of the minimum electrical load of the host customer's facility over the previous 12 months,
5. the generating facility completely offsets the facility load by being both (a) optimally sized to meet its peak demand with load following functionality on the generator controls, and (b) ensuring conditional (inadvertent) export of electric power from the generation facility to the distribution provider's distribution or transmission system, occurring no more frequently than twice in any 24-hour period. Also, the exports are greater than two seconds, but no more than 60 seconds. If this option is selected, option 1 or 2, above, will also be required.

Please note that the Non-export kind of Interconnection includes also interconnection study fees for applicants. Standby charges do not apply for PV generating systems under 1 MW.

The California Solar Initiative (CSI) offered cash back rebates for installing solar on homes or businesses until December 31, 2016 when the programme was closed. Among eligible customers belonged households, businesses, farms, schools, and government and non-profit originations that earned cash rebates for every installed watt of solar energy. The rebates for all the customers of PG&E, SDG&E and SCE have been exhausted.

California Solar Incentive Programme (CSI) was created by the California Public Utility Commission in 2011. The programme incentivised the initial cost of installing a photovoltaic system in California and in total 3.5 MW of PV systems were installed in California.

Energy Storage Devices

The CPUC has required the state’s three large investor-owned utilities to create 1.3 gigawatts of energy storage by 2024. However, energy storage facilities are in general not eligible for the NEM programme due to the fact that the energy stored may not be from RES, except they are pair with the Net Energy

Metering Multiple Tariff (NEMMT). NEMMT is a NEM program for a customer who operates a NEM-eligible generator in conjunction with a non-export or NEM fuel cell generator. This program allows a customer to interconnect these technologies with PG&E's electric grid at one service point, using one account, and still qualify for the special rate options that would be available if each technology were interconnected and billed separately.

In addition, California is encouraging prosumption by making advanced energy storage systems eligible for its **Self-Generation Incentive Program** rebates. In an even more innovative step, San Diego Gas & Electric, an investor-owned utility in southern California, is proposing a new rate structure that would reward the installation of behind-the-meter batteries. If owners of the batteries permit the utilities to draw on stored energy during pre-arranged peak periods, they will receive a lower, preferential rate for electricity.

3.3.2.2 Arizona

The Arizona Corporation Commission (AZCC) ensures safe, reliable, and affordable utility services in the state. The AZCC established the Renewable Energy Standard and Tariff (REST; or Renewable Portfolio Standard, RPS) in August, 2017. This measure identified short and long-term goals of the states, and it requires from regulated electric utilities to generate at least 15% from RES by 2025.

According to the legislature of Arizona (Senate Bill 1465), **Distributed Energy Generation System** '*means a device or system that is used to generate or store electricity that has a capacity, singly or in connection with other similar devices or systems, greater than one kilowatt that is primarily for on-site consumption, and this system does not include an electric generator that is intended for occasional use'*.

According to the NREL (2018), '*Arizona has a net-metering programme with no size limit but is specific to the customer's load. Arizona solar customers are eligible for an up-front incentive through the state's solar and wind tax credit. Large systems are eligible for additional production-based incentives. Several Arizona utilities also offer rebate programs that midscale solar projects are eligible for*.'

The **Net Metering (NM)** programme had been available to investor-owned utilities and electric cooperatives that generated electricity from RES (incl. PV) in Arizona since 2009. However, in December 2016, the AZCC decided to end NM programme in the state and to move to a new tariff system that significantly lowers export rates that the utilities pay to PV customers for excess energy. According to the conditions of new "**Net Billing**" programme, new customer-generators are credited at an avoided cost rate for energy exported to the grid. Although the ACC did not state any exact limit on system-size capacity, the eligible systems must be sized to not exceed 125% of the customer's total connection load. The new Net Billing programme does not apply to customers who were connected to the utilities before

the decisive date, and these customers are eligible for further support that stems from the former Net Metering rules for a period of 20 years.

According to the **Arizona Law, individual homeowners' private property rights** to solar access are protected by dissolving any local covenant, restriction, or condition attached to a property deed that effectively prohibits the installation or use of solar energy. This applies to residential sector.

In February 2017, the ACC approved the Rate Plan of Tucson Electric Power (TEP) that as the first utility in the state introduced new pricing scheme and monthly fees for solar customers. New residential PV customers are charged by 2.05 USD per month and new small commercial customers 0.35 USD per month so that the installation costs of the second electric meter could be covered, according to the TEP. This is being applied just to the new customers who have not applied before the utilities' rate conclusion date. According to it, benefiting Residential Net Metering customers may remain on the tariff for 20 years from their initial connection date, they cannot increase the size of the solar generation system, and customers will be subjected to all rates and changes applicable to Residential Rate Tariff. On the other hand, this tariff can be transferred to a new owner of the property. Both directions of electricity flow should be registered by the meter. When the changes take effect on or before March 1, residential and small commercial customers will be able to choose new Time-of-Use (ToU), Peak Demand and Demand TOU plans as alternatives to a Basic plan. The TEP applies monthly billing period in case of NM for residential customers. Customers will need to have interval meter data available (minimum data collection of every half hour), and monthly administrative charge for data cost is set to 3.38 USD. It is estimated that the changes will add approx. 8.50 USD to the average customer's monthly bill. Additionally, a fixed monthly discount of at least 15 USD for low-income customers was also implemented. As Woofenden (2017) states, 'the simple policy of one-to-one credit of net metering is replaced with a scheme that includes no banking of energy credits, and a steadily-dropping compensation for any energy that homeowners send back to the grid'.

As mentioned before, Arizona provides **Residential Solar Energy Credit (Tax Credit)** for solar energy devices that are designed to provide heating, cooling, produce electrical power (incl. solar photovoltaic systems – collectors, batteries, inverters, solar system related wiring) and for other purposes.

Since 2006, there are Property Tax Exemptions that allow businesses and homeowners to exclude the added value of a RES (solar) system from the valuation of their property for taxation purposes. This measure represents a fiscal incentive for entities that own system intended for the production of solar energy for on-site consumption.

In Arizona, there is no state Interconnection Policy for distributed generation. Therefore, state's utilities, including SRP, Tucson Electric Power (TEP), and APS have developed their own interconnection agreements and procedures for distributed generation. For example, if a household is interested in the installation of PV system, TEP provides an electricity consumption report for 8 USD to identify its annual power usage.

The PV array size must be at least 1.2 kW for grid-tied systems.

According to the DSIRE (2017), owners of solar PV systems are required to obtain a Building Permit before their systems may be installed. Building permits are processed on the local level and awarded by counties and municipalities.

According to the Community Solar Hub (2018), there are four sold-out Community Solar Programmes at disposal to residential and commercial customers based in Arizona:

1. Bright Arizona Community Solar Programme (Nogales, 1,700,000 W);
2. SRP Community Solar Programme (Tempe, 20,000,000 W);
3. Bright Tucson Community Solar Programme (Tucson, 22,300,000 W) and
4. Sunwatts Sun Farm Programme (Marana, 22,700 W).

The prosumers of the largest electric utility in Arizona, Arizona Public Service Electric Company (APS), pay a fixed demand charge of 0.70 USD per kW and month

3.3.2.3 Utah

Interconnection and Net Metering Agreement states that any excess electricity generated from the solar PV system, not used by the building or residence, is placed onto the utility's electricity grid. This agreement is required to be in place before a PV system is turned on. The agreement is provided by utilities service providers.

The largest provider of electricity in Utah, Rocky Mountain Power (RMP), has recently changed its Net Metering (NM) programme, and only the applicants who submitted their application (NOT installed their solar systems) before November 15, 2017 are allowed to be grandfathered. This policy is based on the settlement agreement approved by the Public Service Commission of Utah on 29 September, 2017. As a result, the NM customers are eligible to benefit from the former NM programme until 2035.

Net metering was available for residential systems with a capacity up to 25 kW and non-residential systems with a capacity up to 2 MW, whether owned by the utility customer or a third party. These entities have the same 1:1 kWh credit for the energy they overproduce (excess kWh credits are applied

to the customer's next bill at retail rate). From 15 November, 2017 (Cap Date) on, the so-called transition programme has been launched for customers with new generation systems. Prosumers are still credited if they produce more energy than they have used although the ratio 1:1 is not applicable anymore. According to GoSolar (2017), the remuneration for excess electricity has been only slightly reduced (to approx. 90%). Exported Customer-Generated Energy Credit Rates (incl. PV) for Residential Customers (anyone that receives electric service under Electric Service Schedules 1, 2 and 3) is set to 9.2¢ per kWh. According to RMP (2017), energy charges for electricity consumption, net of Exported Customer Generated Energy within each 15-minute interval, if any, shall be computed in accordance with a Customer's applicable standard service tariff. However, there are still many municipalities that provide NM programme in Utah, e.g. customers of the City of St. George Services Department (SGESD). For instance, Murray City Power is currently in the process of revising its Pilot Net Metering programme (promoting installations up to 10 kW).

According to the Utah's Rule R746-312-15 on Agg**regation of Meters for Net Metering Interconnection**, a public utility is obliged, upon request from an interconnection customer, to aggregate for billing purposes a meter to which the net metering facility is physically attached (the designated meter) with one or more meters (the additional meter). Meter aggregation is allowed for meters located on a customer's adjacent properties, and also the following conditions have to be met: the additional meter is used to measure only electricity used for the interconnection customer's requirements; the designated meter and the additional meter are subject to the same rate schedule; and the designated meter and the additional meter are served by the same primary feeder (Rule R746-312-15). If in a monthly billing period the net metering facility supplies more electricity to the public utility than the energy usage recorded by the interconnection customer's designated meter, the utility will apply credits to the next monthly bill for the excess kilowatt-hours first to the designated meter, then to additional meters that are on the same rate schedule as the designated meter.

Municipal Utilities in Utah provide Net Metering (NM) programme, FiT; also known as buy-all, sell-all arrangement and Solar Export Credit for PV systems.

Grid Interconnection

The state's interconnection rules are based on the Federal Energy Regulatory Commission's (FERC) interconnection standards for small generators. According to the DSIRE (2016), Utah's rules for interconnection include provisions for three levels of interconnection for systems up to 20 MW, based on system complexity. Please see the summary of interconnection timelines of the largest and the only rate regulated public utility providing electricity service in Utah, Rocky Mountain Power (RMP), for systems under 25 kW below.

RMP has over 800,000 customers in Utah and serves about three fourths of the geographic area of the state and a larger percentage of the state's population (Utah Department of Commerce, 2018).

According to the Utah Department of Commerce (2018), Municipal Utilities are considered part of the local government entity and are not regulated by the Public Service Commission. Typically, rates are set by the municipal utility and approved by the city council.

Tax Credits, Tax Exemptions

According to the OED, residential energy PV systems are eligible to apply for Renewable Energy Systems Tax Credit (RESTC). This kind of tax credit expires in 2025 in Utah, and no tax credits for residential PV systems will be available. Please note that Tax Credit is not the same as Rebate. Rebate is money paid by the local utility company to help you purchase an energy efficient technology or a renewable energy system (incl. PV), and it is applied as an immediate benefit when installing PV system.

State credit of eligible applicant can be claimed via “Renewable Residential Energy Systems Credit, Code 21”. Tax Credit is non-refundable (claimed only against State of Utah) and it is used for the purpose of solar PV system purchase and installation, and to receive the form of cash as a Tax Credit is excluded. The Tax Credit used for commercial purposes is refundable. Solar PV system must be installed on a commercial unit, i.e. the one where the owner conducts business.

The City of St. George Services Department (SGESD) still provides NM programme, however, since 2014, application fee, bi-directional meter fee, and monthly solar reliability fee have been implemented. An application must be approved by the SGESD before a building permit will be issued. Installation of eligible PV system (up to the maximum of 250 kW) cannot begin until a building permit is issued.

Utah exempts the purchase or lease of equipment used to generate electricity from alternative resources (incl. solar) from the state sales tax, i.e. **Alternative Energy Sales Tax Exemption**. Eligible purchases or leases must be made for or by an alternative energy production facility on or after July 1, 2004, and before June 30, 2027. All leases must be made for at least seven years. The minimum capacity of electricity producing facility is set to 2 MW (or an expansion of the existing facility by at least 1 MW), therefore, this financial incentive does not apply to residential installations. The programme is administered by the Utah State Tax Commission.

There is no Property Tax Exemption for PV installations in Utah.

3.3.2.4 Nevada

The rights of RES customers who are residents of Nevada include: right to generate, consume and export renewable energy and reduce his or her use of electricity that is obtained from the grid, use technology to store energy at residence, he or she has to be allowed to connect RES systems (incl. battery storage) to grid, with the electricity meter on the customer's side that is provided by an electric utility. Customer should be connected to the grid in a timely manner, in accordance with utility's requirements, after providing written notice to the electric utility providing service in the service territory and installing a nomenclature plate on the electrical meter panel indicating a system that generates renewable energy or stores energy. The system must meet all applicable state and local safety and electrical code requirements. Among rights of Nevada's residents belong also right to obtain fair credit for energy exported to the grid (AB 405).

Since the beginning of the programme on 1 January 2003, owners of RES can earn Portfolio Energy Credits (PEC), which they can sell to utilities so that they can achieve the Nevada's RPS. Normally, one PEC is equal to one kWh of electricity generated. However, according to DSIRE (2016), each kWh generated by a PV system installed on the premises of a retail customer on or before December 31, 2015 will be credited with 2.4 PECs. This multiplier ended for new solar systems installed after that date (1 PEC = 1 kWh), but will continue for existing net metered solar PV systems. Customer-maintained distributed renewable energy systems receive a 0.05 adder for each kWh generated. The programme is administered by the Public Utility Commission (PUCN). Please note that owners of PV systems installed under the rebates provided by the Nevada Renewable Energy Incentive Programme are not eligible to participate.

Nevada Renewable Energy Incentive Programme (or Renewable Generations Rebate Programme) is a financial utility incentive programme that is based on the Nevada Legislature creating the Solar Energy Systems Incentive Programme, which requires public utilities to develop and administer programmes that offer rebates to customers who install grid-connected solar energy system on their property. The maximum system size of renewable energy sources is limited to 500 kW. However, incentive amounts differ depending on the size of system and sector.

In order to participate in the programme, users must be customers of the public utility Nevada Energy. Comparison of both aforementioned solar energy incentives can be found on the following link: http://www.solup.com/rebate-vs-pecs/.

Net Metering programme was changed on 22 December 2015 by the order of PUCN, which tripled the fixed charges that solar customers should have paid in the next years. Moreover, it dramatically reduced the credit that solar customers received for net excess generation by three-quarters (GreentechMedia, 2016). However, the most controversial step was to apply this changes also retroactively meaning that nearly 18,000 existing solar customers were affected.

In mid-2017, the Assembly voted to approve a Senate version of the bill (AB 405) regarding the rate structure applicable for RES up to 25 kW (typical size for rooftop solar systems installed at homes or by small businesses), and Net Metering programme (note: it is sometimes not considered to be metering due to the fact that it does not provide full retail rate compensation, Net-billing instead) not was restored in Nevada. It implements desired requests related to Net Metering, however, it applies just at a discounted compensation rate. This allows reimbursing excess electricity generated by solar at 95% of the retail electricity rate (Tier 1). According to the Legislature, the retail rate will be gradually decreasing based on the amount of electricity produced and signed up to the NM programme. If the limit of 80 MW of installed and signed up electricity for the programme will be reached, the Second Tier will decrease net metering rate to 88% of the retail rate. Subsequently, when the Second Tier limit of another 80 MW is reached, this rate will decrease again to 81% (Tier 3). The Last Tier (Tier 4) will apply 75% of the retail rate for customers who applied or signed up when Tier 3 is exhausted. This value will be fixed for all future customers. Please note that all these rates will apply to the respective installations for a period of 20 years, and the billing period for net metering must be a monthly period. Customers may carry forward excess electricity to subsequent billing periods indefinitely. Finally, according to the PUCN (2018), net metering customers will remain in the same customer class as non-net metering customers and cannot be charged any fee or charge that is different than that charged to non-net metering customers. Net metering customers will pay the same basic service charge and other fees as non-net metering customers. As of 12 March 2018, the installed capacity of Tier 1 is 12.535 MW (out of 80 MW). NV Energy customers can choose from Standard Rate Schedule or Time-of-Use (TOU) Schedule, which includes different rates depending on the time of day. More detailed information regarding Net Metering has not been found yet due to not inaccessible website of NV Energy (https://www.nvenergy.com/renewablesenvironment/solar/netmetering.cfm).

Tax Exemptions

Renewable Energy Systems (incl. PV) are exempted from Property Tax for all years following the system installation. The exemption is equal to 100% for the value of qualifying system, without any maximum limitation, and it is available for any property owner. This fiscal initiative is administered by the Nevada Department of Taxation.

Community solar programmes

According to the Nevada Legislature, there are no state-wide community solar policies or programmes. However, this information can be provided on an individual basis by local utilities and service providers. In June 2017, Nevada Governor vetoed bills on community solar programme (AB 392), which would have established a state-wide community solar programme with associated utility credits, as well as the increase of RPS to 40% by 2030 (AB 206).

References

- European Commission: DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), COM(2016) 767 final, 2016/0382 (COD), Brussels, 30.11.2016
- Fraunhofer IWES (2015): *The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis with a Focus on the Pentalateral Energy Forum Region.* Analysis on behalf of Agora Energiewende. 067/02-A-2015/EN*,* Rev. 1.01, Publication: June 2015
- IEC 60050-617:2009/AMD2:2017, Amendment 2 - International electrotechnical vocabulary - Part 617: Organization/Market of electricity, TC 1 Terminology, Publication Date 2017-12-15, https://webstore.iec.ch/publication/27437
- IEA (International Energy Agency): A Methodology for the Analysis of PV Self-Consumption Policies, Photovoltaic Power Systems Programme, Editors: Gaetan Masson (IEA PVPS), Jose Ignacio Briano & Maria Jesus Baez (CREARA), Report IEA-PVPS T1-28, 2016.
- Oberhuber Andreas, Daniel Denk: Zahlen, Daten, Fakten zu Wohnungspolitik und Wohnungswirtschaft in Österreich, Endbericht, Forschungsgesellschaft für Wohnen, Bauen und Planen, Im Auftrag des BMWFJ, Wien, April 2014.
- Study on “Residential Prosumers in the European Energy Union”. JUST/2015/CONS/FW/C006/0127, Framework Contract EAHC/2013/CP/04, Prepared by: GfK Belgium consortium, 2 May 2017.

Annex I Implementation examples – research studies in Netherlands

For a set of households and commercial buildings of which demand patterns were known, optimal PV orientations and tilt were derived for maximized self-consumption, see Figure A.1. The influence of the residential and commercial demand patterns is shown in the distribution. The left part of the violin plot provides the distribution of results obtained from residential systems. Results of commercial systems are shown at the right part of the violin. Note that PV system sizes, indicated on the horizontal-axis, are not equally dispersed. Demand data were normalized to an annual (2016) energy demand of 1 MWh. Mean values of the distributions are indicated by dotted lines. A relative PV system size of 1 kWp for each MWh annual energy demand is commonly installed in the Netherlands, since this will approximately fulfil the annual demand. PV systems sizes smaller than 1 kWp per MWh annual energy demand are installed when there are space (or monetary) limitations, and as a consequence the self-consumption is higher, while clearly self-sufficiency is lower. PV systems >1 kWp per MWh annual demand are normally not installed, but included in this analysis for a better understanding of the effect of demand patterns on PV orientation. The larger the ratio PV size and demand, the lower the self-consumption will be, and the higher the self-sufficiency will be.

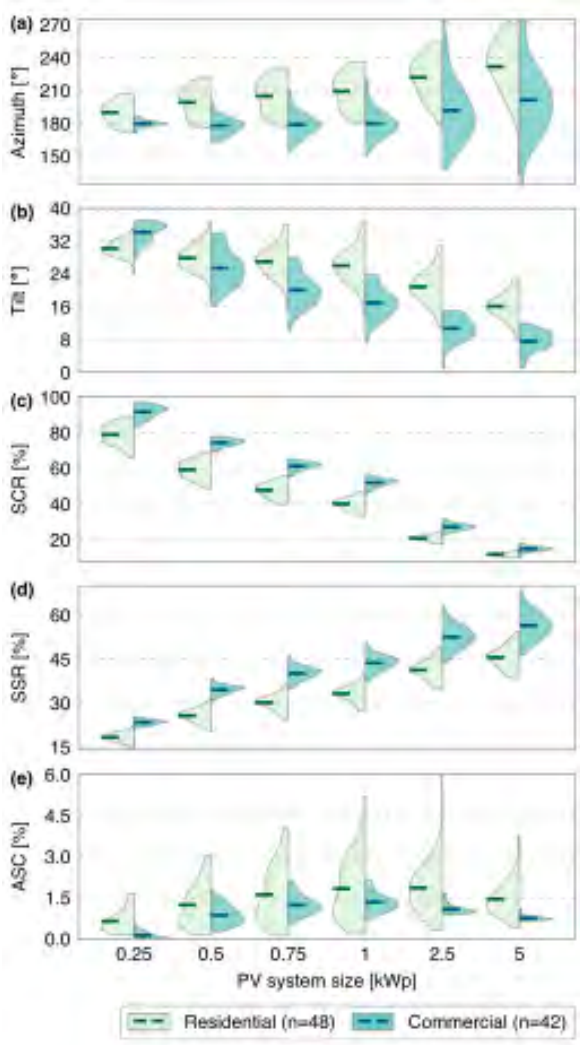


Figure A.1. Optimal orientation for annually maximized self-consumed energy (a, b), corresponding self-consumption rates (c), self-sufficiency rates (4), and added self-consumption (e) shown using violin plots. Distributions of residential systems (left part of violin plot) and commercial systems (right part) are shown for six PV system sizes. Note that data were normalized to 1 MWh annual demand (G.B.M.A. Litjens, W.G.J.H.M. van Sark, E. Worrell, Influence of demand patterns on the optimal orientation of photovoltaic systems, Solar Energy 155 (2017) 1002–1014.)

Currently, a few pilot experiments are running that are focused on increasing self-consumption in a smart-grid environment, such as “Your Energy Moment”, a pilot by one of the Dutch Distribution System Operators (ENEXIS), see E.A.M. Klaassen, C.B.A. Kobus, J. Frunt, J.G. Slootweg, *Responsiveness of residential electricity demand to dynamic tariffs: Experiences from a large field test in the Netherlands*, Applied Energy 183 (2016) 1065-1074. As smart grids host a large number of diverse energy technologies and ICT, many concepts can be investigated such as network reliability regarding energy

and power flows, energy-efficiency, local sustainable energy production and consumption, demand side management by self-consumption, solar and demand forecasting techniques and mutual trading of energy with neighbors, and controlled charging of EV by renewable energy sources and patterns of use. An overview of current pilots is shown in Figure A.2. The research in the CESEPS project will perform a comparative validation of smart grid technologies and concepts in more than four existing demonstration projects in the Netherlands under the umbrella of the *Smart Energy Collective* of DNV GL, such as *PowerMatching City*, *Your Energy Moment*, and pilots in the cities of Heerhugowaard, Lochem and others.

Figure A.2. Map of the Netherlands with various locations of smart grid pilots which are evaluated in the CESEPS project (Angèle Reinders, Moreno de Respinis, Jorien van Loon, Anton Stekelenburg, Frits Bliek, Wouter Schram, Wilfried van Sark, Tara Esterl, Stefan Uebermasser, Felix LehFuss, Esin Gultekin, Barbara van Mierlo, Elena Markočič, Brigitte Hassewend, Carla Robledo, Ioulia Papaioannou, Ad van Wijk, Mike Lagler, Ernst Schmautzer, Thömas Hohn, Lothar Fickert, Co-Evolution of Smart Energy Product and Services: a Novel Approach towards Smart Grids, Proceedings of the Asian Conference on Energy, Power and Transportation Electrification (ACEPT), 2016, pp. 1-6).

Annex II References used for Australia

- **ACT Government, 2018**. Next Generation Energy Storage Grants. Available at: http://www.environment.act.gov.au/energy/cleaner-energy/next-generation-renewables
- **ACT Smart, 2018.** Household Battery Storage. Available at: https://www.actsmart.act.gov.au/what-can-i-do/homes/discounted-battery-storage
- **Arena, 2015**. Investigating local network charges and local electricity trading. Available at: https://arena.gov.au/projects/investigating-local-network-charges-and-local-electricity-trading/
- **ARENA, 2017a**. An Introduction To Arena's Remote And Regional Projects Insights From The Portfolio Of Projects Funded Under The Regional Australia's Renewables (Rar) Program. Available at: https://www.oecd.org/dev/inclusivesocietiesanddevelopment/Session-4-an-Introduction-to-Arena-Projects.pdf
- **ARENA, 2017b.** Here comes the sun. Available at: https://arena.gov.au/assets/2017/11/here-comes-the-sun-moreland-energy-foundation.pdf
- **AusTrade, 2017**. Microgrids, Smart Grids And Energy Storage Solutions. Available at: https://www.google.gr/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwj0qMTypPPZAhVnGZoKHdu2Ag8QFghCMAA&url=https%3A%2F%2Fwww.austrade.gov.au%2FArticleDocuments%2F2814%2FMicrogrids%2520Smart%2520Grids%2520and%2520Energy%2520Storage%2520Solutions.pdf.aspx&usg=AOvVaw1tazAWB5f9okmUVlVavry8
- **Australian Energy Market Commission, 2017**. Final Rule Determination National Electricity Amendment (Alternatives To Grid-Supplied Network Services) Rule 2017. Available at: https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/9669d72d-070e-4aaf-9848-b30fd5ce29c3/ERC0215-Western-Power-final-determination-to-publish.pdf
- **Canstar Blue 2017**. Solar Installation Costs Explained. Available at: https://www.canstarblue.com.au/energy/alternative/solar-power/solar-installation-cost/
- **CSIRO, 2017**. Electricity Network Transformation Roadmap: Final Report. Available at: http://www.energynetworks.com.au/sites/default/files/entr_final_report_april_2017.pdf
- **Electricity Act 1996** (SA). Last amended on 12.10.2017. At: https://www.legislation.sa.gov.au/LZ/C/A/ELECTRICITY%20ACT%201996/CURRENT/1996.96.AUTH.PDF
- **Electricity Industry Act 2000 [Vic]** amended on 14.02.2017. Available at: http://www6.austlii.edu.au/cgi-bin/viewdb/au/legis/vic/consol_act/eia2000261/
- **Electricity Industry Act 2004 [WA]** amended on 14 June 2017. vailable at: https://www.slp.wa.gov.au/pco/prod/filestore.nsf/FileURL/mrdoc_32111.pdf/$FILE/Electricity%20Industry%20(Licence%20Conditions)%20Regulations%202005%20-%20%5B01-b0-00%5D.pdf?OpenElement
- **Energy Australia, 2017**. Other fees and charges. vailable at: https://www.energyaustralia.com.au/home/help-and-support/faqs/other-fees-and-charges
- **Ergon Energy, 2017.** Meter Services Charges. Available at: https://www.ergon.com.au/retail/residential/tariffs-and-prices/what-is-the-metering-services-charge
- **Essential Services Commission, 2018.** Minimum electricity feed-in tariffs to apply from 1 July 2018 Final decision. Available at: https://www.esc.vic.gov.au/wp-content/uploads/2018/02/minimum-electricity-feed-in-tariffs-to-apply-from-1-July-2018-final-decision-20180227.html#pf9
- **Frontier Economics, 2018**. South Australia's Virtual Power Plant-Frontier Economics Assessment. Available at: http://www.frontier-economics.com.au/documents/2018/02/south-australian-virtual-power-plant-summary-note.pdf
- **Government of South Australia, 2018**. Solar Photovoltaic Systems. Available at: https://www.sa.gov.au/topics/energy-and-environment/energy-efficient-home-design/solar-photovoltaic-systems
- **Government of Victoria, 2018.** Microgrids. Available at: https://www.energy.vic.gov.au/microgrids
- **Horizon Power, 2014.** Onslow distributed energy resource micro-grid. Available at: https://horizonpower.com.au/media/2763/onslow-fact-sheet.pdf
- **IPART, 2017.** Solar feed-in tariffs Benchmark range 2017-18. Available at: https://www.ipart.nsw.gov.au/files/sharedassets/website/shared-files/pricing-reviews-energy-services-publications-review-of-solar-feed-in-tariffs-201718/solar-feed-in-tariffs-201718-final-report-june-2017.pdf

- **Langham Ed, 2016**. Local Network Credits & Local Electricity Trading: Opportunities For Councils. Available at: http://reroc.com.au/system/files/Ed%20Langham_Local%20Electricity%20Trading-%20Virtual%20Net%20Metering.pdf
- **Office of Tasmanian Economic Regulator, 2017.** Feed-In Tariffs. At: http://www.economicregulator.tas.gov.au/electricity/pricing/feed-in-tariffs
- **Our Energy Plan, 2018.** World's largest 'Virtual Power Plant' to lower energy bills by 30%. Available at: http://ourenergyplan.sa.gov.au/virtual-power-plant
- **Power and Water, 2017**. Solar Energy Transformation Program (SETuP). Available at: https://www.powerwater.com.au/sustainability_and_environment/setup
- **Queensland Government, 2018a**. Market feed-in tariffs in South East Queensland. Available at: https://www.qld.gov.au/housing/buying-owning-home/market-feed-in-tariffs-seq
- **Queensland Government, 2018b**. Feed-in tariffs for regional Queensland. Available at: Feed-in tariffs for regional Queensland. https://www.qld.gov.au/housing/buying-owning-home/feed-in-tariff-regional-queensland.
- **Queensland Copmpetition Authority, 2017**. 2018-19 Regional Feed-in Tariff. Available at: http://www.qca.org.au/Electricity/Regional-consumers/Solar-Feed-in-Tariffs-(1)/In-Progress/2018-19-Regional-Feed-in-Tariff
- **Reneweconomy, 2015.** Byron shire to be first in Australia to pilot virtual net metering. Available at: http://reneweconomy.com.au/byron-shire-to-be-first-in-australia-to-pilot-virtual-net-metering-74516/
- **RENEWeconomy, 2018.** Carnegie to build W.A.'s largest micro-grid at Kalbarri. Available at: http://reneweconomy.com.au/carnegie-to-build-w-a-s-largest-micro-grid-at-kalbarri-95650/
- **Rutovitz Jay, 2016a**. Trials Results: Virtual Net Metering & Local Network Credits. Available at: https://www.uts.edu.au/sites/default/files/All_Energy_presentation_2016_10_04.pdf
- **Rutovitz Jay, 2016b**. Virtual Trial of Local Electricity Trading and Local Network Credits: A Community Solar Farm. Available at: https://www.uts.edu.au/sites/default/files/LNCLET_Trial_Case_study_MSH.pdf
- **Singleton Argus, 2015**. Singleton Solar Farm leading the way. vailable at: https://www.singletonargus.com.au/story/3350855/singleton-solar-farm-leading-the-way/
- **Solar Choice, 2017**. Information On Australian Solar Feed-In Tariffs. Available at: https://www.energymatters.com.au/rebates-incentives/feedintariff/
- **State of Queensland, 2018a.** Solar Bonus Scheme 44c feed-in tariff. Available at: https://www.qld.gov.au/housing/buying-owning-home/solar-bonus-scheme-44c
- **Synergy, 2017**. Renewable Energy Buyback Scheme Net Feed-in Tariff price schedule SWIS customersonly-1July 2017 https://www.synergy.net.au/-/media/Files/PDF-Library/REBS_Pricing_Schedule.pdf?la=en&hash=F17D284A297E4097400F1E8FA44BB106C7B98824
- **Western Power, 2017.** Solar, batteries & electric vehicles. Available at; https://westernpower.com.au/connections/solar-batteries-electric-vehicles/

Annex III Examples and best practices in Australia

Example 1

A very promising and pioneering project that might paves the way for community electricity trading is the Singleton PV farm which provides 12% of the annual electricity consumption to the University of Technology Sydney's Chau Chak Wing Building for the next two years. More specifically, about half of the 407 kW solar farm's energy credits will be attributed to the University in what is called a Virtual Net Metering (VPN) arrangement (Singleton Argus, 2015). Despite the fact that this concerns a commercial PV plant, this can be the first step for boosting decentralized electricity.

Example 2

South Australia's (SA) '**Virtual Power Plan**t' Project is an ambitious project that aims at creating the world's largest virtual plant in the world (Our Energy Plan, 2018). The project aspires to equip 50,000 home solar and battery systems across South Australia, thus creating the world's largest Virtual Power Plant. During the trial period 1,100 households are given a 5kW solar panel system and 13.5kWh Tesla Powerwall 2 battery, while such systems are expected to be installed in 24,000 households. The 50,000 household threshold is expected to be reached within four years (Our Energy Plan, 2018).

Frontier Economics has conducted a preliminary assessment and concluded that customers should expect a reduction in electricity tariffs of about 30% once all reasonable costs and benefits are taken into account. This means an electricity price around AUS $ 27c/kWh, as current retail price is at AUS $ 40c/kWh (Frontier Economics, 2018).

More specifically, the following energy saving costs are mentioned (Frontier Economics, 2018):

Reduction of wholesale price in SA for all customers by about AUS $ 3/MWh with each additional 50 MW of installed capacity;

Improvement of the reliability of the system, as likelihood of the Value of Lost Load event will be reduced (AUS $14,200/MWh Market Price Cap will not be reached);

Improvement of the electricity market security and stability, due to the fact that during the trial, the Tesla 100 MW battery resulted in about a 75% reduction in the costs being paid for by customers for frequency control services.

Example 3

It is estimated that from 2021, networks will connect new customers in remote areas (typically 1 km or more from the existing grid) with standalone power systems where it is demonstrated to be a lower cost than grid extension (CSIRO, 2017).

Example 4

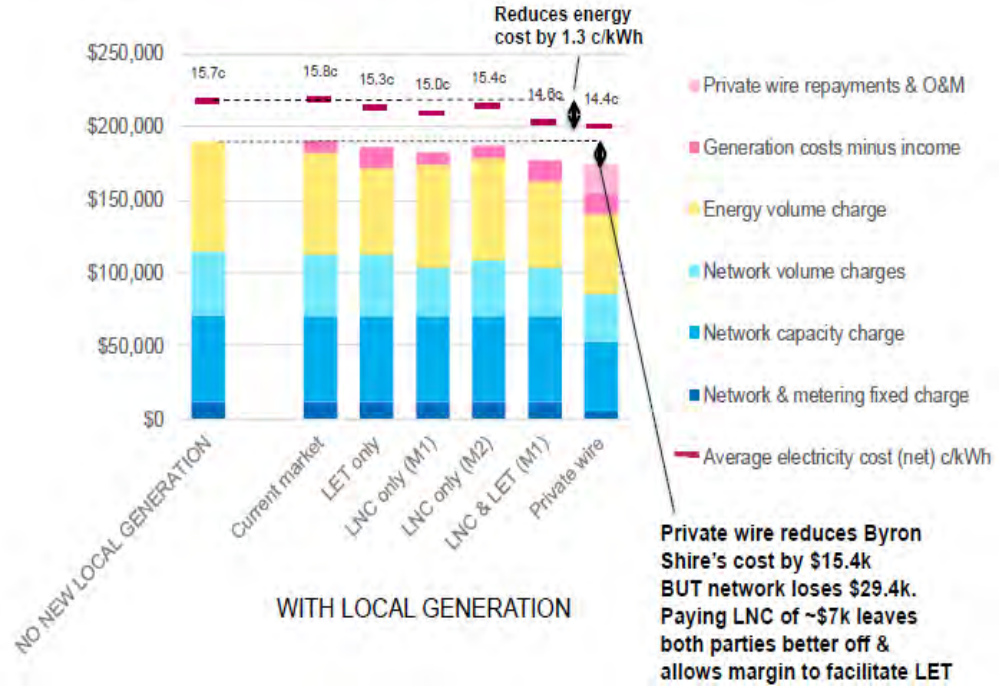
Australian Renewable Energy Agency launched in 2015 the programme “Investigating Local Network Charges and Local Electricity Trading” (Arena, 2015). The programme investigates the potential of local electricity trading, carrying out five trial sites (3 of them PV plants) (Langham, 2016). According to that project, “behind the meter with or without storage” are available technologies that can be implemented. The first stage of local electricity trading (single entity) can include two buildings, where they can exchange electricity in peer-to-peer modus (Langham, 2016).

More specifically, the project looks into two concepts (Rutovitz, 2016a):

Local Network Credits (LNC): export credits for energy generated & consumed ‘locally’ and consequently recognise the value in reducing future network costs;

Local Electricity Trading (LET), also known as Virtual Net Metering: netting off generation from one site to another site on a time-of-use basis, so that Site 1 can ‘sell’ or assign generation to nearby Site 2.

One of the trials took place in **Byron Shire** (located in New South Wales), where Cavanbah Sports Centre installed a 150kW solar plant that supplied electricity to West Byron Sewage Treatment Plant (Langham, 2016). The table below shows the results of the Byron Trial (Langham, 2016). Here different scenarios were investigated. It is possible to see that in contrast to the reference scenario (no new local generation) electricity cost decreases slightly with both concepts (LET and LNC). Interestingly, there is a scenario where the construction of a private grid is also foreseen. According to the table, this can be seen as the best investment option but it is not the best solution for the network (Langham, 2016).



The **second trial in Moira and Swan Hill** implemented a more complicated approach, as a 100kW-200kW power plant (One-to-many Solar garden or Community Solar Farm) that energy output is virtually 'split' and transferred to many individual sites. As with all Local Electricity Trading sales, the physical electricity may not reach the buyer's site, but is reconciled against their usage for billing purposes (Rutovitz, 2016b). Several scenarios were tested and it was found that the investment will vary according to the potential investor's current energy use profile and tariff, and the size of their investment. The figure below presents a clear overview of the energy cost outcomes, while the table presents the cumulative results for each type of investors (Rutovitz, 2016b).

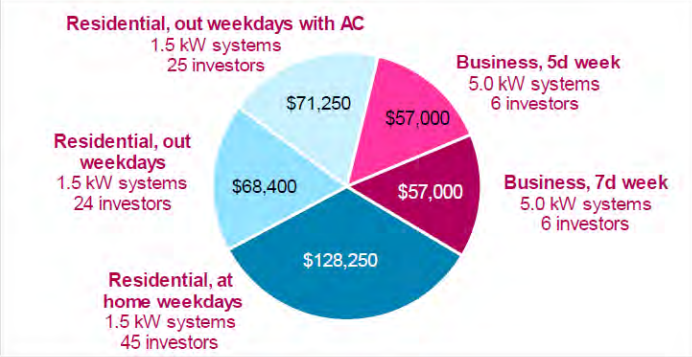
	RESIDENTIAL				BUSINESS	
	At home weekdays 3kW	At home weekdays 1.5kW	Out weekdays 1.5kW	Out weekdays with AC 1.5kW	5 day week 5kW	7 day week 5kW
Investment	$5,700	$2,850	$2,850	$2,850	$9,500	$9,500
Solar % of consumption	36%	27%	29%	16%	32%	18%
Generation used on site	49%	74%	67%	58%	86%	99%
Annual energy cost pre investment	$2,054	$2,054	$1,757	$2,565	$6,535	$12,612
Annual energy cost with LET	$1,649	$1,811	$1,526	$2,350	$5,428	$11,399
IRR with LET	4.3%	6.5%	5.9%	5.0%	10.8%	12.3%

The overall results of the trial are presented below along with a figure that shows the investment allocation between different investment profiles (Rutovitz, 2016b). All in all, annual energy bills in aggregate could improve by approximately AUS $35,000/year in the LET only case, and by approximately AUS $42,000 for the combined LET and LNC case. Realizing AUS $380,000 capital investment, this has 10 to 11 years payback for investors overall (Rutovitz, 2016b).

Overall project results – residential and business investors

	Before investing	Local Electricity Trading (LET)	LET & Local Network Credit
Annual energy cost ($)	$313,619	$277,837	$271,668
Simple payback (years)	n/a	11 yrs	10 yrs
Investment rate of return (IRR)	n/a	5% to 12.3%	7.5% to 14.2%
Lifetime benefit ($)	n/a	$756,547	$886,992

Residential and business investors – mix of investor profiles



Example 5

Apart from the Byron example (example 4) that includes a scenario with the construction of a private grid, there seems to be an increasing interest in creating private grid, known as micro grids in Australian areas.

For example, ARENA (2017b) has published a report investigating the potential of PV solar micro-grids. A representative group of five households in Northcote Victoria were selected. Based on this selection, the potential of two options (the realisation of an integrated micro-grid against individual solar/battery deployment) under three criteria/ parameters (more solar power, less cost and electricity demand stabilisation) was assessed (ARENA, 2017b). The outcomes were compared against four scenarios. The report concludes that battery storage can contribute to a steadier electricity sharing network which may assist in balancing the network. It is argued that one the one hand, microgrids may introduce significant infrastructure costs as well as associated operations and maintenance costs. They may also incur

administrative costs to manage customers, provide billing and coordinate maintenance. On the other hand, the cost of extending or maintaining the grid may be avoided by establishing a microgrid. Two examples are highlighted. For residential developments (no infrastructure available), investments in distributed energy resources and control systems can be cost effective as they minimise the reliance on the broader grid, thus lowering connection costs for the developer and operating costs for residents. For some regional or remote communities, microgrids can be an alternative to maintaining an expensive network connection (ARENA, 2017).

Another example is Horizon Power, in Western Australia. The company Horizon Power uses a combination of diesel or gas and renewable energy sources (wind, solar and hydro). Several sites incorporate a large proportion of renewable energy into their systems. High renewable energy penetration systems include Kununurra (99%), Denham (45%), Marble Bar and Nullagine (both 34%). The total load is 275MW, with a total renewable energy generation of 48MW and a hosting capacity of 88MW.

Another project of Horizon Power is the one in Onslow (Western Australia). More specifically, Horizon's Onslow system aspires to constitute the largest energy microgrid (so-called Distributed Energy Resources -DER- micro-grid) (Horizon Power, 2014). The project foresees the construction of a 'backbone' infrastructure i.e. a new transmission line, zone substation, distribution network extension and a gas-fired modular power station and is expected to be fully operational by 2020 (Horizon Power, 2014). It should be noted that the remote microgrid market is expected to increase to over AUS $20 billion annually by 2024 (AusTrade, 2017).

A further project in West Australia, realised by Carnegie Clean Energy and Lend Lease, aims at constructing 4.5MW/2MWh battery storage that will work with local wind and solar generation to boost reliability in the Kalbarri town, thus, improving the distribution line connection which is affected by severe weather conditions (RENEWeconomy, 2018).

In the isolated Northern territory, the NT SETuP Project aims at installing 10MWp of PV with battery storage between 0.8 MW- 1.6 MWh. Thirty communities (sub-projects) will have solar PV installed which will operate in parallel with existing diesel supply (ARENA, 2017a). In addition, 1 MW solar facility will be centrally built and is expected to meet 50% of the community's annual electricity needs (Power and Water, 2017).

In 2018, Victoria issued a call for application concerning development and implementation of state wide demonstration projects, using microgrid models, with contribution of up to $10 million in grant funding over four years (Government of Victoria, 2018).

Annex IV – US Federal Level supporting schemes

Renewable portfolio standards (RPS) are likely to increase prosumption because they encourage utilities to purchase customer-generated renewable energy to meet the standards. Several states have special carve-outs in their renewable portfolio standards requiring that a certain percentage of the overall target be sourced from distributed generation. Some states like California have adopted even more targeted programs. California has issued a series of legislative and regulatory mandates that promise to increase prosumption in the state. On the distributed generation side, California has required its three largest investor-owned utilities to craft plans identifying distributed resource potential and explaining how the utilities will incorporate distributed resources in their territories. New homes in California must also be prosumption-ready: the state's Long Term Energy Efficiency Strategic Plan calls for all new residential construction to generate as much energy as it consumes by 2020.

Residential Energy Conservation Subsidies (Personal and Corporate) provided to customers by public utilities are non-taxable. This exclusion does not apply to electricity-generating systems registered as "qualifying facilities" under the Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (PURPA). If a taxpayer claims federal tax credits or deductions for the energy conservation property, the investment basis for the purpose of claiming the deduction or tax credit must be reduced by the value of the energy conservation subsidy (i.e. a taxpayer may not claim a tax credit for an expense that the taxpayer ultimately did not pay).

Renewable Energy Solar Tax Credit. A taxpayer may claim a credit of 30% of qualified expenditures for a system that serves a dwelling unit located in the United States that is owned and used as a residence by the taxpayer. Expenditures with respect to the equipment are treated as made when the installation is completed. If the installation is at a new home, the "placed in service" date is the date of occupancy by the homeowner. Expenditures include labour costs for on-site preparation, assembly or original system installation, and for piping or wiring to interconnect a system to the home. If the federal tax credit exceeds tax liability, the excess amount may be carried forward to the succeeding taxable year. Photovoltaic system must provide electricity for the residence, and must meet applicable fire and electrical code requirement. Please see the maximum allowable credit, equipment requirements and other details for solar-electric property below.

- 30% for systems placed in service by 12/31/2019
- 26% for systems placed in service after 12/31/2019 and before 01/01/2021
- 22% for systems placed in service after 12/31/2020 and before 01/01/2022
- There is no maximum credit for systems placed in service after 2008.

- Systems must be placed in service on or after January 1, 2006, and on or before December 31, 2021. The incentive expires after 2021.
- The home served by the system does not have to be the taxpayer's principal residence.

According to the **Form 5695 on Residential Energy Credits**, qualified solar electric property costs are costs for property that uses solar energy to generate electricity for use in your home located in the United States. No costs relating to a solar panel or other property installed as a roof (or portion thereof) will fail to qualify solely because the property constitutes a structural component of the structure on which it is installed. Regarding the **federal level of the US**, the **Investment Tax Credit (ITC)**, originally established by the Energy Policy Act of 2005 (P.L. 109-58), allows the homeowners (Section 25D) to apply for credit to their personal income taxes, at least by the end of 2021. According to the Solar Energy Industries Association (SEIA), the credit is used when homeowners buy solar systems directly having them installed on their homes as well.

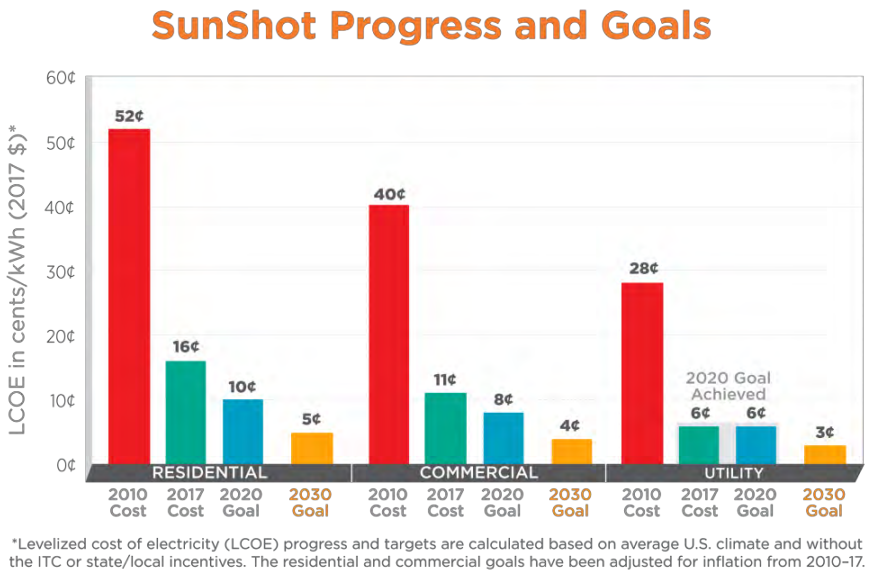
The Public Utilities Policies Act of 1978 (PURPA) created an obligation for electric utilities to offer to purchase power from, and interconnect with, qualifying generation projects. PURPA is implemented through a set of rules established by the Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Qualifying Facilities (QFs) must meet certain criteria as specified in the FERC rules. Each state is regulated by a public service or utility commission that has certain responsibilities for the implementation of PURPA as provided in the FERC rules. PURPA established the framework for states of the U.S. to implement numerous regulatory and ratemaking standards that the aforementioned authorities were obliged to adopt. As Wellinghoff and Weissman (2015, p. 318) further state, PURPA was amended by the Energy Policy Act of 2005 that introduced the obligation of net metering policies and interconnection rules' adoption by regulated commissions and non-regulated electric utilities. Although the methodology set by the state must be in accordance with the parameters set by FERC rules, states have broad discretion to set avoided cost rates (i.e. incremental cost to electric utility of electric energy or capacity or both which, but for the purchase from the qualifying facility/facilities (QFs), such utility would generate itself or purchase from another source). According to Wellinghoff and Weissman (2015, p. 317), the Federal Law introduces the following rights of qualified cogeneration and small renewable sources' operators:

1. right to interconnect with its host utility by paying a non-discriminatory interconnection fee approved either by the state commission or non-regulated utility;
2. right to purchase certain services from utilities;
3. right to sell energy and/or capacity to its host utility;
4. relief from certain state and federal regulatory burdens.

Additionally, the FECR has *de facto* established on the federal level the right to use on-site generation for own purposes, therefore, a legal right to self-generate. Finally, self-generation is allowed in the following modes: on-site self-supply ('behind-the-meter'), remote self-supply (from the same company), or third-party supply.

The SunShot Initiative (2020) was an initiative launched by the U.S. Department of Energy in February 2011. Its goal was to enable solar electricity costs to be competitive with conventionally generated electricity by 2020 (without subsidies), and to reduce the total costs of solar energy by 75% by the end of the decade. The SunShot Vision Study describing solar potential was published by the Department of Energy a year later. In 2016, eight reports that examined the lessons learned since the beginning of the Initiative were published. These reports tackle with issues of solar financing, environmental and public health benefits, and challenges that solar development faced. Three years earlier than expected, on 12 September 2017, the official targets of the initiative were met, i.e. utility-scale solar cost target of 0.06 USD per kWh. The goal of the next SunShot Solar Initiative (residential and commercial one) is to meet the target of 0.03 USD per kWh by 2030. The programme is led by the U.S. Department of Energy Solar Energy Technologies Office (SETO). Please see the graph below describing SunShot Progress and Goals.

Solar Easements are typical provisions enforceable by law that are implemented in many states of U.S. According to the Utah Code (Title 57, Chapter 13), Solar Easement means a right, whether or not stated in the form of restriction, easement, covenant, or conditions in any deed, will, or other instrument executed by or on behalf of any owner of land or solar skyspace for the purpose of ensuring adequate exposure of a solar energy system as defined herein. Solar skyspace is defined as the space between a solar energy collector and the sun which must remain unobstructed such that on any given clear day of the year, not more than 10% of the collectable insolation shall be blocked. The easements are instruments that ensure unobstructed access to sun, and they should protect solar installations from shadow during their whole lifetime. The easements shall be created in writing and shall be filed, duly recorded and indexed in the office of the recorder of the county in which the easement is granted.



-

Source: Solar Energy Technologies Office. 2018. *SunShot Progress and Goals*. Available on: https://www.energy.gov/eere/solar/sunshot-2030.

To get the general overview of PV potential it is reasonable to use **Solar Calculator** that estimates potential of roof-mounted PV installation (based on property type, average monthly electricity bill, roof size and actual offers in the area).

Example of application of ITC. According to the up-to-date data, U.S. residential customers pay 2.71 – 3.57 USD/Wp of installed PV solar. Taking into account the U.S. average of system size at 6 kW, solar costs after federal tax credit vary between 11,380 – 14,990 USD. This represents a 6.5% fall in comparison with the previous year average. The calculation does not include different incentive schemes that are applied by states, local governments and utilities.

Solar Panel Pricing for 6 kW solar PV systems (after 30% Federal Tax Credit) in the U.S. states

California $11,928 – $15,204

Arizona $10,332 – $12,096

North Carolina $10,500 – $14,196

The average U.S. household's payback period for PV solar systems is 7 years.

References

- Jacobs, S. (2016): The Energy Prosumer. Please find more details on: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2662924. Please find more details on the following link: https://www.irs.gov/publications/p525
- Instructions for Form 5695 on Residential Energy Credits (2017). Available at: https://www.irs.gov/pub/irs-pdf/i5695.pdf.
- Wellinghoff and Weissman. 2015. *The Right to Self-Generate as a Grid-Connected Customer*. Available at: http://felj.org/sites/default/files/docs/elj362/23-305-326-Wellinghoff_FINAL%20%5B11.10%5D.pdf
- Please find more information on the ITC on the following links: http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/1235; https://www.seia.org/sites/default/files/ITC%20101%20Fact%20Sheet%20Feb17.pdf
- Please find the SunShot Vision Study (2012) on the following link: https://www.energy.gov/eere/solar/sunshot-vision-study.
- Please find the Reports and Key Findings of the On the Path to SunShot series on the following link: https://www.energy.gov/eere/solar/path-sunshot.
- Please find more information on Solar Easements according to Utah Code on the following link: https://le.utah.gov/xcode/Title57/Chapter13/57-13-S1.html.
- Please find general information (Right to Self-Generate as a Grid-Connected Customer) on Solar Easements in the U.S. on the following link: https://www.caionline.org/Advocacy/StateAdvocacy/PriorityIssues/SolarRestrictions/Pages/default.aspx
- Please find the Solar Calculator developed by the EnergySage on the following link: https://www.energysage.com/solar/calculator/.
- Please find more information on the **CPUC** on the official website: http://www.cpuc.ca.gov/energy/.
- Please find more information on **RPS** in Ca on the following links: http://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201520160SB350, http://www.energy.ca.gov/portfolio/ and Jacobs, S. (2016): https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2662924
- Please find more information about the **SGIP** on the following links: http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=11430 and https://energy.gov/savings/self-generation-incentive-program

Annex V – References used for USA

- Commission's Decision: http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M158/K181/158181678.pdf.
- NEM 2.0 in California:
  - https://news.energysage.com/net-metering-2-0-in-california-everything-you-need-to-know/.
  - https://www.sce.com/wps/portal/home/residential/generating-your-own-power/Grid-Interconnections/!ut/p/b1/hc_RCoIwFAbgZ-kB8pxtYXY5seZEklqU7Sas1hJSyyRfP43uovrvfvgOnB80pKDL7JHbrMmrMrv0Xbu7SAaciBGViR9T5K4fcpKoieeSDmw7gF_C8d_9BvSLEE_wUCqUYkYClNGaqBgDVHP2AZZj2oNpnPiEokffYCJwGkZJB1YLhpItcK44Z4juG_x4MgJtL9W-G7zxQbejm9jafhov98yzoGtzMrWpnXN1byBt29axtTFlYw7nwhzzzDlUBVyLFHM51DM7GDwBVUj2Hg!!/dl4/d5/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/
  - https://www.sdge.com/business/electric-rule-21-resources
- NEM Agreement of Pacific Power for its prosumers based in California: https://www.pacificpower.net/content/dam/pacific_power/doc/Efficiency_Environment/Net_Metering_Customer_Generation/CANetMeteringAgreement.pdf.
- NEMA: https://www.pacificpower.net/content/dam/pacific_power/doc/About_Us/Rates_Regulation/California/Approved_Tariffs/Rate_Schedules/Net_Metering_Service.pdf.
- NEMA Rules applied by PG&E: https://www.pge.com/en_US/business/solar-and-vehicles/net-energy-metering/net-energy-metering-overview/nem-aggregation/nem-aggregation.page.
- Interconnection Fees of the Utilities operating in California: https://www.pge.com/en_US/for-our-business-partners/interconnection-renewables/interconnections-renewables.page
- Jacobs, S. (2016): The Energy Prosumer. More details on: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2662924
- Resolutions E-4610 and E-4665 of the CPUC: http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M077/K158/77158265.PDF http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M098/K386/98386302.PDF.
- The rate structure was set by the Commission Decision (D).11-06-016, http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/PUBLISHED/FINAL_DECISION/137431.htm).
- up-to-date NSCR data of the three main utilities operating in California (PG&E, SCE, SDG&E):
  - https://www.pge.com/includes/docs/pdfs/shared/solar/AB920_RateTable.pdf
  - https://www.sce.com/wps/portal/home/regulatory/tariff-books/rates-pricing-choices/net-surplus-compensation/!ut/p/b1/vVJNU8IwFPwtHjiGpJ-0xwx1auugljC2vTBpSNtoSUoaQP31BoaDBxG5mFM-Nvve7j5YwAwWgux4TTSXgrSHc-Ev0yTCVuzaSTxKI4SfolG0ePYt994ygNwA0JmF0aX_L7CABRW60w3Me8qWVArNhF4yMUCn_QApVm9boqX6GCBNFK8qUEr51psXolkPOsUpFzWgjeSUmWvBNOi3qmu3PaBy3THRHyUdqnWUr2BuW9YKlYENKPEq4Pp2BULiU-A5vuuwILQcl8D0D_JtNRlPakNLdAO4qCTMvrcIsx9bhNnZFg0nf91sCmyMORjwrmH2D84ckzBqwxjd3qWPKInnUwclzhQ9zDB2EPJPgF_CNn7VrSyPg5NjUTqBMUaxiimmho3sjZL9fj-spaxbNjTlYW7mZ3TW4bELZ1dGdoHQv5qwWy_WgeO1daDDBBSl1-0-5_jm5gsr3y6L/dl4/d5/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/
  - https://www.sdge.com/clean-energy/excess-generation-credit/annual-compensation-excess-generation.
- NEMMT (PG&E):
  - https://www.pge.com/en_US/business/solar-and-vehicles/net-energy-metering/net-energy-metering-overview/nem-multiple-tariff/nem-multiple-tariff.page
  - https://energy.gov/savings/self-generation-incentive-program

- NEMEXP: https://www.pge.com/en_US/business/solar-and-vehicles/net-energy-metering/net-energy-metering-overview/expanded-nem/expanded-nem.page.
- Non-Export Interconnection policy of PG&E:
    - https://www.pge.com/en_US/for-our-business-partners/interconnection-renewables/larger-self-generation-programs/non-export/non-export.page
    - http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=6058.
- SGIP
    - http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=11430
    - http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=5935
- CSI: http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=6043
- REST in Arizona: http://www.azcc.gov/divisions/utilities/electric/res.pdf
- Senate Bill 1465: https://www.tep.com/wp-content/uploads/2016/04/sb1465_laws_0090.pdf
- Former NM programme in Arizona:
    - https://energypolicy.asu.edu/wp-content/uploads/2014/01/Policies-to-Know-Arizona-Net-Metering-Rules-Brief-Sheet_Updated.pdf
    - https://pv-magazine-usa.com/2016/12/20/arizonas-changes-to-net-metering-could-derail-the-states-rooftop-solar-market/
    - https://pv-magazine-usa.com/2017/07/28/arizona-sun-rises-judge-endorses-aps-solar-industry-settlement/
- eligibility, availability, aggregate capacity limit, export compensation rate under Net Billing programme in Arizona: http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/3093.
- Solar Rights: https://www.azleg.gov/viewdocument/?docName=http://www.azleg.gov/ars/33/00439.htm
- Residential Solar Net Metering and Rates applied:
    - https://www.trico.coop/documents/Schedule-NM-2018-Updated-Avoided-Cost-Final.pdf
    - https://www.utilitydive.com/news/arizona-regulators-approve-new-rates-solar-fees-for-tucson-electric-power/435926/.
- Residential Solar Energy Credit (updated in July 2017): https://www.azdor.gov/Portals/0/Brochure/543.pdf
- Individual and Corporate Income Tax Credit: https://www.azdor.gov/Portals/0/RefundCredits/RenewableEnergyforSelfProduction.pdf
- Residential Solar Tax Exemption (SB 1229; Solar and Wind Equipment Sales Tax Exemption:
    - https://www.azleg.gov/legtext/50leg/2r/bills/sb1229p.pdf
    - https://www.energy.gov/savings/solar-and-wind-equipment-sales-tax-exemption
- Property Tax Exemption: http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/1683
- Form of Interconnection Agreement used by TEP and APS:
    - https://www.tep.com/wp-content/uploads/2017/09/interconnectionsept_2017.pdf
    - https://www.aps.com/en/globalservices/installers/Pages/resources-for-green-energy-installers.aspx.
- Final Rules of FECR: https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/gi/small-gen.asp
- Electric Service Requirements for Small Distributed Generation Sources (2017) that have to be followed by the installers in the TEP service territory: https://www.tep.com/wp-content/uploads/2017/11/SR-702.pdf
- HB 2615: https://www.azleg.gov/legtext/48leg/2r/bills/hb2615s.pdf
- A.R.S. § 11-323
    - https://www.azleg.gov/ars/9/00468.htm
    - https://www.azleg.gov/ars/11/00323.htm
- http://energy.utah.gov/solar/
- NM applied by RMP: https://www.rockymountainpower.net/content/dam/rocky_mountain_power/doc/About_Us/Rates_and_Regulation/Utah/Approved_Tariffs/Rate_Schedules/Net_Metering_Service.pdf

- Electric Service Schedule No. 136 of RMP: https://www.rockymountainpower.net/content/dam/rocky_mountain_power/doc/About_Us/Rates_and_Regulation/Utah/Approved_Tariffs/Rate_Schedules/Transition_Program_for_Customer_Generators.pdf
- Murray City Power: http://www.murray.utah.gov/77/Net-Metering-Program
- Utah Net Metering Changes: https://gosolargroup.com/blog/utah-net-metering-changes/thrive-without-net-metering/
- Meter Aggregation: https://rules.utah.gov/publicat/code/r746/r746-312.htm#T15
- Electric Rate Schedules of Commercial Installations (**Bontiful City**): https://www.bountifulutah.gov/file/e7320f11-3ab8-44e8-b389-4128cac4314e
- FiT also applies in **Lehi City**: https://legistarweb-production.s3.amazonaws.com/uploads/attachment/pdf/69238/Solar_Feed-in_Tarrif_Policy_3.pdf
- I**ncentives** used by **Municipal Utilities** in Utah: http://www.solarsimplified.org/connecting-to-the-grid/solarpolicies
- Utah Rule R746-312 on Electrical Interconnection: https://rules.utah.gov/publicat/code/r746/r746-312.htm#T4
- **Solar PV Tax Credit** in Utah: http://energy.utah.gov/wp-content/uploads/Solar-PV-System_FAQ-1.pdf
- SGESD's NM programme (incl. Interconnection Agreement form:
  - https://www.sgcity.org/pdf/utilities/energydepartment/netmeteringdocuments/netmeteringprogram.pdf
  - https://www.sgcity.org/pdf/utilities/energydepartment/netmeteringdocuments/netmeteringagreement2018.pdf
- Consumer Protection (regarding Lease Agreements, Purchase Agreements, and Power Purchase Agreements, AB 405): http://puc.nv.gov/Renewable_Energy/Consumer_Protections_REBR/.
- NSR 704.001: https://www.leg.state.nv.us/Nrs/NRS-704.html#NRS704Sec001
- Regulated Utilities by PUCN in Utah: http://puc.nv.gov/Consumers/Be_Informed/PUCN_Regulated_Utilities/
- Solar System Incentive Programme here: https://www.leg.state.nv.us/Nrs/NRS-701B.html#NRS701BSec010
- **Assembly Bill No. 405**: https://www.leg.state.nv.us/Session/79th2017/Bills/AB/AB405_EN.pdf.
- NM in Nevada: http://puc.nv.gov/Renewable_Energy/Net_Metering/
- Net Metering Rates for Northern and Southern Nevada
  - https://www.nvenergy.com/brochures_arch/rate_schedules/np_netmetering_rates.pdf
  - https://www.nvenergy.com/brochures_arch/rate_schedules/spp_netmetering_rates.pdf.
- Property Tax Exemption
  - https://www.leg.state.nv.us/nac/NAC-361.html#NAC361Sec052
  - https://www.leg.state.nv.us/NRS/NRS-701A.html#NRS701ASec200.
- Latest developments of Community Solar in Nevada: https://www.pv-tech.org/news/nevada-governor-vetoes-bills-says-higher-rps-and-community-solar-would-be-p
- VNEM: http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=5408
- The MASH programme is -currently closed: http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3752
- Forms:
  - https://www.pge.com/en_US/for-our-business-partners/interconnection-renewables/larger-self-generation-programs/res-bct/res-bct.page
  - https://www.pge.com/tariffs/tm2/pdf/ELEC_FORMS_79-1112.pdf.
- CCA - Clean Power Exchange (CPX): https://cleanpowerexchange.org/california-community-choice/ http://www.leginfo.ca.gov/pub/01-02/bill/asm/ab_0101-0150/ab_117_bill_20020924_chaptered.html
- Lo, Chris (2018): Smart cities: building a solar-powered smart district in Denver. https://www.power-technology.com/features/smart-cities-building-solar-powered-smart-district-denver/

Annex VI - Examples and best practices in USA (not necessarily PVP concepts within PVP4GRID)

Example 1 - Virtual Net Energy Metering in California

Local Collective Use

According to the State of California, California Energy Commission & CPUC (2018), there are other major support scheme options for solar customers besides the aforementioned Net Energy Metering (NEM) Programme for single users (see section 3.3.2.1 for more details). These are a kind of collective use via public grid. Most of them make use of the "virtual" concept and thus, they cannot be considered as one of the selected PVP concepts. Next, Virtual Net Energy Metering (VNEM) example is detailed.

The **Virtual Net Energy Metering (VNEM)**, *'which allows the electricity produced by a single solar installation to be credited toward multiple tenant accounts in a multifamily building without requiring the solar system to be physically connected to each tenant's meter'*, and the programme was piloted under the CSI Multifamily Affordable Houses Programme (MASH). However, based on the pilot programme, VNEM was expanded to the general multi-tenant market by Decision (D.)11-07-031 of the CPUC. According to the definition of the CPUC (2018), VNEM is *'a tariff arrangement that enables a multi-meter property owner to allocate, the property's solar system's energy credits to tenants'*. Therefore, VNEM is a solution for multi-tenant building that overcame issues that were related to equitable distribution of the generation from a PV system. The detailed information on how the VNEM works is provided by the CPUC (2018): *'Virtual Net Metering (VNM) allows multifamily participants to install a single solar system to cover the electricity load of both common and tenant areas connected at the same service delivery point. The electricity does not flow directly to any tenant meter, but feeds directly back onto the grid. The participating utility then allocates the kilowatt hours from the energy produced by the PV system to both the building owner's and tenants' individual utility accounts, based on a pre-arranged allocation agreement. The intent of VNM is to help multifamily residents receive direct benefits of the building's solar system, rather than all of the benefits going to the building owner.'*

Example 2 - Renewable Energy Self-Generation–Bill Credit Transfer, California

Renewable Energy Self-Generation – Bill Credit Transfer (RES-BCT) is based on the principle that allows solar customers to transfer their excess credits to another electricity account. The programme was established by the legislature effective since 2009. RES-BCT was established by AB 2466 and codified in Section 2830 of the Public Utilities Code. In detail, the programme is limited by 5 MW of generator size (since 1 January, 2012), and it enables eligible entities to share generation credits. Among eligible ones

belong cities, counties, special districts, school districts, universities, political subdivisions or other local public agencies. These entities can share their generation credits from a system located on one government-owned property per location (Generating Account) with billing accounts (Benefiting Account(s)) at other government-owned properties, which can be based on one or more locations within the same geographic boundary. As mentioned in the previous sentence, in this scheme two kinds of accounts are used; generating and benefiting accounts, which must be on a Time-of-Use (TOU) schedule, and can be located on different places within the same city or county.

An eligible renewable generator must be installed either by itself or by third party on a property that is owned or under the control of Local Government in its geographic boundary. Subsequently, utility installs a generator account meter that enables to individually measure electricity used and fed into its grid. The information on electricity exports are crucial for calculation of the generation credits. Finally, the Local Government defines up to 50 Benefiting Accounts that it owns, operates or controls per Arrangement, and it sets percentage ratio of generation credits among these accounts.

According to one of the major utilities operating in California, PG&E (2018), an applicant must follow instructions of the utility and send an interconnection application together with Electric Rule 21 Application, Single-line diagram, Authorization to Receive Customer Information or Act on a Customer's Behalf - Form 79-1095 and Variance request. Additionally, the respective utility requires three further documents to interconnect prosumers generating facility, i.e. Interconnection Agreement for Non-Export Generating Facilities - Form 79-973, RES-BCT Application - Form 79-1112 and Signed-Off Building Permit.

The costs include also 30 USD as a monthly billing administrative charge as well as 500 USD as a one-time billing setup recover charge per Generating Account.

Example 3 Community Choice Aggregation (CCA) - California

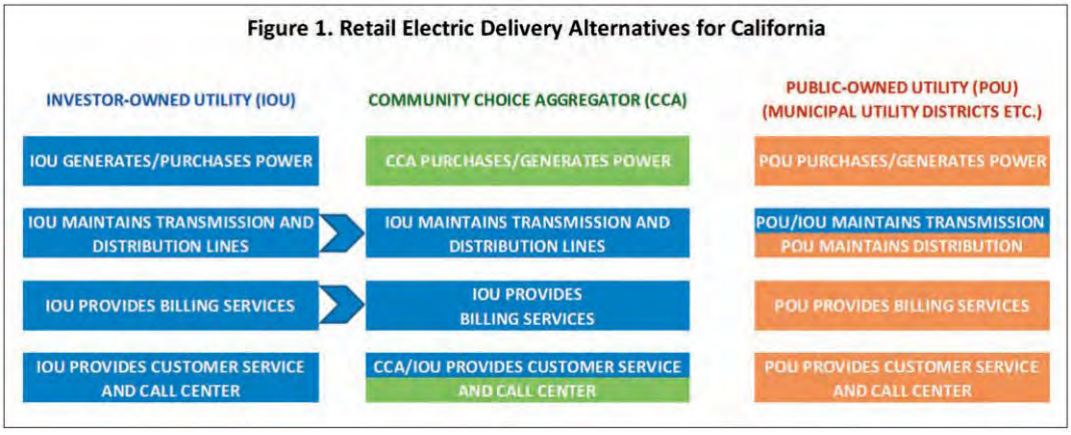
CCA, also known as Community Choice Energy (CCE), Municipal Aggregation or Government Energy Aggregation, *'enables local entities to aggregate electricity contracts within a specific jurisdiction to procure electricity as a group, rather than individuals'*. LEAN Energy US describes CCA as a concept or an energy supply model that *'allows local governments and some special districts to pool (or aggregate) their electricity in order to purchase and/or develop power on behalf of their residents, businesses, and municipal accounts'*. As Brophy (2016) states, electricity that is aggregated by counties or cities is purchased from independent energy service providers and not from utilities. Therefore, any CCA can purchase and generate and schedule its own electricity load for its customers.

In California, this policy was established in 2002 by **Assembly Bill 117**, which enabled local governments to provide electricity to their communities. According to the status quo, citizens (customers) of the respective region are automatically enrolled to the CCA when their representatives on the local level vote to form or join a CCA with an option to opt out. Furthermore, counties and cities can join together to participate at the CCA programme that results in their more favourable position compared to investor-owned utilities. For instance, according to the study of seven Bay Area communities, one joint CCA programme, which is based on a Joint Powers Agreement (JPA), instead of seven individual ones could have led to additional savings of 34%. The common CCA programmes have also another positive, for example, they result in the reduction of variability in electric loads, reduction of GHG emissions, broaden electricity customer choice, etc.

The main pros of CCA include lower electricity rates (thanks to lower financing costs, e.g. feasible studies of California Energy Commission of CCAs were lower by 7.4% compared to the ones of investor-owned utilities) as well as local control of its setting, further economic growth and finally, increased utilisation of RES. It has to be highlighted that CCAs do not pay state or federal taxes since they are not non-profit entities. Despite that there are significant start-up costs that hinder the development of new CCAs, e.g. Preparation of Feasibility Reports, Implementation Plans or JPA establishment.

According to the legislature, **CCAs** are not considered to be utilities and the legal definition states that they are electric service providers. As a result, California Public Utilities Commission (CPUC) has legally limited competences regarding their operations, however, it has still control over their compliance related to resource adequacy or fees' assigning. As Brophy (2016) further notes, publicly-owned utilities (POU) are not eligible to form CCA. Please see the retail electric delivery alternatives for California on the picture below.

Figure 1. Retail Electric Delivery Alternatives for California



Source: Brophy, P. 2016. *Community Choice Aggregation in California - An Opportunity for the Geothermal Industry*. Available at: https://geothermal.org/PDFs/Articles/16JulyAug.pdf.

The interactive map below, which is updated on a weekly basis, provides cumulative data on all 58 counties and 482 incorporated cities in California regarding their status of CCA involvement. According to the up-to-date data, there are eleven agencies that operate in California (e.g. MCE Clean Energy, or Los Angeles County Clean Power Alliance and Pioneer Community Energy that launched in February 2018), and six more belong currently to emerging (close-to-launch) ones.

Source: Clean Power Exchange (CPX). *California Community Choice: An Interactive Map (Status as of 23 February, 2018)*. Available at: https://cleanpowerexchange.org/california-community-choice/

Example 4 - Subscriber Solar programme, Utah

Subscriber Solar programme helped Utah residents operated by Rocky Mountain Power to directly fund their new PV installations. The initiative represents a shared solar programme that offers to Utahans who are unable to install solar on their own roofs access to off-site solar energy. According to Utah Clean Energy (2016) report on **A Bright Future: A 10 Year Solar Deployment Plan for Utah** from December 2016, this type of program could be expanded, replicated by municipal utilities and rural electric cooperatives, or Please find more details on solar **PV in Logan** on the following link: http://www.logan.qld.gov.au/environment-water-and-waste/sustainable-living/solarpv modified to serve low-income customers, and there are more than 50 municipal and cooperative utilities across the state that serve approximately 20% of Utahans, three of which currently offer community shared solar projects. According to Community Solar Hub (2018), in case of community shared solar projects, an array is built on land or a rooftop located within the community and interconnected to an electric utility's grid, and residents and businesses within the community can purchase panels within the array.

The database of Community Solar Hub (2018) registers three projects in Utah:

1. SunSmart Programme (St. George, 250,000 W, available on: http://www.sgsunsmart.com/);

2. Logan Array (Logan) and
3. Logan City's Community Solar Size (Logan, 19,200 W).

All three aforementioned projects are already sold out.

All investor-owned and cooperative electric utilities in Utah (municipal utilities are excluded) are required to allow residential customers to connect renewable energy systems of up to 25 kW to the grid to the grid and to credit them when excess electricity is generated.

Example 5 – City of Boulder, Colorado

City of Boulder (municipalizing its electricity system)

Seeking to capitalize on innovation in decentralized generation and demand-side management, the city of Boulder, Colorado is currently attempting to municipalize its electricity system. Boulder hopes to "create the 'utility of the future,'" which would support the city's goals of "democratization, decentralization and decarbonization of its power supply."

At least the first two of these goals are directly related to prosumption. Boulder hopes to "increase citizen participation in democratic decision making regarding their use of electricity" and "decentralize their energy source[s] through expanded distributed generation." The process is complex, however, and Boulder has run into concerted opposition from the investor-owned utility currently serving the city. If successful, however, Boulder may serve as a test case for other localities hoping to municipalize in order to increase prosumption and further.

Example 6 – CityNOW project, Denver, Colorado

On the outskirts of Denver, Colorado, not far from Denver International Airport, a grand experiment is underway. Panasonic company has teamed up with a consortium of local partners to transform a 400-acre patch of greenfield land into a smart district.

The project, which falls under Panasonic's wider CityNOW smart cities initiative, has started two years ago with construction well underway and completion planned for 2026.

The project is centred on a new light rail line that connects the area to both the airport and downtown Denver. The project has already built a solar-powered microgrid to provide energy and back-up storage for Panasonic's new 120,000ft² technology and operations centre, which is the anchor tenant in the development and the largest component built so far.

For the next years, Panasonic is working with the Xcel utility and the NREL to develop the US's first carbon-neutral district energy plan. Other key project partners include Colorado property developer LC Fulenwider, Denver International Airport and the city of Denver.

According to the president for CityNOW, George **Karayannis** (2018), the land is a living lab for all stakeholders to evaluate emerging technology and to vet vendors, as many of these public-private partnerships will be 10 to 20-year relationships. This may create some trust challenges among the partners that should build a long-term commitment to be able to conclude a 10- 20 years agreement, and most importantly, to create a business case for broader deployment.

Technological mix and operation of the Panasonic building (microgrid and storages)

There is a unique mix of technologies in this development. The technology mix starts with a microgrid. It's a portfolio microgrid, which is composed of a 1.6 MW solar canopy above the parking lot, a 2 MWh battery and 260 kW of PV on the roof of the 120,000ft² building. The airport owns the parking lot and so the airport and the city paid for the steel of the canopy. The utility partner Xcel paid for the panels and the battery, and Panasonic paid for the PV on the roof. Panasonic works with Xcel and the National Renewable Energy Lab to create what they say the country's first carbon-neutral district energy plan.

The building management system is tied directly to the battery management system controller. Thus, when they are islanded, as that state of charge reduces, the building load automatically and dynamically reduces. Not only is it very advanced demand response, it's tied directly to the battery's state of charge.

The 1.6 MW solar canopy feeds the distribution feeder, and the 260 kW on the roof feeds the battery. Thus, when the grid is islanded, the solar canopy goes to ground, and they operate off the battery exclusively, recharging the battery during hours of sufficient sunshine. Then it's quite possible that they could operate indefinitely in islanded mode; Colorado's got 300 days of sun, and with a load tied dynamically to the state of charge of that battery – when islanded– they could still operate.

Business model for the integration of all these smart energy systems on a large scale

Panasonic gives the utility (Xcel) the justification in the data to go to the PUC (Public Utilities Commission) and with it they want to create a new "resiliency services tariff". Because that allows them to healthy maintain their balance sheet and put their steel in the ground, so that the vertical developers have to invest less. That opens up Xcel's business model, giving them a viable path going forward when everything is net zero.

This gives the developer an opportunity to differentiate their dirt. If this development is carbon-neutral, it attracts those sustainable tenants who would be willing to pay a slight premium, and it allows the developer to reduce the capex they would put into building, because of fewer mechanicals.

Biggest challenges

Stakeholder alignment: They're certainly not technology challenges. The number of stakeholders– the airport, the city, Xcel, the developer, Panasonic – in the project are all equally tied at the hip and should make progress together. Microgrids and carbon-neutral districts are not technology challenges, these are business model challenges. Business model are unlocked and optimised through stakeholder alignment.

Scalability of this kind of smart development

Panasonic has announced a second official smart city, Colorado Springs. They sell to cities, to developers, to utilities and to state departments of transportation and sometimes it's a utility-led engagement, or a developer-led engagement, or a city-led engagement, as in Denver and Colorado Springs.

PVP
4Grid

ITALIA solare
IL FOTOVOLTAICO È DI TUTTI

Consultazione pubblica sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

Affare n. 59

Roma, 16 ottobre 2018

Presentazione ITALIA SOLARE

CHI SIAMO
L'unica associazione in Italia dedicata esclusivamente al **fotovoltaico** e alle **integrazioni tecnologiche** per la gestione intelligente dell'energia e l'efficienza energetica.

COSA FACCIAMO
Ci occupiamo di tutti gli aspetti legislativi, tecnici, fiscali e regolatori che permettono lo sviluppo della generazione distribuita

SETTE GRUPPI DI LAVORO: i) Fisco e finanza; ii) Legislazione e regolamentazione; iii) Tecnica e mercati; iv) Marketing associativo e organizzazione; v) Comunicazione, media ed eventi; vi) Internazionalizzazione; vii) Mercato Elettrico

I NOSTRI SOCI: Oltre 500 tra proprietari di impianti fotovoltaici di ogni dimensione; Installatori/Progettisti; Distributori/Grossisti; Produttori di componenti; Traders; ESCO; O&M; Società di consulenza specialistica; Investitori; Sostenitori dell'energia pulita

Siamo membri di:

SolarPower Europe

Global Solar Council

FREE coordinamento

COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO

Generazione Distribuita, Accumuli e Autoconsumo da Rinnovabili

Essenziali:

- per il raggiungimento degli obiettivi comunitari
- perché la produzione in prossimità dei centri di consumo è più efficiente
- perché rinnovabili e accumuli ben gestiti scaricano in modo significativo i carichi sulla Rete Elettrica, riducendo le necessità di potenziamenti delle Reti di Trasmissione
- per ridurre le bollette energetiche a famiglie (specie le meno abbienti) e imprese
- per creare opportunità di sviluppo industriale e quindi di occupazione in settori altamente tecnologici con enormi prospettive anche a livello internazionale
- per diminuire la dipendenza energetica dell'Italia da paesi esteri
- per creare e/o consolidare il sentimento di appartenenza a una comunità locale
- per una maggiore tutela della salute e dell'ambiente

Generazione Distribuita, Accumuli e Autoconsumo da Rinnovabili

Ripartizione per fonti di produzione** (GWh)

Ago.	Termoel.	Δ %	Geo	Δ %	Idro	Δ %	Eolica	Δ %	Fotov.	Δ %
2008	19.950	0,8	470	0,3	4.301	20,3	273	-17,9		
2009	18.602	-6,8	452	-3,7	4.443	3,3	280	2,5	88	
2010	17.784	-4,4	427	-5,5	4.226	-4,9	518	85,0	248	181,2
2011	18.536	4,2	473	10,6	4.004	-5,3	511	-1,3	1520	512,0
2012	19.005	2,5	474	0,3	3.760	-6,1	658	28,8	2380	56,6
2013	15.236	-19,8	501	5,6	4.634	23,3	720	9,5	2.639	10,9
2014	12.823	-15,8	508	1,5	5.846	26,1	992	37,7	2.660	0,8
2015	14.900	16,2	488	-4,0	3.848	-34,2	756	-23,8	2.819	6,0
2016	13.963	-6,3	495	1,4	4.142	7,6	1.246	64,8	2.682	-4,9
2017	16.176	15,8	480	-3,0	3.776	-8,8	1.080	-13,3	2.806	4,6
2018*	**15.727**	**-2,8**	**472**	**-1,7**	**4.268**	**13,0**	**746**	**-30,9**	**2.702**	**-3,7**

Purtroppo dal 2013 al 2018 la ripartizione per fonte ha visto uno stop della crescita delle rinnovabili e una tenuta delle fossili, in netta controtendenza con quelli che dovevano essere i nostri obiettivi.

Dall'attuale punto di partenza, al fine del raggiungimento dei nuovi obiettivi al 2030, servono non meno di 4 GWp/anno, da subito…

Occorre accelerare la definizione dei **quadri normativi relativi al mercato dell'energia** e alla partecipazione allo stesso da parte del fotovoltaico, che deve poter competere **ad armi pari con le altre fonti energetiche**.

Sollecitiamo inoltre un urgente lavoro di **pianificazione energetica in stretta collaborazione con le Regioni** al fine di uniformare il più possibile le regole alla base della diffusione del fotovoltaico.

L’autoconsumo OGGI in Italia

L’autoconsumo di energia dovrebbe essere riconosciuto come un **diritto assoluto per tutti**, oggi invece questo diritto in Italia non è riconosciuto.

L’autoconsumo **oggi è sostanzialmente impedito** o comunque reso non conveniente:

- **nei condomini** (perché l’energia può essere fornita solo ai servizi condominiali comuni)
- **negli stabili a uffici e servizi con una pluralità di attività** (perché l’energia può essere fornita solo ai servizi comuni)
- **nei centri commerciali** e in tutte le aree di servizio pubblico (perché l’energia può essere ceduta solo al gestore dei servizi comuni e non alle altre attività in esso insediate)
- **nelle infrastrutture industriali** (perché non si permette di creare linee dirette che riforniscano gli impianti industriali direttamente da impianti collocati in prossimità degli stessi sia in aree industriali che agricole)

Le ragioni degli attuali LIMITI

Molte attuali limitazioni all'Autoconsumo sono frutto delle interpretazioni di ARERA

- **Divieto di reti private** *(Articolo 5 Delibera 539/2015)***;**
- **Nozione restrittiva di unità di consumo** *(Delibera 578/2013)*;
- **Impossibilità di avere impianti non contigui (linee dirette di connessione)** *(ufficiosa posizione di ARERA che vieta i c.d. ASE nel Testo Unico Produzione Elettrica)*;
- **Imposizione del requisito per cui l'area di impianto deve essere nella disponibilità del consumatore** *(definizione di Sistema Efficiente di Utenza nella Delibera 578/2013)***.**

Le azioni necessarie secondo ITALIA SOLARE

- Consentire la realizzazione delle **Linee Dirette (impianti anche non contigui)**

- Permettere l' **Autoconsumo Distribuito:**

    - nei **Condomini**
    - con i **Sistemi di Distribuzione Chiusi** (SDC)
    - Con le **Comunità Energetiche** locali
    - Con le nuove tecnologie (**peer to peer**)

Le azioni necessarie secondo ITALIA SOLARE

- Adozione degli atti necessari a garantire una graduale transizione a un **sistema non centralizzato di dispacciamento** dei flussi di energia
- **Effettiva apertura** delle Fonti Rinnovabili a tutti i mercati dell'energia
- Avvicinamento della **chiusura dei mercati al tempo reale**
- **Consolidare e stimolare** l'Autoconsumo esistente
- **Riformare la struttura della nuova bolletta per gli utenti domestici (eliminare tariffe fisse di distribuzione)**
- Consolidare **Detrazioni Fiscali** e **Super Ammortamento**
- Introdurre premi o contributi per la realizzazione di impianti per l'autoconsumo ottenuto con **utilizzo di sistemi di accumulo** *(alternative a Scambio sul Posto)*

Le LINEE DIRETTE: una soluzione immediata

- Articolo 34 della **Direttiva Comunitaria 2009/72** stabilisce che gli Stati non possono limitare la **costruzione di linee dirette** (sistemi di autoconsumo anche non contigui)

- Una interpretazione di ARERA vieta la **realizzazione di nuovi ASE (sistemi di autoconsumo non contigui**) nel Testo Unico Produzione Elettrica

Basterebbe quindi un **atto di indirizzo ad ARERA** per consentire l'autoconsumo anche su terreni non contigui rendendo ammissibili i **nuovi ASE** (produzione e consumo anche non contigui).
Ciò permetterebbe di alimentare utenze industriali direttamente con impianti fotovoltaici.

Permettere l’autoconsumo distribuito

Con la normativa attuale **l’energia prodotta a livello locale** non può essere trasferita a più di un cliente.

Serve quindi un nuovo assetto normativo che permetta:

- Autoconsumo di condominio
- Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)
- Autoconsumo di prossimità (Comunità Energetiche locali e peer to peer)

Permettere l'autoconsumo distribuito

Autoconsumo di condominio

Necessaria una normativa che regolamenti gli impianti di Autoproduzione ed Autoconsumo da FER nei condomini:

- possibilità di realizzare impianti che abbiano il **diritto di trasferire l'energia prodotta nel condominio ai condomini** (uno a molti), analogamente a quanto oggi è possibile fare con le utenze termiche
- **trasferimento delle linee condominiali** (oggi di proprietà del Distributore) ai condomini, che ne facciano richiesta

permettendo comunque a ciascun condomino di rifornirsi per l'energia residua da un trader di sua fiducia

Permettere l'autoconsumo distribuito

Sistemi di Distribuzione Chiusi

Necessaria l'introduzione di una normativa che regolamenti la **produzione da FER e da Cogenerazione ad Alto Rendimento** per gli impianti che in zona industriale o commerciale o di servizi distribuiscono l'energia prodotta in loco con una rete privata alle utenze di tale zona.

Tale normativa in particolare dovrà prevedere:

- Il diritto di costituire Sistemi di Distribuzione Chiusi
- gli obblighi del gestore della rete di distribuzione privata, che in parte dovranno essere simili agli obblighi del distributore di zona
- la possibilità per ciascun utente di approvvigionare l'energia residua da un trader di sua fiducia.

Permettere l'autoconsumo distribuito

Autoconsumo di prossimità (Comunità energetiche locali e peer to peer)

I nuovi contatori digitali, per un monitoraggio e controllo sempre più sofisticati (che in un prossimo futuro verranno garantiti dalle blockchain), permetteranno di poter **attribuire virtualmente l'energia istantaneamente prodotta a una unità di consumo** che la consuma istantaneamente nelle vicinanze.

Meccanismi automatici di scomputo tra energia consumata ed energia prodotta nelle vicinanze consentiranno:

(i) la **costituzione di comunità energetiche** cioè la realizzazione di impianti collettivi la cui energia prodotta possa essere attribuita ai soci a scomputo della bolletta

(ii) la possibilità di stipulare **Contratti Peer to Peer** con i quali l'energia prodotta viene attribuita automaticamente ai punti di consumo nelle vicinanze, purché prodotta e consumata contestualmente

A differenza delle altre forme di autoconsumo, in questo caso l'energia è veicolata tramite la rete pubblica e quindi **gli oneri dovranno essere pagati almeno a copertura dei servizi di rete utilizzati**.

Consolidare e stimolare l'autoconsumo esistente

- Stabilizzare le **detrazioni fiscali del 50%** per realizzazione impianti FV
- Stabilizzare il **Super Ammortamento** per le imprese
- Premiare:
  - chi dà un contributo all'equilibrio del sistema attraverso tariffe di distribuzione che premino i comportamenti virtuosi
  - chi consuma nei momenti di elevata produzione rinnovabile, grazie ai prezzi dinamici dell'energia

Consolidare e stimolare l'autoconsumo esistente

- Uniformarsi alla gran parte degli altri Paesi europei nel superamento della gestione centralizzata dei flussi di energia. Solo se la stabilità e l'equilibrio della rete saranno gestiti a livello locale il comportamento efficiente del singolo operatore dà un segnale positivo al sistema

- Introdurre **modifiche alla nuova normativa sulle tariffe domestiche reintroducendo tariffe di distribuzione proporzionate al consumo di energia**

Consolidare e stimolare l'autoconsumo esistente

- Prevedere un meccanismo premiante sull'autoconsumo, anche in alternativa allo Scambio sul Posto, che stimoli l'utilizzo di sistemi di accumulo per la massimizzazione dell'autoconsumo

- Essendo **l'autoconsumo un sistema sicuro per risparmiare in bolletta**, si potrebbe pensare di introdurre su base volontaria, in alternativa al bonus sociale, un contributo per la realizzazione di impianti per l'autoconsumo

I Costi dell'Autoconsumo non dipendono dalle rinnovabili

Terna ha stimato in **1,8 miliardi di Euro** i costi dell'Autoconsumo.

In realtà **si tratta di costi che non sono da imputare alla generazione distribuita da fonti rinnovabili.**

Oggi l'autoconsumo è prevalentemente dovuto a **Sistemi di Cogenerazione a Fonte Fossile** al servizio di impianti industriali con **esenzione al 100 % degli Oneri di Sistema e di Rete.**

Come sostenere i Costi dell'Autoconsumo?

- Non necessariamente gli impianti in autoconsumo devono **essere completamente esenti dagli oneri**

- **E' fondamentale che i benefici garantiti siano assicurati per un certo numero di anni, in modo da consentire la finanziabilità delle iniziative**

- Molti impianti storici, alimentati per lo più a fonte fossile, sono in **fase di avanzato ammortamento** e potrebbero essere soggetti a un meccanismo di esenzione ridotto, così da liberare risorse per la riduzione delle bollette e lo stimolo di nuovo autoconsumo

Come sostenere i Costi dell'Autoconsumo?

- Per gli impianti che faranno **consumo di prossimità**, utilizzando la rete di distribuzione, vi potrebbero **essere benefici fiscali** o in termini di contributi in conto capitale diversi dalla esenzione dagli oneri o, in alternativa, una esenzione dai soli Oneri di Trasporto
- Per i **Sistemi di Distribuzione Chiusi** e per gli impianti di condominio non necessariamente l'esenzione dagli oneri di sistema e di rete dovrà essere totale
- In caso il prezzo dell'energia salga in misura considerevole nulla esclude che vi possano essere **sistemi di perequazione**, (floor e cap all'esenzione degli oneri di sistema) purché compatibili con la finanziabilità degli investimenti

Le azioni necessarie secondo ITALIA SOLARE

1) Garantire il diritto all'autoconsumo:

- **Consentendo linee dirette fra produzione e consumo non contigui**

- Permettendo l' **Autoconsumo Distribuito con più consumatori:**
  - **nei Condomini**
  - con i **Sistemi di Distribuzione Chiusi** (SDC)
  - con le **Comunità Energetiche** locali e peer to peer

Le azioni necessarie secondo ITALIA SOLARE

2) Riformare il sistema per far sì che l'Autoconsumo sia efficiente, conveniente e sostenibile:

- **aprendo tutti i mercati alla generazione rinnovabile** in particolar modo quello dei servizi di rete
- adottando gli atti necessari a garantire una **graduale transizione a un sistema non centralizzato di dispacciamento** dei flussi di energia
- riformando la struttura della **nuova bolletta** per gli utenti domestici, eliminando tariffe fisse di distribuzione
- consolidando **Detrazioni Fiscali e Super Ammortamento**
- incentivando la simultaneità fra produzione e consumo con utilizzo di sistemi di accumulo *(anche come alternativa a Scambio sul Posto)*

Le azioni necessarie secondo ITALIA SOLARE

3) Riformare il sistema per far sì che l'Autoconsumo sia finanziabile e sostenibile:

- **contrattualizzando l'esenzione degli oneri** per garantire finanziabilità stabilendo una correlazione fra tale esenzione e il prezzo dell'energia per limitare i costi per i consumatori

- stabilendo una **differenziazione nell'esenzione degli oneri**, fra impianti storici a fonte fossile, impianti che usano le reti, impianti che forniscono energia a un solo consumatore

ITALIA solare

IL FOTOVOLTAICO È DI TUTTI

Grazie per l'attenzione

www.italiasolare.eu

info@italiasolare.eu

ITALIAsolare

italia_solare

ITALIASolare

Audizione sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

Alessandro Marangoni

Audizione su Affare 59

X Commissione Industria, Commercio, Turismo,
Senato della Repubblica

Roma, 23 ottobre 2018

ALTHESYS
Strategic Consultants

ALTHESYS
Strategic Consultants

Althesys, è una società professionale indipendente specializzata nella ricerca economica e nella consulenza strategica nei settori energetici, ambientali e delle utilities

IREX MONITOR
Il think tank del settore elettrico e delle rinnovabili

Il think tank di riferimento in Italia nel settore elettrico, delle rinnovabili e dell'efficienza energetica

NET
New Electricity Trends

Orientarsi nelle complessità regolatorie e comprendere i trend dei prezzi nel mercato elettrico

Indice

- L'autoconsumo, perché?
- L'evoluzione del sistema elettrico
- Il quadro attuale dell'autoconsumo
- Le prospettive di sviluppo
- I driver e le criticità
- La regolazione, un punto complesso
- Alcune conclusioni

L'autoconsumo, perché?

- Sostegno attività produttive attraverso riduzione e stabilità del costo dell'energia e sicurezza dell'approvvigionamento
- Abilitazione del consumatore retail e PMI
- Sviluppo delle rinnovabili ed efficienza energetica
- Discesa dei costi delle tecnologie rinnovabili, degli accumuli e delle piattaforme di power sharing tramite digital energy
- Crescita rapida della generazione distribuita: fotovoltaico, ma anche CAR e biogas
- Evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso

L'evoluzione del sistema elettrico

Profondi cambiamenti in corso …

Domanda

- Calo consumi ultimi anni … proseguirà?
- Liberalizzazione mercato
- Nuovi modelli di consumo (auto elettrica, elettrificazione …)
- Sviluppo dei prosumer

Offerta

- Forte penetrazione rinnovabili
- Generazione distribuita
- Inadeguatezza per dismissione di capacità flessibile
- Sviluppo infrastrutture di rete e accumuli

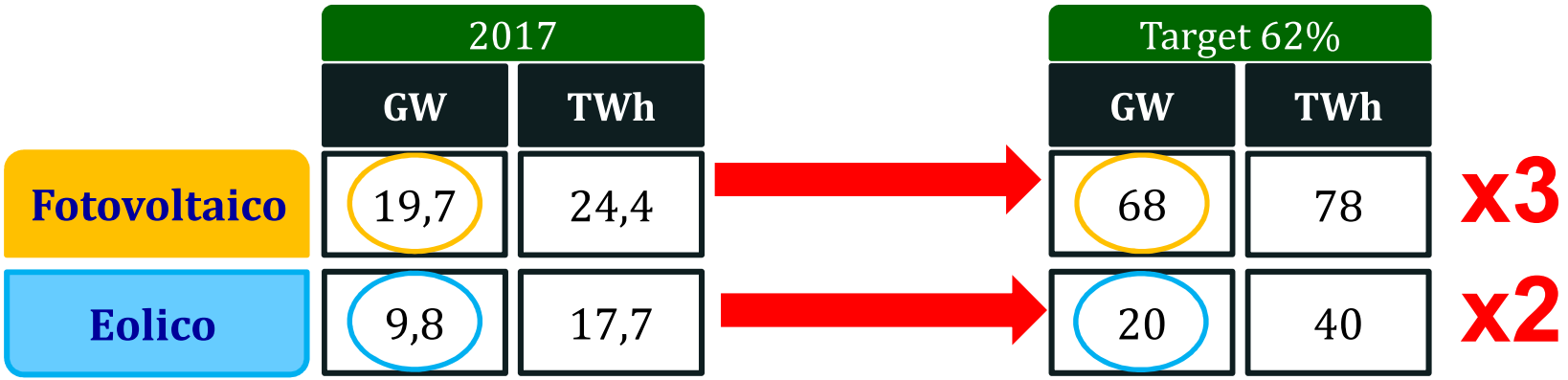
*Nel 2017 FER-E al **34,2%** del CIL e FER totali al **17,7%** del CFL*

*Target UE rinnovabili al **32% a livello comunitario***

Nuovi **investimenti** in rinnovabili e «smart energy»

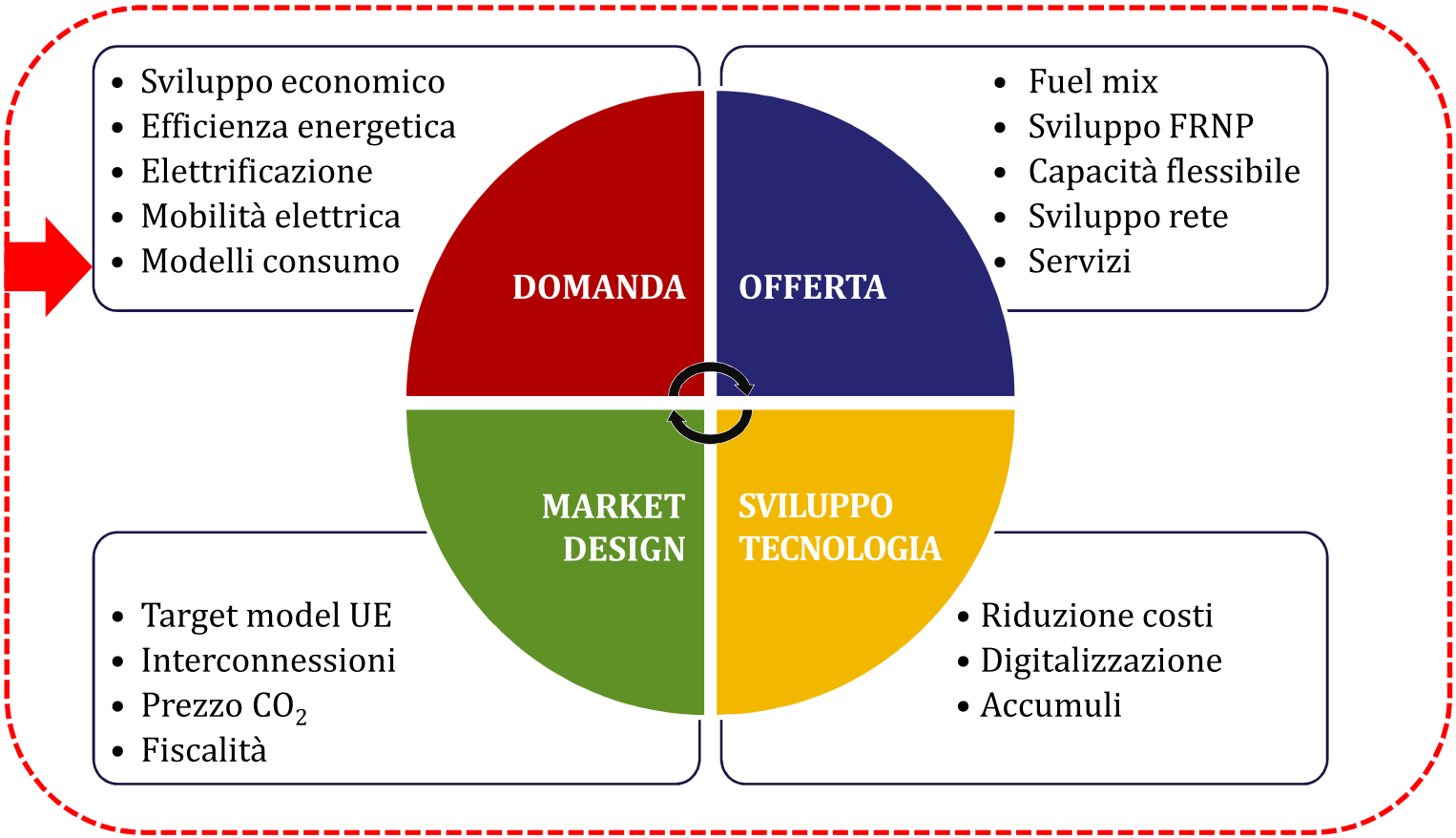
L'evoluzione del sistema elettrico

- L'Italia dovrà rivedere al **rialzo target SEN 2017 (28%)**, passando per l'elettrico **dal 55%** della SEN **al 62%** circa
- **FV** dovrebbe collocarsi sui **68 GW** dai 19,7 GW del 2017, arrivando a produrre ≈ **80 TWh annui**
- **+ 4,0 GW annui**, rispetto ai 305, 369 e 409 MW degli ultimi tre anni
- **Eolico** dovrebbe più che raddoppiare, passando **da 9,8 GW** a **20 GW**
- **Idroelettrico e bioenergie (biogas)** esistenti dovranno essere mantenuti e, ove possibile, potenziati



L'evoluzione del sistema elettrico

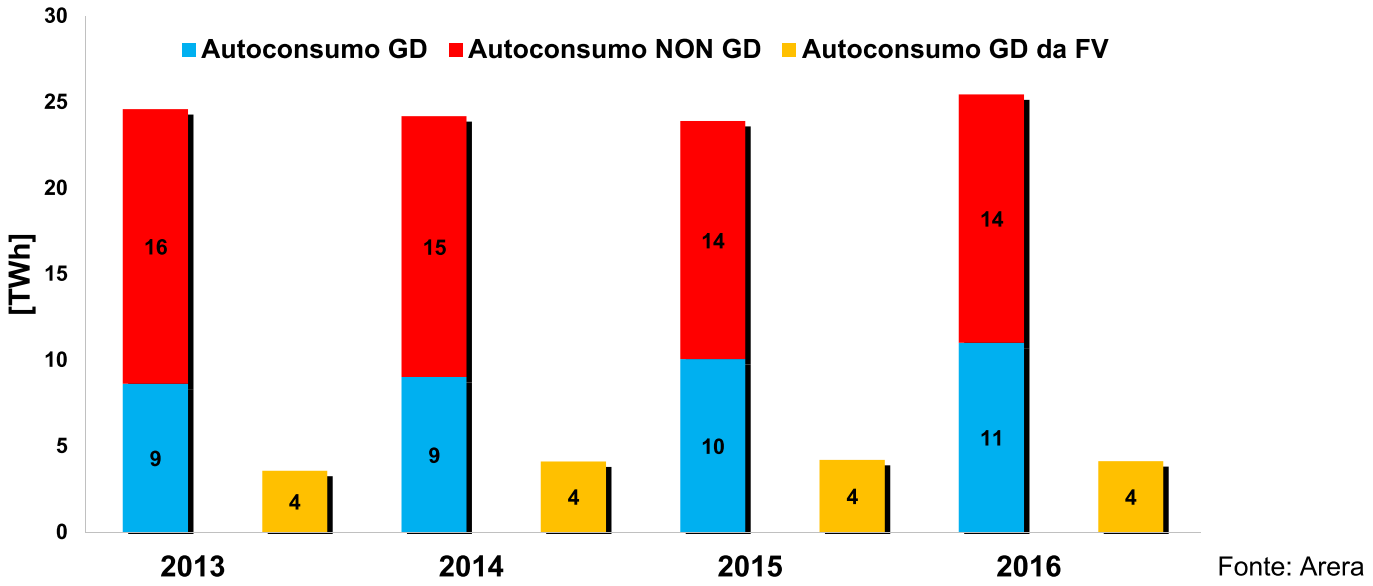
- Il mercato elettrico presenta un quadro **sempre più complesso**
- Profondità e velocità delle **trasformazioni** non hanno precedenti nel settore



L'autoconsumo è un tassello del mosaico ... ma abbraccia tutti gli ambiti

Il quadro attuale dell'autoconsumo

- L'autoconsumo copre 8,8% (28,2 TWh) dei consumi italiani 2017
- Ha forme diverse:
  - Impianti cogenerazione a gas industriali: 80% circa (SEU-RIU)
  - Fotovoltaico: 15%, circa 4 TWh generazione distribuita
  - Altre fonti (bioenergie-biogas): 5%
- I grandi autoproduttori industriali sono ancora la quota principale

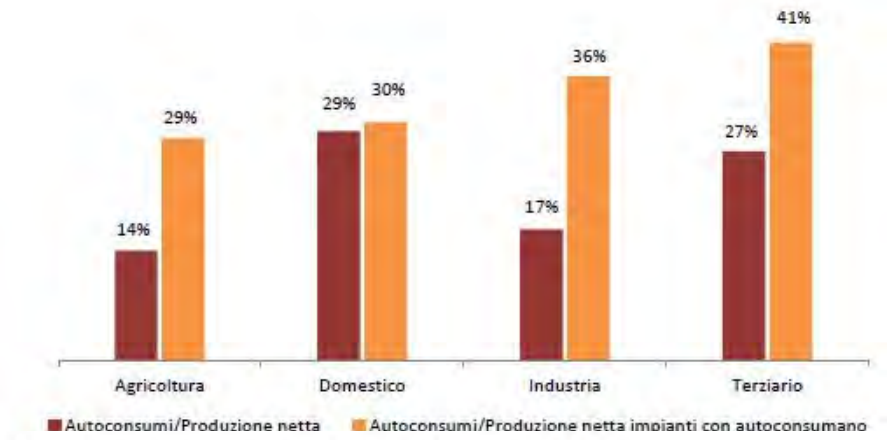


Fonte: Arera

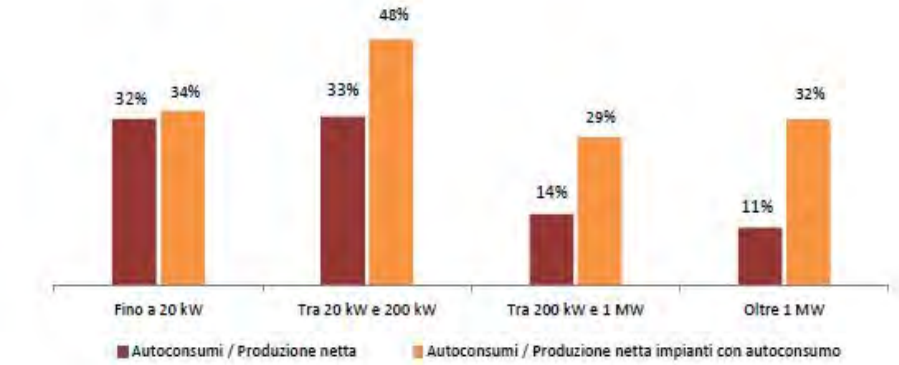
Il quadro attuale dell'autoconsumo

Il fotovoltaico

Profili di autoconsumo per settore nel 2017



Profili di autoconsumo per classe di potenza nel 2017

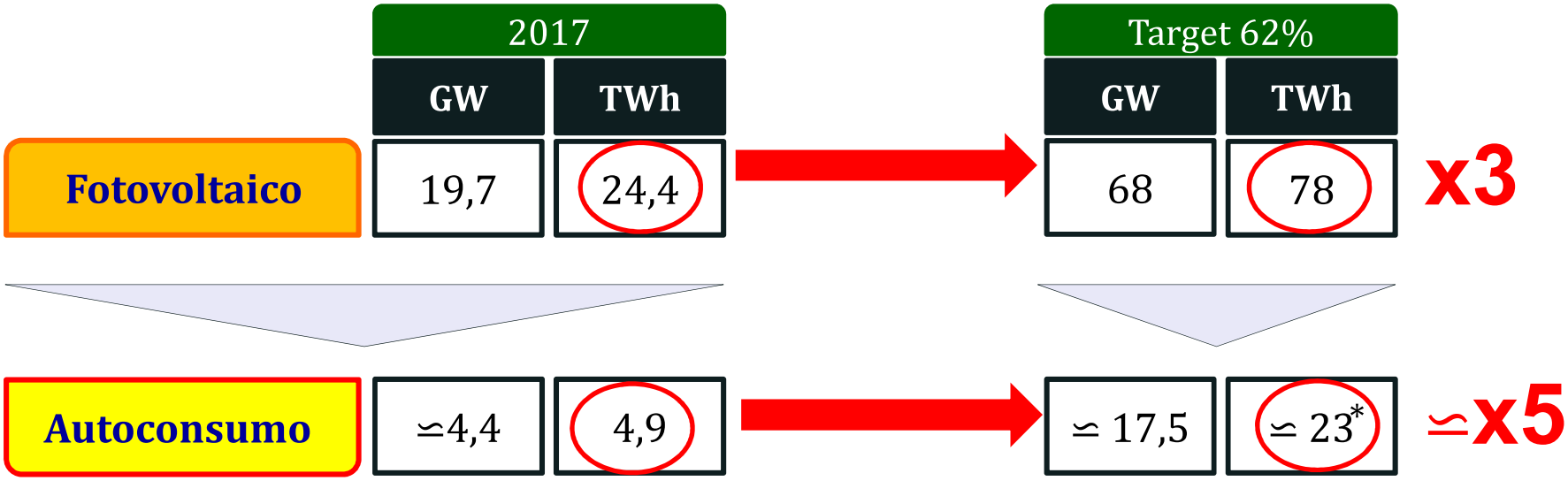


Fonte: GSE

- Maggior parte impianti domestici sono in autoconsumo.
- Terziario e industriale hanno le maggiori quote di autoconsumo (considerati i soli impianti che hanno autoconsumato).
- 52% dei 24,4 TWh FV prodotti in Italia nel 2017 è generato dal settore industriale, 21% dal terziario, 14% dal domestico e 13% dall'agricolo.
- Il comparto industriale è quello con i maggiori autoconsumi, il 42% dei 4.9 TWh autoconsumati in Italia nel 2017, segue il terziario (27%), il domestico (21%) e l'agricolo (9%).
- Maggior autoconsumo per installazioni medio-piccole (20-200 kW), cioè PMI.

Le prospettive di sviluppo

- Assumendo un **target di fotovoltaico di 80 TWh annui** di produzione:
- **+ 4,0 GW annui**, di cui **1,5 GW** in autoconsumo
- rispetto ai 360 MW medi 2015-17, di cui circa metà residenziali
- Ipotesi quota in autoconsumo dal 20 al 30% + miglioramento performance



(*PdS Terna 2018 scenario DG ≃ 20 TWh)

E' un obiettivo realistico? A quali condizioni?

I driver e le criticità

Quali sono le condizioni per lo sviluppo di autoconsumo e generazione distribuita?

Driver di sviluppo

- Calo dei costi delle tecnologie fotovoltaico e sistemi di accumulo
- Direttiva RED II - EMD
- Nuove configurazioni: energy community, LEC, REC, RSC ...
- Sviluppo modelli aggregazione fisica e virtuale e mercato dei servizi: UVAC, UVAP, UVAM
- Digitalizzazione

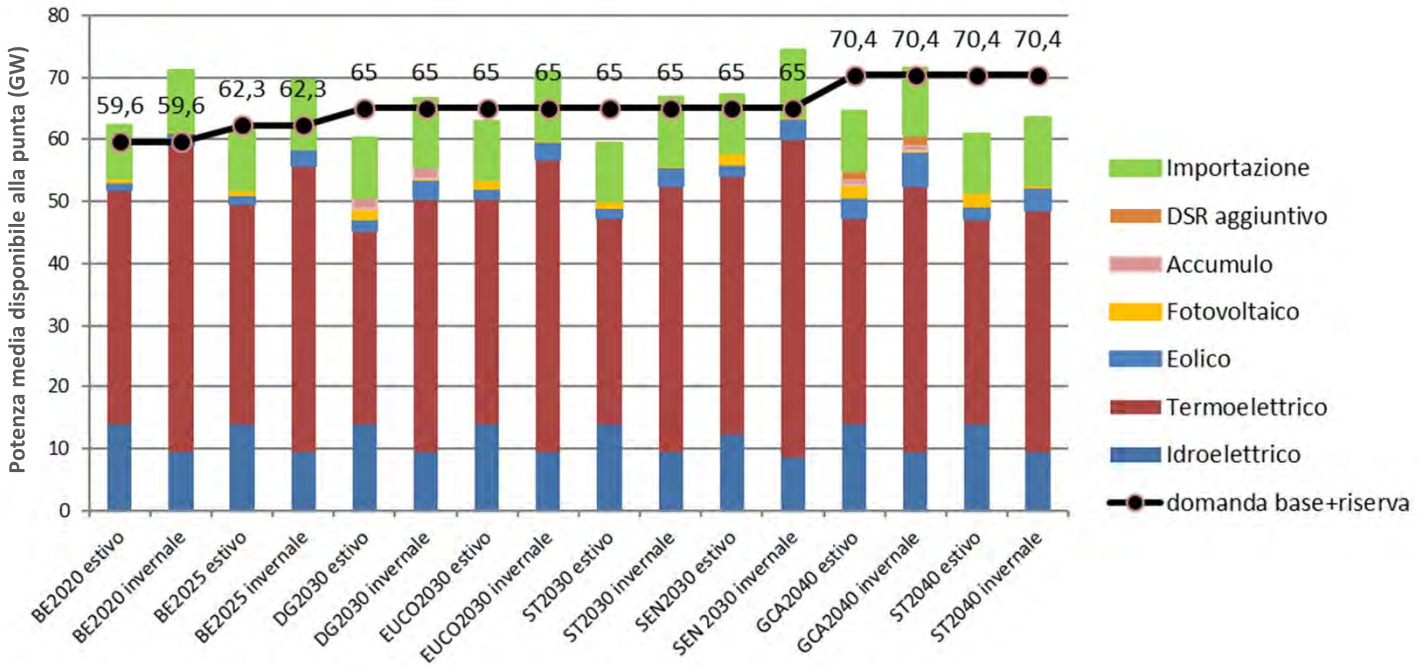
Criticità

- Complessità normativa italiana
- Compatibilità con equilibrio e sicurezza del sistema
- Oneri di sistema e tutela consumatori
- Agevolazioni energivori
- Complessità tecnico-gestionali

*La sfida è armonizzare evoluzione **tecnologica** e **regolatoria***

I driver e le criticità

La crescita dell'autoconsumo e della generazione distribuita si inserisce in un sistema la cui adeguatezza a M/L termine sarà critica …



- Nel **breve-medio** termine sistema adeguato
- Al **2030** inadeguati casi estivi per tutti scenari salvo crescita termoelettrico (ipotesi SEN17)
- Critico il **2040** a causa crescita FRNP

necessario sviluppo storage

I driver e le criticità

La trasformazione digitale è un fattore chiave della transizione energetica e può favorire l'autoconsumo e la generazione distribuita

		Ambiti di applicazione		
		Energy e grid	*Building e city*	*Manufacturing e mobility*
Utenti	***Cittadini, imprese, enti pure consumer o producer***	● Monitoraggio, diagnostica e gestione impianti FER ● Piattaforme per O&M e Asset Management integrato	● Misurazione e gestione delle performance ambientali ed energetiche degli edifici ● Infomobilità e sensori per ottimizzare i servizi pubblici	● Ottimizzazione operations industriali ● Tool CRM e monitoraggio energy management ● Gestione parco macchine e flussi carica
	Cittadini, imprese, enti prosumer	● Smart meter ● Piattaforme cloud per sharing energy	● Tools per la gestione di local energy community	● Infrastrutture intelligenti per gestione assetto vehicle-to-grid
	TSO/DSO, utility e trader	● Smart distribution Systems ● Blockchain per tracciare flussi economici e fisici ● Storage per soluzioni ibride	● Tools per la gestione integrata di microgrid di quartiere, LEC (local energy community)	● Infrastrutture intelligenti per gestione assetto vehicle-to-grid ● Metro e treni con teleguida

La regolazione, un punto complesso

La regolazione si è stratificata nel tempo, presenta incoerenze e incertezze e può costituire un freno rispetto agli obiettivi al 2030

SDC Sistemi Distribuzione Chiusi	▪ Reti private in siti industriali, commerciali o servizi condivisi ▪ Possibili più utenti, esenzione oneri generali di sistema (ogs)
SSPC Sistemi Semplici Produzione e Consumo	▪ Schema 1:1 ▪ Esenzione oneri generali di sistema
Energy Community	Pluralità di soggetti aggregati per produzione, consumo, accumulo (condomini, PMI, PA, etc.), riformulazione ogs e costi di rete in modo non discriminatorio
Autoconsumo collettivo	▪ Schema 1:n ▪ Riformulazione ogs e costi rete in modo non discriminatorio

La regolazione, un punto complesso

Quali i nodi principali da sciogliere?

Semplificazione e razionalizzazione

Pluralità di schemi: SEU, SEESEU, RIU, ASAP, ASDC, consorzi e cooperative creano incertezza e disparità

Implementazione Direttive UE

Attuare schemi secondo il principio «uno a molti», definendo costi-benefici per gli utenti e per il sistema

Privilegiare autoconsumo da FER e CAR, sharing e aggregazione (fisica e virtuale)

Politiche a sostegno

Passare da sistemi di incentivazione implicita (esenzione oneri) a misure esplicite e trasparenti

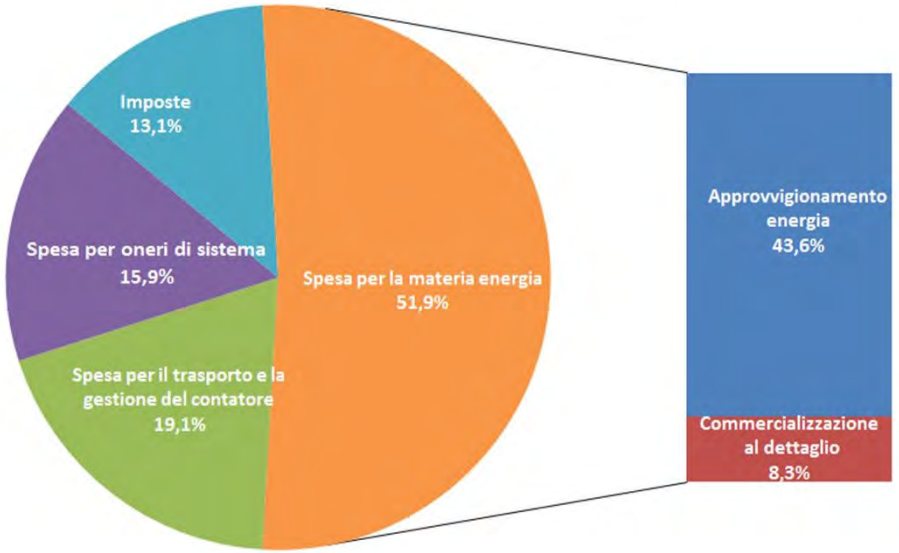
La regolazione, un punto complesso

Il costo implicito dell'autoconsumo, una questione di sostenibilità del sistema o di equità tra consumatori?

- Costo attuale esenzione per il sistema: 1,8 Mld €/anno (fonte: Terna)
- Stima costo al 2030 per autoconsumo solo fotovoltaico: +1,1 Mld €
- Ma la differenza tra consumatore domestico e auto-consumatore sarebbe molto consistente, potendo risparmiare il secondo ≃60€/MWh
- (Agevolazioni energivori ≃ 2 Mld €)

Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo

(III trimestre 2018 – Prezzo Lordo: 20,22 c€/kWh)



Fonte: Arera

Alcune conlusioni

- Diminuire la complessità e chiarire le regole:
  - riducendo e omogeneizzando gli schemi esistenti attraverso l'unificazione in un unico modello one-to-one
  - attuando gli schemi one-to-many proposti dalla RED II
- Definire una policy chiara e di lungo periodo per l'autoconsumo (e l'efficienza) nel quadro di una visione complessiva per il Paese
  - Adeguatezza, equilibrio e sicurezza del sistema sono la vera questione, non solo sostenibilità oneri
  - Passare da incentivazione implicita a misure chiare e monitorate, definendo policy per i diversi tipi di consumatori, p.e. favorire concretamente la riduzione dei costi energetici per PMI

    ►competitività PMI nel mondo post spalmaincentivi !

- Tra le condizioni per la realizzazione degli obiettivi al 2030 dell'autoconsumo e della generazione distribuita vi è anche:
  - la disponibilità di aree adeguate: necessità di analisi e pianificazione, anche oltre aree dismesse
  - Il mantenimento e il potenziamento delle installazioni esistenti
- L'autoconsumo è in buona parte industriale-commerciale, è quindi da prevedersi una sensibile crescita anche di impianti utility scale
- Le bioenergie, in particolare biogas, possono dare un contributo significativo all'autoconsumo e contemporaneamente alla stabilità del sistema, essendo programmabili e con sinergie con altri settori
- Lo sviluppo dell'autoconsumo non riduce, ma cambia, il ruolo di TSO e DSO, richiedendo loro nuovi e diversi investimenti
- Digitalizzazione e accumuli saranno i veri fattori abilitanti: è necessario sostenere investimenti in innovazione.

© Copyright Althesys 2018. Tutti i diritti riservati.

E’ vietata la riproduzione, totale o parziale, in qualsiasi forma senza l’autorizzazione scritta dell’Aut.

alessandro.marangoni@althesys.com

ALTHESYS
STRATEGIC CONSULTANTS

Via Larga, 31 - 20122 Milano
Tel: +39 02 5831.9401 - Fax: +39 02 5830.1281
www.althesys.com

SOSTEGNO ALLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE MEDIANTE L'IMPIEGO DI SISTEMI DI GENERAZIONE, ACCUMULO E AUTOCONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA

Audizione del Direttore della Struttura di Progetto Energia
Gen. Isp. Francesco M. NOTO

Roma, 23 Ottobre 2018

10ª Commissione permanente
Affare assegnato n. 59

Audizione del Direttore della Struttura di Progetto Energia
10ª Commissione permanente
Sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica (affare assegnato n. 59)

AGENDA

- **VISION**
- **STRATEGIA ENERGETICA DELLA DIFESA**
- ***SMART MILITARY DISTRICT* ED ARCIPELAGHI ENERGETICI**

VISION

Linee programmatiche del Ministro della Difesa

Audizione per le Commissioni congiunte (4ª Difesa)
Senato della Repubblica e Camera dei Deputati

"... Nel medio e lungo termine la Difesa mira al raggiungimento di elevate capacità di resilienza energetica, produzione e approvvigionamento da fonti sostenibili... In particolare, ... a partire dai siti a valenza strategica, ... realizzazione di distretti energetici intelligenti (definiti Smart military district) nei quali sia massimizzato il ricorso all'autoconsumo e la gestione dei flussi energetici avvenga in tempo reale in un alveo certo di cyber security..."

Audizione del Direttore della Struttura di Progetto Energia
10ª Commissione permanente
Sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica (affare assegnato n. 59)

AGENDA

- **VISION**
- **STRATEGIA ENERGETICA DELLA DIFESA**
- ***SMART MILITARY DISTRICT* ED ARCIPELAGHI ENERGETICI**

IL PERCORSO DELLA STRATEGIA ENERGETICA DELLA DIFESA

IN ADERENZA AL QUADRO STRATEGICO COMUNITARIO E NAZIONALE

LINEE GUIDA PER STRATEGIA ENERGETICA DELLA DIFESA (SED)
Approvate il 10/11/2016

DOCUMENTO DI INDIRIZZO STRATEGICO PROGRAMMATICO (DISP)
Emanato il 26/07/2017

STRATEGIA ENERGETICA DELLA DIFESA - SED

- GOVERNANCE
- SICUREZZA
- RICERCA & SVILUPPO
- FORMAZIONE
- AMBIENTE
- INFRASTRUTTURE
- CAPACITÀ
- LOGISTICA DEI TRASPORTI

AZIONI STRATEGICHE

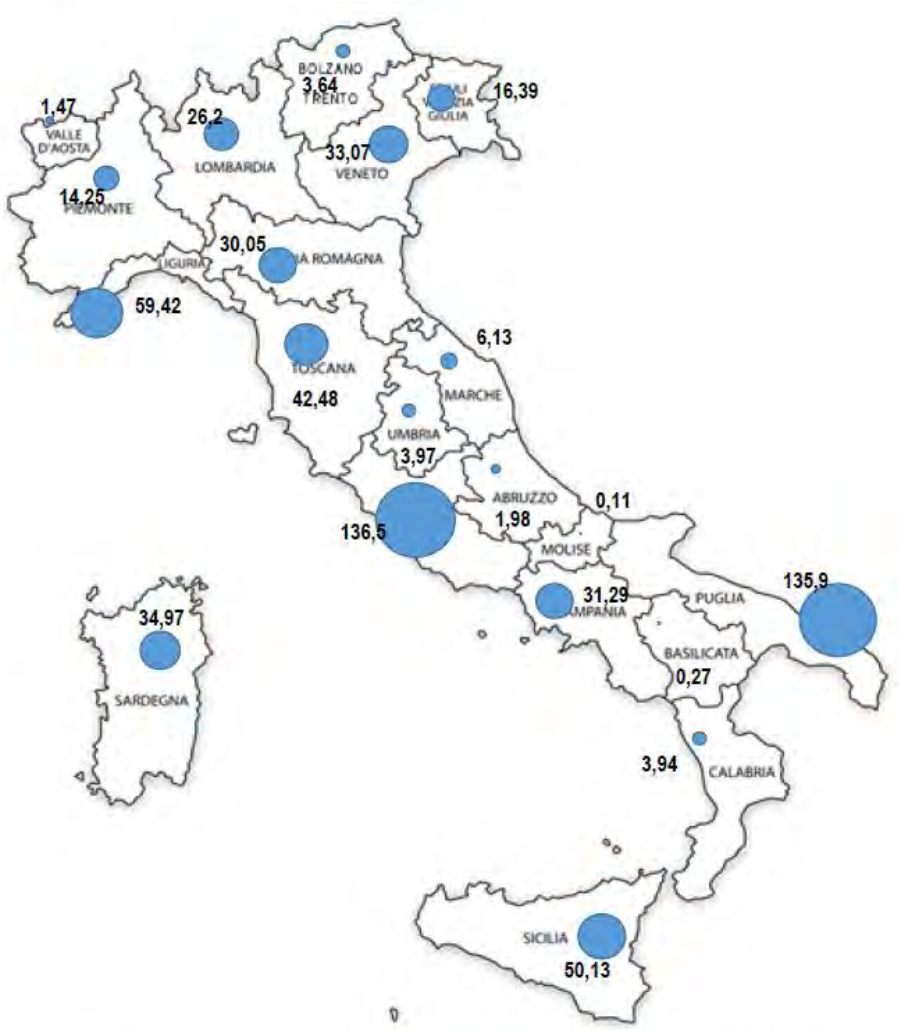
1. Profilazione energetica della Difesa
2. Individuazione infrastrutture critiche energetiche della Difesa
3. Miglioramento performance energetica delle infrastrutture
4. Attuazione di una policy per la mobilità sostenibile
5. Formazione e sviluppo tecnologico per gli ambiti *dual use* con mondo accademico, Istituti di ricerca e comparto industriale
6. Sinergia con MiSE, MATTM, MIT, etc.
7. Ricerca e impiego dei finanziamenti PPP, nazionali, comunitari e internazionali

Caratterizzazione energetica della Difesa

Comparto DIFESA
Edifici: 760.000.000 mq

127.000.000 €
Spesa annua per i consumi elettrici

MINISTERO DIFESA	
1	MARISTANAV - TARANTO
2	MARINARSEN - LA SPEZIA
3	MARINARSEN – TARANTO
4	Pratica di Mare - Comando Aeroporto
5	COMANDO MM - AUGUSTA
6	Roma – Castro Pretorio - Comprensorio AM
7	Ghedi - 6° Stormo
8	COMPRENSORIO QG MARINA – ROMA
9	Grosseto - 4° Stormo
10	Centocelle (RM) - C.A. F.Baracca
11	Pisa - 46° Brigata Aerea
13	Gioia del Colle (BA) - 36° Stormo
14	Roma - Comprensorio Palazzo Esercito
12	Decimomannu (CA)
15	Amendola (FG) - 32° Stormo
16	Poggio Renatico (FE) - Comando RSSG
17	MARINARSEN – BRINDISI
18	Roma - Centro Intelligence Interforze
19	Sigonella (CT) - 41° Stormo
20	COMANDO MM – MESSINA



Distribuzione regionale dei consumi elettrici annui stimati [GWh] (TOT)

Elaborazione dati da AU-SII (Agg. 25/06/18) – Revisione in corso

AZIONI STRATEGICHE

1. **Profilazione energetica della Difesa**
2. **Individuazione infrastrutture critiche energetiche della Difesa**
3. **Miglioramento performance energetica delle infrastrutture**
4. **Attuazione di una policy per la mobilità sostenibile**
5. **Formazione e sviluppo tecnologico per gli ambiti *dual use* con mondo accademico, Istituti di ricerca e comparto industriale**
6. **Sinergia con MiSE, MATTM, MIT, etc.**
7. **Ricerca e impiego dei finanziamenti PPP, nazionali, comunitari e internazionali**

ACCORDI PER LA FORMAZIONE E SVILUPPO TECNOLOGICO PER GLI AMBITI *DUAL USE*

- **Università “Sapienza” di Roma**
- **Università di Genova**
- **Università “Federico II ” di Napoli**
- **Università di Modena e Reggio Emilia**
- **Università della Calabria**
- **EnSIEL (Consorzio Interuniversitario per Energia e Sistemi Elettrici)**
- **Accordo quadro con Roma Capitale**
- **ENEA**
- **RE-CORD Renewable Energy COnsortium for R&Dtibili**
- **Acquirente Unico del GSE**
- **TEST (Consorzio delle Università della Campania su mobilità sostenibile)**
- **STRESS (Sviluppo tecnologie e ricerca per l’Edilizia Sismicamente Sicura ed eco-Sostenibile)**
- **SNAM** (*in corso di sottoscrizione*)
- **Politecnico di Milano** (*in corso di sottoscrizione*)
- **Università di Pisa** (*in corso di sottoscrizione*)

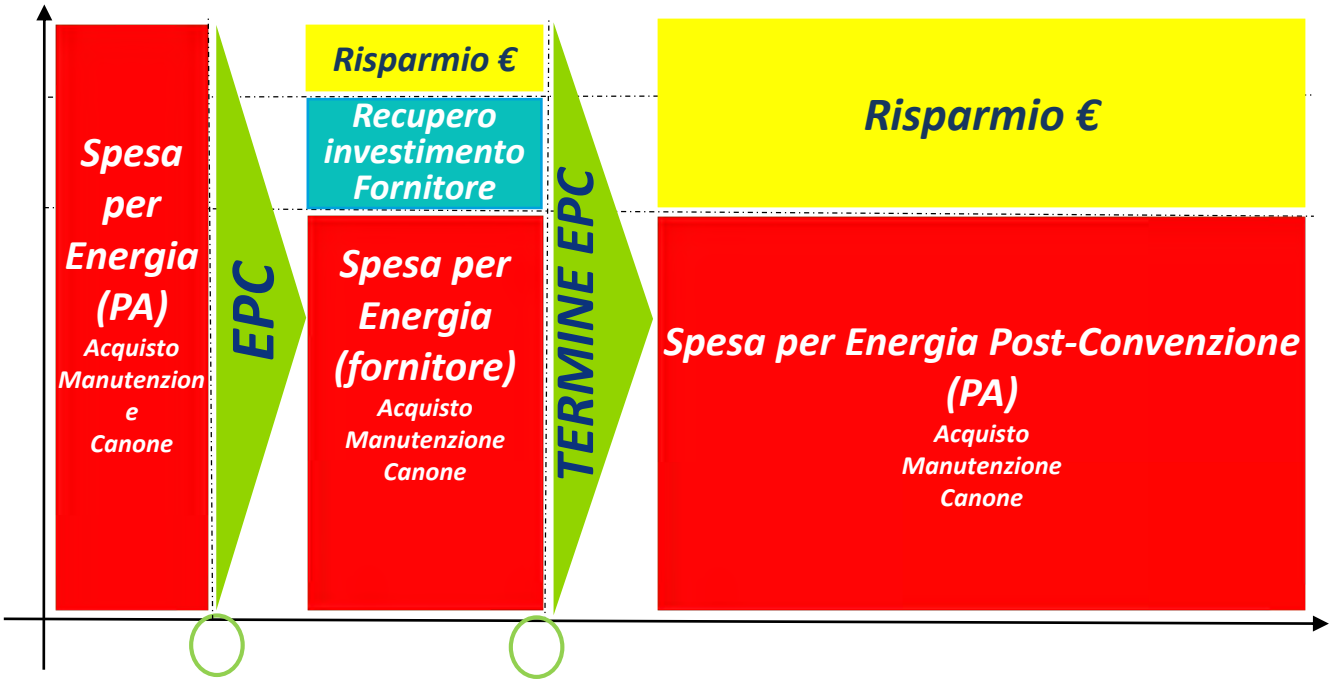
AZIONI STRATEGICHE

1. Profilazione energetica della Difesa
2. Individuazione infrastrutture critiche energetiche della Difesa
3. Miglioramento performance energetica delle infrastrutture
4. Attuazione di una policy per la mobilità sostenibile
5. Formazione e sviluppo tecnologico per gli ambiti *dual use* con mondo accademico, Istituti di ricerca e comparto industriale
6. Sinergia con MiSE, MATTM, MIT, etc.
7. Ricerca e impiego dei finanziamenti PPP, nazionali, comunitari e internazionali

Ricerca e impiego dei finanziamenti PPP, nazionali, comunitari e internazionali

ENERGY PERFORMANCE CONTRACT (EPC)

IL RISPARMIO ENERGETICO MOBILITA I CONTRATTI DI PERFORMANCE ENERGETICA, OVE I RISPARMI CONSEGUITI REMUNERANO GLI INTERVENTI DI RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA.
TALE TIPOLOGIA DI CONTRATTO PERMETTE, A FRONTE DI UN CANONE ANNUALE (STRUMENTO DEL FINANZIAMENTO TRAMITE TERZI – FTT, FORMA SPECIALIZZATA DI PPP), DI REALIZZARE INTERVENTI COMPLETAMENTE REMUNERATI DAL RISPARMIO ENERGETICO INDOTTO, OVE IL RISCHIO DI ''RISULTATO'' È TRASFERITO INTEGRALMENTE SULL'ASSUNTORE (ESCO).



Programma Pluriennale di Energy Performance Contract (EPC) della Difesa (Luglio 2018)

SITI INDIVIDUATI

1. *Ospedale militare del Celio in Roma*
2. *Palazzo Ducale di Modena, sede dell'Accademia Militare*
3. *Arsenale militare marittimo della Spezia*
4. *Comprensorio dell'area Castro Pretorio in Roma*
5. *Accademia Aeronautica di Pozzuoli (NA)*
6. *Aeroporto militare - 37° Stormo di Trapani Birgi*
7. *Aeroporto militare - 32° Stormo di Amendola (FG)*
8. *Aeroporto militare – 36° Stormo di Gioia del Colle (BA)*

IPOTESI DI PIANO FINANZIARIO

E.F.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	TOT.
M€	3	6,2	15	15	15	15	15	15	15	15	15	14,2	14,2	8,8	7,1	188,5

Audizione del Direttore della Struttura di Progetto Energia
10ª Commissione permanente
Sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica (affare assegnato n. 59)

AGENDA

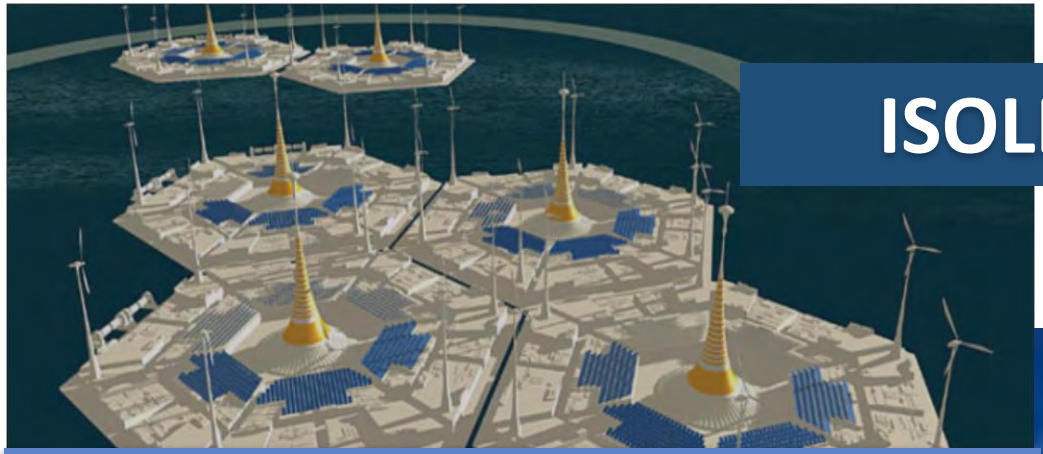
- **VISION**
- **STRATEGIA ENERGETICA DELLA DIFESA**
- ***SMART MILITARY DISTRICT* ED ARCIPELAGHI ENERGETICI**

LIVELLO DI AMBIZIONE: gli *Smart Military Districts*

SETTORE ENERGIA E AMBIENTE
Infrastructure Full Integrated Management System

- Energia
- Acqua
- Gestione interna dei rifiuti
- *Cyber security*

LIVELLO DI AMBIZIONE: gli *Smart Military Districts*



ISOLE ENERGETICHE

- Sistemi rinnovabili di produzione
- Accumulo
- Smart Grid
- Cyber

ARCIPELAGO ENERGETICO

- INFRASTRUTTURE STANZIALI IN PATRIA
- INFRASTRUTTURE DI CONTINGENZA

LE INFRASTRUTTURE E L'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO
Verso gli Smart Military District

SMART/ECO BUILDING
- -Tecnologie NZEB
- - Utilizzo ICT e IOT

SMART MILITARY DISTRICTS

SMART GRID
- - Edifici connessi
- - Distretti connessi
- - Cyber security
- - Storage

- ENERGY SECURITY RESILIENZA
- SOSTEGNO ALLE CAPACITÀ DIFESA SICUREZZA
- CONCORSO ALLE ATTIVITA' DI PROTEZIONE CIVILE

- RIDUZIONE IMPATTO AMBIENTALE
- USO E GESTIONE INTEGRATA ENERGIA-ACQUA-RIFIUTI
- INTEGRAZIONE CON IL TERRITORIO

Programma pluriennale per la realizzazione di una rete di Smart Military District per migliorare la resilienza energetica dei siti strategici della Difesa, proposto al CIPE

TIPOLOGIE INFRASTRUTTURALI

1. *Aeroporti militari*
2. *Basi navali, stabilimenti ed arsenali militari*
3. *Caserme e comandi di unità operative e di supporto logistico*
4. *Strutture di comando e di controllo dello spazio terrestre marittimo ed aereo*
5. *Istituti di formazione*
6. *Poligoni e strutture di addestramento*
7. *Comandi NATO/alleati sul territorio nazionale*
8. *Centri sperimentali di manutenzione dei sistemi d'arma*

IPOTESI DI PIANO FINANZIARIO

Priorità 1

E.F.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	TOT.
M€	5	10	20	25	30	30	25	25	25	25	220

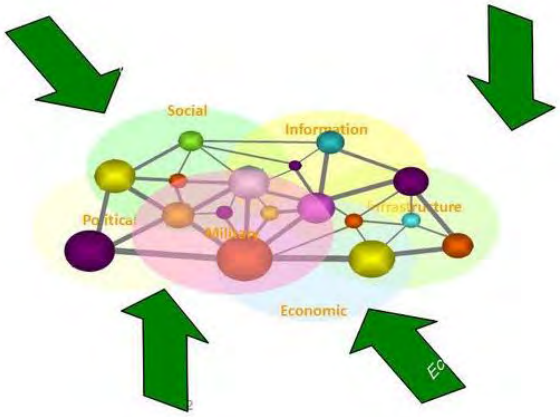
Priorità 2

E.F.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	TOT.
M€	5	10	20	25	25	25	25	25	20	20	200

LE INFRASTRUTTURE E L'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO

Metodo per gli Smart Military District

- **Approccio omnicomprensivo ed olistico**
- **Efficienza: Capacità energetica della Difesa**
- **Interazione e cooperazione con pubbliche istituzioni /università/industria/settore private,**



fiper FEDERAZIONE ITALIANA PRODUTTORI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

AUDIZIONE X° COMMISSIONE
Senato della Repubblica

Sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica
Proposte FIPER

Roma 23 ottobre 2018

biomassa

biogas

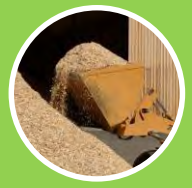
biometano

www.fiper.it

Fiper –comparto teleriscaldamento a biomassa

90 impianti associati

4000 micro-pmi indotto



800.000 t/annuo Biomassa legnosa impiegata

364.000 t/annuo CO2 evitata

80 M€/annuo fatturato di energia termica

1150 MWt contrattualizzati 30 MWe

1590 km rete

FIPER comparto biogas

121 Soci ordinari
211 Soci conferenti

1.500 aziende agricole nell'indotto

1.100.000 t/y effluente zootecnico
16.700 t/y sottoprodotti

840.000 t/y biomassa vegetale

150 M€/annuo fatturato di energia

66 MWe installati
530.000 MWh_e prodotti

Biomasse, biogas: strumento di sviluppo per le aree alpine-rurali

FIPER ritiene che lo sviluppo e l'impiego delle energie rinnovabili (FER), in modo particolare delle biomasse sostenibili sia un obiettivo di primaria importanza per **il miglioramento del tessuto socio-economico e della resilienza** alle pressioni ambientali delle aree rurali e di collina/montagna.

Aree interne: rappresentano oltre il 70% della superficie nazionale e circa il 50% della popolazione.

.L'utilizzo delle biomasse in queste aree oltre all'aspetto energetico è legato **all'economia e alla difesa del territorio.**

Questo obiettivo è perfettamente in linea con gli indirizzi della nuova direttiva **RED2** che, tra i diversi aspetti, indica **nello sviluppo delle FER e nell'utilizzo locale dell'energia prodotta un aspetto strategico per tutti i Paesi membri.**

Recepimento Direttiva sulla promozione delle Fonti Rinnovabili RED 2

Il recepimento della Direttiva sulla promozione delle fonti rinnovabili- RED2 costituisce un passaggio importante e che FIPER ritiene vada perseguito attraverso due linee di intervento:

- **Definizione a livello politico degli indirizzi nazionali** per un effettivo sviluppo delle FER

- **Mantenimento in esercizio e ulteriore sviluppo dell'attuale parco di impianti esistenti** per la produzione di biogas agricolo e di calore/elettricità da biomasse solide che oggi costituiscono una risorsa da preservare al fine di poter conseguire gli obiettivi indicati dalla stessa direttiva.

Proposte per il recepimento della Direttiva RED 2

Il recepimento della RED2 richiede una approfondita **analisi degli attuali «colli di bottiglia»** che limitano l'energia prodotta da FER e il suo impiego da parte degli consumatori.

Attualmente **l'elettricità prodotta da un cogeneratore installato presso un condominio non può essere utilizzata direttamente dagli utenti** visto che deve essere immessa in rete e poi prelevata dai medesimi gravata di oneri di sistema e imposte. Il risultato finale è che non si realizzano impianti.

Queste barriere devono essere rimosse a livello politico per fornire ai Ministeri competenti delle precise linee di indirizzo per il recepimento della RED2. FIPER propone che la X° Commissione si attivi al fine di **individuare la linea programmatica e le modalità di attuazione da portare all'attenzione delle Camere per il recepimento della RED2**.

I Ministeri dovranno poi essere coordinati tra loro in quanto la produzione di FER a livello locale implica **tematiche di primario interesse per MiSE, MiPAAF e MATTM.**

Proposte per la continuità e lo sviluppo del parco esistente di impianti di biogas agricolo e di cogenerazione a biomassa – Produzione energia elettrica

Consistenza attuale del parco impianti interessato: 1529 impianti biogas agricolo - 60 impianti TLR cogenerativo

- **1. Flessibilità: riconoscimento incentivo sul monte kWh annuo**

Si propone di riconoscere la possibilità di scelta da parte del produttore di trasformare gli anni di durata del periodo incentivato in un **"Monte kWh corrispondenti**", in modo da rendere più flessibile la gestione dell'impianto e poter soddisfare l'eventuale maggiore o minore richiesta di energia in una data fascia oraria. Questa proposta garantirebbe una produzione elettrica "pregiata" per un maggior periodo e quindi con costi a carico della collettività diluiti nel tempo, a parità di incentivo erogato da parte dello Stato in un arco temporale superiore.

- **2. Continuità e sviluppo degli impianti esistenti**

Nell'ottica di favorire il mantenimento in servizio ed il *revamping* degli impianti esistenti *post* periodo di incentivazione, consolidando le filiere di approvvigionamento della biomassa locale, evitando di ridurre la capacità produttiva già raggiunta, si propone di **riconoscere per un periodo di 10 anni un incentivo pari al 60% di quello precedentemente erogato**.

Evoluzione impianti: un’opportunità per il mercato elettrico

- Gli impianti biogas sono una fonte di energia rinnovabile **programmabile** su base giornaliera
- Ogni impianto dispone di serbatoi di stoccaggio del biogas (gasometri) con capacità variabile fra 1-2 h e 6-8 h. Con investimenti contenuti lo stoccaggio può essere aumentato
- Il sistema degli impianti biogas potrebbe configurarsi su scala nazionale o locale (nelle 15 zone di bilanciamento di Terna) come una unica centrale elettrica virtuale (*Virtual Power Plant VPP*) in grado di operare in modo molto efficiente sulla rete nazionale
- L’erogazione di servizi di flessibilità si potrebbe concretizzare attraverso la messa a disposizione di capacità installata (Capacity Market) disponibile ad intervenire, al bisogno, sulla rete o attraverso la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD)

Comunità rinnovabili dell'energia alpine e rurali

Le Comunità dell'energia rappresentano un aspetto strategico in termini di penetrazione delle FER e della consapevolezza ambientale dei consumatori.

Nei territori dove sono avviati impianti di TLR a biomassa/cogenerativi, impianti a biogas è possibile già da oggi disporre di **energia termica, elettrica, frigorifera da FER, che può essere utilizzata direttamente dai consumatori finali.**

Si propone che venga rivista l'attuale normativa relativa agli oneri di sistema in modo da permettere **la costituzione di REC alpine e rurali pilota** caratterizzate dall'impiego esclusivo di energia rinnovabile e che possano includere il più ampio numero di soggetti.

Comunità dell'energia rinnovabile alpine e rurali

Proposta: partire dai Comuni 100% rinnovabili

Nel 2017 sono stati **40 i Comuni** che attraverso un mix di 3 impianti diversi soddisfano i consumi termici e elettrici delle famiglie da fonti rinnovabili.

Comuni 100% rinnovabili presenti anche dal 2004 anche in Lombardia (Tirano, Sondalo), Piemonte (Arona), ect.

PR	COMUNE	SOLARE Termico (mq)	SOLARE Fotovoltaico (kW)	EOLICO (kW)	MINI IDRO (kW)	GEO (kW)	BIOMASSA (kW)	BIOGAS (kW)	TLR (MWh/a)
TN	**Cavalese**	520	1.131		706		999	1.000	24.626
BZ	**Val di Vizze**	26	4.114		2.345		2.800	999	57.451
BZ	**Campo Tures**	336	3.373	300	1.500			1.094	19.500
BZ	**Brunico**	840	6.800		5.800		990	1.500	66.882
BZ	**Dobbiaco**	1.350	1.591		1.783		18.000	132	53.822
BZ	**Prato allo Stelvio**	2.650	6.957		4.220	0.3	1.980	170	17.102
TN	**Primiero San Martino di Castrozza**	176	772		255		11.229		30.019

10 comuni vincitori- ultima edizione Comuni rinnovabili Legambiente 2017

Proposte per la continuità e lo sviluppo del parco esistente di impianti di teleriscaldamento-TLR efficiente– Produzione energia termica

Consistenza attuale del parco impianti interessato:236 reti di cui 100 di TLR a biomassa legnosa- 4300 km di rete - Margine di sviluppo: 200%-300%

- **Fondo efficienza energetica**: costituito nel 2011 come fondo di garanzia per l'estensione delle reti di teleriscaldamento poi esteso agli altri interventi di efficienza energetica, il decreto attuativo per le modalità del suo funzionamento è stato pubblicato in GU l'8 ottobre 2018. **Si raccomanda quindi di dare effettivo e concreto avvio alla sua operatività in tempi brevi**.

- **Titoli Efficienza Energetica-TEE:** strumento molto efficace per promuovere lo sviluppo e gli allacciamenti alle reti di TLR alimentate a biomassa e altre FER, essendo riconosciuto il risparmio di energia da fonte fossile realizzato presso il cliente finale dato dall'allacciamento al TLR. Dall'entrata in vigore del DM 11 gennaio 2017, in assenza di linee guida chiare, non sono stati riconosciuti più TEE sugli interventi di TLR efficienti. **Si propone un'azione chiara a livello politico per il ripristino della misura** eliminando la pesante ed incomprensibile burocrazia messa in atto negli ultimi tempi da parte del GSE.

- **IVA agevolata per servizio di TLR efficiente:** nell'ottica di promuovere lo sviluppo delle reti di TLR efficiente come espressamente previsto dal d.lgs.102/2014 art. 10 comma 17, ed al fine di far "risparmiare" il cliente finale, FIPER **propone di applicare l'IVA agevolata al 5% sul calore prodotto e distribuito da reti di teleriscaldamento efficiente**.

Potenziale di diffusione del TLR a biomassa in 458 comuni non metanizzati

Potenziale di diffusione di nuove impianti di teleriscaldamento a biomassa riguarda **458 Comuni non ancora metanizzati** localizzati nelle fasce climatiche E ed F, la cui potenza possibile è compresa tra **1000-1500** MW termici e **300-400** MW elettrici.

Se si realizzassero n°**400 impianti** di teleriscaldamento a biomassa (co –tri-generativi) si otterrebbero:

- **1.000 - 1.500 MW termici** di potenza installata
- **300 - 400 MW elettrici** di potenza installata
- **2,5 - 4 Miliardi di €** investimenti realizzati sul territorio

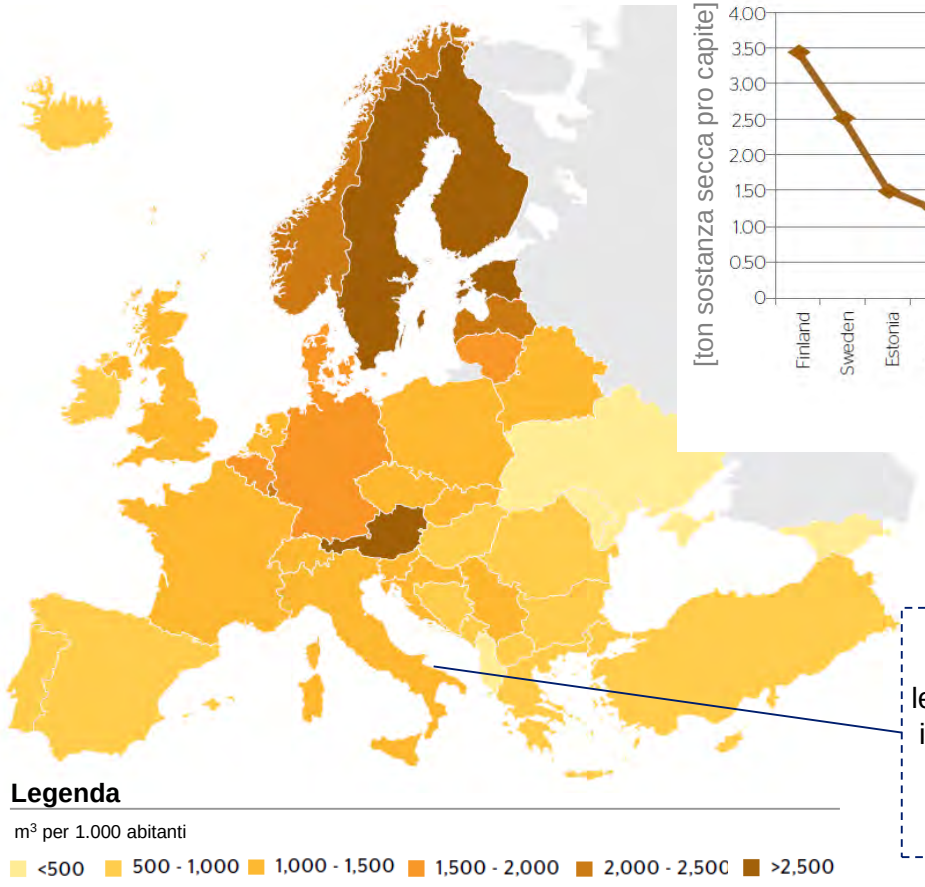
Impatto sulla filiera biomassa e indotto

- **3-6 Milioni t/anno di impiego biomassa** locale per un valore di **5-10 Miliardi di Euro** di biomassa garantito nel corso dei prossimi 20 anni
- **Posti di lavoro «sicuri» per 20-30 anni** perché correlati al funzionamento dell'impianto
- **Manutenzione e gestione attiva forestale** di medio lungo periodo

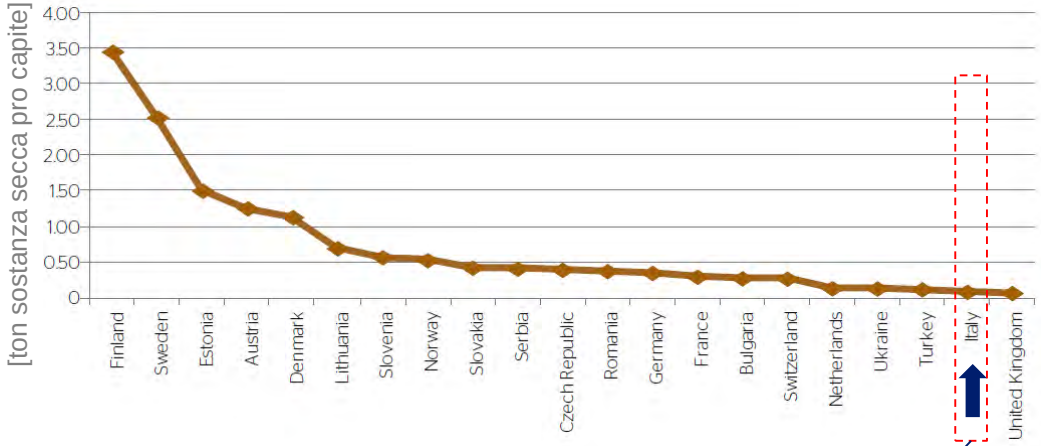
Patrimonio forestale: una risorsa per lo sviluppo locale

Nell'impiego della biomassa legnosa a fini energetici l'Italia si colloca negli ultimi posti a livello europeo.

Consumo di legno pro capite



Utilizzo annuale pro capite della risorsa legno a fini energetici

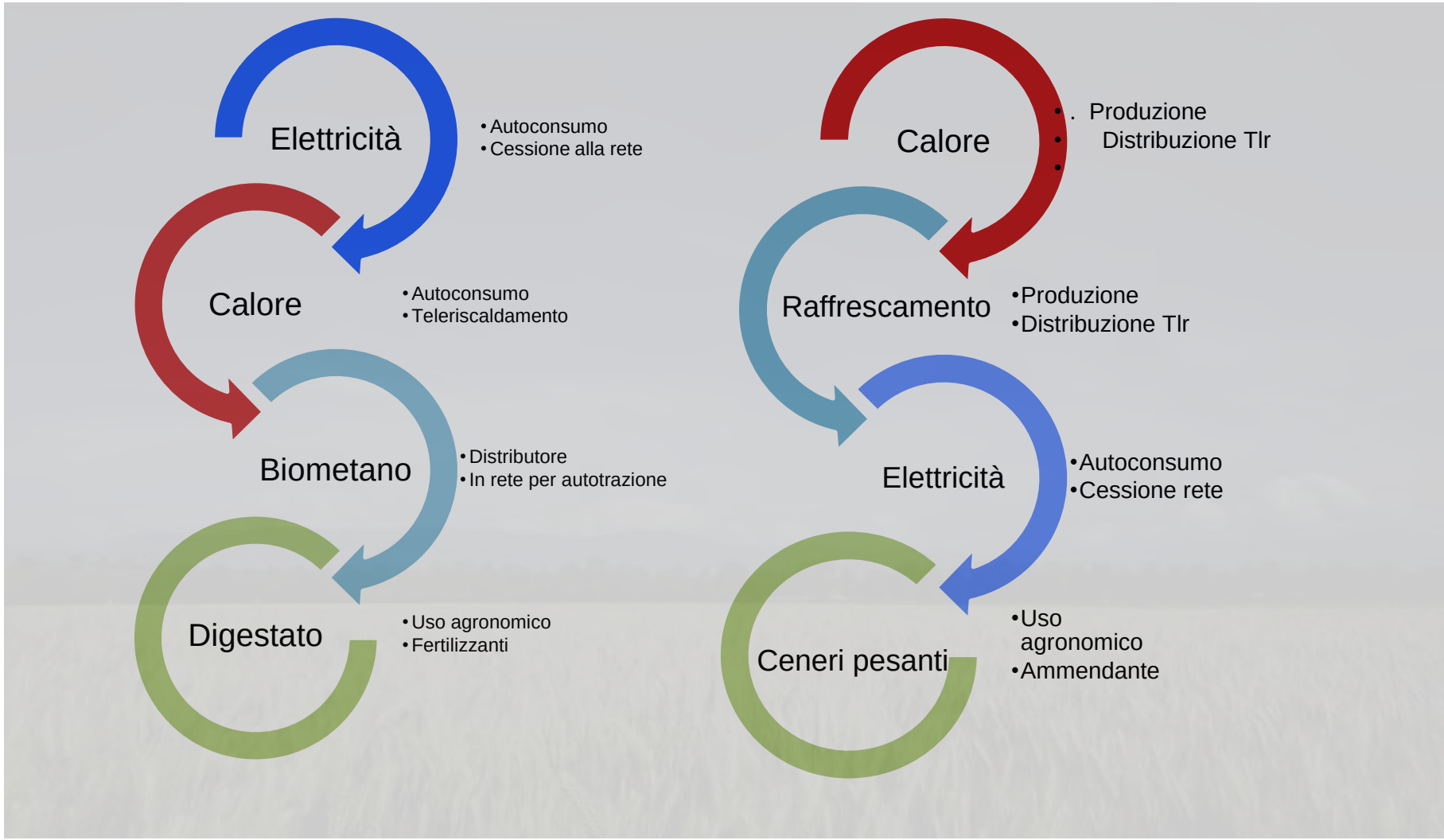


I consumi complessivi di legno pro-capite in Italia sono in linea con la media europea…

…mentre sono ben al di sotto per quanto concerne gli utilizzi energetici della biomassa legnosa

Fonte:State of Europe's forests 2015 Report

Biogas, biomasse… un *mix* di impieghi in economia circolare



Strategia 2024

la filiera del biogas italiano al servizio dell'agricoltura

1

1.COMPETITIVITÀ

- Riduzione costo delle diete
- Aumento quota di effluenti zootecnici
- Minori costi per manutenzioni
- Aumento efficienza
  - Migliori rese elettriche
  - Ottimizzazione biologia e digestione
  - Recupero elettrico da calore (es. ORC)
- Miglioramento logistica e trasporti (es. condotte liquami)

2

INTEGRAZIONE DI FILIERA

- Calore (serre, alghe, insetti, impianti agroalimentari)
- Autoconsumo elettricità (attività agricole, agroalimentare, ecc)
- Digestato (uso agronomico, fertilizzanti)
- CO_2 (alghe, serre,)
- agroindustrie, serre, alghe, insetti
- Produzione di intermedi chimici a valore aggiunto

3

BIOMETANO

- Approvvigionamento di distributori di metano per autotrazione
- Sviluppo autoconsumo per flotte agricole
- Immissione in rete per autotrazione del biometano
- Impianti di liquefazione per bioGNL

4

MERCATO ELETTRICO: SERVIZI DI RETE E COMUNITÀ DELL'ENERGIA

- Autoconsumi aziendali (alta valorizzazione kWe)
- Immissione in rete a prezzi di mercato
- Servizi di rete
  - Partecipazione a MSD, bilanciamento di rete, Storage, Power to Gas
  - Capacity Market, Capacity payment
- Energy communities rurali con sgravio di oneri di sistema

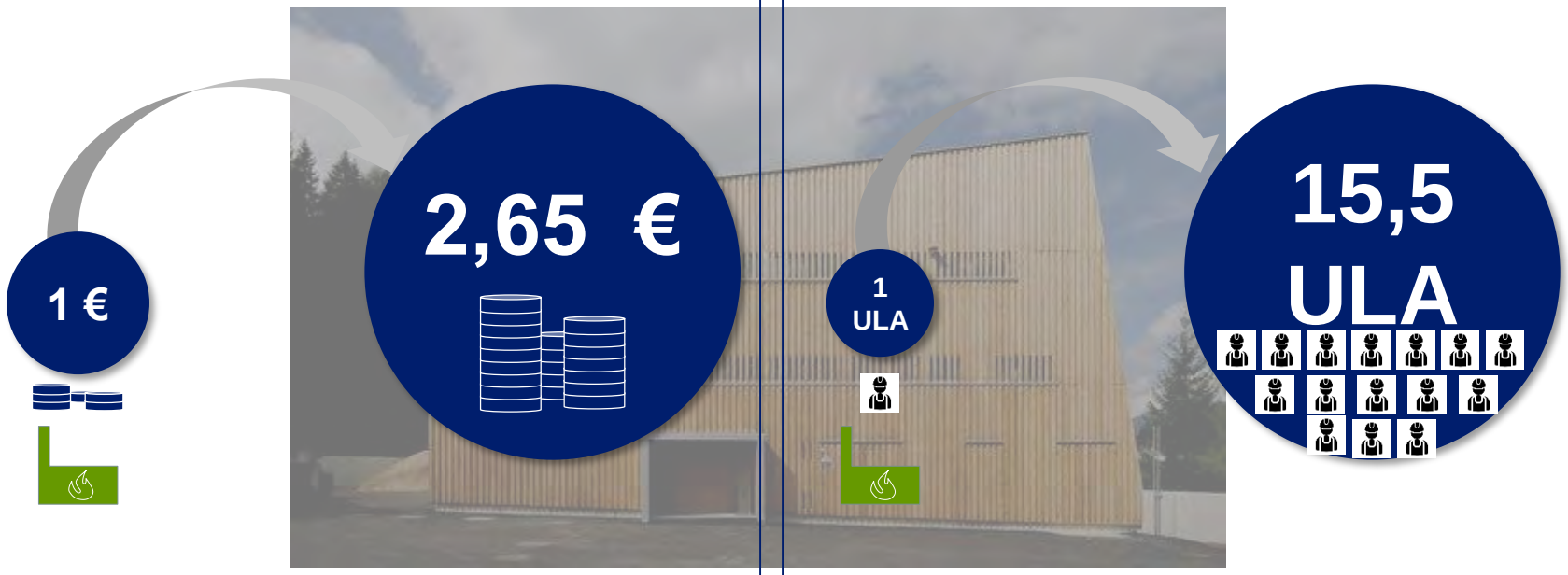
5

SOSTENIBILITA' AMBIENTALE

- Risparmio di CO2
- Riduzione delle emissioni in atmosfera
- Digestato come fertilizzante organico rinnovabile di qualità
- Aumento del contenuto di Carbonio dei suoli. Miglioramento della fertilità.
- Miglioramento del bilancio dell'azoto: gestione efficiente e riduzione delle perdite

Impatto sul territorio dato dall'avvio di un impianto di TLR a biomassa

IMPATTO MONETARIO



Impatto economico complessivo per il territorio
=
2,65 x fatturato da TLR

IMPATTO OCCUPAZIONALE

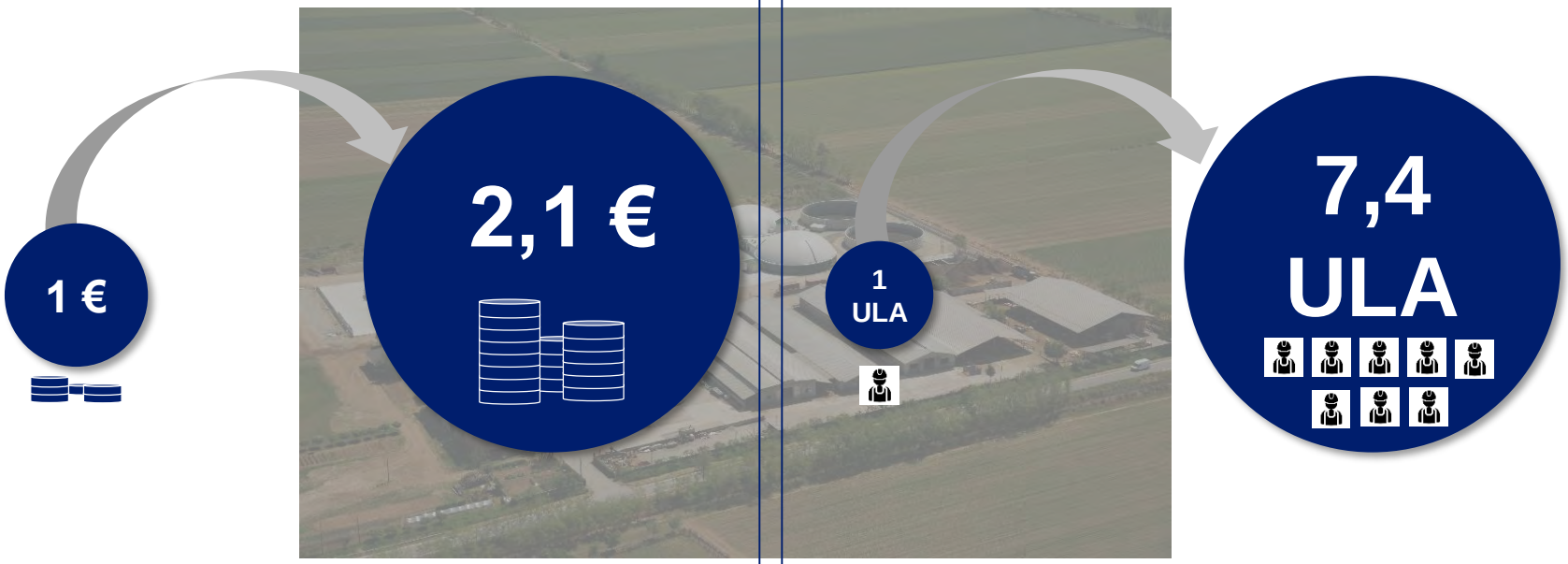
Impatto occupazionale complessivo nel territorio
=
15,5 x ULA impiegate nel TLR

Fonte studio: Teleriscaldamento a biomassa: un investimento per il territorio- 2018

Impatto prodotto sul territorio da impianto a biogas agricolo

.

IMPATTO MONETARIO



Impatto economico complessivo per il territorio
=
2,1 x fatturato biogas

IMPATTO OCCUPAZIONALE

Impatto occupazionale complessivo nel territorio
=
7,4 x ULA impiegate nel biogas

Fonte studio: biogas agricolo: un *driver* per la filiera agroalimentare

Grazie per l'attenzione

Per maggiori informazioni
www.fiper.it

fiper FEDERAZIONE ITALIANA PRODUTTORI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

Tel +39 0342.706278
Fax +39 0342.711973
Mail segreteria.nazionale@fiper.it
Pec fiper@arubapec.it

Sede Legale
Via Scarlatti, 29
20123 Milano (MI)

Sede operativa
Via Polveriera, 50
23037 Tirano (SO)

Sede di rappresentanza
Via Brenta 13
00184 – Roma (RM)

fiper FEDERAZIONE ITALIANA PRODUTTORI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

AUDIZIONE X° COMMISSIONE AL SENATO
Sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica
Proposte FIPER- *Summary*
Roma, 23 ottobre 2018

1 – Inquadramento della problematica

FIPER rappresenta e raccoglie l'esperienza primariamente di 90 impianti di teleriscaldamento a biomassa, di cui 60 cogenerativi e di 109 impianti di biogas agricolo per una produzione totale di 800 GWh elettrici e 1000 GWh termici. FIPER ritiene che lo sviluppo dell'impiego delle energie rinnovabili (FER) e in particolare delle biomasse sostenibili sia un obiettivo di primaria importanza per il miglioramento del tessuto socioeconomico e della resilienza alle pressioni ambientali delle aree rurali e di collina/montagna, che interessano oltre il 70% della superficie e circa il 50% della popolazione nazionali. L'utilizzo delle biomasse in queste aree oltre all'aspetto energetico è legato all'economia e alla difesa del territorio; questo obiettivo è in linea con gli indirizzi della direttiva RED2. Il recepimento della RED2 quindi costituisce un passaggio importante, il cui perseguimento si basa su due linee di intervento:

- Definizione a livello politico degli indirizzi nazionali per un effettivo sviluppo delle FER
- Mantenimento in esercizio e sviluppo dell'attuale parco di impianti esistenti per la produzione di biogas agricolo e di calore/elettricità da biomasse solide che oggi costituiscono una risorsa da preservare per poter conseguire gli obiettivi indicati dalla stessa Direttiva.

2 – Proposte per il recepimento della direttiva RED2

Il recepimento della direttiva richiede una approfondita analisi degli attuali "colli di bottiglia" che limitano, l'energia prodotta da FER e soprattutto il suo impiego da parte dei consumatori. Attualmente, l'elettricità prodotta da un cogeneratore installato presso un condominio non può essere utilizzata direttamente dai consumatori, visto che deve essere immessa in rete e poi prelevata dai medesimi gravata di oneri di sistema e imposte. Il risultato finale è che questo tipo di impianti semplicemente non si realizzano. Queste barriere devono essere rimosse a livello politico per fornire ai Ministeri competenti delle precise linee di indirizzo per il recepimento della RED2. FIPER propone che la X° Commissione si attivi al fine di individuare la linea programmatica e le modalità di attuazione da sottoporre alle Camere per il recepimento della RED2.

3 – Proposte per il mantenimento e lo sviluppo del parco esistente di impianti di teleriscaldamento cogenerativo a biomasse e di biogas agricolo

Le biomasse vengono oggi utilizzate in un ampio parco di impianti diffusi sul territorio. Il settore non riesce più a svilupparsi, a causa dell'involuzione normativa, e potrebbe subire in futuro una drastica chiusura del parco installato, nonostante il recepimento della RED2 richiederà lo sviluppo di impianti dello stesso tipo al servizio di comunità di consumatori. Al fine di scongiurare questo rischio, FIPER propone una serie di azioni di seguito presentate in sintesi.

3.1. Proposte di interesse della produzione di energia elettrica

Consistenza attuale del parco impianti interessato: 1529 impianti biogas agricolo - 60 impianti TLR cogenerativo a biomassa

- **Flessibilità: riconoscimento incentivo sul monte kWh annuo**

In considerazione della flessibilità produttiva elettrica degli impianti, a differenza del FV ed eolico, si propone di riconoscere la possibilità di scelta da parte del produttore di trasformare gli anni di durata del periodo incentivato in un **"Monte kWh corrispondenti**", in modo da rendere più flessibile la gestione dell'impianto e poter soddisfare l'eventuale maggiore o minore richiesta di energia in una data fascia oraria. Questa proposta garantirebbe una produzione elettrica "pregiata" per un maggior periodo e quindi con costi a carico della collettività diluiti nel tempo a parità di incentivo erogato da parte dello Stato in un arco temporale superiore.

- **Continuità e *revamping* degli impianti esistenti**

Nell'ottica di favorire il mantenimento in servizio ed il *revamping* degli impianti esistenti post periodo di prima incentivazione, consolidando le filiere di approvvigionamento della biomassa locale, ed al fine di non ridurre la capacità produttiva già raggiunta, **si propone di riconoscere per un ulteriore periodo di 10 anni un incentivo pari al 60% di quello precedentemente erogato.**

- **Comunità dell'energia rinnovabile**

Nei territori dove sono già avviati impianti di TLR a biomassa/cogenerativi, impianti a biogas agricolo e/o energia da FER (FV, eolico, idro, geotermia), ovvero Comuni 100% rinnovabili, è possibile già da oggi disporre di energia termica, elettrica, frigorifera FER che può essere utilizzata direttamente dai consumatori finali. Per l'avvio delle REC è necessario che l'immissione in rete dell'energia e il suo prelievo da parte dei consumatori sia facilitato. FIPER propone che venga rivista l'attuale normativa relativa agli oneri di sistema in modo da permettere **la costituzione di REC alpine e rurali pilota caratterizzate dall'impiego esclusivo di energia rinnovabile e che possano includere il più ampio numero di soggetti coinvolti**.

3.2. Proposte di interesse della produzione di energia termica

Consistenza attuale del parco impianti interessato: 236 reti di cui 100 di TLR a biomassa legnosa- 4300 km di rete

Margine di sviluppo: 200%-300%: Potenziale di diffusione di nuove impianti di teleriscaldamento a biomassa riguarda 458 Comuni non ancora metanizzati localizzati nelle fasce climatiche E ed F [1], la cui potenza possibile è compresa tra 1000-1500 MW termici e 300-400 MWelettrici.

- **Fondo di efficienza energetica**

Costituito nel 2011 come fondo di garanzia per l'estensione delle reti di teleriscaldamento poi esteso agli altri interventi di efficienza energetica, il decreto attuativo per le modalità del suo funzionamento è stato pubblicato in GU l'8 ottobre 2018. **Si raccomanda quindi di dare effettivo e concreto avvio alla sua operatività in tempi brevi**.

- **Titoli di efficienza energetica**

Strumento molto efficace per promuovere lo sviluppo e gli allacciamenti alle reti di TLR alimentate a biomassa e altre FER, essendo riconosciuto il risparmio di energia da fonte fossile realizzato presso il cliente finale dato dall'allacciamento al TLR. Dall'entrata in vigore del DM 11 gennaio 2017, in assenza di linee guida chiare, non sono stati riconosciuti più TEE sugli interventi di TLR efficienti. **Si propone un'azione chiara a livello politico per il ripristino della misura** eliminando la pesante ed incomprensibile burocrazia messa in atto negli ultimi tempi da parte del GSE.

- **IVA agevolata**

Nell'ottica di promuovere in Italia lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento efficiente come espressamente previsto dal **d.lgs.102/2014 art. 10 comma 17,** ed al fine di far "risparmiare" il cliente finale, **si propone di applicare l'IVA agevolata al 5% sul calore prodotto e distribuito da reti di teleriscaldamento efficiente.**

[1] Fonte: Teleriscaldamento: un investimento per il territorio. Pubblicazione FIPER- Politecnico Milano 2017

AUDIZIONE X° COMMISSIONE AL SENATO

Sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

Roma, 23 ottobre 2018

Breve presentazione FIPER

Costituitasi nel 2001, la **Federazione Italiana dei Produttori di Energia da Fonte Rinnovabile – FIPER** riunisce attualmente 90 impianti di teleriscaldamento alimentati a biomassa legnosa vergine e geotermia a bassa entalpia, rappresentando quasi l'intera popolazione degli impianti italiani, 109 impianti di biogas agricolo e un nucleo di produttori di biomassa legnosa vergine per una produzione totale di 800 GWh elettrici e 1000 GWh termici. Gli impianti di teleriscaldamento e di biogas agricolo sono nati come progetti territoriali: da un lato, per far fronte principalmente alla domanda di calore utilizzando la biomassa legnosa vergine disponibile in ambito locale, dall'altro per diversificare l'attività zootecnica valorizzando i reflui e i sottoprodotti agricoli soprattutto per la produzione di energia elettrica. Entrambe le filiere garantiscono il presidio e la gestione del territorio in termini economici, ambientali e occupazionali.

1. Inquadramento della problematica

La recente Direttiva RED2 fornisce un'importante indicazione agli Stati Membri riguardo la promozione della generazione diffusa di energia da Fonti Rinnovabili (FER). In particolare, l'obiettivo di raggiungere il 32% di energia prodotta da FER sui consumi finali al 2030 nel mercato europeo (art. 3.1.) richiede un'attenta pianificazione da parte degli Stati Membri, che presuppone un cambio di paradigma del sistema economico verso l'economia circolare.

La transizione verso un'economia "decarbonizzata" necessita di una visione di Sistema Paese, in *primis* a partire dalle risorse energetiche rinnovabili disponibili sul territorio e da una strategia che favorisca il recupero, riciclo e riuso a fini produttivi e energetici. Focalizzare l'attenzione sulla metanizzazione come auspicato dalla SEN 2.0 per garantire la transizione senza definire la durata della medesima, riteniamo sia inefficace e controproducente per attirare nuovi investimenti sulle fonti rinnovabili.

Ci preme, inoltre, sottolineare che l'espansione della metanizzazione dei comuni montani e/o delle zone rurali è possibile solo ed esclusivamente con intervento statale visto i bassissimi margini di redditività per gli investitori privati a causa degli alti costi di investimento che peraltro non generano alcun impatto economico locale di lungo periodo.

Riteniamo che occorrano scelte coraggiose che presuppongono la ferma decisione di ridurre la dipendenza estera dei combustibili fossili, in particolare del gas, riorientare gli investimenti previsti per la metanizzazione del Sud (Cilento, Sardegna) a progetti finalizzati a rendere autonomi i Comuni a partire dalle fonti rinnovabili presenti sul territorio.

Si tratta di identificare un nuovo equilibrio tra FER e fonti più tradizionali fornite a prezzi più bassi: quest'ultimo fattore è ritenuto fondamentale per il rilancio del settore industriale italiano. In altri termini: sarebbe auspicabile spingere la penetrazione delle FER nel settore abitativo e puntare su un mix fonti tradizionali- *FER* nel settore industriale. La conversione dell'economia verso un modello a basse emissioni rappresenta un modello di crescita e sviluppo imprescindibile che si basa su un *mix* ottimale tra le diverse soluzioni tecnologiche FER e di efficienza presenti sul mercato a partire dalla peculiarità dei territori, dall'analisi del mercato (Domanda/offerta) locale e aggregata di energia e un "nuovo equilibrio" tra distribuzione e generazione locale. La Direttiva spinge gli Stati Membri a promuovere la generazione distribuita, una forma di "federalismo energetico", che presuppone necessariamente una riforma strutturale

del mercato dell'energia, in particolare di quello elettrico. Soprattutto nelle aree definite "interne" ovvero le zone montane e rurali, le comunità dell'energia rinnovabili previste dalla RED 2 (art.22) rappresentano sicuramente un obiettivo raggiungibile a partire dall'impiego di fonti rinnovabili locali (biomasse/biogas/idro/geotermia) per rendere autonomi i Comuni dalle fonti fossili e autogestirsi, nella produzione-distribuzione-consumo di energia.

2. Proposte per il recepimento della Direttiva

Definire una strategia energetica resiliente rispetto ai cambiamenti geopolitici come definito nella SEN 2.0, che permetta al nostro Paese di migliorare la competitività a livello internazionale, deve necessariamente contemplare un'interazione permanente con le priorità definite dal Piano Energia- Clima, dal Piano di Sviluppo Rurale, dalla messa in atto della Strategia Forestale europea. Il ruolo del settore agricolo e forestale deve ritornare a essere un tema prioritario nell'Agenda di Governo per lo sviluppo e il presidio territoriale, per la protezione ambientale e la produzione/distribuzione di energia. A tal fine, occorre promuovere una maggiore integrazione della politica energetica con le politiche agricole, del clima e dell'ambiente, condizione imprescindibile per accrescere le certezze per gli investitori riducendo il rischio di scelta di siti e tecnologie che possono determinare opposizione a livello locale e compromettere la fiducia nelle energie rinnovabili.

Nell'analisi del potenziale di sviluppo delle bioenergie a fini energetici, non si può prescindere la relazione con le filiere a monte (agricolo/forestale) e gli effetti che queste producono sull'ambiente (qualità dell'aria, dei suoli, prevenzione rischi idrogeologici).

Secondo il rapporto "*Renewable* 2018" realizzato dall'*International Energy Agency* – IEA, le moderne bioenergie, allo stato solido, liquido e gassoso, saranno quelle a maggiore crescita tra il 2018 e il 2023 grazie al loro maggiore impiego nel riscaldamento e nei trasporti, settori in cui altre FER giocano al momento un ruolo molto più modesto a condizione che gli Stati mettano in atto politiche adeguate e rigorose normative di sostenibilità per sfruttarne appieno il potenziale. Nel 2023, le bioenergie resteranno la fonte rinnovabile predominante (46% sul totale FER a livello mondiale). In Europa, il consumo di bioenergie salirà del 7,5% nel 2023. Le bioenergie, in particolare biomasse/biogas rappresentano il banco di prova della sinergia tra politica energetica, agricola-forestale e ambientale. Un approccio di sistema è funzionale al Sistema Paese per ottimizzare l'impiego delle risorse e raggiungere gli obiettivi economici, energetici e ambientali in azioni mirate e concertate.

FIPER ritiene che lo sviluppo dell'impiego delle energie rinnovabili (FER) e in particolare delle biomasse sostenibili sia un obiettivo di primaria importanza per il miglioramento del tessuto socioeconomico e della resilienza alle pressioni ambientali delle aree rurali e di collina/montagna, che interessano oltre il 70% della superficie e circa il 50% della popolazione nazionali. L'utilizzo delle biomasse in queste aree oltre all'aspetto energetico è legato all'economia e alla difesa del territorio; questo obiettivo è in linea con gli indirizzi della direttiva RED2. Il recepimento della RED2 quindi costituisce un passaggio importante, il cui perseguimento si basa su due linee di intervento:

- Definizione a livello politico degli indirizzi nazionali per un effettivo sviluppo delle FER
- Mantenimento in esercizio e sviluppo dell'attuale parco di impianti esistenti per la produzione di biogas agricolo e di calore/elettricità da biomasse solide che oggi costituiscono una risorsa da preservare per poter conseguire gli obiettivi indicati dalla stessa Direttiva.

Il recepimento della direttiva richiede una approfondita analisi degli attuali "colli di bottiglia" che limitano, l'energia prodotta da FER e soprattutto il suo impiego da parte dei consumatori. Attualmente, per esempio, l'elettricità prodotta da un cogeneratore installato presso un condominio non può essere utilizzata

direttamente dai consumatori, visto che deve essere immessa in rete e poi prelevata dai medesimi gravata di oneri di sistema e imposte. Il risultato finale è che questo tipo di impianti semplicemente non si realizzano. Queste barriere devono essere rimosse a livello politico per fornire ai Ministeri competenti delle precise linee di indirizzo per il recepimento della RED2. FIPER propone che la X° Commissione si attivi al fine di individuare la linea programmatica e le modalità di attuazione da sottoporre alle Camere per il recepimento della RED2. A tal fine FIPER propone la costituzione di un gruppo di lavoro inter-commissioni parlamentari (Industria, Agricoltura, Ambiente) per l'individuazione delle proposte di indirizzo del recepimento della direttiva RED2 da parte del MISE che dovrà poi condividerla con il Minambiente e il MIPAAF e l'Istituzione della cabina di regia interministeriale per l'efficace applicazione degli indirizzi di cui sopra.

3. Proposte di intervento

La RED 2 rappresenta una grande opportunità per riconsiderare a livello nazionale la riallocazione degli obiettivi ripartiti tra FER termiche, elettriche e trasporti, promuovendo allo stesso tempo l'integrazione tra il vettore termico, quello elettrico e gli interventi di efficienza energetica. La proiezione della SEN 2.0 che definisce una penetrazione delle FER termiche tra il 28-30% e le elettriche tra il 48-50% riteniamo sia da revisionare per quanto riguarda l'apporto delle FER termiche, visto che la SEN 2.0 ha considerato solo in parte l'incremento della domanda di raffrescamento, ha sottostimato i margini di sviluppo del teleriscaldamento efficiente e dell'impiego delle biomasse a fini termici.

3.1. Rinnovabili elettriche programmabili

L'evoluzione del sistema elettrico è una condizione imprescindibile per definire il mix ottimale di tecnologie/fonti; i tre segmenti che lo compongono, ovvero generazione, trasporto e distribuzione, consumo devono essere analizzati congiuntamente, altrimenti non è possibile valutare il costo-opportunità di ogni singola tecnologia FER.
Spingere l'acceleratore sull'autoconsumo è sicuramente un'azione funzionale alla creazione delle comunità dell'energia e al contenimento dei costi generali di sistema, basti pensare al ruolo del *prosumer*.
Il ritardo dell'emanazione del Decreto FER 1 ha rappresentato un segnale di politica "*go and stop*", una discontinuità che ha di fatto "bloccato" un settore. Anche la redazione della SEN 1 e della SEN 2 non accompagnate poi da provvedimenti attuativi rimangano "mere" dichiarazioni di intenti che sicuramente non attraggono nuovi investimenti nello sviluppo delle FER. In particolare, nel settore delle bioenergie, il cambio di rotta tra la SEN1 e la SEN2, nonché l'assenza di questo comparto nella bozza di DM FER 1 suscitano stupore e preoccupazione da parte degli operatori, visto che è un fenomeno in netta controtendenza rispetto alle dinamiche europee e mondiali. Oltretutto, proprio a partire dal potenziale di impiego delle biomasse disponibili sul territorio italiano, il richiamo allo sviluppo dell'economia circolare e all'autonomia energetica delle aree interne dovrebbe a nostro avviso essere una priorità di Governo. Un primo segnale di apertura sembrerebbe arrivare dalle recenti dichiarazioni dal Ministro delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali, on. Centinaio e dal presidente della Commissione Agricoltura, on. Vallardi, che ribadiscono l'importanza che hanno assunto le filiere bioenergetiche per aumentare la competitività delle aziende agricole/forestali e presidiare il territorio.

3.1.1. Biogas agricolo

Il settore ha visto un forte sviluppo negli anni 2008-12 a seguito del riconoscimento delle tariffe omnicomprensive per l'energia elettrica rinnovabile immessa in rete. I successivi DM 6 luglio 2012 e il DM 23 giugno 2016 non hanno rappresentato uno stimolo per nuovi investimenti. Attualmente sono in esercizio 1924 impianti di cui 1529[1] afferenti al settore agricolo. La produzione di energia elettrica prodotta dagli impianti a biogas agricolo si attesta intorno ai 6,6 *TWh*/annuo. La filiera del biogas agricolo guarda con

[1] Rapporto Stato delle Rinnovabili- GSE 2016

attenzione alla importante scadenza nel 2024 legata al termine del primo ciclo di incentivazione e si pone di fronte alla sfida della competitività e sostenibilità ambientale. L'attuale "patrimonio" di impianti potrà essere conservato e sviluppato solo attraverso una opportuna normativa che assicuri la continuità di esercizio dell'intero parco di impianti esistenti e che valorizzi le ricadute positive di carattere economico e agro-ambientale. Viceversa, in mancanza di una strategia di medio-lungo periodo, tali impianti sono destinati a essere dismessi, o nel migliore dei casi a essere utilizzati come semplici vasche di accumulo dei liquami zootecnici, creando un significativo impatto negativo sul settore primario e sugli obiettivi energetici del Paese. Lo scenario ipotizzato dalla SEN 2.0 di parziale riconversione degli impianti biogas esistenti al biometano non può rappresentare una soluzione per tutti gli impianti attivi che, per limitate dimensioni, localizzazione e caratteristiche agricole, non potranno convertirsi a biometano secondo le attuali indicazioni previsti dal Decreto Interministeriale 2 marzo 2018. La riconversione comporterebbe un calo del fatturato degli impianti a fronte di ingenti investimenti iniziali e restrizioni sulle materie prime impiegabili.

Per pianificare la sostenibilità nel lungo periodo degli impianti e creare le condizioni per favorire l'avvio di nuove installazioni, occorre perseguire un *mix* di azioni diversificate e sinergetiche tra di loro, capaci congiuntamente di creare economia di scala e continuità al settore. In quest'ottica, a partire dal costo di generazione più elevato rispetto alle altre fonti FER, dato dal reperimento della biomassa, si propone di riconoscere un valore economico ai servizi che il biogas può offrire in termini agricoli, ambientali e energetici al Sistema Paese.
In particolare, il biogas agricolo può garantire:

- Protezione dell'ambiente attraverso l'aumento della fertilità dei terreni (collegata al contenuto di carbonio) e il contenimento delle emissioni in atmosfera;
- Servizio di flessibilità e/o produzione di energia elettrica[2];
- Fornitura di energia elettrica e termica a Comunità dell'Energia (art. 22) della RED2

3.1.2. Cogenerazione da biomasse legnose

Il parco impianti co-generativi esistenti abbinati a reti di teleriscaldamento a biomassa rappresenta una potenza elettrica di circa 60 MWe. Per mantenere in esercizio e incrementare l'energia di questi impianti attraverso l'incremento di potenza (*repowering*) è indispensabile prevedere una fase di rinnovamento (*revamping*), evitando quindi la dismissione o lo spegnimento degli impianti a seguito della prossima mancanza di incentivi. Riguardo invece le nuove realizzazioni, da evidenziare i potenziali benefici legati allo sviluppo della mini-microcogenerazione a biomassa, che permette di integrare o sostituire le caldaie per il riscaldamento o gli usi industriali/agricoli, contribuendo a soddisfare i fabbisogni elettrici. Questo aspetto andrebbe nella direzione di facilitare la realizzazione delle comunità locali dell'energia rinnovabile.

3.2. Misure per promuovere e ottimizzare la capacità esistente degli impianti di biogas agricolo/biomasse

- **Riconoscimento dell'incentivo sull'energia prodotta su base annua**

  La principale limitazione che oggi non rende conveniente la partecipazione degli impianti a biogas/biomasse esistenti ai servizi di flessibilità è di carattere normativo. Gli impianti a biomasse/biogas incentivati con tariffa omnicomprensiva sono vincolati al limite dei 1000 kWe sulla base del quarto d'ora: anche un breve e/o lieve superamento porta a perdere l'incentivo, per cui gli operatori sono spinti a mantenersi il più possibile in prossimità di tale limite. In considerazione della flessibilità produttiva elettrica degli impianti, a differenza del FV ed eolico, si propone di riconoscere la possibilità di scelta da parte del produttore di trasformare gli anni di durata del periodo incentivato in un "Monte kWh corrispondenti", in modo da rendere più flessibile la gestione dell'impianto e poter soddisfare l'eventuale maggiore o minore richiesta di energia in una data fascia oraria. Questa proposta garantirebbe una produzione elettrica "pregiata" per un maggior periodo e quindi con costi a carico della collettività diluiti

nel tempo a parità di incentivo erogato da parte dello Stato in un arco temporale superiore. In prospettiva, l'erogazione di servizi di flessibilità si potrebbe concretizzare attraverso la messa a disposizione di capacità installata (*Capacity Market*) disponibile per intervenire, al bisogno, sulla rete o attraverso la partecipazione al mercato dei servizi ancillari (in Italia MSD Mercato dei Servizi di Dispacciamento).

- **Applicazione di una tariffa base ridotta per l'energia elettrica immessa in rete al termine dell'attuale periodo di incentivazione**

In prospettiva di valorizzare la capacità esistente e nell'ottica di favorire il *revamping* degli impianti esistenti post periodo di prima incentivazione, consolidando le filiere di approvvigionamento della biomassa locale ed al fine di non ridurre la capacità produttiva già raggiunta, si propone di riconoscere per un ulteriore periodo di 10 anni un incentivo pari al 60% di quello precedentemente erogato.
A fronte di un aumento delle tariffe elettriche e del gas derivante dall'aumento del costo delle materie prime fossili, per il Sistema Paese investire sul consolidamento delle FER programmabili per la produzione elettrica e termica, permetterebbe di far risparmiare il cliente finale sui consumi di energia e favorire un volano locale di sviluppo.

- **Comunità dell'energia rinnovabile**

L'introduzione di nuove modalità di autoconsumo introdotte dalla RED2 presuppongono un'evoluzione del ruolo del cliente finale attraverso la sua partecipazione attiva alla produzione e consumo di energia. Tra i diversi scenari, è prevista la Comunità dell'Energia Rinnovabile- REC (art.22), un modello basato su molti produttori/ molti consumatori. La costituzione delle REC si basa sull'assetto produttivo poligenerativo e sulla possibilità di sfruttare sinergie tra il vettore elettrico e termico grazie all'integrazione tra le FER (biomassa, pompe di calore, geotermia, recupero del calore dal biogas) e dell'accumulo di energia.
Nei territori dove sono già avviati impianti di teleriscaldamento a biomassa e impianti a biogas è possibile disporre di energia termica, elettrica, frigorifera da fonte rinnovabile che può essere accumulata/integrata localmente. È quindi possibile immaginare la costituzione di REC alpine e rurali capaci di produrre-distribuire-consumare esclusivamente energia prodotta rinnovabile a partire dalle fonti disponibili sul territorio e di integrare i soggetti delle filiere agroforestali e agroalimentari all'interno della comunità. Nelle REC alpine e rurali, il vettore elettrico potrà essere impiegato anche negli usi domestici (cucina) attraverso l'introduzione dei piani di cottura a induzione, registrando risparmi energetici rispetto ad altre fonti del 45% (gas) o del 55% (elettrico tradizionale). Una prima analisi di questa opportunità evidenzia come la fattibilità della realizzazione di sistemi energetici integrati debba basarsi sulla promozione dell'utilizzo delle reti esistenti e in modo particolare di quelle elettriche. Ciò porta a richiedere che le REC siano sgravate degli oneri di sistema.

3.3. Misure per promuovere la nuova capacità

Le biomasse/biogas non sono state contemplate nel decreto FER 1, rientrando, secondo fonti ministeriali, all'interno del Decreto sulla promozione dell'economia circolare. Questo cambio di orientamento presupporrà un maggior utilizzo di sottoprodotti di origine agricola, forestale e agroalimentare per la produzione di energia.
I piccoli sistemi locali di produzione di energia da biomasse/biogas presentano di fatto molteplici aspetti di interesse generale e, aspetto strategico, risultano facilmente replicabili e tali da interessare un numero maggiore di potenziali utenti. Alla luce della loro "convenienza socio-economica" si tratta di identificare un giusto equilibrio di incentivazione che tenga conto di:

- maggiori costi di investimento e di gestione che notoriamente perseguitano le piccole realizzazioni;
- difficoltà normative che attualmente impediscono la loro diffusione, come per esempio l'applicazione piena degli oneri di sistema alla EE anche in presenza di ridotte distanza tra punto di produzione e punto di consumo.

3.4 Rinnovabili termiche

L'obiettivo da raggiungere al 2030 sulle rinnovabili termiche è dato da un incremento di 4,8 Mtep, corrispondente ad un aumento del 48-50% di FER termiche sugli usi finali. Nel 2015, l'Italia ha conseguito il 19,2% di FER termiche, quasi esclusivamente con l'impiego di impianti a biomassa e pompe di calore. La RED 2 (art. 23.1) prevede un aumento dell'1,3% annuo nel settore termico/raffrescamento, partendo dalla baseline definita al 2020. Accanto ai fabbisogni della climatizzazione invernale degli edifici (che costituisce oltre il 30% dei consumi finali nazionali), il fabbisogno per il raffrescamento estivo sta assumendo sempre più importanza a causa dei cambiamenti climatici e della maggiore richiesta di confort da parte degli utenti finali. Mettere in atto un approccio sinergico in cui l'efficienza energetica degli edifici e l'integrazione delle rinnovabili, in particolare le FER termiche, possano essere combinate tra loro per promuovere azioni efficaci sul territorio, risulta quindi una priorità per favorire la riqualificazione del parco edifici esistenti, la diffusione degli edifici "NZEB" e una maggiore penetrazione delle FER in generale. È inoltre necessario avviare progetti pilota centrato in modo particolare sugli accumuli, aspetto strategico per l'utilizzo delle fonti energetiche diffuse.

Per definire il *mix* ottimale di produzione di FER termiche, è fondamentale analizzare le filiere proprie di ogni singola tecnologia, in particolare delle biomasse e pompe di calore in considerazione delle loro caratteristiche e campi ottimali di impiego. L'obiettivo è di identificare l'equilibrio tra convenienza economica per il consumatore e le ricadute positive sul territorio. In un'ottica di indirizzo e di pianificazione del territorio, la convenienza di una filiera energetica va sempre valutata tenendo conto sia delle esigenze del consumatore finale, sia delle ricadute generali sul sistema (impatti economici sul territorio locale, sulla salute degli abitanti, sull'ecosistema, ecc.). Il successo di una iniziativa politica di programmazione dovrebbe basarsi sulla ricerca di un buon equilibrio tra questi due aspetti, considerando un orizzonte temporale tale da permettere di conseguire gli obiettivi voluti e mantenerli stabili e percepiti.

Dal punto di vista del cliente finale, le filiere più convenienti sono quelle che riescono a produrre calore al costo inferiore e che, conseguentemente, assumono il ruolo di riferimento nel mercato locale. La convenienza può essere espressa in termini di € al kWh termico utile, considerando sia gli investimenti richiesti dagli impianti, sia i costi di manutenzione e gestione relativi all'approvvigionamento dei necessari consumi di vettori energetici suddiviso su un certo numero di anni. Dal punto di vista generale, invece, vanno considerati anche gli impatti extra-energetici prodotti sul territorio dati dall'avvio di un sistema energetico estremamente significativi in termini monetari, di impiego di manodopera e di gettito fiscale a favore delle istituzioni locali[3].

L'impiego delle biomasse a fini energetici si lega al tema del miglioramento della qualità dell'aria. Il teleriscaldamento a biomassa (potenze termiche superiori ai 500-1000 kW e preferibilmente compresi tra i 5- 20 MW) è un sistema performante in termini di abbattimento delle emissioni e si presta principalmente per le zone montane e periferiche caratterizzate da una densità abitativa media ed elevata con un ulteriore vantaggio dato dal il vantaggio di un TLR è dato dall'impiego di residui legnosi della filiera bosco-legno altrimenti inutilizzabili. Il TLR a biomassa risulta competitivo solo se inserito in un contesto di pianificazione operativa e finanziaria di medio-lungo termine, visto che è caratterizzato da investimenti elevati per la realizzazione delle reti. I dispositivi a biomassa domestici sono invece da inquadrare come eventuale soluzione complementare al TLR a patto di considerare le tecnologie di conversione energetica più moderne (caldaie a fiamma inversa, con controllo del contenuto di ossigeno nei fumi, adozione di accumuli di calore).

3.4.1. Reti: evoluzione e sviluppo del teleriscaldamento/teleraffrescamento efficiente

L'Italia dispone di 236 sistemi di teleriscaldamento operativi[4], di cui 100 alimentate a biomassa legnosa vergine, per una capacità complessiva di quasi 3,5 GWt, un'estensione di circa 4.300 km di reti di distribuzione calore e una volumetria complessiva riscaldata pari a circa 350 milioni di m^3. Oltre il 95% della volumetria

[3] Vedasi paragrafo 4: esternalità filiera teleriscaldamento a biomassa

[4] Dati Airu _ Annuario 2017

Sede legale Via Scarlatti, 29 Milano **Sede Operativa** Via Polveriera, 50- Tirano (SO) **Sede di rappresentanza** Via Brenta 13 Roma
E-mail segreteria.nazionale@fiper.it **Tel** +39 0342.706278 - **Fax** +39 0342.711973 **Website** www.fiper.it
Pec fiper@arubapec.it **Cod. Fisc**.97284280159 **PIVA** 04587920960

teleriscaldata è concentrata in Trentino Alto-Adige, Lombardia, Piemonte, Veneto e Emilia -Romagna. Alto rimane il potenziale per il settore considerando la quota ancora minima della domanda nazionale di calore soddisfatta da impianti di teleriscaldamento stimata intorno al 5% rispetto alla media intorno al 20-25% livello europeo[5].
Il teleriscaldamento (TLR) efficiente[6] è la naturale evoluzione dell'attuale parco esistente e la *conditio* per i nuovi impianti da realizzare volti a impiegare le FER presenti su un dato territorio per produrre e distribuire energia termica, frigorifera e elettrica. Il TLR efficiente può assumere un ruolo centrale nei sistemi energetici del futuro, favorendo sistemi a bassa temperatura. La promozione del TLR efficiente è definita a livello europeo (art. 24 RED 2) tra le priorità degli interventi di efficienza energetica e impiego delle FER, in virtù della sua duttilità; può soddisfare la richiesta di energia di utenze con profili variabili di domanda a scala di quartiere/città.

Il margine di sviluppo del 30% del teleriscaldamento previsto dalla SEN 2.0 rispetto al tasso di penetrazione attuale è a nostro avviso sottostimato; attualmente il teleriscaldamento copre il 4% del mercato del riscaldamento civile e, i margini di sviluppo sono decisamente superiori alla quota prevista del 5,2%. **Il potenziale di sviluppo del TLR è dell'ordine di almeno il 300%-400%.**

Infatti, secondo valutazioni della FIPER, nuovi impianti di TLR a biomassa potrebbero essere realizzati in 458 Comuni localizzati nelle fasce climatiche E ed F [7], con una potenza dell'ordine dei 1-1,5 GW termici. Questa stima si riferisce esclusivamente al riscaldamento, senza tener conto del potenziale di penetrazione del teleraffrescamento, che, come evidenziato sopra, sta assumendo sempre più importanza nel settore per soddisfare la domanda crescente di climatizzazione estiva, non definito all'interno della SEN 2.0. In particolare, il teleriscaldamento a biomassa costituisce un intervento strutturale di primario interesse generale per il territorio anche in considerazione della filiera di approvvigionamento di biomassa locale che viene attivata come diretta conseguenza. La valutazione di questi progetti non può quindi basarsi sulla sola analisi energetica. È altresì importante sottolineare che si stanno sempre più sviluppando minireti di teleriscaldamento alimentate a biomasse anche in contesti già metanizzati, risultato della valutazione costi-benefici, di utenze particolarmente energivore (ospedali, case di riposo) in zone non metanizzate o di aree industriali e di nuovi quartieri residenziali.

Lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento efficienti può essere funzionale a garantire la copertura soprattutto nelle aree interne della Banda Larga e Ultra Larga.

Al riguardo, FIPER propone che vi sia una maggiore sinergia tra gli interventi di infrastrutturazione di un dato territorio per la posa delle reti, per poter fornire contemporaneamente al cittadino il servizio BUL e il teleriscaldamento, con un importante risparmio economico da parte dello Stato. Per quanto riguarda le reti di teleriscaldamento a biomassa esistenti, FIPER ha già siglato una convenzione con *Infratel* per mettere a disposizione le reti esistenti ai fini dello sviluppo delle "autostrade digitali". Inoltre, la realizzazione delle "*Smart Grid*" permette di favorire la partecipazione attiva del consumatore nel mercato dell'energia e del risparmio energetico.

[5] Per maggiori info si rimanda a: http://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/03/2015-Country-by-country-Statistics-Overview.pdf
[6] Definizione teleriscaldamento efficiente ai sensi del d.lgs. 102/2014 art.2 tt): sistema di teleriscaldamento o teleraffrescamento che usa in alternativa almeno: il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili; il 50 per cento di calore di scarto; il 75 per cento di calore co-generato; il 50 per cento di una combinazione delle precedenti.
[7] Fonte: Teleriscaldamento: un investimento per il territorio. Pubblicazione FIPER- Politecnico Milano 2017

Misure di promozione teleriscaldamento efficiente

- **Fondo di efficienza energetica**

Costituito nel 2011 come fondo di garanzia per l'estensione delle reti di teleriscaldamento poi esteso agli altri interventi di efficienza energetica, il decreto attuativo per le modalità del suo funzionamento è stato pubblicato in GU l'8 ottobre 2018. **Si raccomanda quindi di dare effettivo e concreto avvio alla sua operatività in tempi brevi**.

- **Titoli di efficienza energetica**

Strumento molto efficace per promuovere lo sviluppo e gli allacciamenti alle reti di TLR alimentate a biomassa e altre FER, essendo riconosciuto il risparmio di energia da fonte fossile realizzato presso il cliente finale dato dall'allacciamento al TLR. Dall'entrata in vigore del DM 11 gennaio 2017, in assenza di linee guida chiare, non sono stati riconosciuti più TEE sugli interventi di TLR efficienti. Si **propone un'azione chiara a livello politico per il ripristino della misura** eliminando la pesante ed incomprensibile burocrazia messa in atto negli ultimi tempi da parte del GSE.

- **IVA agevolata**

Nell'ottica di promuovere da un lato le reti di teleriscaldamento efficiente ai sensi del d.lgs.102/2014 art. 10 comma 17, dall'altro di far "risparmiare" il cliente finale, **si propone di applicare l'IVA agevolata al 5% sul calore prodotto e distribuito da reti di teleriscaldamento efficiente**. L'IVA agevolata rappresenterebbe una leva di competitività a favore del cliente che intende avvalersi del servizio di teleriscaldamento efficiente e sceglie consapevolmente l'impiego di energia rinnovabile per il consumo domestico. Per i gestori ciò costituirebbe una leva per investire in innovazione e soddisfare i requisiti definiti per il teleriscaldamento efficiente.

3.5. FER nel settore dei trasporti

La produzione di biometano derivante dall'impiego delle biomasse agricole e/o sottoprodotti rappresenta una delle possibili opzioni da considerare per favorire la riconversione degli impianti a biogas esistenti e garantire la loro evoluzione *post* incentivo elettrico. Pur nei limiti evidenziati nei paragrafi precedenti, lo sviluppo del biometano consentirà di destinare almeno una parte del biogas attualmente usato per la produzione elettrica soprattutto ai trasporti. Tuttavia, questa opportunità richiede, per quello che riguarda la riconversione degli impianti agricoli, una maggiore valorizzazione del gas prodotto e una rimodulazione delle ricadute introdotte del decreto "spalma incentivi". Come proposto da FIPER sia al Ministero dello Sviluppo Economico che al tavolo sul biometano promosso da Regione Lombardia[8], sarebbe infatti auspicabile prevedere un diverso meccanismo di incentivazione che favorisca l'effettiva riconversione degli impianti tenendo in considerazione aspetti come la vicinanza alla rete SNAM e le biomasse effettivamente utilizzabili.

4. Garanzia di origine delle biomasse

La RED 2 invita gli Stati membri a favorire l'impiego di biomasse legnose provenienti dalla gestione attiva delle foreste, dall'impiego di sottoprodotti e da matrici agricole nel rispetto dei criteri di sostenibilità e emissioni di gas serra previsti (art. 26-27-28). In termini di approvvigionamento di residui legnosi sul territorio nazionale, il potenziale è estremamente interessante: in media in l'Italia in media si utilizza il 20% dell'incremento mentre negli altri Stati europei il tasso di utilizzazione è nell'ordine del 70-80%[9]. Di contro a livello mondiale l'Italia è il primo importatore di legna da ardere, il 3° importatore di *pellet* a uso civile e di residui legnosi e il 12° di cippato da conifere. La risorsa "bosco" non è delocalizzabile e riteniamo che questo

[8] Vedasi osservazioni del Tavolo di Lavoro Regione Lombardia alla consultazione sul nuovo DM Biometano

[9] Rapporto tra utilizzazioni ed incremento corrente

aspetto sia un vantaggio competitivo per lo sviluppo economico del Paese; secondo l'Inventario Forestale Nazionale si dispone sul territorio italiano di 10,5 milioni di ettari di cui il 34% è di proprietà pubblica; una risorsa su cui vale la pena investire anche e soprattutto in termini di produzione di energia.

A livello agricolo, la produzione di biogas è una condizione indispensabile per migliorare ulteriormente la sostenibilità delle produzioni agricole e zootecniche (prodotti lattiero-caseari e carne). L'uso di colture vegetali primarie è stato molto discusso negli ultimi anni e la particolare sensibilità sorta dalla discussione dell'utilizzo delle coltivazioni "*food*" (cibo) o "*feed*" (mangime) per utilizzi "*non food*" ha portato il legislatore a limitare notevolmente l'approvvigionamento dei digestori con questi prodotti al fine di limitare la competizione tra le diverse possibili destinazioni delle colture vegetali, privilegiando quindi la destinazione "*food-feed*" e incoraggiando la destinazione energetica alle colture di secondo raccolto o di copertura e/o o "avanzate"[10]. A partire da uno studio di campo condotto dal Politecnico di Milano[11], si evince che dualità "*food-feed*/*non food*" debba, alla luce del progresso tecnologico e dell'applicazione delle migliori tecniche disponibili, essere ridiscussa pur tenendo conto delle dettagliate indicazioni della RED2. La produzione di materia prima da destinare alla digestione anaerobica rappresenta di fatto, se condotta rispettando precise prescrizioni di carattere tecnico e agronomico, un sostegno alle attività agricole[12] ed è funzionale a garantire una diversificazione economica e il presidio territoriale.

5. Effetti diretti: occupazione e indotto filiere biomassa/biogas

Per definire il costo-opportunità di una tecnologia rispetto alle altre alternative è fondamentale per il decisore politico valutare gli impatti che una data filiera produce sul territorio in termini economici e occupazionali. Fiper ha realizzato in collaborazione con il Politecnico di Milano e altri enti due studi[13] riguardo le esternalità prodotte dagli impianti di teleriscaldamento a biomassa e dagli impianti a biogas agricolo. Nel teleriscaldamento, per ogni euro aggiuntivo di fatturato prodotto dagli impianti di TLR oggetto del campione, si genera **un impatto complessivo sul sistema economico di circa 2,65 €.** Sul fronte occupazionale per ogni ULA impiegata dal TLR ne vengono attivate 15,5 lungo tutta la filiera e nelle imprese collegate. Estendendo i risultati ottenuti su scala nazionale si ottiene che le ricadute degli impianti di TLR a biomassa esistenti corrispondono a 320 Milioni di euro/anno e di 3.300 ULA. Il valore delle ricadute dei potenziali impianti di TLR a biomassa realizzabili nelle zone **climatiche E ed F risultano comprese tra 450 e 680 Milioni di euro/anno e tra 5.300-8.000 ULA a seconda dello scenario identificato.**

Nel comparto biogas, in termini di effetto moltiplicativo**, per ogni euro aggiuntivo fatturato dagli impianti si genera un impatto complessivo sul sistema economico di circa 2,1 €. Sul fronte occupazionale invece, per ogni ULA impiegata ne vengono attivate 7,4 lungo tutta la filiera e nelle imprese collegate**.

Estendendo i risultati ottenuti su scala nazionale si ottiene che le ricadute degli impianti agricoli di biogas a biomassa esistenti corrispondono a circa 3.400 milioni di €/anno e oltre 12.000 ULA. In termini monetari ciò corrisponde a ben l'11% del valore della produzione agricola nel 2017 relativa alle sole attività che rientrano nella filiera del biogas (coltivazioni erbacee, foraggere e allevamenti zootecnici) e al 3,5% della relativa occupazione.

La differenza tra gli impatti delle due filiere è da ricondurre alle caratteristiche intrinsecamente differenti delle stesse: da un lato, la filiera del teleriscaldamento "nasce" proprio dall'impianto, che rappresenta una condizione necessaria per lo sviluppo della filiera bosco-legno-energia, mentre nella filiera del biogas agricolo l'impianto si inserisce in una filiera agro-zootecnica già presente, come completamento e fattore di diversificazione delle attività preesistenti, sia in termini di mercati che di prodotti.

[10] Coltivazione di alghe

[11] Biogas agricolo: driver per la filiera agroalimentare

[12] Funzione attribuita in passato al *set-aside* energetico

[13] Teleriscaldamento a biomassa: un investimento per il territorio- 2018; Biogas agricolo: driver della filiera agro-energetica

AFFARE ASSEGNATO N.59
sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

AUDIZIONE DEL SOTTOSEGRETARIO DI STATO PER LO SVILUPPO ECONOMICO ON.LE DAVIDE CRIPPA

PRESSO LA 10ª COMMISSIONE PERMANENTE (INDUSTRIA, COMMERCIO, TURISMO) DEL SENATO DELLA REPUBBLICA

Roma, 20 novembre 2019

Audizione informale presso la X Commissione Permanente Senato nell'ambito dell'affare assegnato n. 59

ELEMENTI INFORMATIVI

Premessa

Le forme di autoproduzione, storicamente sviluppate nel settore produttivo-industriale, stanno conoscendo una nuova diffusione con la crescita delle energie rinnovabili e con la prospettiva di una maggiore economicità dei sistemi di accumulo distribuito.

Le politiche pubbliche per l'energia e l'ambiente sono chiamate ad assecondare e abilitare questo sviluppo, che è centrale sia per la transizione energetica (target rinnovabili ed efficienza) sia per completare il ciclo della liberalizzazione del mercato e modificare il ruolo dei consumatori sul mercato dell'energia, rendendolo più attivi e partecipativi.

Nel sistema energetico al 2030, la forte capacità di penetrazione della generazione diffusa (in particolare, nel settore fotovoltaico) e gli obiettivi di efficienza energetica nell'edilizia e di integrazione della produzione rinnovabile nell'edificio daranno certamente un forte impulso alle forme di autoproduzione.

Tra i temi più rilevanti e più dibattuti anche in sede comunitaria, certamente vi è la questione della regolazione del fenomeno e dell'imposizione delle componenti di rete e di oneri di sistema.

Per un inquadramento, sono forniti di seguito elementi sull'attuale **situazione in Italia** concernenti, in particolare:

1. l'attuale quadro delle configurazioni di autoconsumo realizzabili;
2. il meccanismo vigente di applicazione degli oneri di sistema e di rete alle predette configurazioni

1. L'ATTUALE QUADRO DELLE CONFIGURAZIONI DI AUTOCONSUMO REALIZZABILI

Sul primo tema, viene estesa **l'analisi alla luce della normativa comunitaria** prospettando:

- un **ampliamento della definizione di sistema di distribuzione chiuso** alle configurazioni a fonti rinnovabili e cogenerative ad alto rendimento, sulla base della vigente normativa comunitaria;
- un **riordino della materia** sulla base della normativa CE in via di approvazione (che introduce una serie di nuove configurazioni di autoconsumo e le cd. comunità dell'energia)

volto da un lato a consentire la realizzazione di tutte le nuove possibili configurazioni di autoconsumo; dall'altro, a concentrare i meccanismi di promozione ed incentivazione sulle configurazioni più meritevoli da un punto di vista ambientale e di sistema.

Le configurazioni di autoconsumo previste dall'attuale quadro normativo italiano sono:

1. **siti industriali preesistenti (RIU)**, dotati di una rete e anche più di un soggetto consumatore sotto il punto di connessione alla rete elettrica; si ricorda che si tratta di un numero chiuso di casi esistenti alla data di entrata in vigore della legge 99/2009 e non è obbligatorio l'utilizzo di fonti rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento;
2. **sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC),** configurazioni che inizialmente comprendevano solo i sistemi efficienti di utenza (SEU) ma che adesso comprendono vari tipi, elaborati dall'Autorità in base ad una legge che abilitava appunto il regolatore a definire assetti "assimilati" ai SEU (SEESEU), che hanno tenuto conto di vari sistemi già esistenti. Sono caratterizzati dalla presenza di un solo consumatore e un produttore, in cui non è necessaria una rete e il trasporto si configura come attività di autoapprovvigionamento. Per i SEU è necessario che la produzione sia da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento, inizialmente con una soglia dimensionale massima dell'impianto a 10 MW, poi aumentata a 20 MW e successivamente del tutto eliminata. Questa configurazione è realizzabile senza vincoli sulla natura dei soggetti produttore e consumatore.
3. **autoproduzione ai sensi del decreto legislativo 79/99**, vale a dire la produzione realizzata da una persona fisica o giuridica che la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante.
4. collegamento tra un centro di produzione ad un centro di consumo mediante una **linea diretta**, indipendentemente dal sistema di trasmissione e distribuzione. Questa possibile configurazione, per quanto prevista dalla normativa, incontra delle perplessità lato regolatore che ne ha di fatto limitato/ostacolato la diffusione.

- La regolazione delle configurazioni RIU e SEU (e poi altri sistemi assimilati) è partita con notevole ritardo rispetto all'emanazione delle relative leggi e solo recentemente il GSE, su mandato dell'Autorità, ha acquisito ed elaborato i dati relativi alla situazione esistente.
- L'energia elettrica attualmente consumata con queste configurazioni ammonta a circa 30 TWh ed è principalmente ascrivibile a configurazioni del tipo SEU-SEESEU (22 TWh circa), seguite dalle RIU (6TWh) e impianti in scambio sul posto, principalmente fotovoltaici (circa 2 TWh).

2. GLI ATTUALI MECCANISMI TARIFFARI DI PROMOZIONE DELL'AUTOCONSUMO

- L'elemento più rilevante del sistema è costituito oggi dall'esenzione dell'energia autoprodotta dal pagamento di alcuni oneri. In particolare, il decreto milleproroghe 2016 (DL 244/2016) ha stabilito che le **parti variabili** degli oneri di sistema, che costituiscono la parte più rilevante degli oneri sia per le famiglie residenti che per le imprese, così come quelle riferite agli oneri di rete, **siano applicate solo sull'energia prelevata dalle reti pubbliche.**

- Tale modalità impositiva costituisce uno strumento a sostegno dell'autoconsumo, compreso quello realizzato mediante SEU, che viene esentato dal pagamento delle parti variabili degli oneri. Dal punto di vista formale, il criterio è stato re-introdotto nel 2016, modificando la legge che ha imposto il pagamento sulla base del consumo, a sua volta modificata con altra disposizione che imponeva il pagamento solo di una parte di oneri (5%) sull'energia autoprodotta e sui SEU. Nei fatti però l'Autorità aveva lasciato proseguire una situazione di totale esenzione, poi appunto formalizzata con legge nell'ambito di una notifica alla Commissione Europea, in tal modo contenendo l'impatto dell'adeguamento alle disposizioni comunitarie delle Linee Guida su investimenti già effettuati.

  La disposizione sull'esenzione dagli oneri ha sollevato nel 2016 gli allarmi dell'Autorità che ha posto il problema a Governo e Parlamento, con una segnalazione in cui paventava impatti molto negativi in termini redistributivi. In realtà, come detto al punto precedente, la legge formalizzava una situazione già in atto per le configurazioni esistenti, dunque senza alcun impatto aggiuntivo. Guardando al futuro, il criterio dell'esenzione dalle parti variabili è stato ritenuto dal Mise sostenibile almeno nel **medio termine, mantenendo l'equilibrio nei conti tariffari:** a quel momento, è stato infatti stimato che l'energia autoconsumata si sarebbe potuta espandere, a regole vigenti, nell'ordine di circa 10 TWh, dunque un ordine di grandezza non ingestibile che, per di più, sarebbe stato controbilanciato dalla riduzione in termini assoluti degli oneri di sistema.

3. IL VIGENTE QUADRO COMUNITARIO E LA PROPOSTA DI AMPLIAMENTO DELLA DEFINIZIONE DEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI

- Il vigente quadro comunitario (articolo 28 della direttiva 2009/72) prevede che le uniche configurazioni di autoconsumo multi-utente realizzabili siano del tipo "sistemi di distribuzione chiusi" **presso siti industriali, commerciali o di servizi** geograficamente limitati.

- L'Italia ha dato solo parziale attuazione a tale articolo della Direttiva (che era opzionale), consentendo le configurazioni multi-utente però solo per le realtà esistenti (le RIU) e altri sistemi di approvvigionamento, rientranti in un decreto poi annullato in sede di contenzioso.
- La limitazione solo alle reti private esistenti è stata rilevata anche dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato che, sul tema, ha effettuato una segnalazione a Governo e Parlamento.
- L'aspetto non del tutto chiaro di questa disciplina UE ha riguardato l'inquadramento o meno delle reti private nella regolamentazione/regolazione dell'attività di distribuzione che, come noto, non è liberalizzata ma in Italia attribuita in concessione dal Mise su base territoriale: al di là dell'aspetto definitorio, è prevalso l'orientamento secondo cui le reti private sarebbero da trattare alla stregua di reti di distribuzione, anche se private, con le conseguenze connesse. **Questo orientamento ha trovato conferma nella proposta di nuova direttiva sul mercato elettrico.**
- Un primo passo - già proposto in passato in varie occasioni – potrebbe riguardare l'estensione della normativa nazionale a **nuovi sistemi di distribuzione chiusi** con il vincolo di essere alimentati a **fonti rinnovabili** o **cogenerazione ad alto rendimento, eventualmente integrati da sistemi di accumulo, e fermo restando la natura dei siti (industriali, commerciali o di servizi)**. In tal modo, si potrebbero mettere a punto la regolamentazione e la regolazione di tali sistemi (gli obblighi del gestore di rete, l'interfaccia con la rete pubblica, gli standard di qualità del servizio, la garanzia del cliente di cambiare fornitore, ecc.) su un'area limitata di consumo e di assetti prima di estendere tali soluzioni al più ampio settore residenziale mediante le comunità dell'energia.
- Alla luce dell'evoluzione del quadro europeo in materia e dell'imminente recepimento delle nuove normative, oggi è effettivamente da vàlutare l'attualità di una fase limitata al non domestico, anche se si continua a ritenere che un progetto più circoscritto potrebbe dare elementi di valutazione utili.

4. LE NUOVE CONFIGURAZIONI DI AUTOCONSUMO INTRODOTTE CON IL CLEAN ENERGY PACKAGE

- Le direttive europee in via di approvazione (RED2 e nuova direttiva elettrica) introducono nuove configurazioni di autoconsumo, estendendo la possibilità di realizzare configurazioni multi-utente, anche attraverso la realizzazione di nuove reti private, a diverse tipologie di utenti, ivi inclusi quelli domestici. Si tratta degli **auto-consumatori singoli**, degli **auto-**

consumatori che agiscono in forma collettiva e, a talune condizioni[1], delle **comunità dell'energia.**

- Inoltre, la Direttiva RED2 prevede **l'obbligo** per gli Stati Membri di **esentare**, fino al dicembre 2025, gli autoconsumatori dotati di impianti a **fonti rinnovabili fino a 30 kW** dal pagamento degli oneri di sistema e degli oneri di rete sull'l'energia autoconsumata (così assumendo implicitamente che gli oneri siano applicati sul consumo). Su tale tema, l'Italia ha sostenuto una posizione di favore, laddove invece altri Paesi (es. Germania) hanno avversato una norma obbligatoria al riguardo, temendo effetti non gestibili dalla diffusione di configurazioni esenti.
- Tale nuovo quadro richiederà un primo intervento per adeguare il quadro delle **configurazioni realizzabili e delle reti private**, attualmente limitato a quanto sopra descritto. In sintesi, l'ampliamento dei sistemi di distribuzione chiusi sembra lo strumento per promuovere l'autoconsumo nei settori industriale, commerciale e dei servizi, mentre le comunità dell'energia coinvolgono persone fisiche, PMI e autorità locali.
- Dal punto di vista del modello realizzativo delle nuove comunità dell'energia, i rappresentanti dell'Autorità hanno parlato nei mesi scorsi di un modello di rete "virtuale" o di "scambio sul perimetro", in cui sostanzialmente l'assetto fisico e di interfaccia con la rete pubblica non cambierebbe e il vantaggio sarebbe solo di tipo contabile. Simili soluzioni avrebbero il vantaggio di razionalizzare gli investimenti in reti e di essere facilmente attuabili; tuttavia è necessario approfondire la questione, per evitare che si ricada in un ordinario rapporto di fornitura, ferme restando le caratteristiche richieste dalla direttiva.
- Dall'ampliamento della platea delle configurazioni realizzabili è attesa una più **importante crescita dell'autoconsumo al 2030,** come sarà rimarcato nel Piano energia e clima, elemento che rende più concreto l'effetto redistributivo già sollevato nel 2016 dall'Autorità. Va tuttavia considerato che, a regole nazionali vigenti sulla raccolta degli oneri, le comunità dell'energia non beneficerebbero dell'esenzione dagli oneri per l'energia che transitasse sulla rete pubblica.

[1]Ad esempio, è possibile realizzare una "comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile" qualora si realizzi un'entità giuridica:
i) che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonoma ed è effettivamente controllata da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze dei progetti nell'ambito delle energie rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dall'entità giuridica in questione;
ii) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
iii) il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari;

- Un primo tema di significato politico, da trattare congiuntamente all'apertura alla realizzazione di tali nuove configurazioni, è quello delle **modalità con le quali i diversi autoproduttori-autoconsumatori parteciperanno alla copertura dei costi** parafiscali del sistema elettrico, principalmente ascrivibili al sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

- Un secondo tema riguarda **quali configurazioni abilitare, ai fini dei vantaggi pubblici**. Va osservato che la nuova direttiva elettricità consente **qualsiasi tipo di configurazione multipla di autoconsumo**, anche con importanti estensioni dimensionali e senza qualificare il modo in cui l'energia venga prodotta, dunque in ipotesi **anche con fonti fossili.** Quindi, in fase di recepimento, nell'accordare una qualsiasi forma di beneficio pubblico a tali configurazioni (sotto forma di esenzione o di incentivazione esplicita), si ritiene che vi sia la necessità di introdurre un **meccanismo selettivo** (ma non discriminatorio) che consenta di premiare solo le configurazioni ritenute meritevoli (a fonti rinnovabili, a basso impatto ambientale, efficienti.).

  In tal senso, una via è parzialmente già segnata dalle richiamate disposizioni della direttiva **RED2**, la quale **impone** di utilizzare il **meccanismo di esenzione** dal pagamento degli oneri di sistema e di rete per incentivare, **selettivamente**, gli impianti a **fonti rinnovabili** di potenza **fino a 30 kW**. Per le configurazioni di autoconsumo diverse, si ritiene che si debba definire una forma di maggiore partecipazione al pagamento degli oneri di rete e di sistema, ad esempio modulando la componente fissa, ovvero ripristinando il principio del pagamento degli oneri sul consumo con la contestuale introduzione di incentivi espliciti. Quest'ultima ipotesi, soprattutto se sarà adottato un recepimento che consenta piena autonomia di sviluppo degli assetti possibili, renderebbe più agevole orientare le scelte verso assetti ritenuti più meritevoli da un punto di vista del sistema (ad es: basso impatto ambientale, presenza di accumuli al servizio della rete, etc). Il tema sarà oggetto di un'analisi con il regolatore e di un confronto anche con Antitrust, nell'ambito dei lavori di recepimento.

- In tale quadro di possibile revisione delle modalità di raccolta degli oneri, per le **configurazioni esistenti** può essere richiesto alla CE, come già fatto dalla Germania, il mantenimento delle condizioni attuali fino alla fine vita utile, fermo restando che, in caso di rifacimento, all'iniziativa verrebbero applicate le nuove regole.

- In tal modo si otterrebbero i seguenti **risultati**:

  - **Semplificazione** nell'accesso agli incentivi per i piccoli impianti attraverso il meccanismo di esenzione indiretto che è pressoché automatico;

- Possibilità, per gli impianti più grandi, di poter **selezionare** le iniziative più **meritevoli** e dimensionamento ottimale dell'incentivo;
- **Ottimizzazione** del rapporto costi/benefici per i consumatori, con conseguente minimizzazione dell'**impatto sulle bollette** dell'energia elettrica;
- **Tutela degli investimenti in essere**, nei limiti della vita utile e del ritorno degli investimenti, con conseguente gradualità nel passaggio al nuovo sistema.

Audizione Affare assegnato n. 59

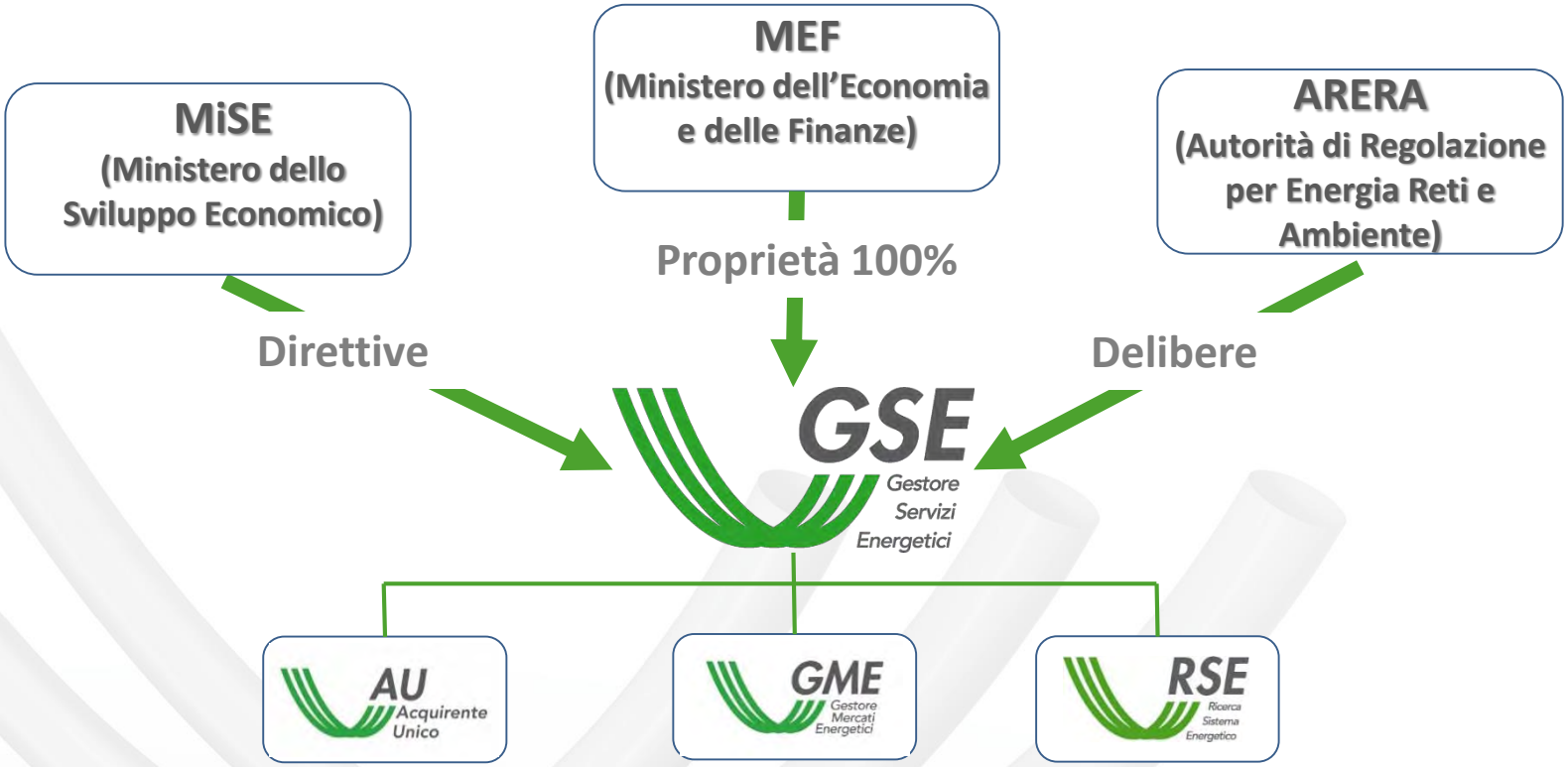
«Sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica»

X Commissione Industria, Commercio, Turismo
Senato della Repubblica

Roma, 21 dicembre 2018

Ricerca sul Sistema Energetico - RSE
natura, missione, attività

RSE nel Gruppo GSE



RSE in sintesi

- è vigilata dal Ministero dello Sviluppo Economico;
- svolge attività di ricerca nel settore elettro-energetico finanziata con il fondo per la Ricerca di Sistema (RdS) e da istituzioni comunitarie e nazionali;
- agisce a supporto delle istituzioni (Mise, Regioni, Enti locali, ARERA);
- ha registrato nel 2017 un fatturato 36 milioni di euro;
- dispone di 320 dipendenti, di cui oltre 200 ricercatori.

RSE e la Ricerca di Sistema

- RSE agisce attraverso il fondo della Ricerca di Sistema (RdS);
- L'RdS garantisce l'indipendenza della ricerca nell'interesse generale;
- È data massima diffusione dei risultati a beneficio della collettività;
- I programmi di ricerca, definiti dal MiSE, sono focalizzati sulle seguenti aree di attività:

  - Sviluppo sostenibile del sistema elettrico italiano e delle infrastrutture collegate;
  - Impiego efficiente e sicuro delle fonti primarie di energia;
  - Produzione, trasporto, distribuzione e utilizzo efficiente dell'energia negli usi finali.

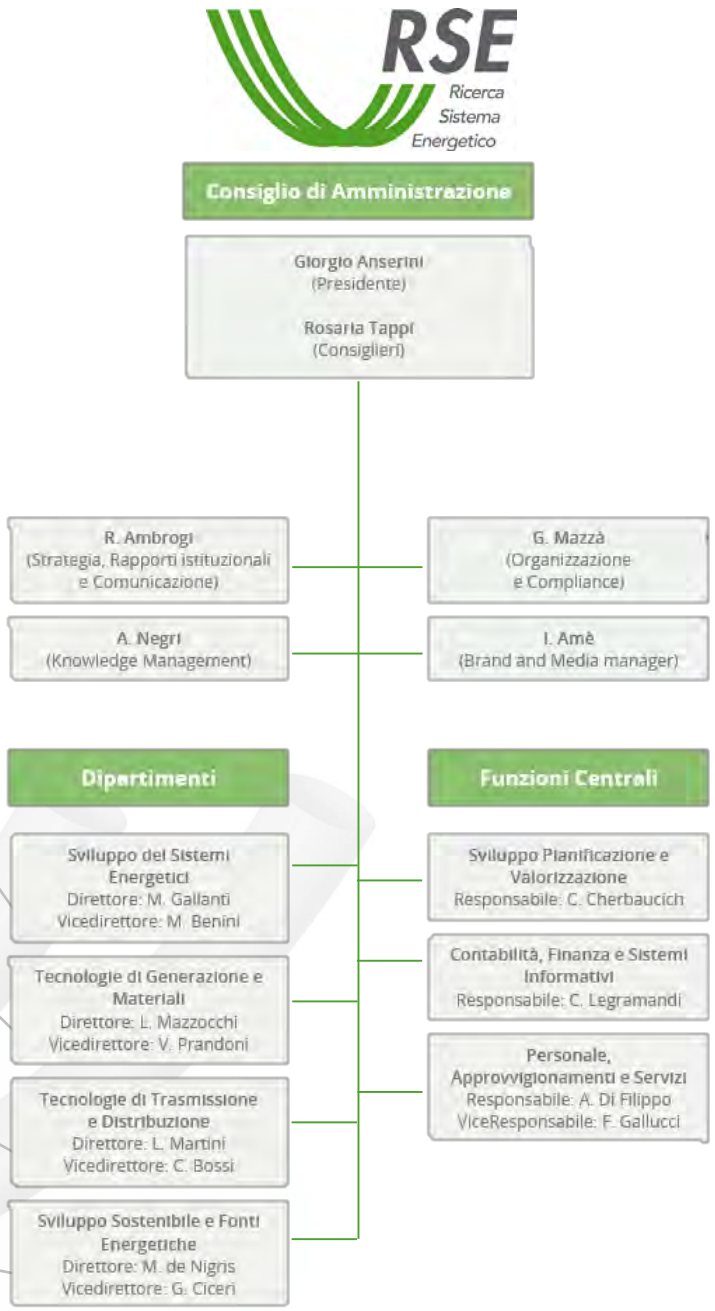
Struttura organizzativa

Scenari del sistema energetico
Efficienza energetica
Sviluppo e Sicurezza delle Reti

Materiali per l'energia
Produzione da Rinnovabili
Controllo delle Reti Attive
Accumulo di Energia

Tecnologie per le Reti
ICT, Sicurezza Informatica
Diagnostica Componenti di Rete

Clima e Meteorologia
Qualità dell'Aria
Risorse Energetiche e Territorio



Attività di RSE nell'ambito dell'autoconsumo

Più specificamente, RSE svolge progetti di ricerca attinenti l'autoconsumo:

- produzione da **fonti rinnovabili** (fotovoltaico, biomasse);
- **piccola-media produzione di calore** (microCHP, solar cooling, pompe di calore);
- **accumulo** di energia elettrica e termica;
- **previsione** a breve termine (ore/giorni) della **produzione da FER**;
- **previsione e gestione** attiva della **domanda** di energia;
- **gestione e controllo di microreti**, in isola e/o connesse alla rete principale;
- **aggregazione** di piccola generazione, accumulo e consumo per offrire servizi al sistema, incluso «V2G»;

Autoconsumo
Aspetti tecnologici

Autoconsumo in un sistema de-carbonizzato

In accordo con gli obiettivi di de-carbonizzazione, è già oggi evidente il trend di sostituzione della generazione da fonti fossili con la generazione distribuita (GD), prevalentemente a fonti rinnovabili.

Una parte, tipicamente 20 ÷ 30 %, dell'energia prodotta dalla GD viene autoconsumata istantaneamente dai «prosumer».

In base a studi e sperimentazioni, anche di RSE, sono tecnicamente fattibili forme più ampie ed evolute di autoconsumo:

- Sistemi di distribuzione chiusi;
- Condomini elettrici;
- Comunità dell'energia;

e tali soluzioni possono generare benefici per il sistema e quindi per la generalità degli utenti.

La loro realizzazione necessita il superamento di alcune barriere legislative/regolatorie (essenzialmente, autorizzare configurazioni «molti a molti»).

Microreti

Definizione IEEE:

«*gruppo di carichi interconnessi e di risorse energetiche distribuite, all'interno di un ben definito perimetro elettrico, che opera come un'unica entità controllabile rispetto alla rete*»

Elementi costituenti una microrete:

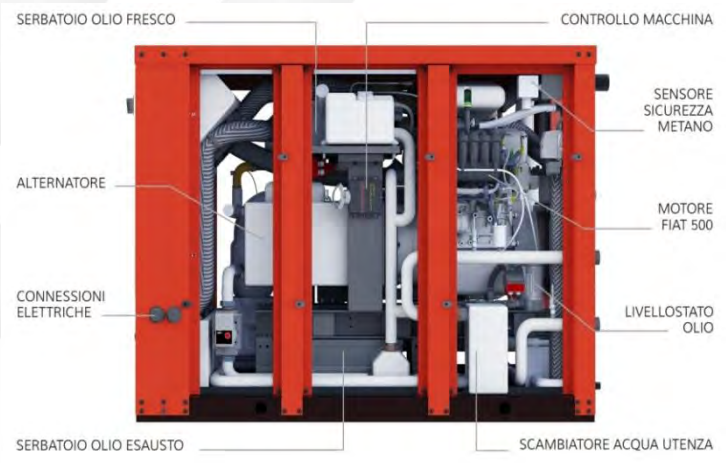
- unità di **produzione** di energia elettrica, eventualmente di **co-produzione di più vettori** energetici, che sfruttino opportunità locali (fonti rinnovabili, prossimità degli utenti);
- **unità di consumo;**
- preferibilmente, sistemi di **accumulo** di energia;
- **infrastrutture di connessione** energetica fra unità di produzione, accumulo e consumo all'interno della microrete, e fra la microrete stessa e le reti esterne;
- sistemi di **automazione:** comunicazione, misura, monitoraggio, protezione, previsione di carico e di produzione, regolazione di tensione, gestione ottimale dei flussi in relazione a un obiettivo che potrà essere **energetico**, **economico** e/o **ambientale**.

Generazione distribuita

Fotovoltaico: tecnologia più significativa (**abbondanza della fonte**, maturità, **basso costo**, basso impatto ambientale, **integrabilità negli edifici**, **scalabilità).**

Biomassa legnosa (anche in cogenerazione)
Biogas (anche in co-produzione EE - calore - biometano)
Mini eolico
Mini-idroelettrico

Piccola e microcogenerazione: anche quando usa gas naturale, emissioni di CO_2 - 20 ÷ 30 % rispetto a produzioni separate.



Sono tutte **tecnologie disponibili**, con margini di **miglioramento economico e/o ambientale.**

Elettrificazione dei consumi

Oltre ai tradizionali usi dell'energia elettrica, cresce la presenza di:

Pompe di calore, tipicamente reversibili (riscaldamento/raffrescamento)

Veicoli elettrici
(SEN: 5 milioni di auto elettriche al 2030)

Sono tecnologie commerciali, la prima matura, la seconda migliorabile (costi, autonomia).

Entrambe le tecnologie, per le loro caratteristiche:

- inerzia termica degli edifici nel caso delle PdC;
- modulabilità e differibilità della ricarica dei veicoli;

favoriscono la gestione del carico elettrico, e quindi **un più elevato autoconsumo** dell'energia da fonti rinnovabili non programmabili.

Sistemi di accumulo

Elevato autoconsumo → il ruolo dell'accumulo di energia è evidente

Per applicazioni distribuite, la tecnologia prevalente è la **Batteria.**

Esistono **soluzioni commerciali, di tutte le taglie** (dai kW ai MW)
Intense **attività di R&D** sono in corso per: **compattezza, economicità, durata, sicurezza, sostenibilità.**

Di rilievo anche l'**accumulo termico**, **a più basso costo**
Ove il vettore elettrico produce calore (pompe di calore) può sostituire l'accumulo elettrico.

Elemento innovativo: **sfruttamento dei veicoli elettrici** anche come **accumulo di energia** per 1) singolo utente, 2) "comunità dell'energia", 3) sistema elettrico ("**Vehicle to Grid**").

Automazione delle microreti (Smart Grids)

Affidabilità ed efficienza ad una microrete richiedono:

- **monitoraggio;**
- **controllo di tensione e frequenza;**
- **previsione di domanda e di produzione;**
- **gestione dei carichi e degli accumuli**.

Esistono in vari Paesi numerosi esempi di microreti, con generazione da rinnovabili o mista, accumulo, gestione dei carichi.

Casi più tipici: aree con rete principale assente o poco affidabile.

La sfida: **sistemi affidabili a costi sempre più bassi** → fattibilità di microreti formate da numerosi utenti piccoli (anche domestici).

Il ruolo dei contatori 2G

L'installazione (oggi ≈20 %) dei **contatori intelligenti di seconda generazione** (**Smart Meters 2G**) favorisce lo sviluppo di microreti, con elevate quote di autoconsumo, come pure altre opzioni di coinvolgimento degli utenti finali.

In particolare sarà possibile:

- **accertare la contemporaneità dei flussi rilevati da contatori di produzione e di consumo** per unità legate da contratti di vendita di energia o all'interno di comunità dell'energia;
- usufruire di **prezzi dinamici** in base a misure al quarto d'ora;
- attivare **un servizio V2G, mediante aggregazioni** di utenti anche di piccola potenza, in grado di partecipare al mercato del dispacciamento. Questa opzione, già consentita dalle delibere ARERA 300/2017 e 422/2018 sulle «UVAM», per essere pienamente sfruttata richiederebbe lo sgravio degli oneri sull'energia prelevata, accumulata e poi reimmessa in rete.

Va precisato che la disponibilità dei **contatori 2G non è indispensabile,** si può **sopperire con misuratori ad hoc** con modesto aggravio di spesa.

Autoconsumo
Effetti sul sistema elettrico

Partecipazione delle rinnovabili ai servizi ancillari

Le delibere «UVAM» hanno **aperto** il **Mercato dei Servizi di Dispacciamento a piccole-medie unità di produzione, consumo e accumulo, e a loro aggregati** (taglia minima 1 MW).

Circa 600 MW già operanti, soprattutto piccole-medie unità di generazione programmabili.

Quale possibile contributo dalle Fonti Rinnovabili non Programmabili?

Esempio**:** per un impianto **fotovoltaico puro** la partecipazione a MSD, tecnicamente possibile, **non avrebbe senso energetico ed economico.** Si rinuncerebbe a produrre una quota di energia a costo nullo e a zero emissioni.

Sarebbe invece **fattibile e potenzialmente conveniente** nel caso di **impianti fotovoltaici con idonei sistemi di accumulo.**

La sperimentazione in corso sulle UVAM può consentire di acquisire esperienza.

Lo sviluppo di **batterie meno costose** e di **software di gestione più sofisticati favorirà la convenienza** di queste soluzioni.

Benefici dell'autoconsumo per il sistema (reti di distribuzione)

Benefici del "consumo di prossimità" (autoconsumo in una comunità geograficamente delimitata) per la **rete di distribuzione**:

Minori perdite di energia in rete: consumo in contemporaneità con produzione → minori flussi di energia in immissione/prelievo → minori perdite.

Riduzione rischio di congestioni (ad esempio per picchi estivi): riduzione dei flussi nelle reti → minore rischio.

Minori necessità di potenziamenti di rete: dove il carico aumenta (nuovi insediamenti) o cresce la generazione distribuita, il distributore deve investire in potenziamenti → maggiori oneri di rete per gli utenti. Alta frazione di autoconsumo → riduzione o rinvio degli investimenti.

Benefici dell'autoconsumo per il sistema (trasmissione, dispacciamento)

Come per la distribuzione: **incremento dell'autoconsumo → minori transiti di energia sulla rete di trasmissione → minori perdite energetiche**.

Oneri di dispacciamento: sostenuti dal TSO (TERNA), ricadono sulla bolletta elettrica. Su MSD TERNA si dota di servizi (riserva e bilanciamento) necessari per far fronte ad errori di previsione e a brusche variazioni di produzione/consumo.

L'autoconsumo riduce gli errori di previsione e tende a compensare localmente gli sbilanciamenti → **TERNA ha minori necessità di riserva e di servizi** di dispacciamento.

Benefici dell'autoconsumo per il sistema. Come condividerli con gli utenti ?

L'autoconsumo produce benefici per il sistema

Il consumo di prossimità annulla i costi di rete ? **NO**

La rete resta necessaria per:

- integrazione a produzione locale;
- riserva in caso di guasti.

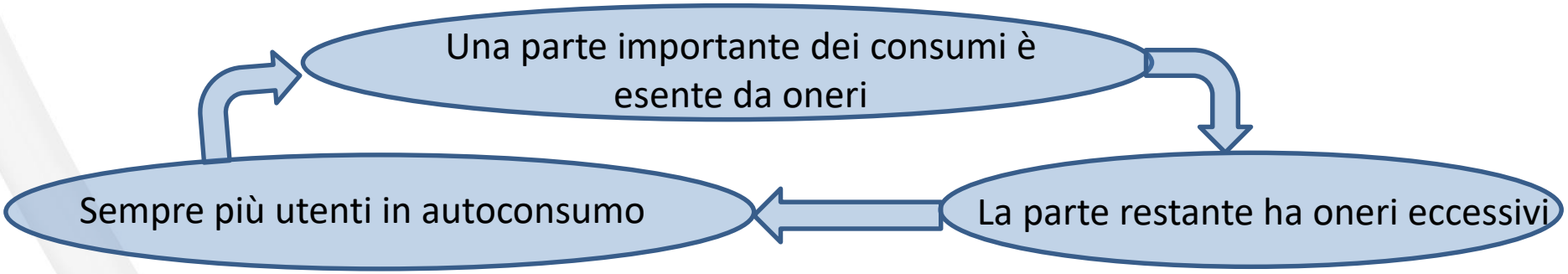
→ **I prosumers generano comunque costi di rete** (ammortamenti e manutenzione), sia pure ridotti.

In una logica "*cost reflective*", **esenzione totale dagli oneri di rete** per chi fa autoconsumo **non giustificata** , in particolare **non per la parte legata alla potenza di connessione**.

I costi di rete dipendono sia dalla potenza impegnata, sia dai flussi di energia scambiati. È possibile definire un **criterio razionale per** suddividere **gli oneri di rete fra potenza ed energia.**

Che rischi si corrono

Un'**esenzione** *tout court* dagli oneri, che **non tenga conto** ad es. di **criteri «virtuosi»** (**produzione da FER e/o in CAR**) rischia di innescare un **circolo vizioso:**



Le **risorse** per gli investimenti e la manutenzione di rete **scarseggiano** → il sistema può risultare **non più sostenibile.**

Anche in un sistema fortemente de-carbonizzato, a parere di RSE **il ruolo delle reti pubbliche resta essenziale**.

Uno studio RSE sulla "grid defection" (**distacco totale dalla rete elettrica** di alcuni**)**, mostra che l'**opzione è perdente come costi**, ma soprattutto che **affidabilità e continuità del servizio resterebbero barriere quasi insuperabili** a svantaggio dell'utente autosufficiente.

Conclusioni

Necessità di ricerca e innovazione (1/2)

L'esame delle tecnologie attuali porta a concludere che **forme evolute di autoconsumo sono oggi tecnicamente fattibili**. Resta l'opportunità di favorire **la ricerca e l'innovazione** su alcuni temi quali:

- Generazione da **rinnovabili a basso costo** e sempre più **prevedibile/programmabile, a basso impatto ambientale** anche locale;
- **Accumulo di energia elettrica e termica** compatto, a più basso costo, con recupero/riutilizzo a fine vita di materiali e componenti;
- Prodotti e sistemi più **efficienti nell'uso finale;**
- Metodi di **previsione e gestione dei flussi di energia** e HW/SW di monitoraggio e comunicazione.

Necessità di ricerca e innovazione (2/2)

Le **modalità di dispiegamento sul campo** di tali tecnologie possono risultare economicamente convenienti, in funzione delle regole che verranno adottate e dell'effettivo potenziale delle fonti energetiche disponibili sul territorio, attraverso meccanismi come **Sistemi Distribuzione Chiusi, Condominio Elettrico, Energy Communities.** Le regole debbono essere valutate attraverso apposite **analisi di impatto regolatorio**, mentre gli schemi di funzionamento e i modelli di business devono essere preventivamente **testati in sperimentazioni pilota**.

RSE resta a disposizione, oltre che per continuare le azioni di **studio e ricerca sulle singole tecnologie energetiche**, per fornire **supporto al legislatore e agli organi tecnici** in merito alle analisi what if sugli **scenari configurabili per le misure ipotizzate** sul sistema elettrico ed energetico.

GRAZIE PER L'ATTENZIONE

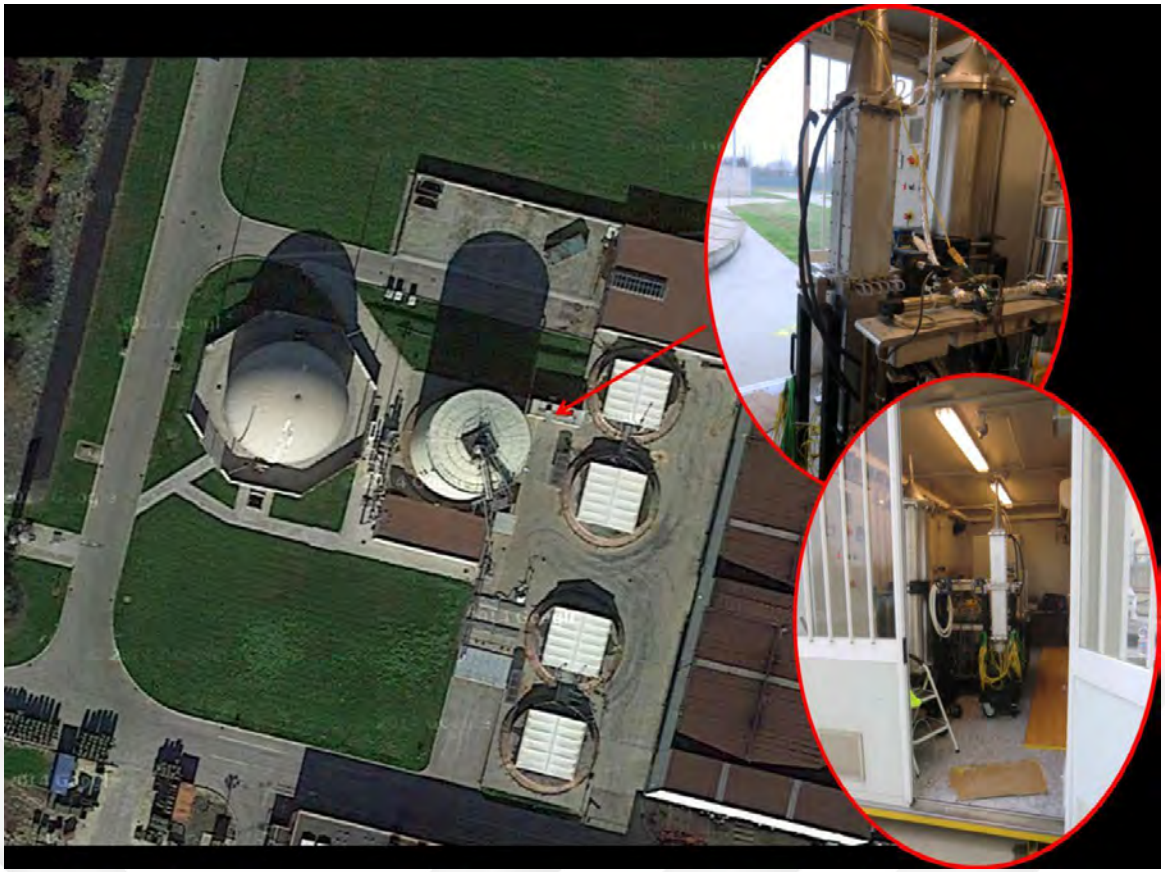
APPENDICE

Attività sperimentali in corso

Prototipo di sistema fotovoltaico ad alta concentrazione

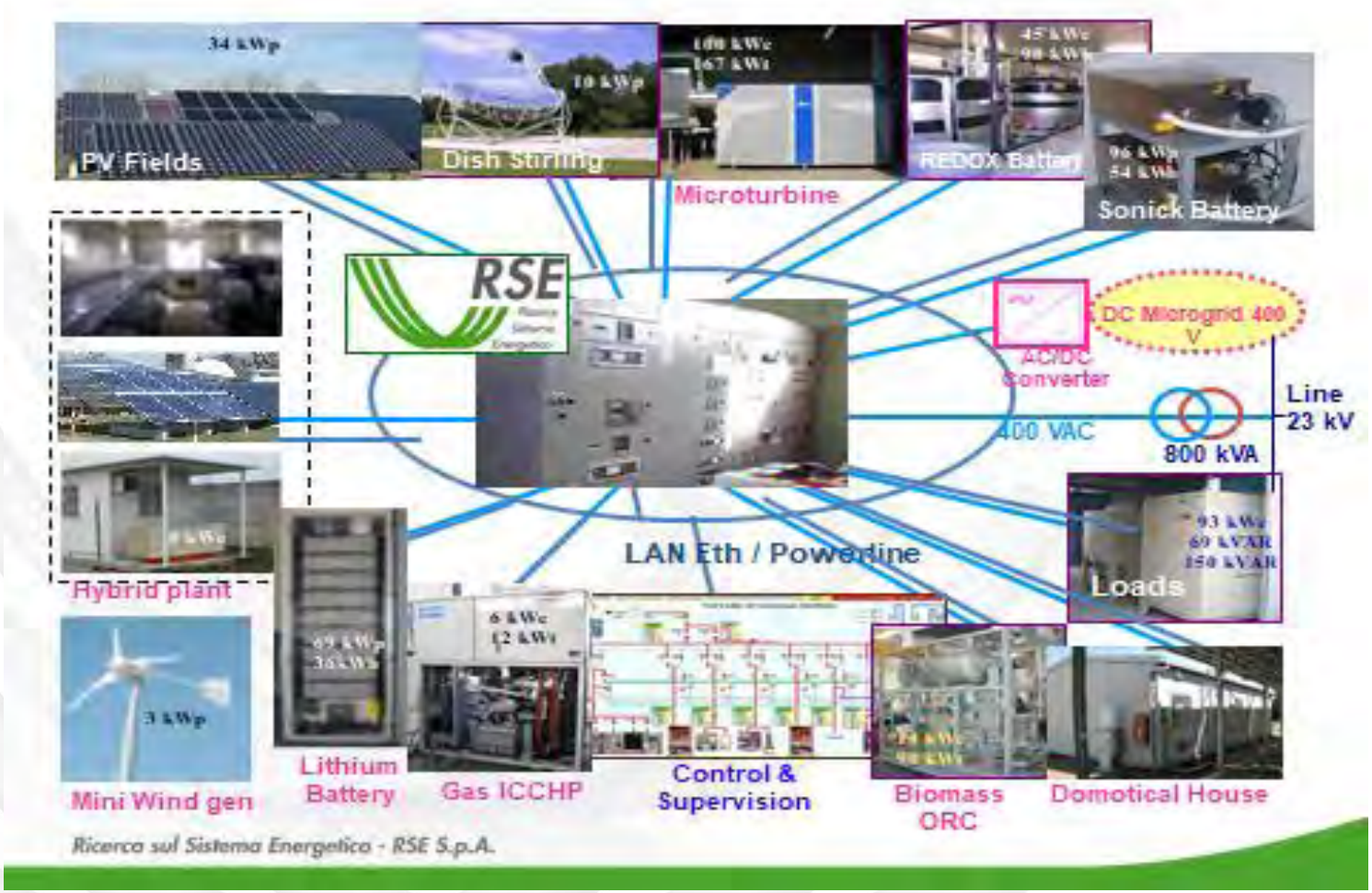
Diagnostica dell'invecchiamento di moduli fotovoltaici

Attività sperimentali in corso (segue)



Impianto pilota per la produzione di biometano

Attività sperimentali in corso (segue)



Microrete sperimentale di Bassa Tensione

Alcune pubblicazioni RSE

Affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

X Commissione Industria, Commercio, Turismo
Senato della Repubblica

Audizione di RSE – Ricerca sul Sistema Energetico

Roma, 21 dicembre 2018

RSE – Ricerca sul Sistema Energetico: natura, missione, attività

Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A. – è una società pubblica attiva nella ricerca, parte del Gruppo GSE, al quale sono attribuite numerose altre attività di natura pubblicistica nel settore energetico.

Il Gruppo GSE con un fatturato di oltre 30 miliardi di euro, interamente partecipato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), svolge i propri compiti in conformità con gli indirizzi strategici ed operativi del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), nell'ambito del quadro regolatorio definito dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA). Oltre ad RSE, GSE controlla le società Acquirente Unico (AU) e il Gestore dei Mercati Energetici (GME).

RSE, anch'essa vigilata dal Ministero dello Sviluppo Economico, svolge un'attività di ricerca nel settore elettro-energetico con particolare riferimento a progetti strategici nazionali finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema (RdS) e a progetti finanziati con contributi erogati da istituzioni comunitarie e nazionali.

Le grandi sfide e le innovazioni, dettate dall'evoluzione di metodi e tecnologie per la produzione sostenibile, la distribuzione e lo stoccaggio di energia elettrica, sono i contenuti dei progetti di RSE. RSE li sviluppa con la capacità di proiettarli in una dimensione più ampia, che contempla scenari di sistema, in linea con gli obiettivi e gli indirizzi della politica energetica nazionale e i programmi energetici dell'Unione Europea.

RSE svolge attività a supporto delle Istituzioni (Ministeri, in particolare MiSE; Regioni ed Enti locali; ARERA), effettuando analisi di scenari energetici e studi specialistici su numerose tematiche del sistema elettrico ed energetico.

Nel 2017 RSE ha registrato un fatturato di 36 milioni di euro, di cui 32 milioni derivanti dalla ricerca finanziata a livello nazionale e comunitario. Le attività di ricerca svolte non sono caratterizzate da

obiettivi di natura economica, ma sono finalizzate allo svolgimento dei progetti assegnati e alla diffusione dei risultati delle ricerche. L'azienda dispone di 320 dipendenti, di cui oltre 200 dedicati all'attività di ricerca.

RSE agisce principalmente attraverso il fondo per la Ricerca di Sistema (RdS). Nato negli anni '90 con il processo di liberalizzazione del mercato elettrico, il Fondo è costituito dalla componente tariffaria A5, stabilita da ARERA. L'obiettivo della Ricerca di Sistema è garantire l'indipendenza dei soggetti che svolgono ricerca nell'interesse generale.

RSE svolge programmi di ricerca triennali su indicazione del Ministero per lo Sviluppo Economico in un approccio di sistema e sviluppa attività che sono sintesi di una visione tecnologica e di scenari evolutivi, organizza e incentiva collaborazioni accademiche e partnership con il settore industriale in una logica di sviluppo sostenibile.

RSE garantisce la massima diffusione dei risultati a beneficio di tutti i cittadini e degli utenti finali. I risultati delle ricerche di RSE sono messi a disposizione dell'intero panorama degli stakeholder del settore energetico, a beneficio di imprese, operatori del mercato e dei cittadini.

La Società, nello svolgimento dei programmi di ricerca finanziata, contribuisce principalmente allo studio di:

- condizioni tecniche, economiche, organizzative ed istituzionali per lo sviluppo sostenibile del sistema elettrico italiano e delle infrastrutture collegate;
- impiego efficiente e sicuro delle fonti primarie di energia;
- produzione, trasporto, distribuzione ed utilizzo efficiente dell'energia negli usi finali.

RSE svolge le attività di ricerca mediante una struttura articolata in quattro Dipartimenti:

Sviluppo dei Sistemi Energetici (SSE), le cui principali attività riguardano:

- ✓ Scenari di evoluzione del sistema energetico
- ✓ Efficienza energetica
- ✓ Sviluppo e Sicurezza delle Reti Elettriche

Tecnologie di Generazione e Materiali (TGM) che svolge ricerche su:

- ✓ Materiali per l'energia
- ✓ Produzione di Energia da Fonti Rinnovabili
- ✓ Controllo delle Reti in presenza di Generazione Distribuita
- ✓ Tecnologie di Accumulo Elettrochimico di Energia

Tecnologie di Trasmissione e Distribuzione (TTD), che si occupa di:

- ✓ Tecnologie e Componenti per le Reti Elettriche
- ✓ Diagnostica ed Estensione di Vita dei Componenti di Rete

- ✓ Componenti e Sistemi Innovativi per migliorare Sicurezza ed Efficienza delle Reti
- ✓ Tecnologie dell'Informazione e della Comunicazione, Sicurezza Informatica

Sviluppo Sostenibile e Fonti Energetiche (SFE), con attività relative a:

- ✓ Valutazione e Mitigazione dell'Impatto del Sistema Energetico sull'Ambiente
- ✓ Clima e Meteorologia
- ✓ Qualità dell'Aria
- ✓ Disponibilità delle Fonti Energetiche e loro Uso Sostenibile

Si segnala che RSE sta svolgendo progetti di ricerca attinenti al tema oggetto della presente audizione ed in particolare:

- sviluppo delle tecnologie di produzione da fonti rinnovabili (fotovoltaico, biomasse) ed in generale dei sistemi di produzione energetica di piccola-media taglia (microcogenerazione, solar cooling, pompe di calore);
- sviluppo e sperimentazione di sistemi di accumulo di energia elettrica e termica;
- previsione a breve termine (ore/giorni) della produzione da fonti rinnovabili;
- previsione e gestione attiva della domanda di energia;
- gestione e controllo di microreti, operanti in isola e/o connesse alla rete principale;
- aggregazione di sistemi di generazione, accumulo e consumo al fine di offrire servizi al sistema;
- sperimentazione di sistemi di ricarica di veicoli elettrici, di tipo mono- e bi-direzionale, al fine della loro partecipazione ai servizi al sistema elettrico.

L'evoluzione del sistema energetico: autoconsumo, aspetti tecnologici

In risposta agli stringenti obiettivi di de-carbonizzazione dell'economia, è già evidente il trend verso una progressiva **sostituzione dei grandi impianti di generazione da fonti fossili con numerosi impianti di piccola-media taglia, prevalentemente a fonti rinnovabili**.

Le analisi e gli studi svolti da RSE in relazione a questa tendenza **confermano da un lato la possibilità, dall'altro il vantaggio di forme sempre più ampie ed evolute di autoconsumo**, inteso come l'utilizzo di una parte significativa dell'energia prodotta da parte dello stesso soggetto che la produce o di altri soggetti situati nelle strette vicinanze. Questa situazione si sta verificando in una certa misura, ma potrebbe utilmente accrescersi **rimuovendo alcune barriere di tipo legale/regolatorio** che oggi la limitano a casistiche ben definite.

Giova svolgere alcune considerazioni sugli **aspetti tecnologici** che rappresentano fattori abilitanti al fine di attuare schemi sempre più articolati e completi di autoconsumo.

A questo fine, può essere utile ragionare in termini di "**microreti**". Secondo una classica definizione IEEE[1] va intesa come "**un gruppo di carichi interconnessi e di risorse energetiche distribuite, all'interno di un ben definito perimetro elettrico, che opera come un'unica entità controllabile rispetto alla rete**".

È evidente che una microrete rappresenta in modo sufficientemente generale tutte quelle situazioni, più o meno complesse, nelle quali l'autoconsumo di energia ha l'opportunità di realizzarsi, e in cui si realizzerà in misura elevata purché si verifichino le opportune condizioni di tipo tecnico, economico e regolatorio.

Sul piano tecnologico, gli elementi principali che costituiscono una microrete sono:

1. unità di **produzione** di energia elettrica, eventualmente di **co-produzione di più vettori** energetici (energia elettrica, calore, combustibili), che sfruttino le opportunità locali (disponibilità di fonti rinnovabili, prossimità degli utenti);
2. **unità di consumo** che abbiano un adeguato fabbisogno dei vettori prodotti;
3. sistemi di **accumulo** di energia che consentano di meglio bilanciare produzione e consumo, con ciò incrementando la frazione di energia sia prodotta sia consumata localmente;
4. **infrastrutture di connessione** energetica fra unità di produzione, accumulo e consumo all'interno della microrete, e fra la microrete stessa e le reti esterne;
5. sistemi di **automazione**: comunicazione, misura, monitoraggio, protezione, previsione di carico e di produzione, regolazione di tensione, gestione ottimale dei flussi energetici in funzione di un predefinito obiettivo, che potrà essere **energetico** (ad es. minimo consumo di fonti esterne), **economico** (minimo costo complessivo a carico degli utenti), **ambientale** (minime emissioni locali e/o globali), o una **opportuna combinazione** di questi.

Giova a questo punto esaminare la **disponibilità** e la **maturità delle soluzioni** relative ai diversi elementi citati.

1. Tecnologie di generazione distribuita

Da diversi punti di vista, il **fotovoltaico** (per abbondanza della fonte, maturità, basso costo, basso impatto ambientale, facilità di integrazione negli edifici, scalabilità) si può considerare come la più significativa fra le tecnologie di generazione distribuita.

[1] IEEE: Institute of Electrical and Electronic Engineers

Impianto fotovoltaico su edificio

Nonostante l'ormai raggiunta maturità, in tutto il mondo sono in atto azioni di ricerca e sviluppo, sia per migliorare la tecnologia al silicio oggi dominante, sia per sviluppare nuove soluzioni (**film sottili** più efficienti e sostenibili, **celle multigiunzione per il fotovoltaico a concentrazione** ecc.)

Altre tecnologie significative, atte a sfruttare le fonti rinnovabili disponibili a livello locale sono:

- la **combustione di biomassa legnosa**, sovente impiegata in **cogenerazione;**
- la produzione di **biogas** mediante fermentazione anaerobica di una vasta serie di biomasse, con successiva produzione di **energia elettrica, calore e biometano;**
- il **mini-eolico;**
- il **mini-idroelettrico**.

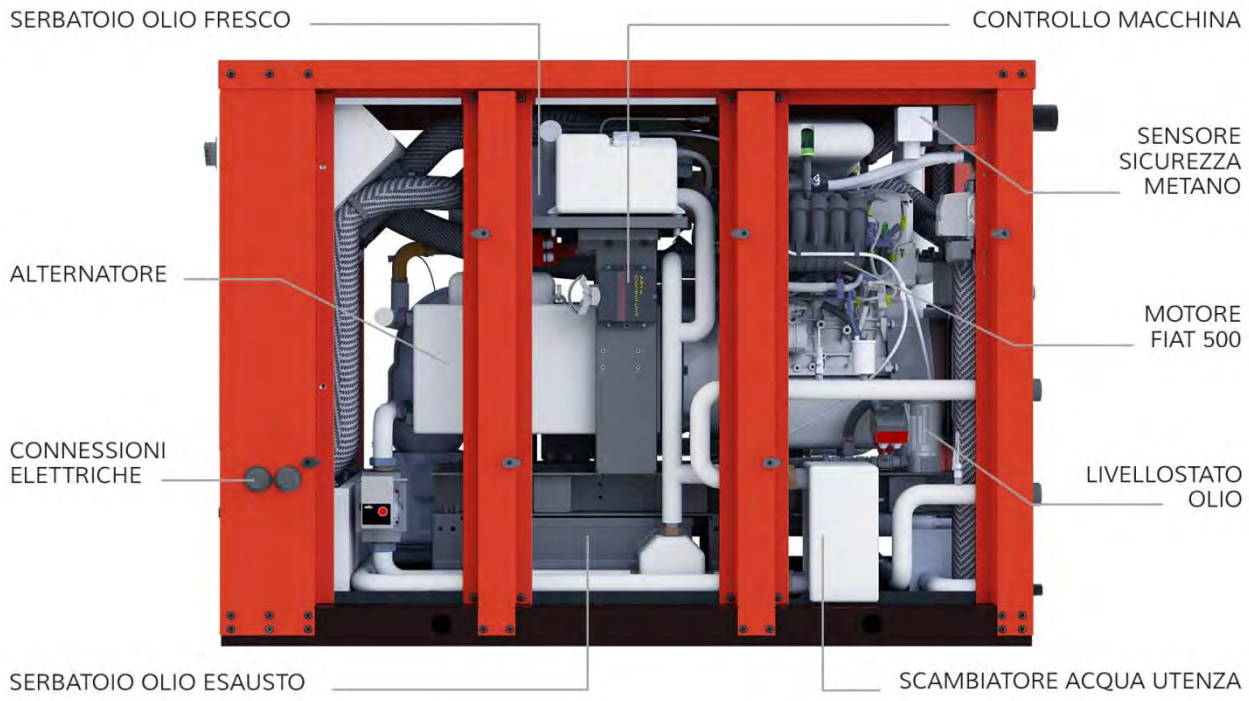
Impianto di produzione di energia a cippato di legno

Tutte queste tecnologie sono da considerarsi mature, anche se sono in corso azioni di ricerca e sviluppo volte a ridurre i costi di produzione o l'impatto ambientale a livello locale.

Va infine citata **la piccola e la micro cogenerazione**, che oltre ai casi di utilizzo di biomassa, già citati, rappresenta una tecnologia importante ai fini della de-carbonizzazione anche nel caso, abbastanza frequente, in cui la fonte primaria sia il **gas naturale**. In questi casi si evitano emissioni di anidride carbonica in quanto la **quantità di combustibile fossile** necessaria per produrre in modo combinato energia elettrica e calore è **significativamente inferiore (anche del 20-30 %)** rispetto a quella che verrebbe impiegata per la **produzione separata** dei due vettori. A questi fini è essenziale la piccola

taglia dei cogeneratori, in quanto ciò consente di consumare localmente il calore, senza realizzare costose e meno efficienti reti di trasporto del calore.

Anche in questo caso la tecnologia, che si concretizza nell'uso di **microturbine a gas** o **motori a combustione interna**, va considerata matura, molto efficiente e con basse emissioni locali.



Microcogeneratore a gas

2. Utilizzo dell'energia

Le tecnologie di utilizzo dell'energia (elettrica, termica, combustibili) sono ovviamente, in termini generali, le più consolidate, anche se sono costantemente in atto attività di miglioramento dei prodotti (elettrodomestici, motori elettrici, apparecchi e impianti di illuminazione; caldaie; autoveicoli ecc.) nella direzione della sempre più elevata efficienza.

Sono inoltre da segnalare due tecnologie di uso finale che sono da considerarsi mature ma in fase di crescente diffusione, e che attraverso l'elettrificazione dei consumi e l'aumento di efficienza generano un forte effetto di riduzione delle emissioni a parità di servizio reso:

- le **pompe di calore elettriche**, molto spesso di tipo reversibile e quindi atte a soddisfare fabbisogni sia di riscaldamento che di raffrescamento, producono benefici di triplice natura:
    - veicolano energia elettrica prodotta da un mix di fonti sempre più dominato dalle rinnovabili;

    - amplificano di 3 o 4 volte l'energia elettrica assorbita in termini di energia termica prodotta;
    - evitano l'impiego di combustibili nei centri urbani, con evidenti vantaggi per la qualità dell'aria.
- i **veicoli a trazione elettrica**, che già oggi presentano le emissioni (g CO_2/km) più basse rispetto alle tipologie concorrenti, e accresceranno tale vantaggio all'aumentare della penetrazione delle rinnovabili elettriche.

Le pompe di calore sono indubbiamente da considerarsi mature, mentre i veicoli elettrici, che già presentano prestazioni interessanti rispetto a molte esigenze, sono in fase di miglioramento soprattutto grazie all'innovazione relativa alle batterie, nella direzione di una riduzione di costi e ingombri.

Va precisato che la **penetrazione delle pompe di calore e dei veicoli elettrici**, per le rispettive, intrinseche caratteristiche (inerzia termica degli edifici, modulabilità e differibilità della ricarica dei veicoli) **favorisce la gestione del carico elettrico**, funzione **in grado di favorire un più elevato autoconsumo** dell'energia da fonti rinnovabili non programmabili.

3. L'accumulo di energia

Appare evidente il ruolo strategico che potranno assumere, nell'ambito delle microreti e della massimizzazione dell'autoconsumo locale, i sistemi di accumulo di energia, elettrica ma non solo.

I **sistemi di accumulo elettrochimici (batterie)** rappresentano la via pressochè obbligata per l'accumulo elettrico su scala medio-piccola. Si tratta di una tecnologia ben nota da decenni, ma che proprio in relazione alle nuove e interessanti prospettive del loro impiego per il settore elettrico e della mobilità sta vivendo un'epoca di intensa e vivace ricerca e innovazione, nella direzione di maggiore compattezza, economicità, durata, sicurezza e sostenibilità. La tecnologia oggi di maggior successo è quella delle batterie a **ioni di litio**, ma vanno anche citate le batterie al sodio ad alta temperatura (Italia leader mondiale sulle **sodio-cloruro di nickel**), quelle **a flusso** e un'altra serie di "chimiche" più innovative.

Sistema di accumulo elettrico

Non va trascurata l'opzione dell'**accumulo termico**, intrinsecamente **a più basso costo**, che nel caso il vettore elettrico venga sfruttato per la produzione di calore (ad esempio mediante pompe di calore) può vantaggiosamente sostituire o integrare l'accumulo elettrico. La tecnologia dell'accumulo termico è di per sé ben nota e molto semplice, ma sono anche in corso azioni di ricerca per ottenere accumuli di più elevata densità di energia, attraverso materiali a cambiamento di fase e processi termochimici.

Va infine citato, come elemento innovativo di grande interesse, lo **sfruttamento dei veicoli elettrici** anche come strumento per ottenere, senza ulteriori investimenti in batterie, un **servizio di accumulo** che può essere reso disponibile al singolo utente, a una "comunità dell'energia" o microrete, al sistema elettrico nel suo complesso. Si parla di "**Vehicle to Grid**" (V2G): il veicolo continua a svolgere la funzione di mobilità sostenibile per la quale è stato realizzato, ma durante i periodi di connessione al sistema di ricarica opera anche come sistema di accumulo stazionario.

È una soluzione concettualmente semplice, di grandi potenzialità, che è attualmente in fase di sperimentazione.

4. Reti elettriche

La distribuzione elettrica, sia nell'ambito delle reti pubbliche che delle microreti che possono essere impiegate in una comunità dell'energia, è indubbiamente una tecnologia matura. Si stanno inoltre sperimentando e valutando alcune soluzioni innovative, come le reti ibride in cui si abbinano parti operanti a corrente alternata con altre parti in **corrente continua**.

5. Automazione delle microreti

Si tratta di un tema essenziale e di importante contenuto innovativo. Affinché la microrete raggiunga gli obiettivi di **affidabilità, sicurezza, efficienza e gestione ottimale della produzione, accumulo e utilizzo dell'energia**, non trascurando la possibilità di **offrire servizi alla rete** principale, occorre dotare la microrete stessa di tutte o quasi le funzioni di **monitoraggio, controllo di tensione e frequenza, previsione di domanda e di produzione, gestione dei carichi e degli accumuli** che il sistema elettrico complessivo, soprattutto nella sua parte di alta tensione, normalmente svolge, ma con la sfida di svolgere tali funzioni a **costi necessariamente molto contenuti**, vista l'entità estremamente più piccola delle grandezze elettriche in gioco.

Si tratta di un tema già ben sviluppato, per cui **esistono soluzioni di tipo hardware/software** valide e affidabili, secondo diverse filosofie (controllo centralizzato, distribuito, misto, a uno o più livelli ecc.), comunque rispondenti a standard tecnici definiti. Una sfida è quella di **abbattere ulteriormente i costi**, in modo che ciò che oggi è economicamente sostenibile a livello di reti di Media Tensione (scala dei MW) possa risultare tale anche per le reti di bassa tensione (scala dei kW o delle decine di kW). Ciò consentirà la **gestione di microreti** costituite da un numero non eccessivo **di utenti, di tipo domestico e/o piccole aziende**, assicurando il miglior sfruttamento, in sicurezza, delle fonti rinnovabili e della

cogenerazione a livello estremamente capillare, dando ad un elevato numero di utenti la possibilità di un **ruolo attivo** (gestione ottimale di produzione, accumulo e carico, scambio di energia all'interno della microrete, offerta in forma aggregata di servizi al sistema) a vantaggio proprio e del sistema elettrico.

Le principali sfide per il controllo di queste microreti consistono nell'eterogeneità dei componenti con i quali è necessario interfacciarsi, non esistendo standard di comunicazione affermati, e nell'elevata variabilità dei profili di carico e produzione. Il basso numero utenti coinvolti, infatti, riduce l'effetto di livellamento dei disturbi, accrescendo la necessità di modelli previsionali accurati. Infine, la pluralità di attori coinvolti richiede l'utilizzo di metodi di controllo che permettano di soddisfare diverse esigenze, talvolta contrastanti.

Il dispiegamento, attualmente nella sua fase iniziale, dei **contatori intelligenti di seconda generazione** (**Smart Meters 2G**) darà un contributo fondamentale a queste nuove funzioni. Tali contatori non sono stati sviluppati solo per la tradizionale funzione di raccolta dati di prelievo/immissione a fini di fatturazione, ma fin da subito intesi come una "porta" accessibile anche all'utente con dati di adeguata risoluzione nel tempo. Di fatto vengono generati due flussi di dati, uno dei quali (Chain 1) subisce un processo di validazione e con tempi dell'ordine del giorno rende disponibili i dati utili per la fatturazione; il secondo (Chain 2) rende disponibili dati con immediatezza, sulla scala dei minuti, con un'interfaccia standard che consente l'accesso anche all'utente o a chi opera contrattualmente per l'utente stesso (gestore della microrete, aggregatore ecc.). I dati di Chain 2 non sono immediatamente "certificati" dal distributore, ma possono essere successivamente confrontati e se necessario rettificati mediante quelli di Chain 1.

Una volta effettuato il dispiegamento dei contatori 2G, impiegabili sia per misure di prelievo che di produzione, in forma mono o bidirezionale, essi **renderanno disponibili per tutti gli utenti**, a prescindere dalla potenza impegnata, una serie di **funzioni essenziali per l'incremento e l'agevolazione dell'autoconsumo**, a livello **singolo** o all'interno di realtà più complesse come i **Condomini Elettrici** e le **Comunità dell'Energia**, **superando il concetto stesso di Scambio sul Posto** e consentendo di **accertare l'effettiva simultaneità di produzione e consumo.** In particolare:

- i contatori 2G consentiranno ai consumatori di poter usufruire di **prezzi dinamici** in base a misure al quarto d'ora;
- i contatori 2G consentiranno di **verificare la contemporaneità dei flussi rilevati da contatori di produzione e contatori di consum**o per unità di produzione e consumo fra loro legate da **contratti di vendita di energia** o come **comunità energetica** scambiando l'energia attraverso la rete di distribuzione o una rete privata, potendo quindi godere delle agevolazioni che verranno introdotte nel nostro ordinamento nei confronti di questi soggetti;
- come caso particolare, ma in prospettiva molto significativo, i **contatori 2G consentiranno**, a prescindere dalla potenza impegnata del singolo utente, di attivare **un servizio "Vehicle to**

Grid" (V2G), mediante aggregazioni di utenti, in grado di partecipare al mercato del dispacciamento. A questi fini già oggi sarebbe possibile attivare un'aggregazione di punti di ricarica, fra loro e/o con altre risorse, tramite la regolamentazione pilota delle "UVAM" (delibere ARERA 300/2017 e 422/2018). Ciò che necessita come **azione regolatoria** a regime è il **consolidamento di questo "regime pilota"**, con al più qualche aggiustamento di dettaglio (sicuramente quello che dovrebbe garantire lo **sgravio** da tutti gli **oneri per l'energia prelevata da rete, accumulata e successivamente reimmessa in rete**. Risulta che ARERA sia già attiva a questo riguardo). Dal punto di vista tecnologico, il funzionamento **V2G necessita di sistemi di ricarica bidirezionale e di un opportuno software di gestione**. Sperimentazioni in tal senso sono in fase di avvio, anche in Italia (presso RSE).

Si precisa inoltre che:

- la **disponibilità dei contatori 2G non è indispensabile** al fine di poter attivare le funzioni sopra citate, nemmeno per gli utenti oggi privi di misure orarie (potenza impegnata < 55 kW). Qualora gli utenti, o un gestore energetico, installino **misuratori ad hoc di adeguate caratteristiche**, si ha notizia che ARERA potrebbe accettare come valide a tutti gli effetti tali misure;
- nel caso di un **impianto fotovoltaico puro la partecipazione ai servizi di dispacciamento**, formalmente e tecnicamente possibile, **non avrebbe senso energetico ed economico**, perché condurrebbe al mancato utilizzo di frazioni di energia a costo variabile nullo; la partecipazione sarebbe invece **fattibile e potenzialmente conveniente** nel caso di **impianti fotovoltaici dotati di idonei sistemi di accumulo**, con software di gestione adeguatamente evoluto (peraltro si tratta di soluzioni commercialmente disponibili). La sperimentazione in corso sulle UVAM dovrebbe consentire di acquisire esperienza su queste situazioni. La ricerca e l'innovazione in corso a livello di batterie e di software di gestione renderanno in ogni caso più efficaci queste possibili soluzioni.

L'autoconsumo: effetti sul sistema elettrico

I **benefici del "consumo di prossimità"** (autoconsumo all'interno di una comunità di utenti geograficamente delimitata) per la rete di distribuzione sono diversi e significativi:

- **minori perdite di energia in rete**: privilegiando l'uso dell'energia in contemporaneità con la produzione, statisticamente i flussi di energia in immissione/prelievo risultano ridotti, e vista la dipendenza quadratica delle perdite dalla corrente, le perdite stesse risultano inferiori;

- **riduzione rischio di congestioni** (ad esempio in ambito urbano in estate). Nelle situazioni di carico di picco possono verificarsi disservizi, con la riduzione dei flussi nelle reti di distribuzione tale rischio viene mitigato;
- **minori necessità di potenziamenti di rete**: nelle aree in cui il carico aumenta (nuovi insediamenti residenziali o commerciali) o si verifica una maggiore penetrazione della generazione distribuita, il distributore spesso deve investire in potenziamenti delle linee, sostituzione di trasformatori ecc. Ciò comporta maggiori oneri di rete per gli utenti. Un'elevata frazione di autoconsumo attenua tali esigenze e consente di ridurre o quanto meno dilazionare gli investimenti.

Un discorso analogo vale per gli **oneri di dispacciamento,** sostenuti dall'operatore di rete di trasmissione (TERNA), che poi si riversano in un'apposita voce della bolletta elettrica. Su MSD[2] TERNA si approvvigiona di quei servizi (riserva e bilanciamento) che si rendono necessari per garantire il corretto e affidabile funzionamento del sistema, a fronte di errori di previsione e di brusche variazioni di potenza prodotta o richiesta. **L'autoconsumo** effettuato, a proprio vantaggio, da un singolo utente o da una comunità **genera effetti positivi anche per il sistema**, in quanto riduce gli errori di previsione e tende a compensare localmente gli sbilanciamenti. Come conseguenza, **TERNA ha minori necessità di riserva e di servizi** di dispacciamento.

Come per la rete di distribuzione, un **incremento dell'autoconsumo riduce inoltre i transiti di energia sulla rete di trasmissione**, e di conseguenza le **perdite energetiche**. Una riduzione delle perdite comporta un minor costo a carico degli utenti finali. In particolare, **l'energia prodotta localmente e autoconsumata** istantaneamente non transita per la rete di trasmissione e quindi **non genera perdite** nella rete di alta tensione. Non è però corretto affermare che il consumo di prossimità annulla i costi di trasmissione. **La rete resta necessaria ai prosumer e alle comunità locali** come integrazione alla produzione e come riserva in caso di guasti, quindi **questa tipologia di utenti genera comunque costi di trasmissione** (ammortamenti della rete e oneri di manutenzione), sia pure (in prospettiva) ridotti. In una logica "cost reflective", **non sarebbe giustificata un'esenzione totale dagli oneri di rete** per chi fa autoconsumo, in particolare **non per la parte legata alla potenza di connessione**.

I costi generati dal consumatore sulle reti di trasmissione e distribuzione dipendono sia dalla potenza impegnata, sia dai flussi di energia scambiati. **È possibile definire un criterio razionale per suddividere gli oneri di rete fra la parte proporzionale alla potenza impegnata e quella legata ai flussi di energia**.

Fin qui, i principali vantaggi derivanti, a livello di sistema, da un incremento dell'autoconsumo dell'energia prodotta dalla generazione distribuita. È però doveroso **evidenziare anche un rischio** che

[2] Mercato dei Servizi di Dispacciamento

potrebbe nascere non dall'autoconsumo in sé, ma da un'eventuale regolazione che assicuri a tale "stile di consumo" eccessivi ed indebiti vantaggi. Un'esenzione generalizzata dai vari oneri, che **non tenga conto** ad esempio di qualche criterio di "virtuosità energetica" (come il requisito di **produzione esclusivamente da fonti rinnovabili e/o in cogenerazione ad alto rendimento**) rischia di innescare un **circolo vizioso**:

- una parte importante dei consumi rientra nel trattamento di esenzione dagli oneri;
- a parità di oneri di rete e di sistema complessivi, la ripartizione su un parte limitata dei consumi fa aumentare l'incidenza di tali oneri sulla parte di utenti che non opera in autoconsumo;
- il prezzo dell'energia per questi utenti aumenta e una parte di essi trova conveniente investire in generazione destinata all'autoconsumo;
- le risorse per gli investimenti di rete e la relative attività di gestione e manutenzione scarseggiano e il sistema rischia di risultare non più sostenibile.

Si vuole sottolineare che, anche in un sistema elettrico fortemente trasformato e de-carbonizzato, a parere di RSE **il ruolo delle reti pubbliche resta essenziale**. Uno studio effettuato da RSE sulla cosiddetta "grid defection", cioè sulla possibilità che alcuni utenti decidano il **distacco totale dalla rete elettrica**, ha mostrato che tale **opzione risulta ad oggi perdente in termini di costi**, ma soprattutto ha evidenziato che, anche a fronte di una sensibile riduzione dei costi della generazione distribuita e dei sistemi di accumulo, **l'affidabilità e continuità del servizio resterebbe comunque una barriera pressoché insuperabile** a svantaggio dell'utente autosufficiente.

Necessità di ricerca e innovazione

L'esame delle tecnologie attuali porta a concludere che **forme evolute di autoconsumo sono oggi tecnicamente fattibili**. Resta l'opportunità di favorire **la ricerca e l'innovazione** su alcuni temi quali:

- generazione da **rinnovabili a basso costo** e sempre più **prevedibile/programmabile, a basso impatto ambientale** anche locale;
- **accumulo di energia elettrica e termica** compatto, a più basso costo, con recupero/riutilizzo a fine vita di materiali e componenti;
- prodotti e sistemi più **efficienti nell'uso finale;**
- metodi di **previsione e gestione dei flussi di energia** e HW/SW di monitoraggio e comunicazione.

Le **modalità di dispiegamento sul campo** di tali tecnologie possono risultare economicamente convenienti, in funzione delle regole che verranno adottate e dell'effettivo potenziale delle fonti energetiche disponibili sul territorio, attraverso meccanismi come **Sistemi Distribuzione Chiusi,**

Condominio Elettrico, Energy Communities. Le regole debbono essere valutate attraverso apposite **analisi di impatto regolatorio**, mentre gli schemi di funzionamento e i modelli di business devono essere preventivamente **testati in sperimentazioni pilota**.

RSE resta a disposizione, oltre che per continuare le azioni di **studio e ricerca sulle singole tecnologie energetiche**, per fornire **supporto al legislatore e agli organi tecnici** in merito alle analisi "what if" sugli **scenari configurabili per le misure ipotizzate** sul sistema elettrico ed energetico.

ALTRI DOCUMENTI PERVENUTI

Nota: "*Commissione scientifica sul Decommissioning*"

La Commissione scientifica sul Decommissioning (CSD) si è costituita nel 2013 col compito di fornire informazione tecnico-scientifica sulle questioni connesse alla gestione delle scorie radioattive e di seguire l'azione delle Istituzioni preposte e del Governo sul tema.

Il primo problema è apparso il deficit di democrazia che ha caratterizzato tutta la vicenda del Decommissioning proprio nei passaggi fondamentali, con una costante mancanza di trasparenza e volontà di comunicazione con i cittadini coinvolti dalle scelte, con l'assenza di strumenti efficaci di controllo e con i tentativi di risolvere in maniera autoritaria la localizzazione del deposito nazionale. Per questo motivo, e seguendo i criteri di transdisciplinarietà propugnati dall'UNESCO nel Decennio per l'Educazione allo Sviluppo Sostenibile 2005 – 2014, ai lavori della CSD sono stati da subito chiamati a partecipare, oltre agli esperti del settore e scienziati di varie discipline, esponenti delle associazioni ambientaliste e dei comitati di cittadini motivati a far sentire il peso delle popolazioni interessate sulle decisioni da assumere.

Al di là delle storie personali dei suoi componenti e delle attività da loro svolte in merito, la CSD ha organizzato convegni, con ritmo annuale, e seminari che hanno affrontato i temi emergenti: dalla contaminazione radioattiva e gli aspetti sanitari, sia in generale che riguardanti la gestione delle scorie, a tutte le fasi relative alla chiusura del nucleare. Quest'ultima, se è un problema con questioni tuttora non risolte a livello internazionale, ha in Italia delle specificità che ne rappresentano anche le criticità. Infatti, quello italiano è stato un parco nucleare di dimensioni limitate, ma con caratteristiche molto variegate, ogni reattore essendo diverso dall'altro; ed essendo presenti impianti di ritrattamento del combustibile (sia uranio che torio, Eurex e Itrec). Smantellare quest'insieme d'impianti è quindi un'operazione complessa, soprattutto nel momento in cui vengono a mancare le competenze di base e la memoria storica.

A fronte di questa complessità, e di una spesa per le operazioni ottimisticamente prevista in 1,5 miliardi di euro, inaccettabili sono apparsi alla CSD, che li ha tempestivamente denunciati, i ritardi accumulati per l'inazione dei vari Governi che si sono succeduti, inazione sanzionata dal procedimento d'infrazione contestato l'anno scorso dalla Commissione UE al nostro Paese. Non certo migliore l'attività del "soggetto esecutore", la Sogin, che si è distinta nel continuo postergare i tempi di realizzazione delle opere previste dai suoi "piani industriali", in cui non molto più era presente se non, appunto, la programmazione dei ritardi.

Su tutti questi temi la CSD è intervenuta con le sue indicazioni e proposte in iniziative pubbliche, comunicati stampa, oltre che tramite il confronto, nei Convegni annuali, con i Parlamentari più interessati e impegnati in queste vicende. Il complesso dell'elaborazione di questi anni è stato alla base delle puntuali Osservazioni al Programma Nazionale e al Rapporto ambientale, che la CSD ha presentato l'anno scorso nell'ambito della VAS disposta dal Governo, e che sono state giorni fa comunicate anche a codesta Commissione.

Le Osservazioni, come tanto del materiale preparato dalla CSD, sono state stilate con l'insostituibile contributo dell'Ing. Roberto Mezzanotte, purtroppo deceduto ma che rimane un punto di riferimento per gli studiosi della sicurezza degli impianti nucleari.

La CSD è stata presieduta dal Prof. Giorgio Parisi fino a poche settimane fa, quando è stato nominato Presidente dell'Accademia dei Lincei e ha però garantito la sua presenza e il suo contributo ai lavori della CSD. Gli è succeduto il Prof. Massimo Scalia.

SALVARE IL PIANETA: ENERGIE RINNOVABILI, ECONOMIA CIRCOLARE, SOBRIETÀ - PARTE PRIMA

Vincenzo Balzani
Università di Bologna

A tre anni dalla pubblicazione dell'enciclica Laudato si', a due anni dall'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi (4 novembre 2016) e alla vigilia del vertice COP 24 che si terrà a Katowice in dicembre, la transizione energetica dai combustibili fossili alle energie rinnovabili fa forti progressi nonostante le turbolenze politiche ed economiche e gli ostacoli posti dalle compagnie petrolifere. Per salvare il pianeta, però, non basta la transizione energetica. Sono necessarie anche la transizione dall'economia lineare all'economia circolare e dal consumismo alla sobrietà.

1. Introduzione

Più di 100 anni fa Giacomo Ciamician, lo scienziato che ha dato nome al Dipartimento di Chimica dell'Università di Bologna, aveva capito che non si sarebbe potuto contare per lungo tempo sui combustibili fossili come sorgente di energia e che il destino dell'umanità sarebbe stato quello di fare uso dell'energia solare [1]. Dopo la sbornia energetica a base di carbone, petrolio e gas iniziata nella prima metà del secolo scorso, nel 1973 la crisi causata dalla guerra del Kippur fra Egitto e Israele ci fece capire bene, forse per la prima volta, la fondamentale importanza di poter disporre liberamente di energia. Sperimentando le "domeniche a piedi", ci rendemmo conto che i combustibili fossili, anche se ancora abbondanti, avevano il difetto di non essere disponibili sempre e dovunque. Naturalmente si sapeva già che i combustibili fossili erano causa di inquinamento e quindi dannosi per la salute, ma non era ancora emerso il problema più grave: le enormi quantità di anidride carbonica prodotte ed immesse nell'atmosfera causano il riscaldamento globale (effetto serra) che è responsabile del cambiamento climatico. Quando questo problema incominciò a preoccupare, nel 1988 fu istituito sotto l'egida dell'ONU il Gruppo Intergovernativo sul Cambiamento Climatico (*Intergovernmental Panel on Climate Change* - IPCC [2]) con lo scopo di capire meglio quanto stava accadendo.

Al primo rapporto IPCC del 1990 fecero seguito altri documenti e alcune conferenze internazionali nelle quali emerse più chiaramente la gravità del problema e, di conseguenza, la necessità di ridurre l'uso dei combustibili fossili e di sviluppare forme di energia alternative: l'energia nucleare, già disponibile da decenni, ma in fase di stallo, e/o le energie rinnovabili, il cui sviluppo stava iniziando fra lo scetticismo generale e i commenti ironici della lobby dei combustibili fossili e dei sostenitori della rinascita dell'energia nucleare. Il fotovoltaico, usato da decenni nei satelliti artificiali e in situazioni particolari come i rifugi in alta montagna, incominciava a comparire timidamente sui tetti di qualche abitazione.

Verso la fine del secolo scorso aumentò la consapevolezza dei danni causati dai combustibili fossili alla salute e all'ambiente e, mentre la rinascita del nucleare non riuscì a decollare a causa di insormontabili problemi economici oltre che tecnici (collocazione delle scorie, possibilità di disastrosi incidenti), le energia rinnovabili iniziarono a crescere in maniera esponenziale. Oggi è opinione generale che il nucleare convenzionale (fissione) non potrà

aumentare il suo contributo al mix energetico nei prossimi decenni [3, 4] e che la fusione nucleare, un processo molto complesso e tuttora di incerta realizzazione, non potrà fornirci energia prima del 2060 [5, 6]. Pertanto la transizione dai combustibili fossili alle energie rinnovabili si è andata sempre più affermando come l'unica realistica soluzione del problema energia-clima [7].

Nel 1992, al convegno di Rio de Janeiro, fu discussa la bozza di un accordo che prevedeva azioni specifiche per ridurre l'emissione di gas serra. Questo accordo fu successivamente modificato e approvato a Kyoto nel 1997 [8]. Con il Protocollo di Kyoto le Nazioni aderenti si impegnavano a diminuire entro il 2012 l'emissione di gas serra di una percentuale compresa fra il 5 e il 10% rispetto alle emissioni del 1990. Il Protocollo però è rimasto bloccato per lungo tempo a causa della mancata ratifica da parte di Stati Uniti, Australia e Russia e, anche quando è stato approvato, non ha avuto un grande impatto a causa della modesta entità delle riduzioni che prevedeva. Le conferenze dell'ONU sui cambiamenti climatici tenutesi a Bali nel 2007 e a Copenaghen nel 2009, nonostante grandi sforzi diplomatici, non hanno portato a sostanziali progressi. In un rapporto del 2014, IPCC ha ammonito che l'influenza delle attività umane sul cambiamento climatico è inequivocabile [9]: la Terra si riscalda, fondono i ghiacci, il livello del mare si alza, eventi meteorologici estremi sono sempre più frequenti. Nel dicembre 2015, dopo un lungo ciclo di negoziati formali ed informali, è stata convocata una Conferenza a Parigi (COP 21) [10], preceduta di alcuni mesi dall'importante enciclica *Laudato si'* di Papa Francesco nella quale il cambiamento climatico e problemi collegati erano affrontati con autorevolezza e preoccupazione [11]. Alla Conferenza di Parigi le delegazioni di tutte le Nazioni del mondo hanno unanimemente riconosciuto la responsabilità dei combustibili fossili riguardo il cambiamento climatico e hanno raggiunto un accordo di massima basato sui seguenti quattro punti [10]:

1) il cambiamento climatico rappresenta un rischio urgente e potenzialmente irreversibile per la società umana e per il pianeta;
2) è assolutamente necessario ridurre fortemente le emissioni di gas serra per limitare, al 2050, l'aumento della temperatura media globale a meno di 2 °C rispetto al livello pre-industriale e intensificare gli sforzi per mantenere l'aumento entro 1,5 °C;
3) nell'affrontare il problema del cambiamento climatico, i vari Paesi devono considerare, rispettare e promuovere tutti i diritti umani, in particolare il diritto alla salute, alle pari opportunità e all'equità intergenerazionale;
4) è urgente che le Nazioni sviluppate mettano a disposizione risorse finanziarie e tecnologiche per permettere ai Paesi in via di sviluppo di incominciare a ridurre le loro emissioni prima del 2020.

Per raggiungere questi obiettivi, i governi dei vari Paesi si sono impegnati ad attuare piani volontari sulla riduzione dei gas serra, con verifiche quinquennali degli impegni presi a partire dal 2023. L'accordo è stato firmato il 22 aprile del 2016 dai capi di Stato e di Governo di 197 Paesi ed è entrato in vigore il 4 novembre 2016. L'Accordo di Parigi ha indicato chiaramente la strada che ogni Paese deve percorrere: quella della transizione dall'uso dei combustibili fossili alle energie rinnovabili forniteci, direttamente o indirettamente, dall'energia solare, che è l'unica risorsa che il nostro pianeta riceve dall'esterno [7].

Al di là della poca concretezza degli impegni presi, l'Accordo di Parigi ha provocato un forte cambiamento culturale di cui oggi si incominciano a vedere i frutti, nonostante molte difficoltà: il ritiro degli USA deciso dal presidente Trump nell'agosto 2017, le turbolenze politiche in varie zone del mondo, gli ostacoli posti dai giganteschi interessi economici che sono in gioco e, non ultima, la grande complessità problema.

2. Il cambiamento climatico

Contrariamente a quanto si continua ad affermare [12], la scienza non è divisa in due fronti sul problema del cambiamento climatico. Gli scienziati che lo negano o che negano che sia generato dall'uso dei combustibili fossili sono una minoranza inferiore al 5% e, come dimostrato da diverse inchieste [13], parte di questa minoranza è sempre stata finanziata dalla lobby americana del carbone. Ancor oggi parte della stampa, anche in Italia, è influenzata per vari motivi dalle grandi compagnie petrolifere tanto che è praticamente impossibile pubblicare lettere di critica riguardo le strategie da esse adottate [14].

In questi ultimi anni ci stiamo accorgendo che non c'è settore economico e sociale che non sia colpito (se non addirittura sconvolto) dal cambiamento climatico [7, 15]: l'agricoltura, fortemente danneggiata dalla siccità e dagli eventi estremi; la sanità, che deve far fronte agli effetti diretti (canicola, inquinamento atmosferico) e indiretti (nuovi vettori di malattie) che mettono in pericolo la salute della popolazione; il territorio, degradato da disastri idrogeologici (frane, alluvioni); gli ecosistemi, devastati dai cambiamenti di temperatura; le inondazioni che colpiscono molte zone costiere; l'avanzata del deserto in certe zone dell'Africa e dell'Asia; le difficoltà di approvvigionamento idrico delle grandi città; fino al turismo, che in inverno spesso non può più contare sulla neve naturale e in estate è danneggiato dalla erosione delle spiagge. Il nostro Paese, collocato in mezzo al Mediterraneo, è una delle zone più critiche del pianeta in termini di impatto del riscaldamento globale.

Il cambiamento climatico non può essere fermato e tanto meno invertito, ma solo rallentato. I gas serra che abbiamo riversato nell'atmosfera, in particolare CO_2, sono stabili per decenni e continuando ad usare i combustibili fossili non facciamo altro che aggiungere altri gas serra a quelli che abbiamo già immesso finora. La quantità di CO_2 riversata nell'atmosfera ogni anno è aumentata dal 1950 fino al 2013, per stabilizzarsi nei tre anni successivi in seguito a una diminuzione delle emissioni in Cina e USA che hanno compensato l'aumento registratosi in altre Nazioni. Nel 2017 la quantità di CO_2 immessa nell'atmosfera è tornata ad aumentare (ca. 2%) a causa dell'aumento di consumi energetici nei Paesi emergenti. Data questa situazione, ovviamente, il livello di CO_2 misurato nell'osservatorio di Mauna Loa continua ad aumentare anno dopo anno e nel maggio 2018 ha raggiunto il valore di 411,2 ppm [16]. Nei prossimi anni si prevede, o almeno si spera, che la quantità di CO_2 generata raggiungerà un picco, per poi diminuire fino ad azzerarsi (Sezione 7.2, Parte Seconda), ma gli scienziati ci ricordano che il cambiamento climatico è più veloce delle nostre azioni per combatterlo [17].

Il riscaldamento globale continua ad aumentare da molti anni, anche se il 2017 è stato un anno leggermente meno caldo del precedente. Studi dettagliati hanno mostrato che la zona dell'Antartide è fra le più fragili. Dal 1992 al 2017 si sono sciolti circa 2 miliardi di tonnellate di ghiaccio, causando un aumento di circa 7 mm nel livello del mare [18]. In mancanza di misure per limitare il riscaldamento del pianeta, continuerà lo scioglimento irreversibile dei ghiacciai con una forte alterazione dell'albedo planetario e un ulteriore aumento nel livello del mare [19]. Proseguendo con questo ritmo, il livello del mare salirebbe di circa 65 cm nel 2100, con gravissime conseguenze in molte regioni del pianeta, ad esempio nelle zone del delta del Nilo, del Mekong, del Gange e di altri fiumi dove si coltiva circa la metà del riso prodotto al mondo. Anche la Valle Padana potrebbe essere in parte sommersa Fig. 1.

I rapporti di IPCC prevedono un aumento in frequenza ed intensità degli eventi estremi e incrementi della temperatura media per fine secolo ben superiori al valore di 2 °C, cioè all'obiettivo minimo degli accordi di Parigi. Dagli anni Sessanta, il numero di inondazioni è aumentato di 15 volte, i morti per siccità di 10 volte, i tifoni tropicali stanno aumentando di frequenza e anche di intensità [20] e una recente analisi globale sui vari tipi di rischio che l'umanità deve fronteggiare mostra che gli eventi collegati ai cambiamenti climatici sono fra quelli più temuti nei prossimi 10 anni [21].

Bisogna anche ricordare che l'uso dei combustibili fossili causa gravi danni alla salute: su scala mondiale, si registrano circa 3 milioni di morti premature all'anno, a cui si devono sommare

altre 3,8 milioni di persone che nei Paesi più poveri muoiono prematuramente a causa all'inquinamento domestico causato dalla combustione di biomasse [22].

Fig. 1 - Come schematizzato in questo disegno, in seguito allo scioglimento dei ghiacci e al conseguente aumento del livello dei mari la valle Padana potrebbe essere sommersa

3. Una transizione complessa

Oggi, tutti dovrebbero sapere che la transizione dai combustibili fossili alle energie rinnovabili è inevitabile se vogliamo custodire il pianeta e noi stessi che lo abitiamo. È una transizione che richiede tempo perché è estremamente complessa dal punto di vista tecnico, economico, politico e anche culturale. Nella sua forma concentrata offerta dai combustibili fossili, l'energia è stata ed è ancora la base del potere industriale, militare e politico. L'uso dei combustibili fossili ha contribuito al nascere e allo svilupparsi di disuguaglianze all'interno di ciascuna Nazione e fra le Nazioni, nonché all'instaurarsi di equilibri internazionali molto complessi, basati sulla potenza economica e militare, che neppure l'avvento dell'energia nucleare a metà del secolo scorso ha sostanzialmente modificato. Tali equilibri, per quanto consolidati, non potranno però resistere alla transizione dai combustibili fossili alle energie rinnovabili. Si tratta infatti di passare dall'uso di fonti energetiche concentrate, localizzate in pochi Paesi, pericolose, inquinanti, causa di controversie economiche e commerciali, esposti ad attentati e particolarmente adatte ad alimentare le guerre, a fonti energetiche diluite, diffuse su tutta la Terra, non pericolose, non inquinanti, che non possono essere usate per la guerra e neppure essere oggetto di attentati. Infine, ma non ultimo elemento come importanza, bisogna ricordare che mentre più di un miliardo di persone non dispone oggi di elettricità, nei Paesi sviluppati l'abbondanza di energia ha forgiato la società consumistica dello spreco e dell'usa e getta, che non sarà facile modificare.

La transizione energetica, quindi, ancor più che un complesso problema tecnico, implica una vera rivoluzione culturale [11] in quanto riguarda il modo di vivere e di affrontare il futuro, interessa tutti i livelli organizzativi della società e ha profondi effetti economici e politici. La transizione che stiamo affrontando è quindi una grande sfida che può portarci a vivere in un mondo più giusto, più equo e più pacifico.

4. La rivoluzione energetica

La transizione comporta grandi cambiamenti nel modo di produrre, trasportare ed utilizzare l'energia. Le forme di energia che usiamo ogni giorno (energie di uso finale) sono calore, elettricità e energia meccanica (trasporti). Attualmente come energia primaria usiamo essenzialmente i combustibili fossili, con i quali generiamo calore (assieme a CO_2 e inquinamento, con le conseguenze già discusse) che si può usare direttamente, ad esempio per il riscaldamento degli edifici, oppure si può convertire, con bassa efficienza, in energia meccanica o energia elettrica (Fig. 2). Le energie primarie rinnovabili del Sole, del vento e dell'acqua, con le quali dobbiamo sostituire i combustibili fossili, non solo non producono CO_2 e inquinamento, ma hanno un'importante caratteristica: generano energia elettrica e non calore. L'energia elettrica è la forma di energia più pregiata perché può essere usata come tale, oppure può essere convertita con alta efficienza in calore e in energia meccanica (se necessario, anche in combustibili). Quindi, l'economia basata sulle fonti rinnovabili ha un'efficienza energetica molto maggiore dell'economia basata sui combustibili fossili (Fig. 2).

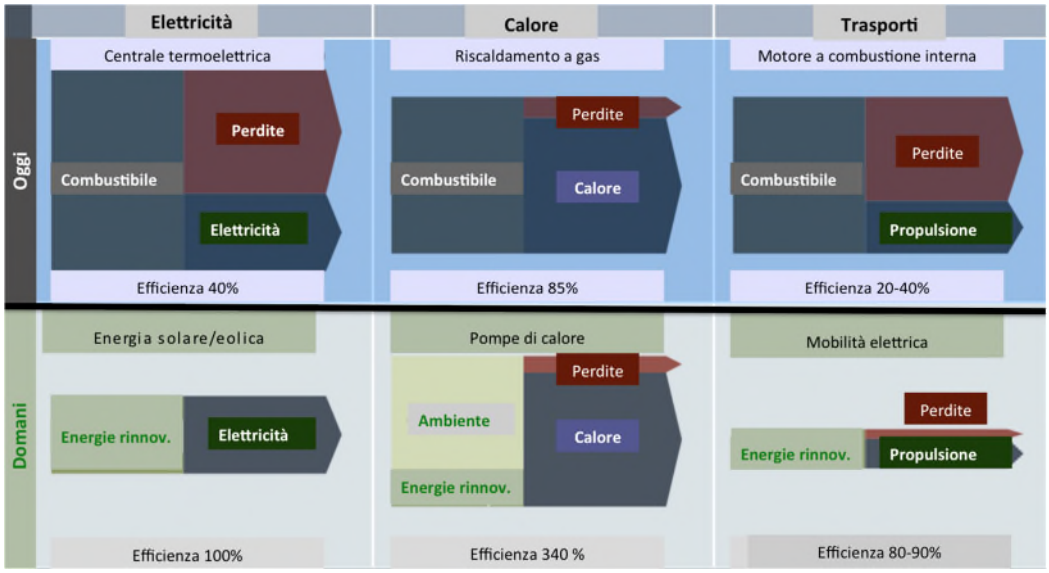


Fig. 2 - Conversione dell'energia primaria in energia di uso finale. Le energie rinnovabili hanno sempre maggiore efficienza dei combustibili

Le energie rinnovabili hanno anche altri vantaggi rispetto a quelle fossili. I combustibili fossili sono presenti allo stato grezzo, sotto la crosta terrestre e solo in certe regioni del mondo. Quindi vanno estratti scavando miniere o pozzi, poi devono essere raffinati e infine trasportati nei luoghi d'uso. Tutte queste operazioni sono pericolose e spesso oggetto di incidenti, da quello della Deepwater Horizon costato alla BP 61,6 miliardi di dollari, a quello molto più piccolo, ma pure significativo, del 6 agosto in autostrada a Bologna [23]. L'energia primaria per produrre elettricità con fotovoltaico, eolico e idroelettrico piove dal cielo, non va trasportata né raffinata, dobbiamo solo raccoglierla. La sua conversione in elettricità non presenta pericoli (a parte l'idroelettrico). L'elettricità generata può essere trasmessa e distribuita tramite fili, senza eccessivi problemi. Le energie rinnovabili, però, rispetto ai combustibili fossili hanno lo svantaggio di essere intermittenti, difetto che si ripercuote sull'energia di uso finale che esse generano, l'elettricità. Per ovviare a questo inconveniente bisogna ricorrere a sistemi di accumulo per l'energia elettrica, di cui si parlerà più avanti (Sezione 8.2.2, Parte Seconda).

5. I combustibili fossili

5.1 Produzione e consumo

Nel 2017 il consumo di energia primaria, in aumento del 2,2% rispetto al 2016, è stato di 13.511 Mtep (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio), ripartito fra le varie fonti come segue: petrolio 34,2%, carbone 27,6%, gas 23,3%, rinnovabili 10,4%, nucleare 4,4% [24]. I Paesi che consumano più energia sono: Cina 23,2%, Stati Uniti 16,5%, India 5,6%, Russia 5,2%, Giappone 3,4%, Canada 2,6%, Germania 2,5%. I rispettivi consumi pro capite (in tep) ci danno un esempio delle grandi disuguaglianze che caratterizzano il nostro mondo: Cina 2,2, Stati Uniti 7, India 0,5, Russia 4,7, Giappone 3,5, Canada 9,2, Germania 3,9.
I primi tre Paesi produttori di petrolio sono Stati Uniti (571 Mtep; 13%), Arabia Saudita (561 Mtep; 12,8%) e Russia (Mtep 554; 12,6%). L'Italia produce 4,1 Mtep (0,1%) e consuma 60,6 Mtep. I primi tre consumatori di petrolio sono Stati Uniti (913 Mtep; 19,8%), Cina (608 Mtep; 13,2%) e India (221 Mtep; 4,8%). Gli Stati Uniti, pur essendo il primo Paese produttore di petrolio, per coprire il proprio fabbisogno importano una fetta consistente del resto della produzione mondiale.
Per quanto riguarda il gas naturale, il cui componente principale è il metano, i primi tre Paesi produttori (miliardi di metri cubi, Gm^3) sono: Stati Uniti (767 Gm^3; 20%), Russia(636 Gm^3; 17%) e Iran (224 Gm^3; 6%). L'Italia produce 5,3 Gm^3, (0,1%) e consuma 72,1 Gm^3. I primi tre consumatori di gas sono Stati Uniti (739 Gm^3; 19,8%), Russia (424 Gm^3; 11,6%) e Cina (240 Gm^3; 6,6%). Il gas naturale spesso è associato al petrolio e a volte viene bruciato all'uscita dei pozzi (Fig. 3).

Fig. 3 - Il gas che esce dai pozzi di petrolio, dalle raffinerie e dagli impianti chimici è spesso considerato un rifiuto che viene bruciato senza produzione di energia (gas flaring)

Per il carbone, i primi tre Paesi produttori sono Cina (1.747 Mtep; 46%), Stati Uniti (371 Mtep, 9,9%) e India (294 Mtep; 7,8%). I primi tre consumatori sono Cina (1.892 Mtep; 50,7%), India (424 Mtep; 11,4%), Cina) e Stati Uniti (332 Mtep; 8,9%).
Gli Stati Uniti (325 milioni di abitanti) sono sempre fra i primi nelle classifiche, sia come produttori che come consumatori di combustibili fossili; la Cina (1.400 milioni di abitanti) consuma molto più petrolio e gas di quello che produce e consuma tutto il carbone che produce; l'India (1.350 milioni di abitanti) consuma molto petrolio che non ha e più carbone di quello che produce. L'Arabia Saudita, come tutti sanno, esporta petrolio e la Russia sia petrolio che gas. Un'analisi più dettagliata mostra che il Giappone non compare mai fra i primi dieci

produttori e sempre fra i primi dieci consumatori e che i Paesi occidentali, tranne Canada e Norvegia, consumano molto più di quello che producono [24].
Con riferimento all'effetto serra, ricordiamo che, a parità di energia prodotta, la benzina (derivato del petrolio) genera il 42% in meno di CO_2 rispetto al carbone; il metano, costituente principale del gas naturale, genera il 66% in meno di CO_2 rispetto al carbone e il 24% in meno rispetto alla benzina.
I prezzi di carbone, petrolio e gas sono collegati poiché per alcune applicazioni, ad esempio la produzione di energia elettrica, il loro uso è intercambiabile. Il combustibile più pregiato è il petrolio, il cui prezzo è molto influenzato da fattori politici (crisi in Venezuela, problemi in Libia e Iran) e il cui costo di produzione varia moltissimo nei vari Paesi per una complessa combinazione di fattori geografici e geologici. La produzione a basso costo (inferiore a circa 40 dollari al barile) è tutta concentrata nei Paesi del Medio Oriente. Il petrolio russo è molto più costoso, così come quello statunitense e ancor più quello canadese ottenuto dalle sabbie bituminose.
Un caso particolare è quello di petrolio e gas intrappolati in rocce argillose (scisti) estratti negli USA con il metodo *fracking* [7], proibito in altre Nazioni, fra le quali la Francia. Si tratta di una tecnica di trivellazione orizzontale che richiede l'uso di cariche esplosive seguite dalla iniezione di miscele di acqua, sabbia e composti chimici. L'acqua che risale in superficie è classificata come "rifiuto speciale"; per liberarsene, viene iniettata altrove causando a volte problemi sismici. Il *fracking* è una tecnica con forte impatto ambientale, applicabile solo in zone di bassa densità abitativa (più di un milione di pozzi già trivellati negli USA!). La produzione di questo petrolio è aumentata moltissimo negli ultimi anni [24], tanto che gli Stati Uniti sono oggi il Paese che ha la più alta produzione di petrolio e di gas. Non tutti sanno, però, che l'aumento è stato ottenuto costruendo una montagna di debiti. I bacini di petrolio e gas di scisto, infatti, si esauriscono rapidamente (fino al 60% in un anno) per cui bisogna procedere continuamente con altre trivellazioni che richiedono nuovi investimenti. Poiché il rapporto fra energia ottenuta e energia impiegata per produrla (EROI)[1] è molto basso, nessuna delle 33 imprese impegnate nelle perforazioni ha avuto un bilancio in attivo dal 2012 al 2017. In un commento sulla insostenibilità economica di questa attività un esperto è giunto a dire: "L'industria del petrolio di scisto negli Stati Uniti è una truffa, un esempio di industria che per rimanere in vita cannibalizza se stessa e gli investitori" [25].
Il gas naturale americano viene esportato allo stato liquido (LNG, *Liquified Natural Gas*) mediante navi metaniere e deve essere riconvertito in gas nei porti di arrivo. Il presidente Trump confida che l'Europa costruirà molti impianti di rigassificazione per importare gas americano, ma non sembra una cosa probabile perché l'Europa sta utilizzando solo il 25% del gas che già potrebbe importare, tramite metanodotti e a prezzi più bassi, da Russia e Norvegia.

5.2 Le riserve

Le riserve [24] di petrolio accertate ammontano a 239 miliardi di tonnellate, il 48% è nel Medio Oriente. Al ritmo attuale saranno sufficienti per 50 anni. Le riserve di gas sono 193 mila miliardi di metri cubi, sufficienti per 52 anni ed equivalenti a circa 165 miliardi di tonnellate di petrolio. Le riserve di carbone ammontano a più di 1 milione di milioni di tonnellate, sufficienti per 134 anni. C'è quindi grande abbondanza di combustibili fossili e se ne stanno cercando ancora. Ma è stato calcolato che per avere almeno il 50% di probabilità che l'aumento della temperatura del pianeta nel 2100 non superi i 2° C, limite superiore stabilito dall'Accordo di Parigi, le emissioni totali di CO_2 dal 2011 al 2050 non devono superare 1.100 Gt (vedi anche Sezione 7.2, Parte Seconda). Questo equivale a dire che devono rimanere sotto terra, inutilizzate

[1] *Energy Return Over Investment* (EROI) è il rapporto fra l'energia ottenuta e quella usata [42].

(*stranded*), il 30% delle riserve di petrolio, metà di quelle di gas e l'80% di quelle di carbone [26, 27].
Ogni compagnia petrolifera ha sue riserve, misurate in anni rispetto alla sua produzione corrente. Per le dieci più importanti compagnie, queste riserve vanno da 21 anni per la russa Rosneft, a 9 anni per Shell. Le compagnie dovrebbero essere consapevoli che, in base ai dati sopra riportati e gli impegni presi a Parigi da tutti i governi, non ha senso continuare a cercare combustibili fossili.

5.3 Le scelte

Le industrie dei combustibili fossili, in realtà, si trovano in una situazione difficile: da un lato, non possono non riconoscere che la transizione dai combustibili fossili alle energie rinnovabili è ineluttabile; dall'altro, ritengono, o almeno sperano, che le fonti fossili saranno utilizzate ancora per decenni. Si trovano, quindi, davanti ad un bivio. Se vogliono mantenere posizioni di leadership nel settore energetico, devono sviluppare attività nel campo delle energie rinnovabili con una corrispondente diminuzione degli investimenti nei combustibili fossili. Alcune compagnie europee stanno mettendo in atto questa strategia. La norvegese Statoil, ad esempio, ha eliminato dal nome l'ingombrante "oil" che la caratterizzava; con il nuovo nome, Equinor, ha iniziato a sviluppare piattaforme per impianti eolici [28], senza però rinunciare a estrarre quantità crescenti di gas naturale. La spagnola Repsol ha annunciato il 15 maggio 2018 che cesserà di cercare petrolio e gas e si impegnerà totalmente per la lotta al cambiamento climatico [29]. Anche Dong (Danish Oil and Natural Gas) ha cambiato nome: Orsted, e si occuperà principalmente di energia eolica [30].
Le compagnie petrolifere più importanti, però, sono molto riluttanti ad abbandonare i combustibili fossili. Iniziare attività nel campo delle energie rinnovabili comporta un grande salto culturale, complicato da compiere in un ambiente che ha sempre avuto gli occhi rivolti al passato. Inoltre è difficile, anche psicologicamente, che imprese economiche molto floride (almeno in apparenza) accettino di investire nello sviluppo di innovazioni dalle quali, poi, saranno distrutte.
Le compagnie petrolifere maggiori non solo sperano che l'accordo di Parigi non venga rispettato, ma operano in questo senso. Confidano in un elevato uso di combustibili fossili anche nei prossimi decenni, pur nella consapevolezza dei rischi climatici e con timide aperture alle rinnovabili [31].
Per non inimicarsi l'opinione pubblica queste compagnie devono però far vedere che combattono i cambiamenti climatici e per dimostrarlo pubblicizzano con grande enfasi il loro scarso impegno nelle le energie rinnovabili, che spesso si riduce a operazioni di facciata (*greenwashing*). Shell, ad esempio, ha annunciato la sua intenzione di investire 2 dei 30 miliardi di dollari del suo bilancio in una nuova divisione energetica e sta promettendo ai suoi clienti energia più "pulita" [32]; si interessa anche a stazioni di rifornimento per auto elettriche, in competizione con BP che, a sua volta, ha promesso di investire nelle rinnovabili 0,5 dei 15 miliardi di dollari del suo bilancio. Il capo dell'esecutivo di Shell in un'intervista al *Financial Times* del 5 luglio 2018 ha definito superfluo stabilire obiettivi riguardo la diminuzione delle emissioni di CO_2 e ha aggiunto che la società deve semplicemente fidarsi di lui. Dietro l'arroganza dei loro dirigenti, nelle grandi compagnie c'è in realtà la consapevolezza dei rischi che stanno correndo le loro attività (si veda, ad es. [33]): l'insorgere di conflitti militari o economici, la concorrenza delle energie rinnovabili, i problemi legali che possono sorgere nei Paesi nei quali operano, il possibile intensificarsi di eventi metereologici estremi che potrebbero danneggiare gli impianti e, soprattutto, la possibilità di trovarsi con riserve inutilizzabili (*stranded assets*). Per ora la maggior parte dei disinvestimenti dalle compagnie dei combustibili fossili avviene per ragioni etiche e non economiche, ma gli investitori mostrano

segni di nervosismo e, come la storia insegna, la caduta di fiducia degli investitori spesso è improvvisa (Sezione 8.4, Parte Seconda).

5.4 Il gas naturale

Non avendo interesse nel carbone, le compagnie petrolifere sono tutte d'accordo riguardo la progressiva sostituzione delle centrali termoelettriche a carbone con centrali a gas (che è principalmente metano), vedendo in questa trasformazione non solo un modo di ridurre le preoccupazioni dell'opinione pubblica, ma anche un interesse economico. Le compagnie petrolifere hanno inoltre capito che l'uso del gasolio per i trasporti non sarà difendibile a lungo dopo il *diesel gate* e i problemi causati dall'inquinamento atmosferico; quindi, spingono per l'uso del gas anche in questo settore. Ufficialmente sostengono che è necessario usare il gas come energia ponte verso le rinnovabili, ma in realtà, come è emerso alla World Gas Conference (Washington, 29 giugno 2018), pensano al gas come il combustibile del futuro.

Per quanto riguarda il clima, è vero che a parità di energia prodotta la quantità di CO_2 generata dal metano è inferiore di circa il 66% rispetto al carbone, ma anche sostituendo tutte le centrali elettriche a carbone con centrali a gas non si otterrebbe la diminuzione di emissioni di CO_2 che è necessario realizzare se si vuole raggiungere l'obiettivo di Parigi, cioè limitare l'aumento di temperatura a meno di 2 °C [34]. Ma c'è un altro, più grave problema. Il metano è un gas serra 72 volte più potente di CO_2 quando l'effetto è misurato su 20 anni (25 volte più potente quando misurato su 100 anni). Poiché nella lunga filiera del metano si stima ci siano perdite di almeno il 3% rispetto alla quantità di gas usato, è chiaro che passando al metano non si combatte affatto il cambiamento climatico [35]. La necessità di monitorare le fughe di metano è un problema finora trascurato, ma importante e urgente perché questo gas ha raggiunto nell'atmosfera una concentrazione di quasi 2 parti per milione.

Per la stessa ragione, la sostituzione del gasolio con il metano nel settore dei trasporti, che è una delle ultime carte in mano alle compagnie dei combustibili fossili, non è affatto vantaggiosa per il cambiamento climatico. Non lo è neppure per la salute dell'uomo: il particolato prodotto dalla combustione del metano è, come massa, inferiore a quello prodotto dal gasolio, ma i motori alimentati con metano producono particelle in numero superiore e più piccole, quindi, potenzialmente più pericolose per la salute [36].

5.5 Eni e Enel

Nel periodo 2008-2015 le compagnie petrolifere europee hanno scoperto in media riserve pari a 0,3 volte la propria produzione; Eni ne ha scoperte pari a 2,4 volte e ha in progetto di scoprire altri 2 miliardi di barili di combustibili fossili perforando 115 pozzi in 25 Paesi, compreso il mare Mediterraneo, l'Adriatico e la zona dell'Artico [37]. Molto recentemente ha ottenuto dalle autorità egiziane una nuova concessione di 739 km^2 alla foce del Nilo. Poiché Eni è un'azienda sotto il controllo dello Stato, questa politica espansiva è in evidente contraddizione con l'Accordo di Parigi firmato dal nostro Governo. Si tratta anche di una politica rischiosa dal punto di vista economico, perché se l'Accordo di Parigi sarà osservato Eni si ritroverà con riserve inutilizzabili (*stranded assets*) e quindi con perdite economiche che si riverseranno sui contribuenti. Nel campo dei trasporti, oltre che sul metano Eni fa molto affidamento sui biocombustibili, in netta contraddizione con la realtà dei fatti. In effetti, quello che gli esperti prevedono non è una sostituzione significativa dei combustibili fossili con biocombustibili, ma una rapida, dirompente diffusione delle auto elettriche come sarà discusso nella Sezione 8.2.4, Parte Seconda. Anche Eni sa che è conveniente mostrare, perlomeno, interesse alle energie alternative. Ha annunciato quindi che installerà 1 GW di energie alternative entro il 2021, di cui 220 MW di fotovoltaico su aree industriali dismesse, e ha investito 50 milioni di euro in *Commonwealth Fusion System*, un'azienda privata americana impegnata nello sviluppo della fusione nucleare. Mentre numerosi esperti giudicano

inaffidabile questo progetto, l'AD di Eni è molto ottimista: "Eni compie un notevole passo avanti verso lo sviluppo di fonti energetiche con un sempre minor impatto ambientale. La fusione è la vera fonte energetica del futuro, un traguardo che noi di Eni siamo sempre più determinati a raggiungere in tempi brevi" [37]. Come vedremo nella Sezione 7.2, Parte Seconda, nessuno degli scenari prevede che la fusione nucleare possa contribuire a risolvere il problema del cambiamento climatico. Sarebbe bene che Eni abbandonasse gradualmente la sua attività nei fossili e usasse i soldi dei contribuenti per sviluppare le vere energie rinnovabili, quelle del Sole, del vento e dell'acqua. Meglio ancora se, come recentemente suggerito [38], lo Stato vendesse la sua quota di Eni (oltre 16 miliardi) per creare una società completamente pubblica che investa in rinnovabili, tecnologie "verdi" e risparmio energetico.
Da quando ha abbandonato l'avventura nucleare in cui voleva trascinare il Paese, Enel ha scelto di guardare al futuro: energie rinnovabili, mobilità elettrica, efficienza e digitalizzazione [39]. Enel Green Power è oggi la principale azienda a livello mondiale per le energie rinnovabili. Entro il 2020 Enel conta di ridurre la capacità dei suoi impianti termici da 46,6 GW a 39,6 GW e per il 2025 dovrebbe centrare l'obiettivo dell'uscita dal carbone. Nel contempo, entro il 2020 aumenterà la capacità installata di rinnovabili dagli attuali 48 GW a 55,8 GW. Per proseguire sulla strada della decarbonizzazione, il piano strategico Enel 2018-2020 prevede 8,3 miliardi di euro di investimenti per la crescita delle rinnovabili, un terzo dei 25 miliardi complessivi. Enel è anche all'avanguardia nelle reti di distribuzione digitalizzate e collabora a progetti estremamente innovativi come il *vehicle-to-grid* (V2G), che consente di impiegare le auto elettriche - quando non utilizzate - per bilanciare la rete elettrica. Come dice un proverbio cinese, quando soffia il vento dell'innovazione alcuni erigono muri, altri lo sfruttano.

6. Le energie rinnovabili

6.1 Antiche, recenti, future

Alcune energie rinnovabili, come l'energia ottenuta bruciando le biomasse, l'energia idroelettrica, l'energia geotermica e l'energia eolica [5, 7], sono conosciute e più o meno usate da molto tempo. Altre, come l'energia fotovoltaica, sono conquiste recenti della tecnologia e stanno facendo forti progressi anno dopo anno. Altre ancora, come l'energia delle correnti marine o delle onde del mare, sono da poco tempo oggetto di studi e ricerche.
La transizione energetica, se vogliamo salvare il pianeta, dovrà essere completata in qualche decina di anni. Quindi bisogna puntare soprattutto su energie rinnovabili collaudate, in fase di rapido sviluppo, con basso impatto ambientale, basate su strutture riciclabili, poco costose e di uso più generale. Per indicarle, nella letteratura scientifica si usa comunemente l'acronimo WWS: *water, wind, sun* [40].
Le energie rinnovabili hanno oggi una potenza pari a 2.195 GW e forniscono circa il 10% dell'energia primaria [24] e il 26,5% dell'energia elettrica [41]. Per raggiungere l'obiettivo dell'accordo di Parigi (<2 °C di innalzamento della temperatura nel 2050) dovranno svilupparsi fino a generare il 100% dell'energia elettrica entro il 2035-2040 e il 100% dell'energia primaria entro il 2050 (Sezione 7.2, Parte Seconda)

6.2 Energia dall'acqua

L'energia idroelettrica oggi è la più sviluppata delle energie rinnovabili: fornisce il 6,7% dell'energia primaria e il 16,4% dell'energia elettrica. La potenza accumulata ammonta a 1.114 GW, in aumento dell'1,8% rispetto al 2016 [41].
Nel 2017 il *Levelised Cost of Electricity* (LCOE)[2] per nuovi impianti idroelettrici era di circa 50 dollari per MWh [42]. I classici impianti idroelettrici utilizzano salti di grandi quantità d'acqua

[2]*Levelised Cost of Electricity* (LCOE) è il costo della elettricità generata, comprendente tutte le voci di spesa, dall'ammortizzazione del capitale finanziario iniziale a tutti i costi operativi [42].

trattenuta a un livello alto da dighe; recentemente, tuttavia, vengono realizzati anche piccoli impianti che sfruttano la corrente dei fiumi (mini idroelettrico), eliminando la necessità di costruire grandi opere. A livello mondiale ci sono almeno 800.000 dighe, 45.000 delle quali sono alte più di 15 metri. La diga più alta, 335 m, si trova sul fiume Vakhsh in Tajikistan, mentre l'impianto di maggiore potenza è quello della Diga delle Tre Gole (*Three Gorges Dam*) in Cina dove una diga alta 185 metri trattiene l'acqua in un bacino di 108.400 ettari; ha una potenza di 22,5 GW e un potenziale di produzione annuo di 104 TWh [7]. Le Nazioni con maggiore capacità idroelettrica sono Cina, Brasile, Stati Uniti e Canada. Brasile e Canada coprono con l'idroelettrico rispettivamente l'80% e il 61% dei consumi elettrici. In Italia la potenza idroelettrica installata è pari a 22 GW, circa il 20% della produzione elettrica nazionale complessiva.
Le centrali idroelettriche generano elettricità a basso costo e in modo molto flessibile: si stima che producano una quantità di energia fino a 200 volte superiore a quella necessaria per costruirle (EROI circa 200) [41]. Un grande vantaggio dell'idroelettrico sta nel fatto che gli impianti, se opportunamente progettati, possono essere utilizzati anche come centrali di pompaggio: nelle ore di bassa richiesta di energia l'acqua viene pompata da un serbatoio che si trova in basso a uno collocato in alto, che viene quindi riempito in modo da essere pronto per un nuovo impiego. Impianti di questi tipo consentono di equilibrare domanda e offerta delle energie rinnovabili intermittenti (eolico e fotovoltaico). I bacini idroelettrici possono essere utili anche per l'irrigazione e per il controllo delle inondazioni, ma presentano due notevoli controindicazioni: occupano enormi estensioni di territorio e possono avere conseguenze negative dal punto di vista ecologico.
Gli impianti con grandi dighe continueranno a svilupparsi nei Paesi in cui sono presenti condizioni orografiche favorevoli non ancora sfruttate (Asia, America del Sud, Africa). Si prevede anche una diffusione sempre più ampia di impianti di piccole dimensioni, meno invasivi per l'ambiente, così che nel giro di uno o due decenni la potenza idroelettrica totale installata potrebbe raddoppiare.

6.3 Energia dal vento

Gli impianti eolici possono essere installati sulla terra (*onshore*) oppure, con costi più alti, in mare (*offshore*). La potenza eolica installata a fine 2017 ha raggiunto i 539 GW, con un aumento del 9,6% rispetto all'anno precedente (Fig. 4) [41].

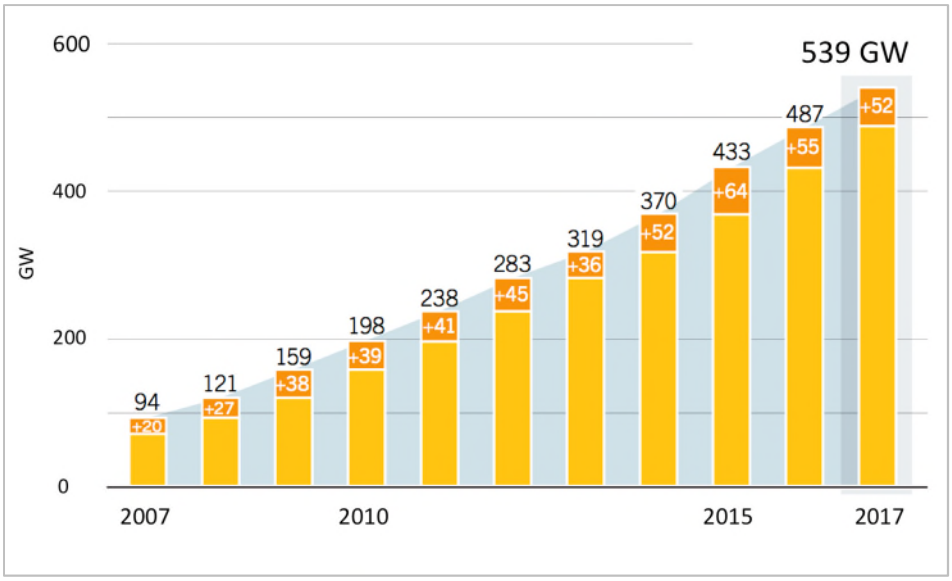


Fig. 4 - Lo sviluppo della energia eolica, 2007-2017
(per la figura originale, si veda [41])

Anche per l'eolico, come per tutte le energie intermittenti, la capacità effettiva (*capacity factor*)[3] [42] è minore della capacità installata (o nominale). Per le turbine più recenti la capacità annuale effettiva è superiore al 40%. A livello globale per la capacità effettiva si può assumere un valore medio di circa il 35%. I 539 GW dell'eolico 2017 hanno quindi generato una quantità di energia paragonabile a circa 180 reattori nucleari da 1.000 MW. *LCOE* per impianti *onshore* nel 2017 è stato in media 60 dollari per MWh, mentre per quelli *offshore* è sceso a 100 dollari per MWh e quindi anche questi impianti sono competitivi con le centrali termoelettriche [42].

L'energia eolica oggi è utilizzata in più di 90 Paesi, in 30 dei quali la capacità installata supera 1 GW. Nel 2017 la Cina con 19,7 GW installati era al primo posto come capacità aggiunta, anche se c'è stato un rallentamento rispetto all'anno precedente per inadeguatezza della rete. Seguono Stati Uniti (7 GW), Germania (6,1 GW) e India (4,1 GW) [43]. L'Italia si colloca al decimo posto, con un amento di 0,3 GW. Alla fine del 2017, l'Europa con 153 GW *onshore* e 15,8 GW *offshore* ha coperto con l'eolico il 12% del fabbisogno elettrico; la Danimarca il 43%, la Germania quasi il 19% e l'Italia circa il 10%. Continuano ad espandersi anche le turbine a piccola scala (<100 kW) usate per varie applicazioni come pompaggio di acqua, desalinizzazione, telecomunicazioni e sostituzione di motori diesel in località isolate. Alla fine del 2016 gli impianti di questo tipo erano circa un milione.

Nei primi anni Ottanta una pala eolica tipica aveva altezza del mozzo di 20 metri, turbine di 15 metri di diametro, potenza elettrica di 50 kW e fattore capacità di circa 20%. Nel 2016 il diametro delle pale per gli impianti offshore è salito a 200 metri, la potenza a 8,8 MW e la capacità ha superato il 40% [42]. Una sola rotazione dell'elica fornisce l'energia necessaria ad una abitazione per un giorno. Per i più recenti sviluppi, si veda la Sezione 8.2.2, Parte Seconda.

Nell'ultimo ventennio, a fronte di un aumento di oltre 100 volte della potenza delle turbine, si è avuto un calo del 90% dei costi di produzione elettrica. Ogni volta che la capacità globale installata raddoppia, i costi di investimento diminuiscono del 9% e il costo dell'elettricità prodotta diminuisce del 15%, cosicché il prezzo dell'energia eolica è oggi competitivo con quello degli impianti termoelettrici, anche senza conteggiare i benefici economici legati ai danni evitati alla salute pubblica e all'ambiente. In molti Paesi l'eolico, sia *onshore* che *offshore*, si sviluppa anche senza incentivi. Molto estesa è la pratica del *repowering*, cioè la sostituzione nei campi eolici di turbine piccole e poco efficienti con un minor numero di turbine più grandi, più alte, meno rumorose e più efficienti perché controllate da software migliori. Un notevole progresso nell'*offshore* è lo sviluppo di impianti flottanti, non più condizionati dalla profondità del mare e potenzialmente interessanti anche per la conversione di piattaforme petrolifere. Gli impianti eolici restituiscono in pochi mesi l'energia investita per costruirla (EROI>20) [42], primeggiando fra tutte le tecnologie elettriche anche in termini di ritorno economico. Gli impianti eolici comportano un uso ridotto del territorio perché l'agricoltura continua normalmente nei terreni su cui vengono installati. Le turbine eoliche non hanno bisogno di acqua per il raffreddamento, quindi non scaricano inquinamento termico nell'ambiente. Una fattoria eolica richiede una manutenzione minima e in fase di dismissione i materiali utilizzati possono essere riciclati quasi integralmente. Oltre all'intermittenza, fra i difetti dell'eolico vengono spesso citati l'impatto sul paesaggio (che molte vote viene abbellito!) e la rumorosità degli impianti, problema risolto perché le turbine eoliche più recenti sono addirittura meno rumorose dello stesso sibilare del vento.

[3]*Capacity factor:* per *capacity factor* (capacità effettiva) di un impianto che genera energia si intende il rapporto fra l'energia generata in un certo periodo di tempo e l'energia che avrebbe generato se avesse potuto operare con continuità nello stesso periodo di tempo con la sua capacità massima [42].

6.4 Energia dal Sole

6.4.1 Solare termico

La conversione dell'energia solare in calore a bassa temperatura si può ottenere mediante collettori solari, detti anche pannelli solari termici. Si tratta di una tecnologia semplice, affidabile e poco costosa [7, 42]. In alcune Nazioni le nuove abitazioni indipendenti hanno per legge l'obbligo di installazione dei collettori solari. Il solare termico è una tecnologia che non consuma suolo, non presenta pericoli di alcun tipo e non crea danni ambientali. I materiali utilizzati sono tutti riciclabili.

I collettori sono di vario tipo e si possono mettere sui tetti o sulle facciate degli edifici. I più semplici contengono tubi di rame dove un liquido riscaldato dalla luce solare è utilizzato per scambiare calore con una riserva d'acqua. Un collettore di circa 3 m^2 è sufficiente, alle nostre latitudini, per fornire da aprile ad ottobre acqua calda a uso domestico per una famiglia media. Un collettore solare ha una durata di almeno 30 anni, richiede soltanto piccole manutenzioni e in due anni produce una quantità di energia pari a quella che è stata necessaria per fabbricarlo. Si vanno rapidamente diffondendo anche collettori sotto vuoto di varie dimensioni e collettori a concentrazione, sia per usi industriali che per ottenere aria condizionata e raffreddamento.

La capacità termica nel 2017 (dato preliminare) era di 472 GW_{th}, con un aumento del 3,3% rispetto all'anno precedente [41]. I primi quattro Paesi riguardo l'aumento di capacità nel 2017 sono stati la Cina (26,1 GW_{th}; 37,26 milioni di m^2 di collettori), dove il governo cerca di eliminare i boiler a carbone, la Turchia, l'India e il Brasile. La Cina è anche di gran lunga il Paese che ha la maggior capacità globale installata (71,2%); gli 11 Paesi che la seguono in classifica totalizzano collettivamente 18,4%. Oltre agli impianti per singole abitazioni, si vanno estendendo anche grandi impianti di teleriscaldamento per luoghi pubblici, condomini e interi quartieri (*district heating technologies*) [41]. Il solare termico si va affermando come la tecnologia più conveniente dal punto di vista economico per decarbonizzare il settore del riscaldamento, particolarmente nelle città europee. Alla fine del 2017 erano in funzione 296 impianti di larga scala, ciascuno con capacità maggiore di 350 kW_{th} e collettori estesi per 500 m^2. In questo settore la Danimarca è all'avanguardia con 935 MW_{th} installati (il 76% del totale globale).

L'uso dei collettori solari comporta, indirettamente, anche un risparmio di energia elettrica. Nelle case moderne infatti si usano grandi quantità di energia elettrica per scaldare l'acqua nelle lavatrici e nelle lavastoviglie.

6.4.2 Solare a concentrazione

La conversione dell'energia solare in energia elettrica si può ottenere anche sfruttando l'energia meccanica del vapore generato da un liquido portato a temperature di centinaia di gradi, come accade nelle centrali termoelettriche tradizionali. Per ottenere le alte temperature necessarie si focalizzano i raggi solari mediante un campo di specchi o con collettori parabolici lineari che concentrano la luce su un tubo dove circola un fluido che assorbe il calore [7]. Il fluido è costituito da sostanze (per esempio sali fusi) che possono rimanere ad alta temperatura per molte ore, tanto da essere utilizzabili anche di notte. Si stima che nel 2017 gli impianti di accumulo di energia termica basati su sali fusi abbiano accumulato 13 GWh [41]. Il solare a concentrazione è una tecnologia particolarmente adatta a luoghi con alta insolazione; non presenta pericoli, non crea danni ambientali e i materiali usati sono tutti riciclabili. Nel 2017 LCOE del solare termico era valutato fra 200 e 300 dollari per MWh, ma è previsto in forte diminuzione [41, 42].

Il solare a concentrazione nel 2017 ha fornito 4,9 GW, con un aumento del 2% rispetto all'anno precedente. La Nazione leader è la Spagna con 2,3 GW (che nel 2017 hanno generato 5,35 TWh), seguita dagli Stati Uniti con 1,7 GW. Grandi impianti sono in costruzione in Marocco e in Nazioni del Medio Oriente [41].

6.4.3 Fotovoltaico

Il fotovoltaico è sempre più usato nei Paesi sviluppati per fornire elettricità ad abitazioni e industrie e si va diffondendo nei Paesi in via di sviluppo, rendendo possibile un grande salto di civiltà per 1,5 miliardi di persone che non hanno accesso all'elettricità (Fig. 5). Il suo grande vantaggio è quello di poter generare energia elettrica in qualsiasi luogo illuminato dal sole.

Nei diffusissimi pannelli a silicio, il fotovoltaico converte l'energia solare in energia elettrica con un'efficienza del 15-20%. Grazie alla sua alta efficienza, il fotovoltaico non richiede molto spazio e può essere installato su superfici non altrimenti utilizzate: capannoni industriali, tetti dei centri commerciali e delle abitazioni, parcheggi, pareti antirumore delle autostrade, terreni aridi e anche bacini e laghi. Il *capacity factor* del fotovoltaico dipende ovviamente dall'insolazione del luogo e dall'orientazione dei pannelli [42]. Va anche detto però che nessun sistema di produzione elettrica (incluse le centrali nucleari o a combustibili fossili) funziona al 100% del tempo disponibile a causa delle interruzioni per manutenzione, rotture e altri fattori.

Fig. 5 - Il fotovoltaico rende possibile l'accesso all'elettricità anche nei luoghi più isolati

La Fig. 6 mostra l'aumento della capacità totale fotovoltaico negli ultimi 10 anni [41]. Nel 2017 ha raggiunto 402 GW, con un aumento del 24% rispetto al 2016. L'energia generata dal fotovoltaico nel 2017 è paragonabile a quella ottenibile da 80 centrali nucleari da 1.000 MW.

L'85% del fotovoltaico installato nel mondo usa pannelli in cui il materiale fotoattivo è una sottilissima lamina di silicio. Si tratta di una tecnologia ben collaudata: i pannelli hanno un'efficienza di circa il 15-20%, una durata di almeno 25-30 anni con una piccola riduzione di efficienza (<1% all'anno) e a fine vita sono riciclabili al 95%. In 1-3 anni generano l'energia spesa per produrli (EROI da 10 a 30) [44, 45].

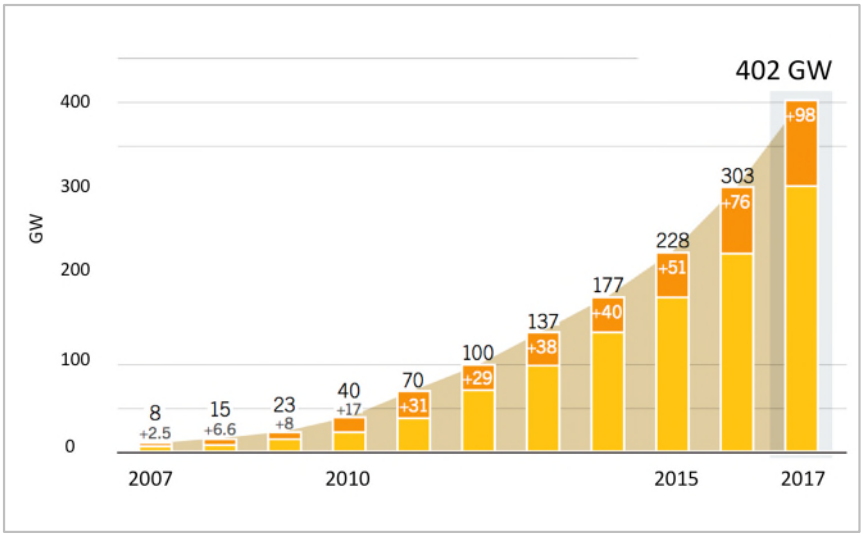


Fig. 6 - Lo sviluppo del fotovoltaico (per la figura originale, si veda [41])

Il fotovoltaico è la tecnologia più efficiente per convertire la potenza solare in energia di uso finale. Basti pensare che la fotosintesi naturale, che converte l'energia solare in energia chimica, ha normalmente un'efficienza dello 0,1-0,2%, cioè 100-200 volte inferiore a quella del fotovoltaico [5]. Nel settore del fotovoltaico c'è un'intensa attività di ricerca e sviluppo. In laboratorio, con materiali e tecniche speciali (celle *tandem*), si sono già ottenute efficienze superiori al 46% [45]. In futuro le celle fotovoltaiche saranno sempre più sottili. Sfruttando nuovi materiali e tecnologie simili a quelle oggi usate per la stampa sarà possibile realizzare su scala industriale pannelli flessibili da installare sulle pareti degli edifici e anche sulle automobili. Ulteriori ricerche potrebbero portare a celle solari incorporate in vernici.
Il prezzo dei moduli fotovoltaici continua a diminuire secondo una *learning rate*[4] del 28% [42], come è sempre accaduto negli ultimi 40 anni (79 $/W nel 1976, 0,37 $/W nel 2017). Diminuiscono anche i prezzi degli altri componenti (es., inverter) e il costo degli impianti completi si dimezzerà ancora entro 17 anni. Nelle Nazioni sviluppate l'energia elettrica fotovoltaica è divenuta meno costosa dell'energia elettrica nucleare e in India lo sviluppo del fotovoltaico ha messo fuori mercato le centrali a carbone. LCOE per il fotovoltaico in molti Paesi è meno di 20 dollari per MWh e quindi è competitivo con gli impianti termoelettrici anche senza considerare le esternalità, ossia i danni risparmiati alla collettività in termini di salute e ambiente [42]. In alcuni Paesi africani e sudamericani nelle gare d'appalto per le nuove centrali elettriche il fotovoltaico è stato offerto a un prezzo che è la metà di quello offerto per le centrali termoelettriche a carbone.
La Cina è la nazione leader nella produzione di moduli fotovoltaici e anche nella loro installazione. Produce il 59% delle celle solari e nel 2017 ha installato 53,1 GW, più di quanto fu fatto nel 2015 da tutte le altre Nazioni prese assieme [41]. Grazie allo sviluppo del fotovoltaico e dell'eolico la Cina ha raggiunto con tre anni di anticipo l'obiettivo di riduzione di emissioni che il Governo si era posto per il 2020. Allo sviluppo del fotovoltaico in Cina e India (che ha installato 9 GW nel 2017) fa da contrappeso il rallentamento della crescita in USA a causa di incertezze politiche.
L'Italia gode di un'ottima insolazione, particolarmente nelle regioni del Sud. Nel nostro Paese il fotovoltaico ha conosciuto un rapido sviluppo dal 2010 al 2013, anche grazie a incentivi economici statali [7]. Negli anni seguenti il suo sviluppo è stato ostacolato da pastoie

[4]*Learning rate:* misura lo sviluppo di una tecnologia; è la diminuzione del prezzo per ogni raddoppio della produzione

burocratiche, ma ha raggiunto ugualmente senza incentivi la *grid parity,* cioè la competitività economica con i combustibili fossili.
Il fotovoltaico è oggi considerato una «tecnologia dirompente» [46] perché sta cambiando radicalmente il modo di produrre e distribuire elettricità e trascina con sé lo sviluppo di accumulatori e di auto elettriche (Sezione 8.2.2, Parte Seconda).

6.5 Altre energie rinnovabili

6.5.1 Energia geotermica

Il calore emesso all'interno del pianeta raggiunge la superficie terrestre con una potenza media di circa 0,06 W/m^2. In alcune zone della Terra la temperatura del sottosuolo è già piuttosto alta a profondità relativamente modeste, come in Italia a Larderello, dove la temperatura raggiunge i 300 °C a 300 m di profondità [7]. La presenza di rocce calde a basse profondità è una condizione necessaria, ma non sufficiente per ottenere energia sfruttabile dal sottosuolo. È essenziale, infatti, che queste «bolle» di calore entrino in contatto con acqua piovana, penetrata in profondità attraverso una conformazione favorevole della crosta terrestre, fatta di fratture e rocce permeabili. In questo modo si creano le condizioni per generare acqua calda e vapore. Quando questi rimangono imprigionati nel sottosuolo, per estrarli e sfruttarli è necessario perforare pozzi. Oltre che per produrre elettricità, il calore geotermico è impiegato anche per il riscaldamento diretto nel settore residenziale, sfruttando sorgenti con temperature relativamente basse (30-150 °C). L'acido solfidrico generato dalla decomposizione di rifiuti organici nel sottosuolo è la causa dello sgradevole «odore di uova marce» che a volte accompagna i fenomeni geotermici.
I Paesi dove la geotermia è più sviluppata sono USA, Filippine, Indonesia, Messico, Nuova Zelanda e Italia. A livello mondiale nel 2017 era installata una potenza geotermica complessiva di circa 12,8 GW, con un aumento del 5% rispetto al 2016. Fornisce circa lo 0,3% del fabbisogno elettrico mondiale a costi competitivi. *LCOE* è di circa 70 dollari per MWh) [41].
Globalmente gli usi diretti del calore endogeno della Terra oggi forniscono anche una capacità di circa 21 GW$_{th}$. Negli ultimi anni è in forte crescita l'uso delle *pompe di calore* geotermiche, dispositivi che scambiano calore con il terreno o la falda acquifera utilizzando energia elettrica. Le prospettive di ricerca e sviluppo oggi vanno verso il cosiddetto EGT (*enhanced geothermal*), cioè l'estrazione di calore dal sottosuolo fino a 10.000 metri di profondità tramite iniezioni di acqua (oggi si arriva al massimo a 5.000 metri) [7]. EGT aprirebbe grandi possibilità di impiego dell'energia geotermica in tutto il mondo, non soltanto in quelle limitatissime zone in cui la natura la rende facile da sfruttare.

6.5.2 Biocombustibili

La biomassa sotto forma di legna da ardere fornisce ancora oggi gran parte della energia termica per usi domestici nelle Nazioni meno sviluppate, causando gravi problemi sanitari. La biomassa copre il 12,8% del consumo totale di energia finale [41].
Dalle biomasse di varia natura (prodotti di origine agricola o forestale, rifiuti urbani o zootecnici) si possono ottenere sostanze in grado di sostituire i combustibili derivati dalle fonti fossili.
Il biogas si ottiene per fermentazione anaerobica di residui organici di varia origine (liquami zootecnici, fanghi di depurazione, scarti agro-industriali); è costituito prevalentemente da metano (50-80%) e, dopo opportuno trattamento, può essere immesso nella rete di distribuzione del gas naturale. La produzione di biometano è un ottimo modo per utilizzare i rifiuti e il suo uso è in costante crescita in Europa, particolarmente in Germania e Svezia dove fornisce oltre il 50% del metano utilizzato per autotrazione [7].
Il bioetanolo si ottiene dal granoturco (50%), soprattutto negli Stati Uniti, e dalla canna da zucchero (30%), principalmente in Brasile. Nel 2017 ne sono stati prodotti 106 miliardi di litri

[41]. Si stima che circa il 3% della produzione mondiale di granoturco venga utilizzata per produrre bioetanolo che viene miscelato in diverse concentrazioni con la benzina. In Europa, i più forti produttori di bioetanolo sono Francia e Germania.
Il biodiesel è ricavato da oli vegetali (soia, girasole, palma, granoturco) o da grassi animali. La sua produzione è diffusa in molti Paesi e nel 2017 ha raggiunto i 31 miliardi di litri [41]. L'Unione Europea, nel tentativo di abbattere la produzione di CO_2, ha fornito sussidi per la produzione di biodiesel da miscelare al gasolio di origine fossile. Il biodiesel viene prodotto in massima parte con olio di palma proveniente da Paesi equatoriali. Si è calcolato però che il biodiesel prodotto con olio di palma genera quantità di CO_2 maggiori del gasolio fossile. Il motivo è che la palma da olio cresce in aree equatoriali, normalmente occupate da foreste che vengono abbattute e quindi viene a mancare la loro azione positiva sul clima. Inoltre, sotto le aree forestali ci sono spesso terreni torbosi che, una volta deforestati e drenati, si decompongono rapidamente o addirittura bruciano, liberando enormi quantità di CO_2 in atmosfera. Di fronte a questo disastro, che gli scienziati avevano previsto, il Parlamento Europeo, nel gennaio scorso ha votato per escludere entro il 2020 l'olio di palma dai sussidi per il biodiesel perché si è finalmente accorto di aver adottato un rimedio peggiore del male [47].

BIBLIOGRAFIA

[1]G. Ciamician, *Science*, 1912, **36**, 385.
[2]https://www.ipcc.ch/ipccreports/far/wg_I/ipcc_far_wg_I_full_report.pdf
[3]N. Armaroli, V. Balzani, N. Serpone, Powering Planet Earth - Energy Solutions for the Future, Wiley-VCH, 2013.
[4]http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/2018/03/Nuclear-disaster_EPR_EN.pdf
[5]N. Armaroli, V. Balzani, Energy for a Sustainable World - From the Oil Age to a Sun-Powered Future, Wiley-VCH, 2011.
[6]V. Balzani, *Sapere*, 2018, ottobre, 22-27.
[7]N. Armaroli, V. Balzani: Energia per l'astronave Terra, Terza edizione, L'era delle rinnovabili. Zanichelli, 2017.
[8]http://www.rff.org/files/sharepoint/WorkImages/Download/RFF-RPT-kyotoprot.pdf
[9]www.ipcc.ch/report/ar5/syr/
[10]http://unfccc.int/resource/docs/2015/Cop21/eng/l09r01.pdf
[11]Francesco, Laudato si', Lettera enciclica sulla cura della casa comune, Paoline Libri, 2015.
[12]A. Clò, Energia e clima. L'altra faccia della medaglia, Il Mulino, 2017.
[13]https://www.theguardian.com/environment/2012/feb/15/leak-exposes-heartland-institute-climate
[14]V. Balzani, *Lettere ai giornali*
https://ilblogdellasci.wordpress.com/2018/07/02/due-lettere-a-repubblica/
https://ilblogdellasci.wordpress.com/2018/09/07/lettera-aperta-alla-saipem/
[15]F.C. Moore, D.B. Diaz, *Nature Climate Change*, 2015, **5**, 127.
[16]https://esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/
[17]https://www.bbc.com/news/science-environment-45471410;
http://www.ipcc.ch/news_and_events/pdf/press/ma-p48.pdf
[18]The IMBIE team, *Nature*, 2018, **558**, 219.
[19]https://doi.org/10.1073/pnas.1717312115
[20]https://www.gfdl.noaa.gov/global-warming-and-hurricanes/
[21]The Global Risks Report 2018, 13th Edition, World Economic Forum, 2018.
[22]https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-05-01/air-pollution-kills-7-million-people-a-year-who-reports#tictocnews
[23]https://ilblogdellasci.wordpress.com/2018/08/15/ascoltare-la-scienza-lincidente-di-bologna-e-la-transizione-energetica/
[24]BP Statistical Review of World Energy, 2018.
[25]https://srsroccoreport.com/u-s-shale-oil-industry-swindling-stealing-energy-stay-alive/
[26]C. McGlade, P. Ekins, *Nature*, 2015, **517**, 187.

[27]https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf
[28]http://www.rechargenews.com/transition/1453400/statoil-to-change-name-to-equinor
[29]https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-05-15/repsol-said-to-end-pursuit-of-oil-growth-amid-energy-transition
[30]http://www.rechargenews.com/transition/1356364/dong-changes-name-to-orsted-to-reflect-black-to-green-journey
[31]https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/shell-energy-transition-report.html
[32]https://www.shell.it/energia-e-innovazione/il-futuro-energetico.html
[33]https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/publications-archive/publications/reports/rapporti-2017/Integrated-Annual-Report-2017.pdf
[34]https://about.bnef.com/new-energy-outlook/#toc-download
[35]priceofoil.org/2017/11/09/burning-the-gas-bridge-fuel-myth/
[36]T. Wang *et al., Environ. Sci. Technol.,* 2017, **51**, 6990.
[37]https://www.eni.com/it_IT/investitori/strategia.page
[38]http://temi.repubblica.it/micromega-online/altro-che-eni-serve-una-societa-pubblica-al-100-per-lenergia/?printpage=undefined
[39]https://corporate.enel.it/it/media/news/d/2017/11/piano-2018-2020-enel-accelera-su-digitalizzazione-e-clienti
[40]M.A. Delucchi, M.Z. Jacobson, *Energy Policy*, 2011, **39**, 1170; https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.045
[41]www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/
[42]http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017; http://www.irena.org/publications/2018/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2018
[43]https://www.bp.com/energytransition
[44]N. Armaroli, V. Balzani, *Chem. Eur. J.*, 2016, **22**, 32.
[45]Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report, updated 19 June 2018.
[46]T. Seba, Clean disruption of energy and transportation, Clean Planet Ventures, Cal., 2014.
[47]http://www.lastampa.it/2016/11/29/blogs/in-diretta-da-greenpeace/il-biodiesel-di-eni-il-clima-e-le-foreste-ReuoQzYbtSVMBH0lJ5ClOO/pagina.html

Salvare il pianeta: energie rinnovabili, economia circolare, sobrietà.

Parte II

(La Chimica e l'Industria, novembre 2018)

Vincenzo Balzani
Università di Bologna

7 Prospettive

7.1 Progressi, ma bisogna fare di più

7.2 Scenari e obiettivi

7.2.1 International Energy Agency (IEA)

7.2.2 Centri di ricerca

7.2.3 International Renewable Energy Agency (Irena)

7.2.4 Il caso della Svizzera

7.3 Confronto fra gli scenari

8. La transizione

8.1 Necessaria e inevitabile

8.2 La scienza

8.2.1 Il ruolo della scienza

8.2.2 Fotovoltaico, eolico, batterie

8.2.3 Il ruolo della elettricità nei trasporti

8.2.4 I biocombustibili: una scelta sbagliata

8.2.5 Efficienza e sufficienza

8.3 L'etica

8.4 L'economia e la finanza

8.4.1 L'economia

8.4.2 La finanza

8.5 La politica

9. Conclusioni

---

7. Prospettive

7.1 Progressi, ma bisogna fare di più

Negli ultimi anni diversi fattori hanno contribuito ad evidenziare la necessità della transizione energetica: il sempre più evidente cambiamento climatico, con tutti i danni che comporta; i dati sull'inquinamento e le sue conseguenze sulla salute; l'insorgere di controversie internazionali che fanno temere temporanee limitazioni nell'approvvigionamento di combustibili fossili; la possibilità di raggiungere l'autonomia energetica con le rinnovabili; le incertezze sui prezzi dei combustibili; i miglioramenti tecnologici e la diminuzione generalizzata dei costi delle rinnovabili; la crescente domanda di energia dei paesi in via di sviluppo.

Dal punto di vista tecnico, va segnalato che nel 2016 e nel 2017 la capacità elettrica creata dall'energia solare ha superato quella creata da qualsiasi altro settore e nel 2017 la capacità solare

è aumentata più delle capacità da nucleare e da combustibili fossili, prese assieme. Il progresso nella generazione di energia elettrica con fotovoltaico ed eolico ha incrementato lo sviluppo delle batterie, i cui prezzi sono scesi molto velocemente; si sta così diffondendo la combinazione solare-batterie per avere flessibilità e rapidità di risposta. Il prezzo per l'elettricità generata da energie rinnovabili in molti paesi è minore del prezzo dell'elettricità generata dai combustibili fossili. Più di dieci milioni di persone lavorano nelle energie rinnovabili, 3,4 milioni delle quali nel solare.
E' opinione diffusa, però, che l'obiettivo dell'Accordo di Parigi non sia raggiungibile se la transizione energetica non viene accelerata in modo deciso [17,48]. La ripresa economica, infatti, ha comportato nel 2017 un aumento nella domanda di energia del 2,1%, con un aumento di 1,4% nelle emissioni di CO_2. Anche un esame dettagliato dei progressi fatti mostra che in vari settori non si può essere soddisfatti dei risultati finora raggiunti. La transizione è particolarmente lenta per quanto riguarda l'uso dell'energia per la cottura dei cibi, il riscaldamento e raffreddamento degli edifici e la mobilità, sia delle persone che delle merci. Non bisogna dimenticare, poi, che *"Non ci sono due crisi separate, una ambientale e un'altra sociale, bensì una sola e complessa crisi socio-ambientale che va affrontata in modo integrale: prendendosi cura del pianeta, ma anche combattendo la povertà e restituendo la dignità agli esclusi"* [11]. Parole che riecheggiano nell'Accordo di Parigi [10], dove si sottolinea anche che per ridurre le emissioni i paesi in via di sviluppo hanno urgente bisogno dell'aiuto tecnologico e finanziario delle nazioni più sviluppate, quelle maggiormente responsabili delle difficoltà in cui ci troviamo.
Ecco allora la necessità di definire obiettivi precisi nei vari settori e mappe capaci di individuare le strade per raggiungerli: il 2050 non è molto lontano.

7.2 Scenari e obiettivi

Prevedere e ancor più guidare la transizione energetica è un'impresa molto difficile perché la realtà è in continua evoluzione. Aumenta il numero di abitanti del pianeta; aumentano le esigenze energetiche di miliardi di persone; in molte nazioni la situazione politica è confusa e/o in evoluzione; le decisioni politiche sono influenzate da fattori economici e pressioni sociali, spesso in contraddizione; il prezzo del petrolio, con cui le energie rinnovabili devono competere, ha variazioni imprevedibili; è sempre più evidente che le risorse del pianeta sono limitate, per cui bisogna limitarne l'uso e passare dall'economia lineare all'economia circolare.
Gli scenari, inevitabilmente basati su estrapolazioni, devono quindi essere frequentemente aggiornati e, in ogni caso, vanno sempre considerati con cautela. Ciò nonostante, è importante cercare di prevedere cosa ci può riservare il futuro e ancor più capire l'impatto che avranno nei prossimi decenni le scelte che siamo chiamati a fare oggi. La domanda urgente a cui è necessario rispondere, se vogliamo custodire il pianeta, è: possiamo limitare le emissioni di CO_2 in modo da mantenere l'aumento di temperatura al 2050 sotto i 2°C o, meglio, sotto 1,5 °C? Su tempi lunghi, poi, la domanda che aspetta risposta diventa: è fattibile e sostenibile un mondo che funzioni solo con le energie rinnovabili?

7.2.1 International Energy Agency (IEA)

La International Energy Agency (IEA) è stata fondata nel 1974 dall'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE) in seguito allo shock petrolifero dell'anno

precedente. Lo scopo dell'agenzia, della quale fanno parte una trentina di stati, è sempre stato quello di facilitare il coordinamento delle politiche energetiche per assicurare la stabilità degli approvvigionamenti di petrolio. Da non molti anni IEA ha incominciato ad occuparsi dello sviluppo sostenibile.

Recentemente IEA ha pubblicato i risultati di analisi e previsioni che mettono a confronto due scenari per il periodo 2016-2040 (World Energy Outlook 2017, [49]): il *New Policies Scenario* (NPS), basato sulla situazione attuale e su quanto è possibile prevedere in seguito agli impegni presi dalle varie nazioni dopo la Conferenza di Parigi, e il *Sustainable Development Scenario* (SDS), basato su cosa bisognerebbe fare per raggiungere gli obiettivi che l'ONU si propone riguardo a clima, inquinamento e accesso all'energia per tutti. Lo scenario NPS, cioè quanto ci si attende che accadrà (scenari di questo tipo sono talvolta chiamati BAU, *Business As Usual*), è definito dalla IEA come il più realistico e quindi è quello che più condizionerà le decisioni di politici e investitori nei prossimi anni. Come era già accaduto in precedenti documenti, anche nel World Energy Outlook 2017 IEA mostra di essere fortemente influenzata dalla lobby dei combustibili fossili, cosa che non meraviglia perché due degli autori dell'Outlook sono esperti stipendiati da industrie petrolifere [50].

Secondo IEA, i prossimi anni saranno caratterizzati dalla crescita delle energie rinnovabili, ma ci sarà ancora molto bisogno dei combustibili fossili, in particolare di gas, con specifico riferimento al gas estratto con la tecnica del *fracking* negli USA e esportato come LNG (*Liquid Natural Gas*). Le altre caratteristiche del periodo 2016-2040 saranno un sempre maggior uso di elettricità e l'aumento della efficienza energetica.

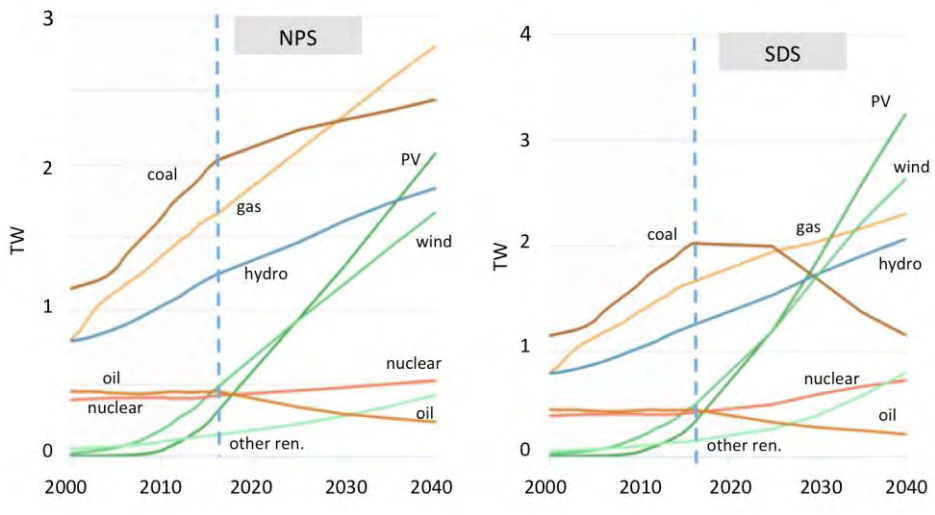


Figura 7. Potenza installata delle varie fonti energetiche nei due scenari New Policy (NPS) e Sustainable Development (SDS) [49].

La Figura 7 mostra l'andamento della potenza installata nei due scenari proposti. Nello scenario NPS, il carbone continuerà ad essere usato in quantità crescenti per produrre energia elettrica, anche se sarà superato dal gas che, secondo IEA, è la fonte di energia più attendibile e più sicura. Ci sarà anche un forte sviluppo di fotovoltaico ed eolico, del tutto insufficiente però per sostituire i

combustibili fossili. Nello scenario SDS il carbone verrà lentamente abbandonato, ma il consumo di gas continuerà ad aumentare, sia pure più lentamente di fotovoltaico ed eolico. La produzione di energia elettrica passerà da circa 25.000 TWh a 39.000 TWh nello scenario NPS, dove sarà generata per più del 50% dai combustibili fossili, e a 35.000 TWh nello SDS (22% combustibili fossili). Il contributo del nucleare (10% nel 2016) rimarrà costante secondo NPS, mentre aumenterà al 15% nello scenario SDS.

Nello scenario NPS, la richiesta di energia primaria salirà da circa 14.000 Mtep a circa 17.000 Mtep nel 2040, mentre rimarrà sostanzialmente invariata nello scenario SDS grazie all'aumento di efficienza. Il contributo dei combustibili fossili, 11.000 Mtep nel 2016 (78%), nel 2040 salirà a 13.000 Mtep (76%) nello scenario NPS, mentre scenderà a 8.500 Mtep nello scenario SDS, rimanendo ugualmente la fonte di energia più importante (61%). Il contributo di fotovoltaico ed eolico, 225 Mtep nel 2016 (1,6%), salirà nel 2040 a 1.100 Mtep nello scenario NPS (6,4%) e a circa 2.000 Mtep nello scenario SDS (14%).

Dal 2016 al 2040, la quantità di CO_2 emessa aumenterà da 32 Gt a 35,7 Gt all'anno nello scenario NPS, mentre diminuirà a 18,3 Gt nel SDS, grazie all'aumento nell'efficienza, al contributo delle energie rinnovabili e al *Carbon Capture and Storage* (CCS), una tecnologia che dovrebbe rendere possibile usare i combustibili fossili anche nelle centrali elettriche e nelle grandi industrie senza provocare emissioni di CO_2. A giudizio di molti esperti, però, la tecnologia CCS non ha alcuna probabilità concreta di svilupparsi [7].

Nel settore dei trasporti, entrambi gli scenari prevedono un aumento nella produzione di veicoli elettrici. Nel 2040, secondo lo scenario NPS saranno circa 277 milioni, mentre secondo lo scenario SDS saranno 874 milioni. Alla stessa data, però, ci saranno in circolazione due miliardi di veicoli, la maggioranza dei quali utilizzeranno ancora combustibili fossili. Questa previsione è in netto contrasto con quella di altri esperti che preconizzano una rapida *clean disruption* nel settore dei trasporti [46].

Nonostante tutte le nazioni aderenti a IEA abbiano firmato l'accordo di Parigi, lo scenario NPS prevede, senza troppo rammaricarsene, che l'accordo non sarà rispettato perché il limite delle emissioni per mantenere l'aumento di temperatura minore di 2 °C o di 1,5 °C sarà superato, rispettivamente, nel 2034 e 2022. Ma anche lo scenario SDS di IEA non è soddisfacente perché porterà a un picco di emissioni verso il 2020, poi a una diminuzione in media del 2,4% ogni anno fino scendere nel 2040 a emissioni inferiori del 43% rispetto ai valori attuali, troppo poco per raggiungere l'obiettivo dell'accordo di Parigi. Anche le raccomandazioni contenute in NPS sulla necessità di fare forti investimenti per la ricerca di nuovo petrolio e gas non sono compatibili con gli obiettivi di Parigi. Infine, contrariamente al principio delle "Responsabilità Comuni ma Differenziate" approvato a Parigi, secondo IEA la maggior parte delle riduzioni delle emissioni dovrà riguardare i paesi in via di sviluppo e non quelli responsabili per la grande quantità di CO_2 già immessa in atmosfera.

7.2.2 Centri di ricerca

Negli ultimi anni sono stati riportati studi dettagliati da parte di molti gruppi di ricerca secondo i quali si possono sostituire completamente, entro il 2050, i combustibili fossili con le energie rinnovabili. Alcuni di questi piani sono stati criticati (si veda, ad esempio, [51]), ma fattibilità della

transizione energetica che prevede solo l'uso di energia elettrica generata dalle rinnovabili nel 2050, senza energia nucleare, è stata recentemente ribadita da una rassegna esaustiva della ricca letteratura scientifica sull'argomento [52].

Lo studio più dettagliato [53] è quello di M.Z. Jacobson della Stanford University che, con 26 co-autori, presenta roadmaps di transizione per 139 paesi del mondo molto più spinte di quelle previste dagli accordi di Parigi. Gli autori sottolineano che le roadmaps da loro illustrate non sono previsioni di quello che potrebbe accadere da oggi al 2050, ma proposte che, se attuate, risolveranno concretamente i problemi del cambiamento climatico, dell'inquinamento e della sicurezza energetica.

Il piano di Jacobson e collaboratori è denominato WWS (*wind, water, sunlight*) in quanto è basato unicamente sull'utilizzo di vento, acqua e sole come sorgenti primarie nel 2050. Sono esclusi il gas e il nucleare (proposti da altri autori come «energie-ponte»), e anche i biocombustibili, le biomasse e le tecnologie per la catturare ed immagazzinare la CO_2. Il piano WWS prevede che i consumi energetici di *tutti* i settori dell'attività umana siano soddisfatti esclusivamente con elettricità fornita dalle energie rinnovabili e distribuita tramite reti, con l'impiego di accumulatori e idrogeno elettrolitico (celle a combustibile) per i trasporti, anche aerei e marittimi.

Secondo il piano WWS, la potenza che sarebbe necessaria nel 2050 se usassimo l'attuale sistema energetico, basato prevalentemente sui combustibili fossili (20.604 TW), sarà ridotta del 42%, per tre motivi (si veda anche Sezione 4): 1) la conversione dell'energia elettrica in lavoro è più efficiente del 23% rispetto all'uso di combustibili fossili; 2) WWS non ha le perdite di efficienza (valutate al 12,6%) legate all'estrazione, al trasporto e alla raffinazione delle fonti fossili; 3) in un sistema tutto elettrico si può contare su un aumento dell'efficienza energetica (6,9%). Il piano, illustrato nella Figura 8, prevede l'80% della conversione entro il 2030 e il 100% nel 2050.

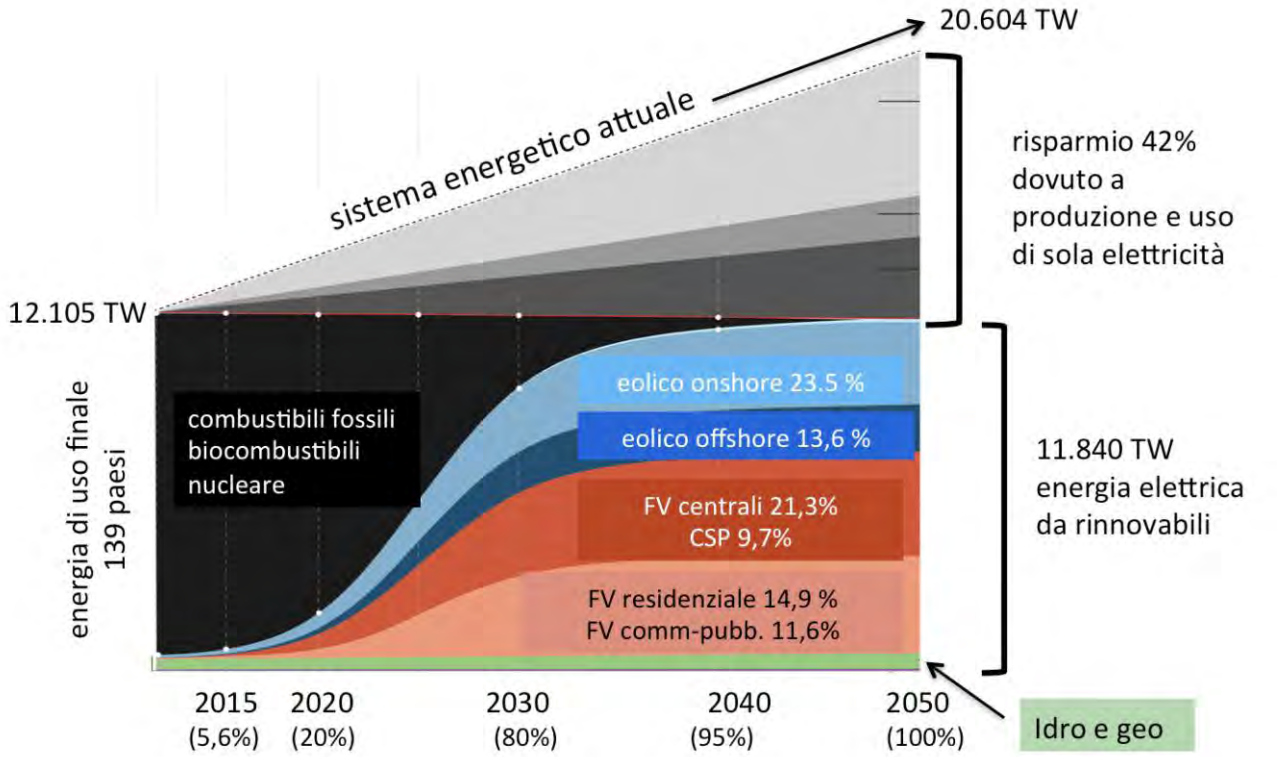


Figura 8. Schema della transizione energetica secondo Jacobson e altri [53]. Per una descrizione dettagliata, si veda il testo e il lavoro originale.

Gli 11.840 TW di potenza elettrica richiesta nel 2050 per le 139 nazioni prese in considerazione saranno forniti principalmente da impianti fotovoltaici di varie dimensioni (48%), eolico *onshore* e *offshore* (37%) e per il 9,7% da impianti solari a concentrazione (*Concentrating Solar Power*, CSP) [53]. Sarà necessario installare fra l'altro 1.840.000.000 impianti fotovoltaici da 5 kW che saranno collocati sui tetti delle abitazioni, sulle tettoie dei parcheggi e sulle autostrade e 1.580.000 impianti eolici *onshore* da 5 MW, distesi sullo 0,9% del territorio che rimarrà usabile per l'agricoltura. Le tecnologie necessarie per sostituire nell'uso finale i combustibili fossili con energia elettrica sono già in gran parte disponibili in commercio, mentre altre (ad esempio, navi e aerei elettrici) sono in via di sviluppo (Sezione 7.2.3) e si prevede che saranno di uso comune fra una ventina d'anni.

La realizzazione del piano WWS diminuirà le emissioni di CO_2, evitando che si superino 1,5 °C di riscaldamento globale nel 2050. Darà a ogni nazione la possibilità di produrre l'energia che consuma e faciliterà l'accesso all'energia per tutti; eviterà anche la morte prematura di circa 3,5 milioni persone causata dall'inquinamento e permetterà un risparmio medio di 5.800 dollari per persona all'anno sulle spese dovute da inquinamento e cambiamento climatico. Creerà circa 25 milioni di posti di lavoro permanenti nelle costruzioni e 27 milioni di posti permanenti per la manutenzione del sistema, per un totale di circa 52 milioni, a fronte di circa 28 milioni di posti persi nelle attività dei combustibili fossili e dell'energia nucleare.

Il piano WWS è estremamente dettagliato [53]. Esamina, paese per paese, i dati disponibili sui consumi energetici attuali e stima la domanda di potenza che ci sarà nel 2050 in ciascun paese

prima e dopo l'elettrificazione di tutti i settori energetici. Poi analizza per ciascun paese la disponibilità di risorse rinnovabili per generare elettricità e propone una Roadmap basata sul mix energetico rinnovabile più adatto per ciascun paese, tenendo conto della disponibilità di suolo, tetti, vento, acqua e situazioni particolari. Un simile, dettagliatissimo piano è stato recentemente formulato anche per 53 città del Nord America [54].

Per l'Italia, l'analisi dettagliata dello studio si può riassumere con i seguenti dati riferiti al 2050 [53]:

- la potenza di 240,8 GW per uso finale prevista sulla base del sistema energetico attuale si ridurrà a 134,9 GW in seguito all'elettrificazione;
- la potenza sarà generata dalle varie fonti rinnovabili in base a queste percentuali:

fotovoltaico nelle sue varie applicazioni 56,7%; eolico *onshore* e *offshore* 26,3%; CSP 11,3%; idroelettrico 4,9%; geotermico 0.6%

- il fotovoltaico residenziale genererà il 16,4% della potenza totale, utilizzando il 67% dei 737 km^2 di tetti disponibili;
- dal punto di vista economico, si avrà un risparmio di 382 $/persona/anno sul costo dell'elettricità e un risparmio sui costi dei danni causati da inquinamento e cambiamento climatico per una media di 7.700 $/persona/anno;
- si eviterà la morte prematura per inquinamento, in media, di circa 20.000 persone all'anno;
- verranno perduti circa 160.000 posti di lavoro nei settori dei combustibili fossili, ma si creeranno circa 300.000 nuovi posti di lavoro permanenti per attività di costruzione e 350.000 per attività di gestione delle energie rinnovabili con un saldo positivo di circa 500.000 posti.

Lo studio conclude notando che la transizione, pur essendo tecnicamente ed economicamente fattibile, incontrerà molti ostacoli di tipo sociale e politico: c'è quindi un grande bisogno di informare le persone su quello che è possibile fare e sollecitarle a portare avanti la transizione nelle loro case e nella loro vita di ogni giorno. In Italia, purtroppo, la Strategia Energetica Nazionale punta fortemente sul gas e sui biocombustibili e il tentativo di informare sulla necessità della transizione energetica solo eccezionalmente arriva al grande pubblico [55]

7.2.3 International Renewable Energy Agency (Irena)

La *International Renewable Energy Agency* (*Irena*) ha da poco pubblicato il rapporto *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050* [48]. In questo rapporto, basato sull'analisi e sulle proiezioni delle emissioni di CO_2 dal 2015 al 2050 (Figura 9), vengono confrontate le prospettive di uno scenario di riferimento (*Ref. case*) basato sui piani energetici attuali dei vari paesi, compresi gli impegni presi a Parigi, con quello che si dovrebbe fare (scenario *REmap*) per avere una probabilità del 66% di contenere l'innalzamento della temperatura globale sotto della soglia dei 2°C.

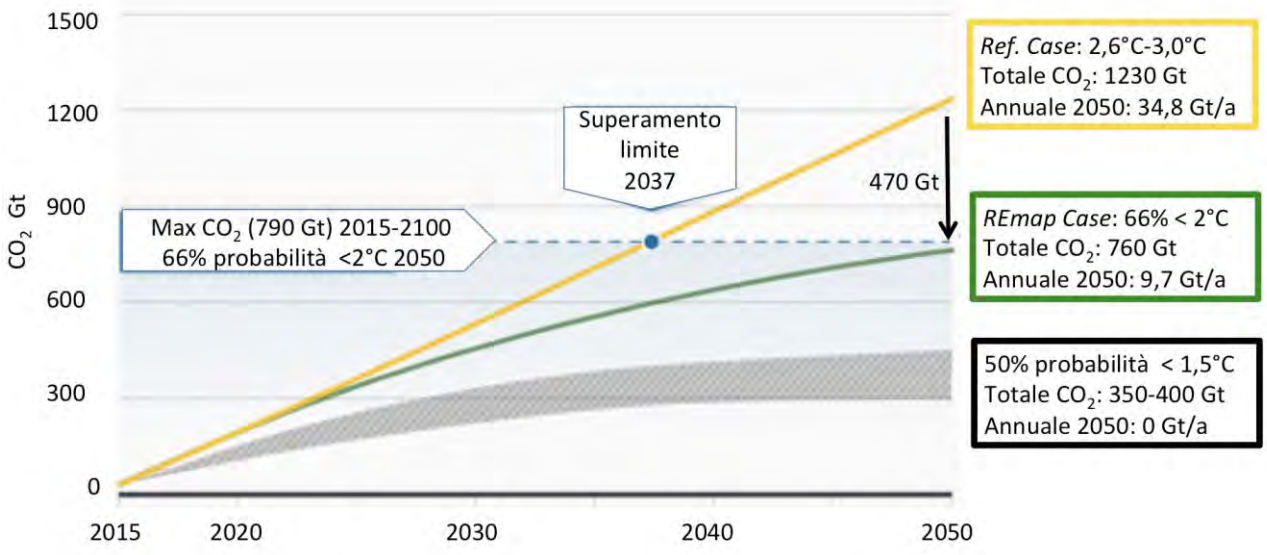


Figura 9. Per avere il 66% di probabilità che l'aumento di temperatura non superi i 2°C nel 2050 è necessario ridurre sostanzialmente le emissioni di CO_2 passando dalla traiettoria *Ref. case* a quella *REmap case*. La striscia tratteggiata si riferisce alla traiettoria che dovrebbe seguire l'emissione di CO_2 per avere il 50% di probabilità di contenere l'innalzamento della temperatura entro 1,5 °C. Per la figura originale, si veda [48].

Per raggiungere l'obiettivo è necessario che la CO_2 immessa nell'atmosfera fra il 2015 e il 2100 non superi 790 Gt (stima lievemente diversa da altre, vedi [30]). Nello scenario di riferimento (*Ref. case*), questo limite sarà raggiunto nel 2037 e nel 2050 le emissioni totali ammonteranno a 1.230 Gt, con un aumento di temperatura di 2,6-3,0 °C. In questo scenario il mix energetico globale nel 2050 sarà ancora fortemente dominato dai combustibili fossili (73% contro il 27% delle rinnovabili). Per rimanere entro i 2 °C bisognerà dunque ridurre le emissioni cumulative di CO_2 di 470 Gt al 2050 (Figura 9). Su base annuale è necessario passare da 34.8 Gt all'anno a 9.7 Gt all'anno nel 2050. Secondo *Irena* il 90% della riduzione di CO_2 necessaria per rimanere nella traiettoria *REmap* si può ottenere (Figura 10) mediante (i) l'uso più esteso delle energie rinnovabili, (ii) l'aumento dell'efficienza energetica e (iii) il passaggio nei consumi finali dai combustibili all'energia elettrica che, come abbiamo visto (Sezione 4), è intrinsecamente più efficiente. Nello scenario *REmap* l'85% della energia elettrica sarà ottenuta da energie rinnovabile. Per ridurre le emissioni di CO_2, ogni settore dell'attività umana che consuma energia dovrà dare un suo contributo, ma mentre alcuni settori si sono sviluppati e continuano a svilupparsi in maniera soddisfacente, altri sono in ritardo.

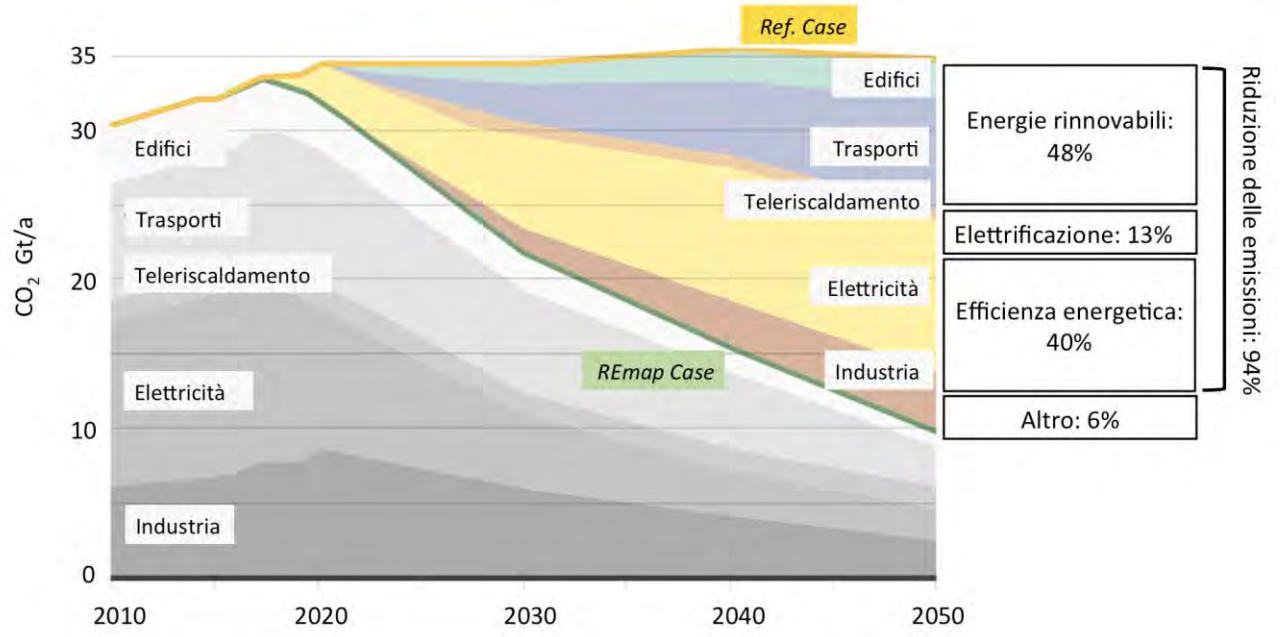


Figura 10. Per seguire la traiettoria dello scenario *REmap,* che permette di limitare l'aumento di temperatura a meno di 2°C, è necessario ridurre le emissioni di CO_2 del 70% rispetto al *Ref. Case.* Questo risultato si può ottenere grazie alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica nei vari settori. Per la figura originale, si veda [48].

L'energia primaria aumenterà del 40% nel *Ref. Case,* mentre dovrebbe rimanere sostanzialmente invariata nello scenario *REmap*. Il contributo delle rinnovabili all'energia primaria, oggi circa il 15%, arriverà al 27% nel *Ref. Case,* mentre *REmap* richiede che aumenti al 66%. Più della metà di questo 66% dovrebbe riguardate l'elettricità e circa un terzo i biocombustibili. A causa della sinergia fra energie rinnovabili ed efficienza, con *REmap* l'intensità energetica, che attualmente diminuisce del 1,8% all'anno, diminuirà in media del 2,8% all'anno fino al 2050. Inoltre, mentre il *Ref. case* prevede un aumento del 20% dell'energia primaria, che nel 2050 sarà fornita in massima parte (73%) dai combustibili fossili, lo scenario *REmap*, sempre a causa della sinergia fra rinnovabili ed efficienza, non prevede aumento di energia primaria nonostante l'aumento della popolazione e lo sviluppo economico e prevede che al 2050 il contributo delle rinnovabili sarà il 66%.
Come abbiamo visto nella Sezione 6, il settore dell'elettricità rinnovabile è in forte sviluppo negli ultimi anni (circa 170 GW aggiunti nel 2017) e in media cresce di circa l'8% all'anno dal 2010 [41]. Nel settore degli edifici, l'energia elettrica coprirà il 56% dei consumi e l'estensione dei collettori solari per generare acqua calda passerà da 622 a 6.299 milioni di metri quadrati. In questo settore può giocare un ruolo importante l'efficienza energetica, ma bisogna estendere gli interventi che ora riguardano solo l'1% all'anno degli edifici esistenti. Oggi, l'uso delle rinnovabili non è sufficientemente sviluppato neppure nell'industria e nei trasporti. Nell'industria, secondo *REmap* l'elettricità fornirà il 43% dell'energia, mentre le biomasse e i collettori solari forniranno buona parte dell'energia termica. In questo settore, bisogna cercare nuove soluzioni per i processi troppo energivori. Nel campo dei trasporti bisognerebbe passare rapidamente dall'uso dei motori a combustione interna a quelli elettrici che sono tre-quattro volte più efficienti [46]. Secondo Irena, nello scenario *REmap* i veicoli elettrici aumenteranno da 1,24 milioni a più di un miliardo nel 2050,

ma ci sarà anche un forte sviluppo nel consumo di biocombustibili liquidi (da 129 a 902 miliardi di litri) e di biometano (da 0,4 a 23 miliardi di metri cubi).
Dal punto di vista economico, il costo della transizione richiederà forti investimenti che saranno più che compensati dai risparmi derivanti da minore inquinamento, minori danni alla salute e minori danni ambientali [48]. *Irena* prevede infatti che la transizione secondo lo scenario *REmap* stimolerà l'economia, aumenterà dell'1% il Prodotto Interno Lordo su scala mondiale e aumenterà del 15% il benessere economico, ambientale e sociale delle persone. La transizione secondo *REmap* comporterà, rispetto a *Ref. Case,* la perdita di 7,4 milioni di posti di lavoro nei settori dei combustibili fossili che saranno più che compensati dai 19 milioni di nuovi posti di lavoro nelle energie rinnovabili, nell'aumento dell'efficienza e nell'adeguamento della rete elettrica.
Il rapporto *Irena* sottolinea che il progresso oggi è troppo lento e che la sua accelerazione è importante perché non solo limiterebbe i danni alla salute e all'ambiente, ma ridurrebbe anche la necessità di ricorrere in futuro a tecnologie molto problematiche come l'energia nucleare e la cattura e sequestro di CO_2 (CCS). Inoltre *Irena* sottolinea che la transizione energetica deve distribuire equamente costi e benefici, in linea con quanto stabilito dall'Accordo di Parigi.

7.2.4 Il caso della Svizzera

Nel 2002 il Governo svizzero, nell'ambito della *Strategia per uno sviluppo sostenibile,* approvò il piano "2000-watt society", un'idea elaborata qualche anno prima dagli scienziati dei politecnici federali svizzeri (ETH e EPFL) per limitare le emissioni di CO_2, diminuire le importazioni di energia e uscire dal nucleare. Questo piano, inserito nella "Strategia energetica 2050", è stato poi incluso nella "Legge sull'energia 2016" che è stata approvata (favorevoli 58%) con un referendum il 21 maggio 2017.
Il punto focale della strategia svizzera è la forte riduzione del consumo di energia pro capite, dagli attuali 6000 W a 2000 W di potenza, solo 500 dei quali da combustibili fossili. Negli Stati Uniti la potenza pro capite è 12.000 W, in Europa 6000 W, in Cina 1,5 W, in india 1 W, in Bangladesh 0.5 W. 2000 watt è approssimatamene la potenza pro capite usata in Europa negli anni '60 per *tutti* i servizi energetici forniti da *tutte* le fonti di energia (fossili, idroelettriche, atomiche, biomasse). La potenza pro-capite di 2000 W corrisponde in un anno all'energia di 17.520 kWh o 63 GJ o 1,5 tep per persona.
Secondo il Governo svizzero (e la maggioranza della popolazione), la riduzione nel consumo di energia si può ottenere estendendo l'uso delle energie rinnovabili e aumentando l'efficienza energetica [56]; quindi, non è incompatibile con la crescita materiale (PIL). Gli obiettivi del piano sono [57]: l'abbandono graduale dell'energia atomica (32% dell'elettricità nel 2016) e parziale dei combustibili fossili; la diminuzione delle importazioni di energia (75% dell'energia usata nel 2016) mediante lo sviluppo delle energie rinnovabili (da 1,7 TWh del 2015 a 24,2 TWh nel 2050); la riduzione del consumo di energia totale da 232 TWh a 115 TWh grazie anche all'aumento dell'efficienza. Le energie rinnovabili e l'efficienza saranno finanziate con fondi provenienti dal consumo di elettricità e dalle tasse sui combustibili fossili. Sono previsti una maggiore decentralizzazione delle fonti energetiche e numerosi interventi tecnologici quali, ad esempio, l'adozione di *smart meters*.

Lo scenario di una società a 2000 W presenta vari aspetti [58]. Secondo il Governo sarà il risultato di una transizione basata su progressi della tecnologia e su decisioni politiche efficaci. In realtà, come vedremo anche nella sezione 7.2.5, per diminuire il consumo di energia non si può prescindere dal concetto di sufficienza, cioè da una spontanea (o forzata) rinuncia al consumismo [59]. Nello scenario 2000 W ci sono anche implicazioni culturali, perché usualmente si pensa che il progresso sia collegato all'aumento e non alla riduzione dei consumi energetici; è inoltre un vero e proprio messaggio politico in quanto mostra ai paesi in via di sviluppo che si può essere un paese avanzato anche con consumi energetici limitati.

7.3 Confronto fra gli scenari

Gli scenari discussi sopra, assieme ad altri che non è stato possibile discutere per brevità [60], pur nelle loro differenze e contraddizioni evidenziano alcuni punti molto importanti.

1) Attualmente l'andamento delle emissioni è fuori da ogni traiettoria che possa permetterci di raggiungere l'obiettivo di un innalzamento minore di 2 °C nel 2050.

2) E' urgente intensificare gli sforzi per accelerare i tempi della transizione che in ogni caso non si completerà prima del 2050.

3) La transizione è tecnicamente fattibile e porterà anche benefici economici, ma non avverrà spontaneamente; è necessario un forte impegno della società per stimolare decisioni politiche.

4) La lobby dei combustibili fossili si sta accorgendo che la transizione è ineluttabile e quindi sta cambiando strategia: si rassegna ad abbandonare progressivamente il carbone e punta molto sul metano come energia ponte.

5) Il nucleare non potrà dare un sostanziale contributo alla transizione a causa dei costi troppo elevati, dei problemi che pone (fissione) e dell'incertezza sui tempi (fusione).

6) Il pilastro della transizione è la sinergia fra le energie rinnovabili e l'efficienza.

7) L'energia di uso finale del futuro è l'energia elettrica.

8) Il passaggio alle energie rinnovabili comporterà una decentralizzazione del sistema energetico.

9) La transizione porterà a un aumento dei posti di lavoro e porterà anche vantaggi economici oltre a quelli relativi a salute e ambiente.

10) La transizione incontrerà molti ostacoli a causa non solo di interessi economici e politici, ma per mancanza di informazione e di conoscenza.

Ci sono poi opinioni nettamente differenti sulla necessità o meno di ricorrere a energie ponte (gas naturale), sulla necessità/utilità di sviluppare i biocombustibili, sul mantenimento di una quota più o meno grande di energia dai combustibili fossili, sulla rapidità dello sviluppo dei veicoli elettrici e sulla necessità di ridurre il consumo di energia**.**

8. La transizione

8.1 Necessaria e inevitabile

L'energia, indispensabile per ogni attività umana, è fondamentale anche per l'industria che produce cibo: l'agricoltura. La domanda di energia crescerà inevitabilmente in futuro a causa di fattori che è praticamente impossibile contenere: l'aumento della popolazione e quindi la necessità di produrre cibo per le persone che nasceranno e il miglioramento delle condizioni di vita che è il risultato, ma anche la causa di un maggiore consumo di energia. Attualmente la

popolazione del pianeta è di circa 7,5 miliardi di persone, che saliranno a poco meno di 10 miliardi verso il 2050 e più 11 miliardi nel 2100. Il maggiore aumento si avrà nei paesi poveri: l'Africa nel 2100 avrà 3,8 miliardi di abitanti, di cui 800 milioni in Nigeria. Come sarà possibile nutrire 11 miliardi di persone se non fermiamo il cambiamento climatico che già oggi riduce l'estensione dei terreni coltivabili e la fertilità del suolo? [61].

Attualmente il consumo mondiale medio individuale di energia si attesta a 1.8 tep/anno, con forti disuguaglianze [7] (USA 9 tep; Europa 4,5 tep; Cina 1,1 tep; India 0,7 tep). Come dimostra il grafico della Figura 8, continuando con il sistema energetico attuale basato sostanzialmente sui combustibili fossili, il consumo energetico raddoppierebbe nel 2050 aumentando la temperatura della terra di 2,6-3 °C senza intaccare il problema delle disuguaglianze. Anche negli scenari basati su quanto è possibile prevedere in seguito agli impegni presi dalle varie nazioni dopo la Conferenza di Parigi il consumo di energia primaria aumenterà: da circa 14.000 Mtep a circa 17.000 Mtep con ancora 78% di fossili nel 2040 (IEA, *NPS*) e a circa 18 Mtep con ancora 73% di fossili nel 2050 (*Irena*, *Ref. Case*). E' chiaro che si è molto lontani dall'obiettivo dell'Accordo di Parigi. Se invece svilupperemo le energie rinnovabili, il consumo di energia primaria rimarrà sostanzialmente costante, però ancora con un contributo più o meno grande dei combustibili fossili (IEA, *SDS*; *Irena*, *Remap*). Se invece si passasse al 100% di energia rinnovabile con soltanto energia elettrica come energia di uso finale, l'energia primaria diminuirebbe del 42% (Figura 8) e non si avrebbero più emissioni di CO_2, come richiesto dall'accordo. Questi dati dicono che bisogna accelerare la transizione per portarla a termine prima del 2050 non solo per evitare cambiamenti climatici sempre più forti, ma anche per non rimanere, a tempi più lunghi e con il clima già compromesso, senza la grande quantità di energia finale di cui necessità l'umanità.

Come è già stato sottolineato, la transizione è un problema molto complesso; per portarla a termine è necessaria un'azione convergente degli attori principali che governano la nostra civiltà: scienza, etica, economia, finanza e politica. E, naturalmente, il coinvolgimento diretto delle persone.

8.2 La scienza

8.2.1 Il ruolo della scienza

La scienza ha fatto e continua a fare la sua parte per promuovere e sostenere la transizione energetica. Ha denunciato e combattuto le falsità propagate dalla lobby dei combustibili fossili, ha dimostrato la correlazione fra aumento della temperatura del pianeta ed emissioni di CO_2, continua ad indagare sui vari fenomeni collegati al cambiamento climatico nel tentativo di controllarli, ha collaborato con papa Francesco nella *Laudato sì* per far conoscere alle persone i pericoli generati dall'uso dei combustibili fossili e ha sostenuto, potremmo dire costretto i politici a raggiungere un accordo, quello della COP21 di Parigi, che farà epoca. La scienza, anche se poco ascoltata, ha cercato di spiegare in mille modi a governanti e semplici cittadini che la transizione energetica è inevitabile e che non c'è più tempo da perdere se vogliamo evitare grandi guai.

La scienza, soprattutto, ha generato due tecnologie, fotovoltaico ed eolico, che sono oggetto dei più rapidi sviluppi industriali di sempre e che possono risolvere, con il contributo marginale di altre tecnologie, il problema che abbiamo innanzi.

Per quanto riguarda i combustibili fossili, sarebbe bene che non ci fossero più progressi scientifici:

né nella ricerca di nuovi giacimenti, destinati a rimanere inutilizzati, né nella loro estrazione, per non causare ulteriori danni, come sta accadendo con il metodo *fracking*, e neppure nel megalomane tentativo di sequestrare e imprigionare le emissioni di CO_2 con metodi inefficaci e pericolosi (CCS). Se vogliamo salvare il pianeta, la strada da percorrere è soltanto una: smettere al più presto di usare i combustibili fossili.

Oggi il prezzo dei combustibili fossili varia in modo incontrollabile, ma, come accade per tutte le materie prime estratte dalla terra, con il tempo non potrà che aumentare, mentre nel caso delle energie rinnovabili, come accade per tutte le tecnologie, i costi continueranno a scendere. Anche lasciando a parte i danni causati dall'uso dei combustibili fossili, siamo già arrivati all'incrocio fra queste due curve, molto prima di quanto si poteva immaginare. In Colorado quest'anno un'asta indetta per sostituire centrali a carbone con parchi fotovoltaici o eolici ha ricevuto 800 offerte: il valore medio delle offerte è stato di 2,1 centesimi di dollaro per kWh, compreso l'accumulo [61]. A questi prezzi, la costruzione di nuove centrali a carbone è fuori mercato perché il solo costo di *funzionamento* di una centrale a carbone è superiore al costo di *costruzione e funzionamento* di un impianto eolico o fotovoltaico. Lo stesso vale per le centrali nucleari.

8.2.2 Fotovoltaico, eolico, batterie

La ricerca per migliorare le prestazioni delle energie rinnovabili continua a dare frutti. I pannelli al silicio (95% della produzione nel 2017, efficienza 18-20 %) in futuro verranno sostituiti con moduli flessibili di uso più generale o con celle a giunzione multipla che in laboratorio hanno già raggiunto il 46% di efficienza [45]. Nel frattempo, la quantità di celle fabbricabili con un lingotto di silicio puro è aumentata del 50%, grazie al progresso tecnologico che ha permesso di ridurre lo spessore della lamina da 320 a 180 micrometri; tra breve si raggiungeranno spessori di 150 micrometri, usando il taglio con fili diamantati.

Nel settore dell'energia eolica, con il passare del tempo aumenta l'altezza e di conseguenza la potenza delle turbine, per due motivi (Figura 11): la potenza eolica dipende dal volume dell'aria che attraversa la turbina, che aumenta con il quadrato del raggio dell'elica ed inoltre, eliche più grandi richiedono pale più alte, che hanno il vantaggio di intercettare vento più veloce.

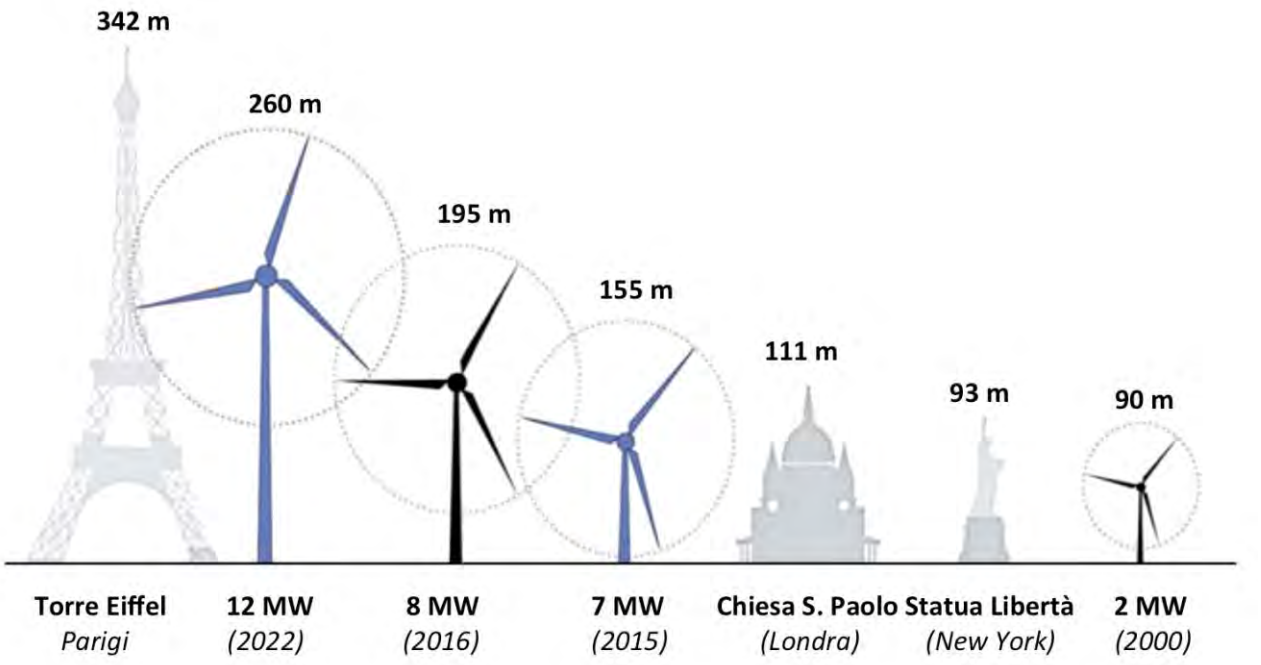


Figura 11. La potenza delle turbine eoliche aumenta all'aumentare delle dimensioni. Per dettagli, vedi testo (adattata, da [61]).

Eolico e fotovoltaico sono energie intermittenti e quindi, per ottimizzare le loro prestazioni, è necessario utilizzare sistemi di accumulo, principalmente batterie. Le alternative, in un mondo che usa solo elettricità [53], sono il pompaggio idroelettrico e la produzione di idrogeno elettrolitico poi riconvertito in energia elettrica con celle a combustibile. Fino al 2010 il prezzo delle batterie è diminuito molto più lentamente del costo dell'energia prodotta da eolico e fotovoltaico, frenandone lo sviluppo. Sembrava non fosse possibile migliorare la situazione, ma dal 2010 al 2018 il costo delle batterie è diminuito da 1000 $ per kWh a 165 $ per kWh (Figura 12), cioè di circa l'85% in otto anni, più velocemente dei pannelli solari e delle turbine eoliche. La previsioni sono per un'ulteriore diminuzione del 50% entro il 2025, quando saranno prodotti circa 30 milioni di auto elettriche [62]; molto probabilmente dopo il 2025, quando entreranno in commercio batterie Li-ione allo stato solido che avranno peso e volume dimezzati, si avrà un altro calo del 50% che porterà il costo a 40-80 $ per kWh [61].

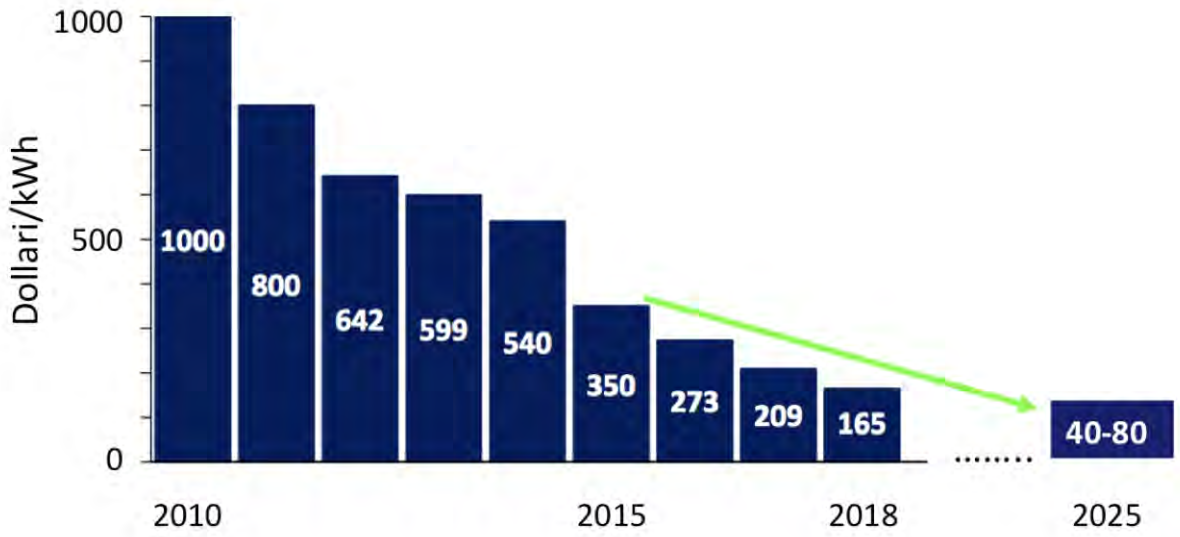


Figura 12. La diminuzione del costo delle batterie al litio (adattata, da [61])

La forte e continua diminuzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici e delle batterie pone una triplice sfida all'uso di combustibili fossili per generare elettricità: nei costi di produzione, nella flessibilità e nella rapidità di risposta ad esigenze improvvise. L'utilizzo di batterie per accumulare elettricità è infatti già diventato competitivo anche per usi domestici e industriali.

8.2.3 Il ruolo della elettricità nei trasporti

Ancor più importante è il fatto che la diminuzione nel costo delle batterie mette in crisi l'ultima carta su cui contavano le industrie petrolifere: l'uso di combustibili nei trasporti. In questo campo, gli scenari *SDS* di IEA (874 milioni di veicoli elettrici su due miliardi di veicoli nel 2040) e *REmap* di *Irena* (più di un miliardo di veicoli leggeri e pesanti e 2 miliardi di moto o biciclette a 2/3 ruote nel 2050) dovranno essere rapidamente aggiornati. Molti analisti, infatti, sono concordi nel prevedere, come abbiamo visto, che nei prossimi anni si avrà quella che i tecnici chiamano una "clean disruption" nel settore della mobilità [46,62]. I veicoli elettrici, infatti, hanno molti vantaggi rispetto a quelli alimentati da motori a combustione interna. Oltre a non produrre né CO_2 né sostanze inquinanti, il motore elettrico è 3-4 volte più efficiente, il costo dell'energia che consuma è tre volte inferiore, ha un numero di parti in movimento almeno 100 volte inferiore, quindi è meno soggetto a guasti e richiede spese di manutenzione molto minori. L'ultimo ostacolo che si oppone a un aumento esponenziale delle auto elettriche è il loro prezzo, in gran parte determinato dal costo della batterie. Un'auto elettrica che percorre 6 km per ogni kWh di elettricità immagazzinata richiede una batteria da 50 kWh per avere un'autonomia di 300 km. Una simile batteria, che oggi costa 10.000 dollari, nel 2025 costerà circa 4.000 dollari e renderà competitivo il prezzo delle auto elettriche rispetto a quelle a benzina o gasolio. Nel 2040 il 90% delle automobili saranno elettriche e l'energia accumulata nelle loro batterie potrà anche essere

riversata, a un prezzo conveniente, nella rete per bilanciarla (V2G, *vehicle-to-grid*). Auto elettriche autonome (cioè senza conducente) copriranno il 40% della mobilità condivisa. Sono in corso anche tentativi per sfruttare direttamente l'energia solare che "piove" sul veicolo. L'azienda cinese Hanergy ha messo in commercio una vettura alimentata attraverso pannelli ultrasottili e ultraleggeri di arseniuro di gallio a doppia giunzione (efficienza 36,2%) posti sul tetto e sul cofano [63].

Secondo alcuni analisti, la sorpresa più grande verrà dalla rapida diffusione di autobus elettrici per rispondere all'accresciuta esigenza di passare da trasporti privati a trasporti pubblici. In Cina ogni cinque settimane vengono messi in strada 9.500 bus elettrici, un numero uguale a quello della intera flotta di bus di Londra. Gli autobus elettrici in funzione sono già più di 300.000 e si prevede che dal prossimo anno costeranno meno di quelli convenzionali utilizzati nelle città. E' probabile che nel 2040 l'80% di tutti gli autobus saranno elettrici [64]. In Svezia sono in costruzione autostrade intelligenti che ricaricano wireless i veicoli elettrici pesanti.

Per rispettare l'Accordo di Parigi, è importante anche una forte diffusione, già iniziata, di motori elettrici per veicoli marini, in quanto si stima che la CO_2 generata da una nave porta container sia paragonabile a quella di 75.000 automobili. Nello scorso aprile *la International Maritime Organization* ha annunciato una strategia per ridurre le emissioni di CO_2 del 40% entro i 2030 (rispetto al 2008) [65]. In Cina, ma anche in Belgio e Olanda, sono già in uso navi elettriche per trasportare container [66]. Anche per aerei elettrici con pilota (da non confondere con i droni) ci sono progressi. Nel 2016 Siemens, Airbus e Rolls-Royce hanno costituito un gruppo di lavoro di 200 ingegneri per sviluppare questo settore [67]. Si stima che nel 2028 il settore degli aerei elettrici avrà un giro d'affari di 7 miliardi e che un significativo sviluppo si avrà entro 20 anni, in tempo per la completa elettrificazione dell'energia di uso finale [53]. L'elettrificazione del trasporto aereo sarà uno degli ostacoli più grandi per portare a termine la transizione. E' una delle attività umane in cui bisognerà "fare meno" (Sezione 7.2.5).

8.2.4 *I biocombustibili: una scelta sbagliata*

Sempre nel settore dei trasporti meraviglia che alcuni scenari, come REmap di *Irena* e la stessa Strategia Energetica Nazionale italiana, incoraggino l'uso di biocombustibili per limitare i combustibili fossili. I biocombustibili non possono giocare un ruolo importante nelle transizione energetica semplicemente perché l'efficienza della fotosintesi naturale è molto bassa (0.1-0.2%) e la ricerca scientifica mostra che non è possibile aumentarla in modo significativo [5]. E' stato calcolato che l'efficienza di conversione dei fotoni del sole in energia meccanica delle ruote di un'automobile (*sun-to-wheels efficiency*) è più di 100 volte superiore per la filiera che dal fotovoltaico porta alle auto elettriche rispetto alla filiera che dalle biomasse porta alle auto alimentate da biocombustibili (Figura 13; per confronto, benzina e gasolio hanno efficienze di conversione giacimento-ruota del 10-15%).

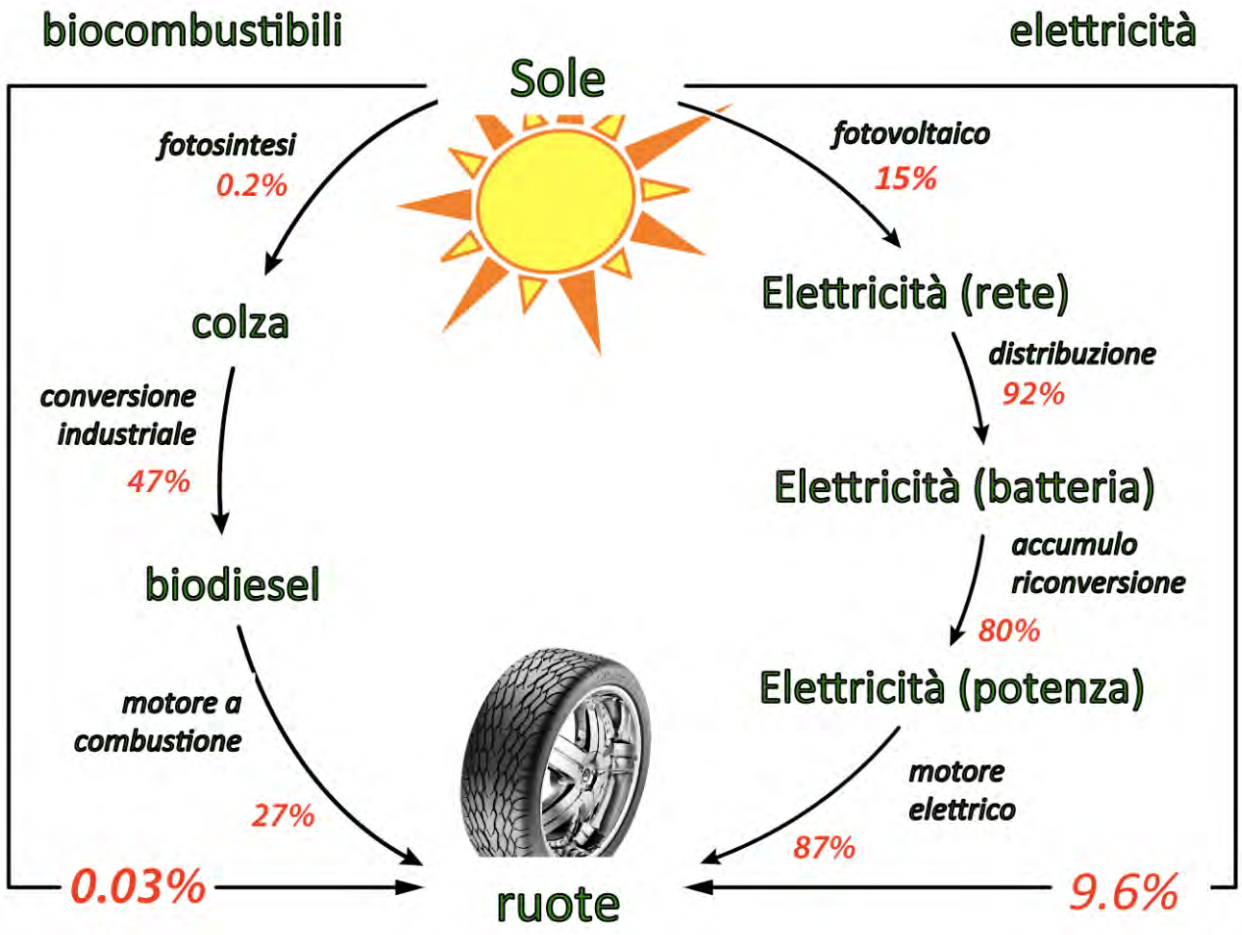


Figura 13. Schema che mostra l'efficienza di conversione dei fotoni del sole in energia che muove le ruote per un veicolo a combustione interna alimentato con biodiesel e un veicolo elettrico alimentato da fotovoltaico (adattato da [68]).

In generale, per rappresentare un'alternativa credibile ai combustibili fossili i biocombustibili devono (a) fornire un guadagno energetico (EROI>1), (b) offrire benefici dal punto di vista ambientale, (c) essere economicamente sostenibili e (d) non competere con la produzione di cibo . Molto spesso queste condizioni, in particolare la prima e l'ultima, non sono verificate [5]. I biocombustibili più diffusi sono il bioetanolo, ottenuto dal granoturco o dalla canna da zucchero, e Il biodiesel ricavato da oli vegetali, al cui uso sono connessi gravi problemi come si è già accennato nella Sezione 6.5.2. La produzione di bioetanolo dal granoturco, così diffusa negli USA, è una cosa senza senso dal punto di vista energetico perché il processo ha EROI[1] molto vicino a uno, o addirittura inferiore a uno. E' stato calcolato che negli USA per soddisfare l'intero bisogno di combustibili con bioetanolo bisognerebbe coltivare a granoturco il 130% delle terre arabili [7], mentre utilizzando la filiera del fotovoltaico sarebbe sufficiente utilizzarne lo 0,7%, un valore peraltro del tutto teorico perché I pannelli fotovoltaici si possono collocare sui tetti di edifici e infrastrutture e su superfici non coltivabili. Per completare il quadro bisogna aggiungere che la combustione di etanolo, anche se miscelato, produce sostanze tossiche fra cui ozono. Recentissime stime [69] prevedono quindi una diminuzione, non un aumento [48] della produzione di etanolo da granoturco.

8.2.5 Efficienza e sufficienza

Lo scopo che si prefiggono le misure di efficienza è quello di ridurre la quantità di energia usata (quindi, le emissioni di CO_2) mediante una diversa progettazione ed uso di tecnologie e di processi di vario tipo, come quelli connessi a trasporti, riscaldamento/raffreddamento di edifici, illuminazione, ecc. [56]. L'efficienza energetica è un punto di forza di tutte le politiche dei paesi sviluppati. Ad esempio, l'Unione Europea conta di ridurre il consumo energetico aumentando e certificando l'efficienza energetica degli edifici, delle automobili, degli elettrodomestici, delle lampade, ecc. L'*International Energy Agency*, come abbiamo visto nella Sezione 6.2.1, considera l'efficienza come il fattore più importante per raggiungere la sostenibilità energetica.

A prima vista sembra che l'efficienza produca vantaggi molto consistenti. Ad esempio, nella UE dal 1998 al 2012 frigoriferi e congelatori sono diventati più efficienti del 75%, le lavatrici del 63% e le lavastoviglie del 50% [70]. In realtà, nonostante i progressi nell'efficienza, il consumo energetico nella UE non diminuisce e anche negli USA si consuma ogni anno sempre più energia in modo sempre più efficiente. Fra gli esempi più studiati, la sostituzione delle lampade a filamento con lampade LED, sei volte più efficienti, ha portato all'aumento del consumo di elettricità per illuminazione.

Un motivo per spiegare l'aumento nel consumo di energia viene individuato nel cosiddetto "effetto rimbalzo", secondo cui un aumento di efficienza energetica incoraggia un maggior uso di servizi forniti dall'energia [59,70]. A volte accade anche che, nei paesi sviluppati, il denaro risparmiato grazie all'efficienza energetica, ad esempio nel riscaldamento domestico, venga utilizzato a fine d'anno per altri scopi più energivori, ad esempio un viaggio aereo.

il concetto di efficienza viene criticato non solo perché ignora l'effetto rimbalzo, ma anche per motivi più generali [70,71]. Ad esempio, l'approccio della UE al problema del risparmio energetico non consiste nel misurare una reale diminuzione dei consumi rispetto al passato, ma nel valutare l'aumento di consumo energetico in futuro (ad esempio, nel 2030). In altre parole, si dà per certo che il consumo di energia aumenterà e l'efficienza viene misurata su quanto i consumi che si verificheranno nel 2030 si discosteranno dalle previsioni [70]. L'efficienza, cioè, viene misurata come energia che non è stato necessario usare. In questo modo, più alta è la previsione per il consumo energetico che ci sarà, più grande sarà l'efficienza energetica quando verificheremo che i consumi saranno minori delle previsioni. Ma già prevedere un aumento di consumi significa accettare che i consumi aumentino. Significa cioè ammettere che l'attuale livello di vita non è negoziabile. Questo è il punto fondamentale quando si discute di sostenibilità

Per chiarire la critica al concetto di efficienza, consideriamo un esempio fra i molti che si potrebbero fare [70]. L'UE ha calcolato che le etichette energetiche per gli asciugabiancheria saranno in grado di "farci risparmiare fino a 3,3 TWh di elettricità entro il 2020" rispetto a quella che avremmo consumato senza le etichette. Ma il punto importante riguardo gli asciugabiancheria non è questo. Anziché conoscere quanto le nuove etichette degli asciugabiancheria ci faranno risparmiare usandoli, dovremmo chiederci quanta energia risparmieremmo, realmente, asciugando i panni su uno stendino da bucato. Più aumenterà l'efficienza degli asciugabiancheria, maggiore sarà il numero di persone che li userà e, soprattutto, sarà sempre meno facile sarà tornare allo stendino. Ecco allora uno dei tanti casi in cui l'aumento di efficienza è addirittura controproducente [71].

Se si vuole realmente risparmiare energia, bisogna incominciare dalle persone, non dalle cose. Bisogna partire dal concetto di *sufficienza*, cioè convincere le persone, e se necessario obbligarle, a ridurre l'uso dei servizi energetici. Per consumare meno, bisogna "fare meno": meno viaggi, minor velocità, meno luce, meno riscaldamento, case più piccole …. Se poi tutto quello che si usa dopo aver adottato la strategia della sufficienza è più efficiente, si avrà un risparmio ancora maggiore: è il fare meno (sufficienza) con meno (efficienza).

8.3 L'etica

Gli scienziati della Exxon avevano scoperto nel 1977 che l'uso dei combustibili fossili causa il cambiamento climatico e avevano subito avvertito i vertici della compagnia che, però, ignorarono l'avvertimento per molti anni [61,72]. Nel 1988 anche gli scienziati della Shell si resero conto che l'uso dei combustibili provoca il cambiamento climatico. La cosa incominciò a preoccupare le compagnie petrolifere per la minaccia che ne derivava ai loro affari, non per le conseguenze che il cambiamento climatico avrebbe potuto avere per il pianeta. Così nel 1989 Exxon, BP e Shell formarono la *Global Climate Coalition*, con il subdolo obiettivo di disseminare false informazioni e dubbi. Negli anni seguenti le compagnie petrolifere negarono che ci fosse un cambiamento climatico [61].

Da quando, molti anni dopo, hanno dovuto ammettere che il cambiamento climatico c'è ed è causato dai combustibili fossili, hanno incominciato a sostenere che si può controllare o almeno limitare con la cattura e sequestro della CO_2 (CCS), miscelando i biocombustibili ai combustibili fossili, sostituendo il metano al carbone nelle centrali termoelettriche e, ultima spiaggia, usando metano e il gas liquido, anziché gasolio nel settore dei trasporti. Nella lobby dei fossili c'è ancora chi sostiene che la fame di energia in un mondo popolato da 11 miliardi di abitanti non potrà essere soddisfatta senza utilizzare petrolio e metano e che, in ogni caso, il problema energia deve essere risolto dal libero mercato e non da accordi come quello di Parigi, definiti "parole al vento" [12].

In questi ultimi tempi le compagnie petrolifere si stanno accorgendo che la transizione è ineluttabile e quindi hanno cambiato strategia: mirano a rallentarla per poter godere ancora per qualche decina d'anni dei benefici economici collegati al commercio dei combustibili. Ammettono che è necessario sviluppare le energie rinnovabili, ma sostengono che sono immature, costose e inaffidabili perché intermittenti: quindi è necessario accompagnare il loro sviluppo utilizzando ancora i combustibili fossili, particolarmente il più "innocente" fra questi, il metano, come energia ponte. Abbiamo visto nella Sezione 5.4 che si tratta di una soluzione scientificamente, e quindi anche eticamente, inaccettabile. Le compagnie petrolifere si preoccupano molto del loro futuro: cercano di produrre utili finanziari per i loro azionisti e di accumulare riserve. I loro manager sembrano vivere su un altro pianeta, quello dei loro affari e del loro egoismo; sembrano dimenticare che oggi c'è in gioco qualcosa di molto più importante: proteggere l'umanità intera dalla catastrofe del cambiamento climatico [61].

Papa Francesco ha sottolineato nell'enciclica *Laudato si'* [11] la responsabilità etica di chi ha causato e di chi non combatte il cambiamento climatico. Ha anche scritto che "*I combustibili fossili devono essere sostituiti progressivamente e senza indugio, ma la politica e l'industria rispondono con lentezza, lontane dall'essere all'altezza delle sfide mondiali*". Ha poi aggiunto: "*Molti di coloro*

*che detengono più potere economico o politico sembrano concentrarsi soprattutto nel mascherare i problemi dell'inquinamento e dei cambiamenti climatic*i". Osservazione, questa, che calza a pennello per il diesel gate, lo scandalo che ha coinvolto Volkswagen e altre case automobilistiche.
Nel recente discorso del 9 giugno 2018 ai dirigenti di imprese petrolifere [73], papa Francesco ha manifestato la sua preoccupazione per il ritardi nel ridurre le emissioni di CO_2 e ha ricordato che "*la responsabilità sociale delle imprese deve avere ben presente il perseguimento del bene comune a lungo termine, evitando opportunismi e cinismi volti ad ottenere nel breve periodo piccoli risultati parziali, ma che scaricherebbero sul futuro costi altissimi e danni altrettanto rilevanti*". Ha detto anche che "*vi sono motivazioni etiche profonde per incamminarci urgentemente verso una transizione energetica globale*" e ha ricordato che *"sono i poveri a soffrire maggiormente delle devastazioni del riscaldamento globale*" e che "*la transizione verso l'energia accessibile e pulita è una responsabilità che abbiamo verso milioni di nostri fratelli e sorelle nel mondo, verso i Paesi poveri e verso le generazioni che verranno*". Ha infine sottolineato che "*un tale rinnovamento richiede leader con una profonda e acuta comprensione del fatto che la Terra costituisce un unico sistema e che l'umanità, ugualmente, è un unico insieme*". Quest'ultima frase è sembrata a molti un richiamo al presidente Trump che con l'egoistico ed insensato "America first", uno slogan purtroppo imitato da leader di altre nazioni, ha deciso di uscire dall'Accordo di Parigi. A Trump, ma anche a tutti i leader che erigono muri anziché costruire ponti, vogliamo ricordare un bella frase di un suo predecessore, Jimmy Carter: "*Ho una vita sola e una sola possibilità che essa serva a qualcosa: la mia fede mi chiede di fare tutto quello che posso, ovunque io sia, ogni volta che posso, per tutto il tempo che posso, con tutto quello che ho per migliorare il mondo*".

8.4 L'economia e la finanza

La parola economia deriva dal greco *oikos*, "casa", inteso anche come "beni di famiglia". Per economia si intende un sistema che organizza l'uso delle risorse ("familiari", quindi limitate o finite) al fine di soddisfare al meglio bisogni individuali o collettivi.
Per finanza si intende, invece, l'insieme dei processi con cui imprese, enti, organizzazioni e stati gestiscono i propri beni, in particolare il denaro, in investimenti e finanziamenti. Economia e finanza sono strettamente interconnesse nel sistema capitalistico in cui viviamo, con la finanza che condiziona fortemente l'economia. Lo svolgimento rapido e efficace della transizione energetica dipende molto da questa interconnessione.

8.4.1 L'economia

L'attuale modello di sviluppo è basato sull'economia lineare che è, già di per sé, un ossimoro perché economia contiene il concetto di "limitato" mentre lineare presuppone il contrario. Infatti l'economia lineare (Figura 14) parte dall'ingannevole presupposto che le risorse siano illimitate e che non ci siano problemi per la collocazione dei rifiuti [74]. Come indicato nella Figura 13, l'economia lineare è sorretta dall'energia dei combustibili fossili, con tutti i problemi che ne derivano. E' basata sul consumismo, è la "civiltà" dell'usa e getta. Si tratta di un sistema insostenibile, come ammonisce papa Francesco nell'enciclica *Laudato si'* [11]: "*Il ritmo di consumo, di spreco e di alterazione dell'ambiente ha superato le capacità del pianeta, in maniera tale che lo stile di vita attuale, essendo insostenibile, può sfociare solamente in catastrofi*". Il problema

riguarda le risorse rinnovabili che consumiamo in quantità molto maggiori di quanto la biocapacità della Terra può fornirci ogni anno, e ancor più le risorse non rinnovabili. Nel 1980, le risorse di materiali estratte dalla Terra ammontavano a 40 miliardi di tonnellate; nel 2017 sono salite a circa 89 miliardi di tonnellate, pari a 33 kg per persona al giorno. L'uso delle risorse minerarie cresce in media del 3-4% all'anno e molte di esse hanno già superato il picco di produzione [75]. Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti ha identificato sei elementi critici per le industrie americane: disprosio, europio, erbio, neodimio, ittrio e indio. Nell'Unione Europea, che è povera di risorse minerarie e ha industrie maggiormente diversificate, gli elementi critici sono più di venti. Per contrastare la scarsità di certi elementi, finché non ci si convince che è necessario "fare meno cose" (sufficienza, Sezione 7.2.5), si può cercare di ricorrere a tre strategie: 1) inventare processi che utilizzano minori quantità di materiali; 2) individuare elementi più abbondanti che possano sostituire nei processi industriali quelli che scarseggiano; 3) riciclare.

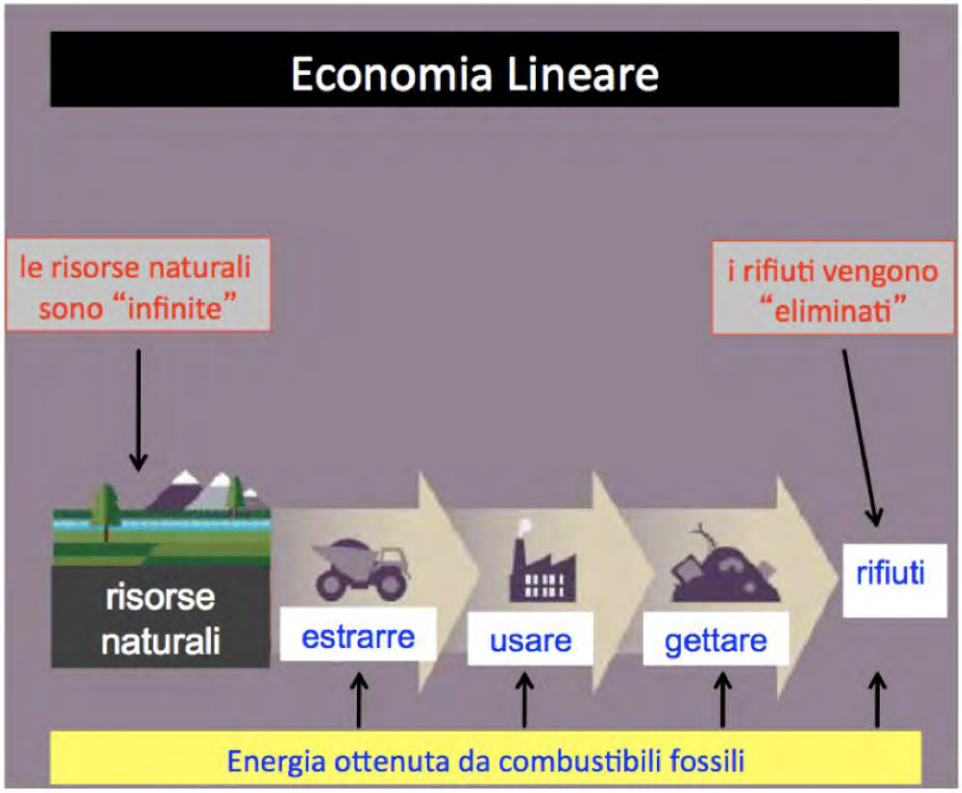


Figura 14. Schema del sistema economico lineare oggi dominante, basato sul falso presupposto che le risorse siano infinite e che non ci siano problemi per la collocazione dei rifiuti.

Dal 2018 la *BP Statistical Review of Word Energy* [24] riporta anche la produzione annuale e le riserve di materiali fondamentali per lo sviluppo delle energia rinnovabili, come litio, cobalto e terre rare. Il previsto enorme sviluppo delle batterie per le auto elettriche è minacciato infatti, non solo dalla scarsità di litio, ma anche di un altro un componente fondamentale, il cobalto [76], le cui riserve utilizzate al ritmo attuale (non a quello molto più alto previsto nei prossimi anni!) coprirebbero i consumi di soli 52 anni [24]. Preoccupa anche il rame, che in un'auto elettrica è

presente in quantità 5 volte superiore a quella di un'auto convenzionale.
Insostenibile è anche la produzione di rifiuti. Non possiamo sbarazzarcene collocandoli in un non esistente "non luogo", dobbiamo tenerceli qui sul pianeta, con molte conseguenze negative. Abbiamo già visto che la CO_2 riversata in atmosfera causa il cambiamento climatico e che il particolato fine generato bruciando combustibili fossili provoca ogni anno un gran numero di morti premature. Sappiamo anche che non è possibile trovare luoghi in cui mettere in sicurezza le scorie ad alta radioattività delle centrali nucleari, pericolose per migliaia e migliaia di anni, e che i rifiuti derivanti dalla degradazione delle materie plastiche che si sono accumulate nell'Oceano Pacifico formano un' "isola" grande come l'Europa. Un modello di sviluppo sostenibile non può spingersi oltre le capacità ambientali di rigenerazione delle risorse e di assorbimento dei rifiuti.
Su questi presupposti si basa l'economia circolare (Figura 15): le materie prime devono venir usate in quantità minima (risparmio) e in modo intelligente (efficienza) per fabbricare cose ideate non solo per essere usate, ma anche per essere riparate, riusate, raccolte e riciclate al fine di ottenere nuove materie utili. Riciclare sarà la soluzione, ad esempio, per la scarsità di litio e cobalto [76]. Per fornire energia all'economia circolare non si possono utilizzare, ovviamente, i combustibili fossili, risorsa non rinnovabile, ma bisogna far conto su energie rinnovabili e pulite. Ecco quindi che la necessaria transizione dalla insostenibile economia lineare all'economia circolare è condizionata dalla transizione energetica discussa in dettaglio nelle precedenti sezioni. Questo è un altro fondamentale motivo per portare a termine rapidamente la transizione energetica.

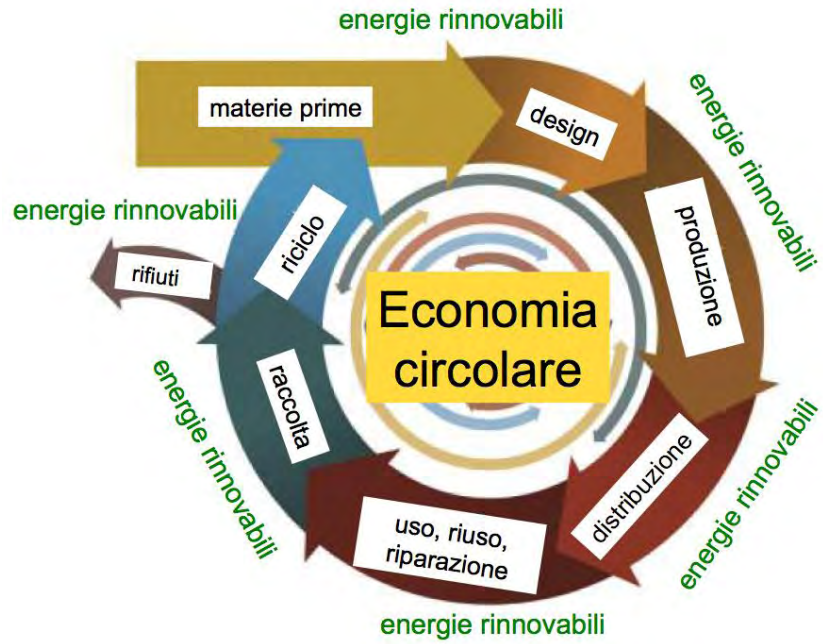


Figura 15. Schema di un sistema economico circolare basato sul concetto che le risorse naturali sono limitate ed è limitato anche lo spazio in cui mettere i rifiuti. Tutta l'energia usata è ricavata da fonti rinnovabili.

Il passaggio dall'economia lineare all'economia circolare è il punto centrale della strategia per

costruire un futuro sostenibile, l'unico futuro possibile. Naturalmente, la sostenibilità ha anche un aspetto sociale che richiede la condivisione delle risorse fra tutti gli abitanti della Terra. Bisogna quindi risolvere il problema delle disuguaglianze, che il sistema economico attuale tende ad ampliare. Un sistema economico sostenibile ha quindi due confini; da un lato deve garantire ad ogni uomo i diritti fondamentali, dall'altro deve rispettare limiti planetari [77].
Riguardo la necessità/possibilità di ridurre inequità e disuguaglianze non è che manchino le idee [78]; manca il coraggio della politica, frenata dagli interessi del capitalismo, di metterle in atto.

8.4.2 La finanza

L'attività finanziaria è importante per accrescere il benessere economico globale, ma l'architettura dell'attuale sistema finanziario sta causando disordini e danni perché anziché servire il bene comune, è diventata un'attività autoreferenziale e a corto termine, finalizzata cioè a massimizzare i profitti dei capitali investiti e gli stipendi dei manager. Lo dicono molti economisti e anche un importante documento della Chiesa cattolica, pubblicato il 17 maggio 2018 [78]: il progressivo scollamento fra attività finanziaria ed etica ha portato la finanza ad allontanarsi dal servizio all'economia reale per sviluppare invece attività speculative. Lo dimostra il fatto che mentre nel 1980 l'insieme degli attivi finanziari a livello mondiale era pressoché eguale al PIL mondiale, nel 2015 il primo era diventato dodici volte superiore al secondo. Un mercato finanziario di questo tipo uccide il futuro perché non si cura né dell'ambiente, né delle persone né, tanto meno, delle prossime generazioni. E' così accaduto che mentre il benessere economico globale si è accresciuto negli ultimi decenni con una misura e una rapidità mai sperimentate prima, nello stesso tempo abbiamo assistito alla degradazione dell'ambiente e all'aumento delle disuguaglianze tra i vari paesi e all'interno di ciascun paese.
Su scala globale, gli investimenti necessari per uscire dall'era dei combustibili fossili e sviluppare le energie rinnovabili per salvare il pianeta sono attualmente di circa 300 miliardi di dollari all'anno [60]. Questa cifra è minore di quella spesa dagli USA per disastri ambientali causati nel 2017 nel loro territorio. Si stima che per completare la transizione la spesa annua dovrà aumentare fino a raggiungere i 2000 miliardi di dollari nel 2050.
L'economia basata sull'uso dei combustibili fossili si è sviluppata, particolarmente negli ultimi 50 anni, grazie a enormi investimenti finanziari sia da parte di stati sovrani, che di imprese multinazionali. Fino all'Accordo di Parigi gli investimenti nelle energie rinnovabili erano ridicoli rispetto a quelli nel settore dei combustibili fossili. Dopo l'accordo la situazione ha iniziato a cambiare per un qualche risveglio di valori etici [79], ma anche perché I risultati delle borse indicano che l'indice *carbon free* rende più dell'indice globale. Nel dicembre 2017, 237 compagnie con un capitale aziendale di 81,7 mila miliardi di dollari, fra le quali 20 delle 30 banche più importanti, hanno approvato le raccomandazioni della *Task force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) che mettono in guardia gli investitori sui rischi collegati ai cambiamenti climatici [80]. Raggruppate nel *Global Catholic Climate Movement*, più di 20 organizzazioni cattoliche hanno deciso di spostare i loro investimenti dai combustibili fossili alle energie rinnovabili [81] e 130 grandi compagnie si sono impegnate ad utilizzare energia 100% rinnovabile [82]. Fra queste, Google e Apple hanno raggiunto l'obiettivo, rispettivamente, il 4 aprile e il 10 aprile di quest'anno (Figura 16).

Figura 16. Il centro direzionale della Apple a Cupertino (California) è alimentato totalmente da energie rinnovabili provenienti, in parte, dal fotovoltaico installato sul tetto che fornisce 17 MW.

Ormai la strada è tracciata e si vede chiaramente che ci sono enormi opportunità per investimenti nelle energie rinnovabili [61]. Un articolo pubblicato sulla rivista *Fortune* dopo l'Accordo di Parigi si chiedeva: *Can the fossil fuel industry survive a climate change agreement?* Una simile domanda hanno iniziato ora a porsela i grandi investitori. Si chiedono quale proporzione degli investimenti fatti dalle aziende petrolifere è a rischio *stranding* e anche perché queste continuino ancora a cercare gas e petrolio. Una delle ultime stime [83] indica che se l'Accordo di Parigi sarà implementato il gruppo dei fossili rischia di perdere come minimo 1600 miliardi di dollari fra il 2018 e il 2025. C'è chi si spinge oltre e, dopo aver affermato che l'industria dei fossili è inesorabilmente destinata a scomparire per le riserve che ha accumulato e che non potrà usare, si chiede in che modo morirà. La speranza è che lo faccia abbastanza velocemente, così da non peggiorare la situazione del clima [84]. Gli analisti notano che anche la grande industria petrolifera ha una montagna di debiti, più di duemila miliardi di dollari, che non potrà mai pagare perché è stretta in una tenaglia: se tiene bassi i prezzi per vendere di più, accelera il momento della bancarotta, coinvolgendo anche alcune banche; se invece tiene i prezzi alti, a breve potrà meglio sostenere il debito, ma nel medio termine rende più veloce la transizione alle energie rinnovabili. In seguito a queste considerazioni, e anche ai richiami per una finanza etica [78,79], gli investitori nel settore dei combustibili fossili cominciano a preoccuparsi e alcuni hanno già iniziato a disinvestire. Fra questi, il *Fondo Sovrano Norvegese*, *Rockefeller Brothers Fund*, *UK Pension Funds*, *BNP Paribas* e grandi compagnie di assicurazioni come *Allianz*. La tendenza a disinvestire dai fossili e a sostenere lo sviluppo delle energie rinnovabili si sta estendendo ad aziende di grandi e piccole dimensioni, ma tutto questo avviene ancora troppo lentamente. Il sindaco di New York, oltre ad aver disinvestito dai fossili 4 miliardi di dollari dei fondi pensione, ha anche fatto causa alle maggiori compagnie petrolifere chiedendo il rimborso per i danni causati dai cambiamenti climatici

e per le spese sostenute dai cittadini per resilienza e adattamento [85]. L'incombere di azioni legali riguardo la responsabilità del cambiamento climatico potrebbe essere un fattore importante per accelerare il disinvestimento dal settore dei fossili e investimenti nel settore delle rinnovabili.

8.5 La politica

L'accordo raggiunto nel dicembre 2015 alla COP21 di Parigi è stato uno straordinario successo della politica a livello internazionale. In un mondo sempre più diviso, praticamente tutte le nazioni hanno capito che il cambiamento climatico è un problema gravissimo che interessa tutti e che è possibile affrontare solo con l'impegno di tutti. Al di là della poca concretezza degli impegni presi su base volontaria, l'accordo ha segnato una svolta storica di cui forse non tutti si sono resi conto: L'Antropocene, l'Era dell'Uomo, iniziata e caratterizzata da un intenso uso dei combustibili fossili, ha accettato la progressiva, inevitabile rinuncia a questa fonte energetica [7].

E' importante che l'accordo sia entrato in vigore, nonostante il ritiro della nazione più potente della Terra e le pressioni di gruppi di potere economici talmente forti da condizionare in molti paesi (in modo esplicito come in USA o implicito come in Italia) la politica interna ed estera.

A due anni dall'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi, in attesa delle prime verifiche previste per il 2023, non sembra che la transizione proceda con la necessaria rapidità (Sezione 6), anche se nei primi mesi del 2018 si sono notati alcuni interessanti sviluppi.

- Molti paesi hanno fatto leggi che si ispirano direttamente all'accordo [86].
- Nel contesto degli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite (*Sustainable Development Goals, SDG*), è stata creata la *Sustainable Mobility for All* (*SUM4ALL*), una nuova alleanza strategica globale che mira a implementare gli *SDG* nel settore dei trasporti.
- La *Global Electric Vehicles In*itiative ha lanciato la campagna EV30, ponendosi come obiettivo una quota di mercato del 30% per veicoli elettrici entro il 2030.
- In occasione della COP23 di Bonn, è stata lanciata *la Powering Past Coal Alliance* che comprende già più di 60 paesi con l'obiettivo di eliminare le centrali termoelettriche a carbone entro il 2030.
- Nel marzo 2018 una coalizione di industrie ha chiesto al neo presidente (austriaco) della UE di sostenere una serie di provvedimenti a favore dello sviluppo delle rinnovabili, fra cui l'obiettivo di almeno il 35% di energie rinnovabili entro il 2030, in modo da fornire certezze agli operatori.
- Nel giugno 2018, in occasione del secondo *Ministerial on Climate Action* (*MoCA*) 23 paesi (di cui otto della UE) hanno sottoscritto un documento in cui chiedono che la COP24 che si terrà in dicembre a Katowice alzi gli obiettivi salva-clima in modo da rispettare pienamente gli accordi di Parigi.
- Sempre in giugno, i paesi europei che fanno parte del "Gruppo per la crescita verde" hanno invitato la Commissione europea ad aggiornare l'impegno dell'Unione in occasione della COP24; lo scopo è di limitare il riscaldamento globale di non oltre 1.5 °C entro il 2050.

Qualche buona notizia riguardo l'impegno della politica per lo sviluppo delle energie rinnovabili è giunta negli ultimi mesi da molte parti del mondo.

L'Unione Europea per il 2030 ha fissato a 32% la quota di rinnovabili, a 32,5% l'efficienza energetica con clausola di revisione al rialzo nel 2023 e sembra pronta a ridurre le emissioni di CO_2 del 45%, puntando ad un l'obiettivo di zero emissioni nette per il 2050.

La Cina, con politiche molto efficaci (vedi, ad es., [87] ha tagliato del 46% l'aumento delle

emissioni di anidride carbonica rispetto al 2005, raggiungendo con tre anni di anticipo l'obiettivo fissato per il 2020. Alla Global Energy Interconnection Conference 2018 svoltasi a Pechino è stato presentato un progetto cinese per una "via della seta elettrica", cioè per il trasporto a lunga distanza dell'energia prodotta dalle fonti rinnovabili [88].
In India, nell'ultimo anno la potenza installata delle rinnovabili ha superato quella degli impianti a carbone; cosa ancor più importante, in seguito alla rapida diminuzione dei costi per fotovoltaico ed eolico, si è dovuto riconoscere che il 20% degli impianti a carbone sono fuori mercato [89]. Il governo ha anche eliminato le tasse doganali sui pannelli fotovoltaici importati.
Nel Regno Unito, mentre gli impianti nucleari sono in forte difficoltà, le fonti rinnovabili hanno generato il triplo dell'energia prodotta dal carbone e il numero delle persone favorevoli allo sviluppo della energia solare e eolica ha raggiunto l'85% .
Fra le altre iniziative in corso in Africa, una delle più importanti è quella del piano che stanno lanciando 11 paesi per produrre energia elettrica nelle aree desertiche, con una capacità produttiva stimata di 10 mila megawatt, da destinare a 250 milioni di persone non connesse sui 400 milioni residenti nella zona frontaliera con il Sahara [90].
L'Arabia Saudita, in collaborazione con la giapponese SoftBank, a partire da quest'anno e entro il 2030 costruirà con 200 miliardi di dollari un impianto fotovoltaico che raggiungerà i 200 GW (sì, avete letto bene, GW!), cento volte più grande di qualsiasi impianto progettato finora [91].
In generale, però, non si può essere soddisfatti dello stato di avanzamento della transizione energetica. Metter giù programmi e accordi, o anche attuare qualche iniziativa di grande rilievo sono cose relativamente facili che i politici amano fare. Ora però, scesi dal palcoscenico della COP21, dove sotto i riflettori dell'opinione pubblica hanno fatto a gara nell'apparire uno più "ecologico" dell'altro, i leader dei vari paesi, se vogliono contribuire a salvare il pianeta, devono dimostrare con fatti concreti non solo di onorare, ma anche di saper andar oltre (Sezione 7) gli impegni presi a Parigi. Non sarà semplice, perché specialmente a livello nazionale *"… è sempre più facile scorgere come, di fronte al crescente e pervasivo potere di importanti agenti e grandi networks economico-finanziari, coloro che sarebbero deputati all'esercizio del potere politico, faticano nel rispondere alla loro originaria vocazione di servitori del bene comune"* [78].
Purtroppo, le notizie che vengono in questi ultimi mesi dal nostro paese, che avrebbe solo da guadagnare dalla transizione energetica [92], non sono confortanti. Ad esempio: inizio esplorazioni petrolifere dell'Eni in Alaska, nuovo giacimento di gas scoperto da ENI in Egitto, nuovi impegni Saipem per ricerche petrolifere in tutto il mondo, perforazioni *onshore* e *offshore* nella zona dell'alto Adriatico, una seconda bioraffineria a Gela e nuovi metanodotti, il tutto nel quadro di una Strategia Energetica Nazionale che punta più su metano e biocombustibili che sull'energia del sole e del vento.

9. Conclusioni

Viviamo sulla Terra, una specie di astronave che viaggia nell'infinità dell'Universo; l'unico rapporto che ha con l'esterno è la luce che riceve dal Sole, risorsa fondamentale per la vita dei 7,5 miliardi di passeggeri. Nessuno dei passeggeri può scendere, se non morendo, e molti, nascendo, continuano a salire a bordo. L'astronave Terra non può rifornirsi di risorse, né sbarazzarsi dei rifiuti che vi si accumulano. Da tutto ciò deriva che le risorse di cui disponiamo, eccetto l'energia solare, sono

limitate ed è limitato anche lo spazio in cui possiamo collocare i rifiuti. E' incredibile come questa innegabile realtà venga spesso ignorata, anche da economisti e politici.

Quanto emerge dalle precedenti sezioni è che siamo in un periodo difficile della storia. Dopo aver goduto per più di un secolo dell'energia dei combustibili fossili, abbondante e a basso prezzo, abbiamo capito che il suo uso causa la degradazione del pianeta e che quindi dobbiamo smettere di usarla. Dopo esserci tanto esaltati per il "progresso", ci stiamo accorgendo che il nostro modello di sviluppo, il consumismo, su un'astronave che deve viaggiare incessantemente è insostenibile. Lo è anche dal punto di vista sociale: promuove la competizione, induce a non curarsi degli altri, causa la perdita dell'idea di bene comune, allarga sempre più la forbice della disuguaglianza. Sappiamo bene che disuguaglianza vuol dire disagio, malessere, migrazioni, rivoluzioni e guerre.

Le preoccupazioni di scienziati e filosofi si possono riassumere in una frase di Hans Jonas: "*... è lo smisurato potere che ci siamo dati, su noi stessi e sull'ambiente, sono le immani dimensioni causali di questo potere ad imporci di sapere che cosa stiamo facendo e di scegliere in quale direzione vogliamo inoltrarci*" [93]. Sono le stesse preoccupazioni che riecheggiano nell'ammonizione di papa Francesco: "*Non ci sono due crisi separate, una ambientale e un'altra sociale, bensì una sola e complessa crisi socio-ambientale*; *… ciò che sta accadendo ci pone di fronte all'urgenza di procedere in una coraggiosa rivoluzione culturale"* [11].

La nostra è la prima generazione che si rende conto della situazione di grave crisi in cui ci troviamo e quindi è anche la prima (qualcuno dice che potrebbe essere l'ultima) che può e deve cercare rimedi. E' una crisi generata dai ricchi, che però colpisce maggiormente i poveri.

Se vogliamo continuare a vivere sulla Terra, dobbiamo scegliere la strada della sostenibilità ecologica e sociale. La sostenibilità ecologica richiede anzitutto una transizione energetica: l'abbandono dei combustibili fossili e lo sviluppo delle energie rinnovabili. Come abbiamo visto, questa transizione è già avviata ed è possibile portarla a termine, sia tecnicamente che economicamente, entro il 2050.

La transizione fermerà il cambiamento climatico, eviterà la morte prematura di molte persone, aumenterà il numero di posti di lavoro e porterà anche benefici economici. Porterà inoltre vantaggi dal punto di vista sociale perché le nazioni più povere, quelle più colpite dai cambiamenti climatici, sono le più ricche di energie rinnovabili. Le tecnologie molto efficaci, offerte dalla scienza per utilizzare le abbondanti energie rinnovabili a nostra disposizione, trovano però limiti nelle risorse materiali necessarie per metterle in opera. Quindi non potremo disporre di tutta l'energia che ci farebbe comodo avere.

La transizione energetica non avverrà spontaneamente; richiede, anzi, un forte impegno perché è ostacolata dalla lobby dei combustibili fossili, da speculazioni finanziarie e da controversie economiche e politiche.

E' poi necessaria un'altra transizione, che non può prescindere dal compimento della transizione energetica: la transizione dall'economia lineare dell'usa e getta alla economia circolare, basata su un impiego più consapevole e più efficiente delle risorse, su una minore produzione di rifiuti e sul loro recupero per creare nuove risorse.

Tutto questo però non è ancora sufficiente perché, se vogliamo vivere in pace nella "casa comune", l'astronave Terra, è assolutamente necessario ridurre le disuguaglianze che affliggono l'umanità, sia su scala nazionale che globale. Dovremmo, come dice papa Francesco "*indignarci per le enormi disuguaglianze che esistono tra di noi. Non ci accorgiamo più che alcuni si trascinano in una miseria*

degradante, mentre altri non sanno nemmeno che farsene di ciò che possiedono" [11]. Per ridurre le disuguaglianze bisogna compiere una terza transizione, integrata alle due precedenti: un transizione *culturale* dal consumismo alla sufficienza e alla sobrietà, che è la qualità essenziale di ogni relazione con le risorse, con i rifiuti, con gli altri e con se stessi. La sobrietà libera l'uomo dalla frenesia dell'accumulo e lo rende capace di una fruizione condivisa.

Cosa fare, quindi? La prima cosa è informare le persone, in particolare i giovani, sulla situazione in cui ci troviamo e sulle grandi sfide che abbiamo dinnanzi. Poi dobbiamo chiedere a tutti, cominciando da noi stessi, di agire in modo fermo e responsabile.

Alla scienza dobbiamo chiedere innovazione, ma non per fare aumentare i consumi, bensì per diminuirli. Abbiamo bisogno di prodotti durevoli, riparabili, riciclabili. Abbiamo bisogno di innovazione per ridurre i rifiuti e gli sprechi, per utilizzare al meglio le energie rinnovabili, per rimediare i danni causati dall'uso dei combustibili fossili, per contribuire ad appianare le disuguaglianze e porre fine al degrado sociale.

All'economia dobbiamo chiedere di non degradare l'ambiente e di ridare dignità al lavoro; alla finanza, di abbandonare le speculazioni, di rimettere al centro di ogni operazione il rispetto dell'uomo e dell'ambiente; a chi gestisce enormi quantità di denaro di disinvestire dai combustibili fossili e di investire nello sviluppo delle energie rinnovabili.

Ai politici dobbiamo chiedere di non preoccuparsi delle prossime elezioni, ma delle prossime generazioni; di agire non per il successo del loro partito, ma per il bene del loro Paese; di non lasciarsi sospingere dal vento dei sondaggi, ma di fare leggi basate su solidi principi etici [94].

E a ciascuno di noi dobbiamo chiedere non solo di utilizzare con cura quei beni comuni che sono le risorse del nostro pianeta e l'energia che ci viene dal Sole, ma anche di mettere in campo le nostre energie spirituali: collaborazione, amicizia, solidarietà e sobrietà, per vivere in armonia con gli altri uomini.

Note

(1) *Energy Return Over Investment* (EROI) è il rapporto fra l'energia ottenuta e quella usata [42] .

(2) *Levelised Cost of Electricity* (LCOE) è il costo della elettricità generata, comprendente tutte le voci di spesa, dall'ammortizzazione del capitale finanziario iniziale a tutti i costi operativi [42].

(3) *Capacity factor:* per *capacity factor* (capacità effettiva) di un impianto che genera energia si intende il rapporto fra l'energia generata in un certo periodo di tempo e l'energia che avrebbe generato se avesse potuto operare con continuità nello stesso periodo di tempo con la sua capacità massima [42]

(4) *Learning rate:* misura lo sviluppo di una tecnologia; è la diminuzione del prezzo per ogni raddoppio della produzione

Riferimenti bibliografici

Quelli evidenziati in giallo si riferiscono alla PARTE PRIMA. Alcuni sono citati anche in questa PARTE SECONDA

[1] G. Ciamician, *Science*, *36*, 385, 1912

[2] https://www.ipcc.ch/ipccreports/far/wg_I/ipcc_far_wg_I_full_report.pdf
[3] N. Armaroli, V. Balzani, N. Serpone: *Powering Planet Earth - Energy Solutions for the Future*, Wiley-VCH, 2013
[4] http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/2018/03/Nuclear-disaster_EPR_EN.pdf
[5] N. Armaroli, V. Balzani, *Energy for a Sustainable World – From the Oil Age to a Sun-Powered Future*, Wiley-VCH, 2011.
[6] V. Balzani, *Sapere*, ottobre, 22-27, 2018.
[7]. N. Armaroli, V. Balzani: *Energia per l'astronave Terra, Terza edizione, L'era delle rinnovabili*. Zanichelli, 2017
[8] http://www.rff.org/files/sharepoint/WorkImages/Download/RFF-RPT-kyotoprot.pdf
[9] www.ipcc.ch/report/ar5/syr/
[10] http://unfccc.int/resource/docs/2015/Cop21/eng/l09r01.pdf
[11] Francesco, *Laudato si', Lettera enciclica sulla cura della casa comune*, Paoline Libri, 2015
[12] A. Clò, *Energia e clima. L'altra faccia della medaglia*, Il Mulino, 2017
[13] https://www.theguardian.com/environment/2012/feb/15/leak-exposes-heartland-institute-climate
[14] V. Balzani, *Lettere ai giornali*
https://ilblogdellasci.wordpress.com/2018/07/02/due-lettere-a-repubblica/
https://ilblogdellasci.wordpress.com/2018/09/07/lettera-aperta-alla-saipem/
[15] F.C. Moore, D.B. Diaz, *Nature Climate Change*, *5*, 127, 2015
[16] https://esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/
[17] https://www.bbc.com/news/science-environment-45471410
http://www.ipcc.ch/news_and_events/pdf/press/ma-p48.pdf
[18] The IMBIE team, *Nature*, *558*, 219, 2018
[19] https://doi.org/10.1073/pnas.1717312115
[20] https://www.gfdl.noaa.gov/global-warming-and-hurricanes/
[21] The Global Risks Report 2018, 13th Edition, *World Economic Forum*, 2018
[22] https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-05-01/air-pollution-kills-7-million-people-a-year-who-reports#tictocnews
[23] https://ilblogdellasci.wordpress.com/2018/08/15/ascoltare-la-scienza-lincidente-di-bologna-e-la-transizione-energetica/
[24] *BP Statistical Review of World Energy* 2018
[25] https://srsroccoreport.com/u-s-shale-oil-industry-swindling-stealing-energy-stay-alive/
[26] C. McGlade, P. Ekins, *Nature*, *517*, 187, 2015
[27] https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf
[28]. http://www.rechargenews.com/transition/1453400/statoil-to-change-name-to-equinor
[29] https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-05-15/repsol-said-to-end-pursuit-of-oil-growth-amid-energy-transition
[30] http://www.rechargenews.com/transition/1356364/dong-changes-name-to-orsted-to-reflect-black-to-green-journey
[31] https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/shell-energy-transition-

report.html
[32] https://www.shell.it/energia-e-innovazione/il-futuro-energetico.html
[33] https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/publications-archive/publications/reports/rapporti-2017/Integrated-Annual-Report-2017.pdf
[34] https://about.bnef.com/new-energy-outlook/#toc-download
[35] priceofoil.org/2017/11/09/burning-the-gas-bridge-fuel-myth/
[36] T. Wang, et al., *Environ. Sci. Technol*. *51*, 6990−6998, 2017
[37] https://www.eni.com/it_IT/investitori/strategia.page
[38] http://temi.repubblica.it/micromega-online/altro-che-eni-serve-una-societa-pubblica-al-100-per-lenergia/?printpage=undefined
[39] https://corporate.enel.it/it/media/news/d/2017/11/piano-2018-2020-enel-accelera-su-digitalizzazione-e-clienti
[40] Delucchi, M.A., Jacobson, M.Z., *Energy Policy*, *39*, 1170, 2011 https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.045
[41] www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/
[42] http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017 http://www.irena.org/publications/2018/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2018
[43] https://www.bp.com/energytransition
[44] N. Armaroli, V. Balzani *Chem. Eur. J*., 22, 32, 2016.
[45] Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report, updated: 19 June 2018
[46] T. Seba, *Clean disruption of energy and transportation*, Clean Planet Ventures, Cal., 2014.
[47] http://www.lastampa.it/2016/11/29/blogs/in-diretta-da-greenpeace/il-biodiesel-di-eni-il-clima-e-le-foreste-ReuoQzYbtSVMBH0lJ5CIOO/pagina.html

[48 http://exponentialroadmap.futureearth.org
[49] http://www.iea.org/weo/
[50] http://priceofoil.org/content/uploads/2018/04/OFF-TRACK-the-IEA-Climate-Change.pdf
[51] B. Heard, et al., *Renew Sustain Energy Rev, 76*, 1122 (2017) 10.1016/j.rser.2017.03.114
[52] T.W. Brown, et al, Renewable and Sustainable Energy Reviews *92*, 834, 2018 https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118303307
[53] Jacobson, et al., *Joule 1*, 108–121 con 186 pagine di informazioni supplementari, 2017 http://dx.doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.005
[54] Jacobson, et al*., Sustainable Cities and Society, 42*, 22, 2018. https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.06.031
[55] https://ilblogdellasci.wordpress.com/2018/08/15/ascoltare-la-scienza-lincidente-di-bologna-e-la-transizione-energetica/
[56] http://www.energieeffizienz.ch/it/home.html
[57]] http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06445/index.html?lang=it
[58] https://www.slideshare.net/morosini1952/2000-watt-morosinipadova2010
[59] M. Morosini, *Società a 2000 watt: più benessere con meno energia* https://www.qualenergia.it/articoli/20170807-implicazioni-e-problematiche-diuna-societa-a-

2000-watt/
[60] https://about.bnef.com/new-energy-outlook/;
http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/twi/TWI2050.html
http://exponentialroadmap.futureearth.org
[61] J. Grantham, The Race of Our Lives Revisited, GMO white paper, august 2018
https://www.gmo.com/docs/default-source/research-and-commentary/strategies/asset-allocation/the-race-of-our-lives-revisited.pdf
[62] N. Kittner, et al., *Nature Energy*, *2*, article 17125, 2017
https://www.nature.com/articles/nenergy2017125
[63] https://renewablesnow.com/news/chinas-hanergy-showcases-4-models-of-100-solar-cars-531316/
[64] https://about.bnef.com/blog/e-buses-surge-even-faster-evs-conventional-vehicles-fade/
[65] https://www.idtechex.com/research/reports/electric-boats-and-ships-2017-2027-000509.asp
[66] https://cargoinnovationconference.com/transport/dutch-company-port-liner-building-two-giant-electric-barges-launched-autumn/
[67] Manned Electric Aircraft 2018-2028
[68] E. Williams, et al., *Environ. Sci. Technol*., *49*, 6394, 2015
[69] C.F. Runge, Yale Environment 360; https://e360.yale.edu/authors/c-runge
[70] http://www.eueduk.com/bedazzled-energy-efficiency/
[71] E. Shove, *Building Research & Information 46(7)*, 779, 2018
https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/09613218.2017.1361746
[72] https://www.climateliabilitynews.org/2018/04/05/climate-change-oil-companies-knew-shell-exxon/
[73] https://www.avvenire.it/papa/pagine/udienza-petrolieri-papa-francesco
[74] http://www.scienzainrete.it/contenuto/articolo/La-fuga-dalla-realta-e-il-mito-della-crescita-infinita
[75] U. Bardi, *Extracted: How the Quest for Mineral Wealth Is Plundering the Planet*, Chelsea Green, White River Junction, Vermont (USA), 2014.
[76] https://www.allaboutcircuits.com/news/looming-shortage-lithium-cobalt-electric-cars-politics-battery-chemistry/
[77] K. Raworth, *L'economia della ciambella*, Edizioni Ambiente, 2017
[78] https://www.avvenire.it/opinioni/pagine/verso-una-nuova-finanza-il-cammino-ora-segnato
http://press.vatican.va/content/salastampa/it/bollettino/pubblico/2018/05/17/0360/00773.html
[79] https://www.theguardian.com/environment/2015/nov/14/thomas-piketty-and-tim-jackson-responsible-investors-must-divest-from-fossils-fuels-now
[80] https://www.fsb-tcfd.org/
[81] https://catholicclimatemovement.global/divest-and-reinvest/
[82] http://there100.org/companies
[83] https://www.carbontracker.org/reports/mind-the-gap/
[84] https://www.nakedcapitalism.com/2017/05/gaius-publius-dying-fossil-fuel-industry.html
[85] https://www.nytimes.com/2018/01/15/opinion/big-oil-climate-change-nyc.html
[86] http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/publication/global-trends-in-climate-change-

legislation-and-litigation-2018-snapshot/
[87] https://climateactiontracker.org/countries/china/pledges-and-targets/
[88] http://www.geidco.org/html/qqnycoen/col2015100728/2018-04/04/20180404105742245525796_1.html

[89] https://www.bloombergquint.com/business/2018/05/08/nearly-10000-mw-coal-based-capacity-remains-unviable-power-secretary-says#gs.syVV3sk
[90] https://biopianeta.it/2018/04/trasformare-il-deserto-in-energia-il-progetto-sul-fotovoltaico-in-africa/
[91] http://www.greenreport.it/news/energia/larabia-saudita-diventa-solare-200-gigawatt-200-miliardi-dollari-piu-grande-progetto-fotovoltaico-del-mondo/
[92] http://www.energiaperlitalia.it/

[93] H. Jonas, *Il principio di responsabilità. Un'etica per la civiltà tecnologica*, curato da P.P. Portinaro, Einaudi, 2002.
[94] https://books.google.it/books?id=8m4oAAAAYAAJ&pg=PA644#v=onepage&q&f=false

DOCUMENTI ACQUISITI NEL CORSO DEL SOPRALLUOGO AL CENTRO DI RICERCHE DELL'ENEA A CASACCIA

26 ottobre 2018

ITALIAN NATIONAL AGENCY FOR NEW TECHNOLOGIES, ENERGY AND SUSTAINABLE ECONOMIC DEVELOPMENT

Dipartimento tecnologie energetiche

Gian Piero Celata
Direttore
Dipartimento tecnologie energetcihe

26 ottobre 2018

gianpiero.celata@enea.it

ENEA

- ENEA, Agenzia Nazionale le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile
- Ente Pubblico di Ricerca, vigilato MiSE, che opera nel settore dell'energia, dell'ambiente e delle nuove tecnologie a supporto della competitività e dello sviluppo sostenibile
- Mission: sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche per affrontare le sfide dell'energia e della sostenibilità, favorendo la transizione verso una low carbon economy
- Il mandato istituzionale di ENEA è quello di disseminare e trasferire conoscenza, innovazione e tecnologie all'industria ed alle PPAA

Dislocazione territoriale e personale

Centri

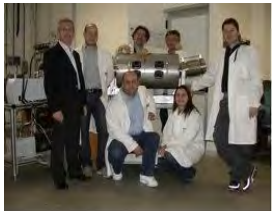
- **9** Centri di Ricerca
- **5** Laboratori di Ricerca
- **11** Uffici Territoriali
- **Brussels** Office
- **Sede Legale** a Roma

Risorse umane

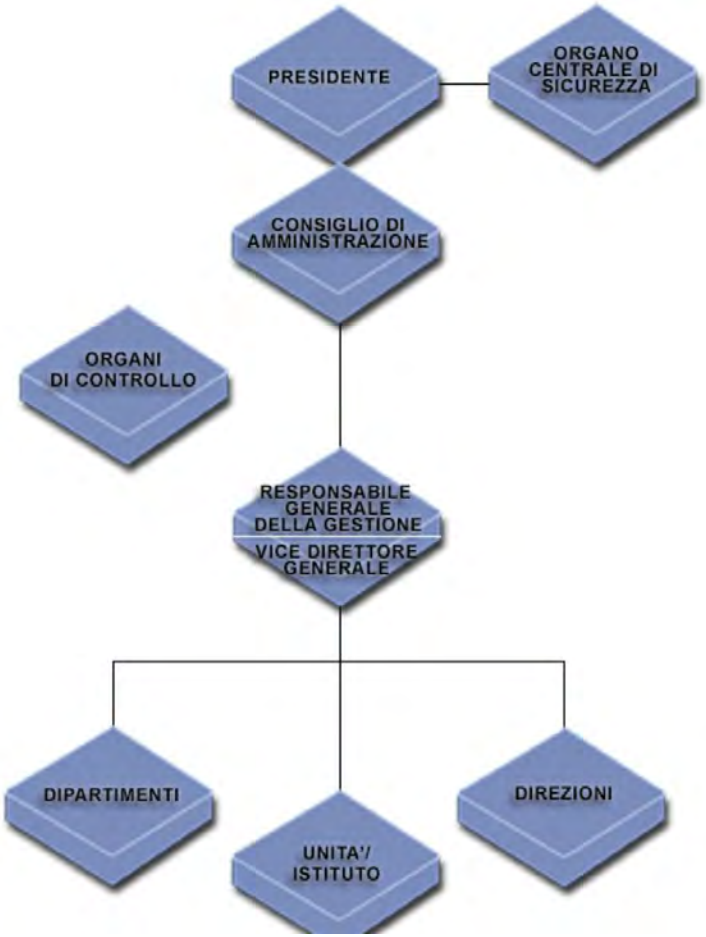
2425 persone a TI (30/06/17):

- **37,0%** donne
- **59,0%** laureati

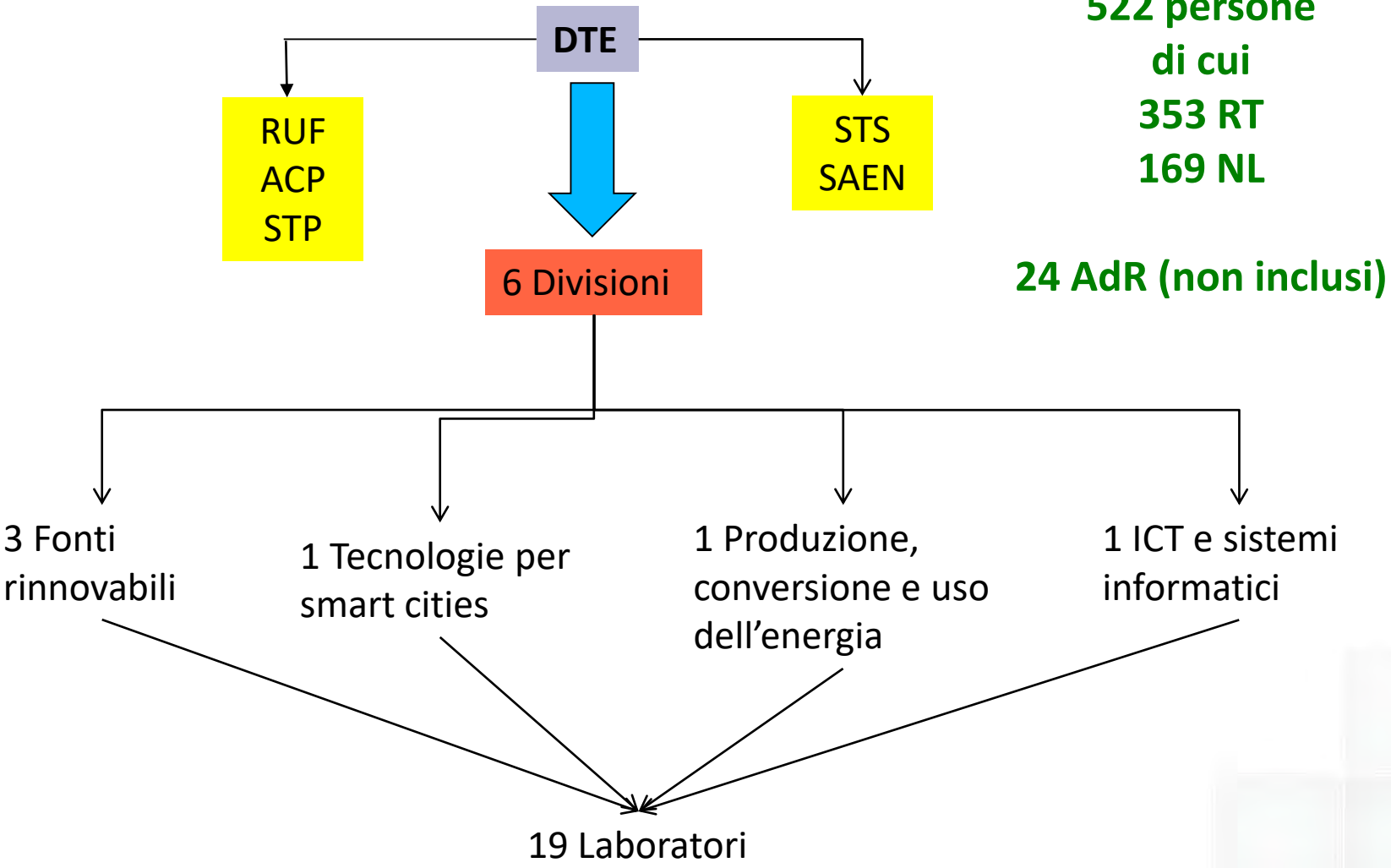
80 personale a TD



Struttura organizzativa



4 Dipartimenti (1800 persone)
7 Direzioni/Funzioni Centrali (500 persone)
5 Unità(Istituti) (150 persone)



522 persone
di cui
353 RT
169 NL

24 AdR (non inclusi)

Obiettivo strategico:
contribuire alla diversificazione, nel medio-lungo termine, delle fonti energetiche e, nel contempo, alla massima riduzione delle emissioni e della dipendenza energetica dalle fonti fossili, anche tramite l'ottimizzazione dell'utilizzo dell'energia → *low carbon society*

Ricerca, sviluppo tecnologico e innovazione nei settori delle fonti di energia rinnovabili

- **solare termico e termodinamico con sistemi di accumulo**
- **fotovoltaico & smart grids**
- **biomasse per bioenergie, bioraffineria (produzione di energia, biocombustibili, chemicals)**

e delle tecnologie per l'efficienza energetica e gli usi finali dell'energia

- **smart cities ed uso razionale dell'energia**
- **mobilità sostenibile, veicoli ibridi ed elettrici**
- **idrogeno e celle a combustibile,**
- **uso sostenibile dei combustibili fossili e cicli termici avanzati**
- **accumulo di energia per applicazioni mobili e stazionarie**

Dipartimento tecnologie energetiche

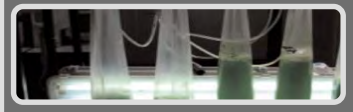
ENEA
ITALIAN NATIONAL AGENCY FOR NEW TECHNOLOGIES, ENERGY AND SUSTAINABLE ECONOMIC DEVELOPMENT

Divisione Fotovoltaico e Smart Network

- Sistemi PV di nuova generazione e concentrated photovoltaic (CPV)
- Nuovi materiali per il PV: Thin film, celle ad alta efficienza (tandem)
- Smart Grids e interfaccia delle FER con la rete elettrica

Divisione Solare Termico e Termodinamico

- Impianti sperimentali con collettori parabolici linerie e non, tecnologie coating tubi ricevitori, uso sali fusi, sistemi di accumulo termico
- Qualificazione e certificazione di collettori solari termici



Divisione Bioenergia, Bioraffineria e Chimica Verde

- Produzione di syngas e biocarburanti da biomasse (scarti agricoli-forestali), chemicals
- Gassificazione, bioenergia da microalghe

Divisione Produzione, Conversione e Uso Efficienti dell'Energia

- Sistemi elettrochimici per l'accumulo elettrico di energia, hydrogen storage, supercapacitors
- Sistemi di cogenerazione, nuovi materiali ottici
- Uso Sostenibile dei combustibili fossili (CCSU)
- Mobilità sostenibile

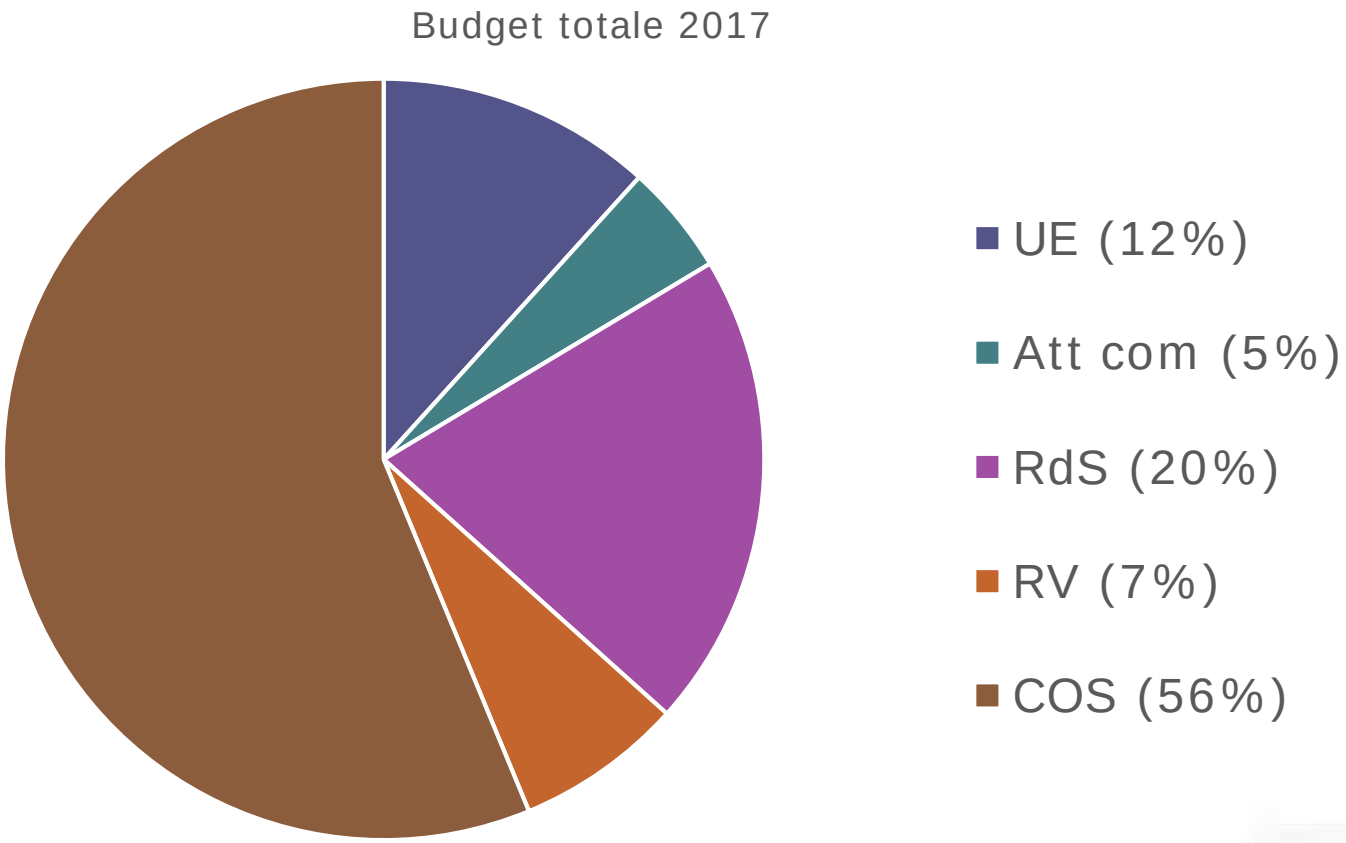
Smart Energy

- Smart public lighting
- Smart cities
- Sistemi di supporto alle decisioni per la resilienza delle infrastrutture critiche

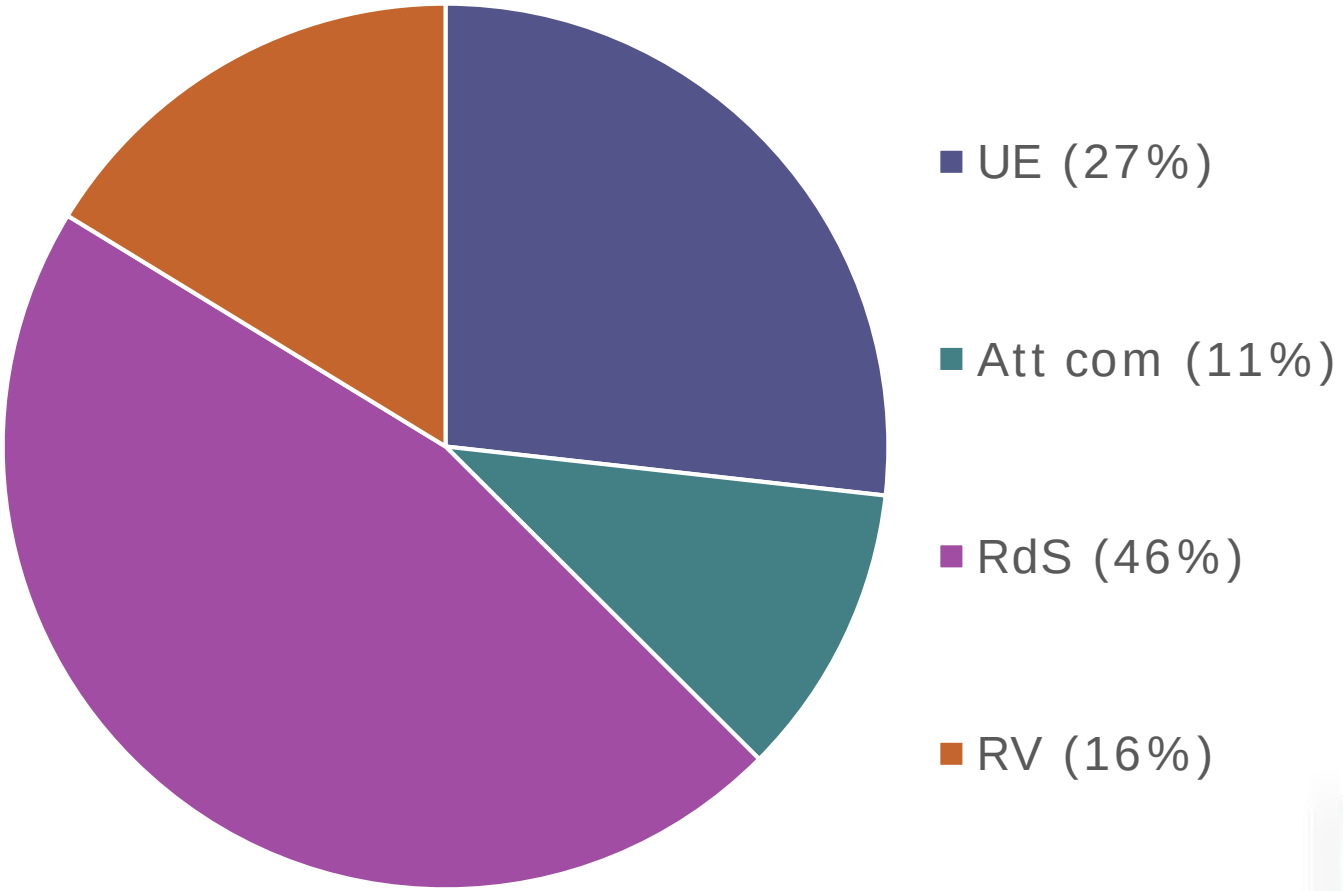
ICT

- High Performance Computation
- Partecipazione a numerosi progetti Dipartimentali e non

Budget DTE 2017 (circa 53,3 M€)



Accertamenti DTE 2017 (circa 19,2 M€ + 3,8 M€ RV)



Grazie per l’attenzione

Fotovoltaico e Smart Network (FSN)

Sviluppo di celle fotovoltaiche ad ↑ efficienza

Realizzazione di componenti e metodologie per

- **↑ produttività dei sistemi fotovoltaici**
- **Servizi smart d'integrazione a rete**

Celle solari a film sottile → **Materiali ternari ($CuInSe_2$) e binari (CdTe)** → **Efficienza > 20%**

Celle solari a film sottile con materiali di grande disponibilità

Ricerche per la sostituzione degli elementi della cella considerati tossici e rari (Cd, In e Te), con elementi non tossici e di grande disponibilità, con simili rendimenti di cella.

Fotovoltaico e smart grid

Solare Termico e Termodinamico (STT)

Tecnologie, materiali, processi e prodotti

- **Impiego di energia solare per la produzione di calore**
- **Conversione di energia solare in energia elettrica**

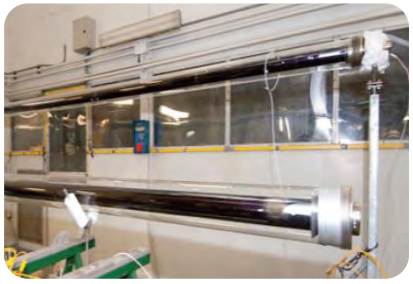
Processi industriali

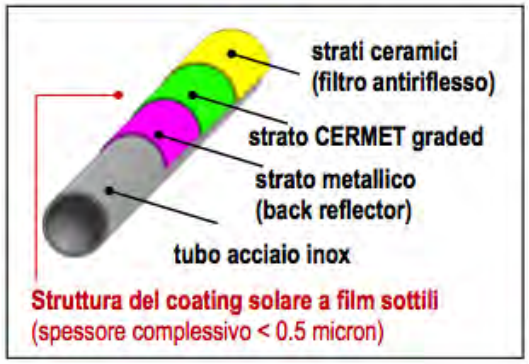
Condizionamento ambientale

- **Progettazione, realizzazione ed esercizio di impianti sperimentali**
- **Fornitura di servizi tecnici avanzati**
- **Trasferimento di tecnologie e conoscenze al sistema produttivo**

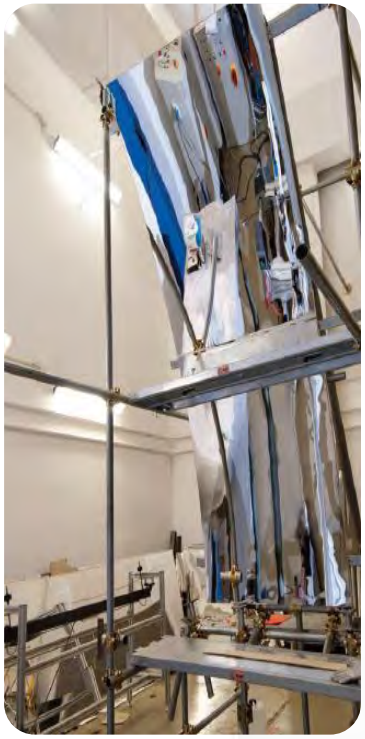
Impianto PCS per prove di esercizio su componenti per impianti solari a concentrazione

Solare a concentrazione





Struttura del coating solare a film sottili
(spessore complessivo < 0.5 micron)



Bioenergia, Bioraffineria e Chimica Verde (BBC)

Produzione di energia termica, energia elettrica, biocombustibili, intermedi chimici e biomateriali

Digestore anaerobico mobile

Realizzazione di prototipi e impianti pilota di scala (sufficientemente ↑) → **Verifica preliminare di fattibilità tecnico-economica**

- **Materie prime lignocellulosiche**
- **Oli residuali**
- **Coprodotti delle filiere di prod. di bioetanolo e biodiesel**
- **Sottoprodotti dell'ind. aliment.**

→ **Attività di ricerca per la produzione di biocarburanti, prodotti/materiali "bio-based", bioenergia**

Valorizzazione energetica di biomasse da filiere corte locali

- **Energia elettrica**
- **Biocombustibili gassosi**

Bioenergia, bioraffineria e chimica verde

Produzione, Conversione e Uso Efficienti dell'Energia (PCU)

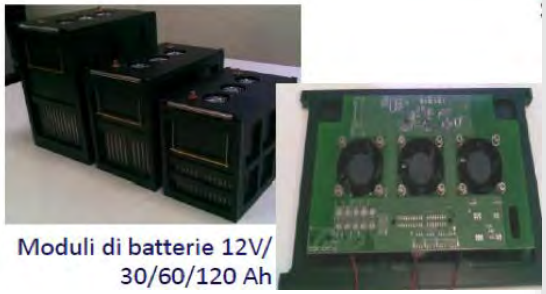
- Uso sostenibile dei combustibili fossili (riduzione, rimozione, utilizzo CO_2)
- Veicoli a basso impatto ambientale e mobilità sostenibile
- Termofluidodinamica applicata ai sistemi energetici e all'industria
- Produzione dell'H_2
- Celle a combustibile
- Sistemi di accumulo di energia per applicazioni mobili e stazionarie
- Sviluppo di materiali per l'energia

Progettazione, realizzazione ed esercizio di impianti sperimentali

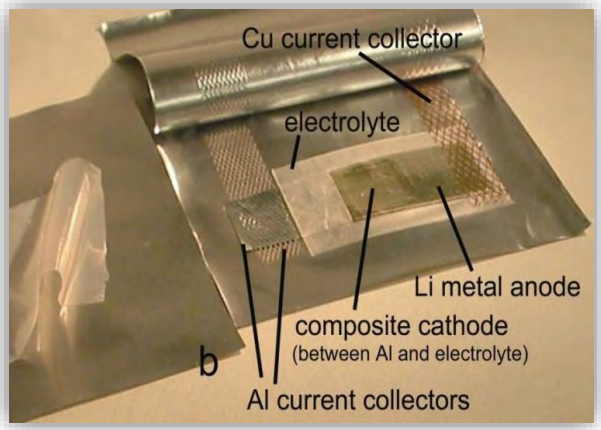
- Tecnologie e cicli avanzati per l'energia
- ↑ η energetici
- ↓ impatto ambientale
- Materiali e processi chimici ed elettrochimici per la conversione e l'accumulo energetico

Impianto ZECOMIX

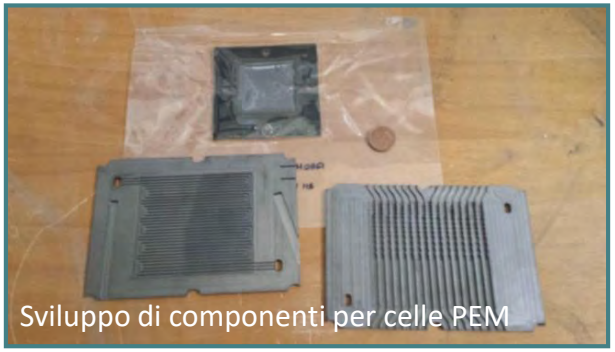
Produzione, conversione e uso efficienti dell'energia



Moduli di batterie 12V/
30/60/120 Ah



Produzione, conversione e uso efficienti dell'energia



Sviluppo di componenti per celle PEM

TEST di sistemi completi (monocelle o stack)

FUEl CELLS: Competenze, attrezzature e laboratori per lo sviluppo di celle a combustibile a bassa T (PEM) e ad alta *T (MCFC e SOFC)*

Produzione idrogeno: sviluppo nuovi catalizzatori ed ottimizzazione dei parametri di processo

Smart Energy (SEN)

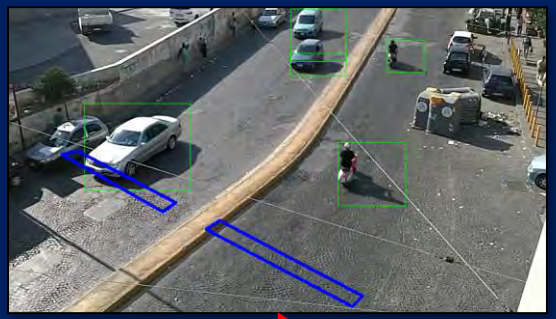
Soluzioni in grado di cambiare l'organizzazione di infrastrutture urbane e territoriali

- ↑ Efficienza energetica
- ↑ **Prestazione funzionale**
- ↑ **Competitività economica**
- ↑ **Accettabilità sociale**
- ↑ **Penetrabilità nel mercato**

Soluzioni proposte	**Insieme di tecnologie inter-operative, modelli di business e di interazione tra gli stakeholders**
SSD resilienza IC	**Reti elettriche, gas, acqua, telecomunicazioni…..**
Robotica	**Sciami di droni sottomarini, droni, assisted living**

Server-Sala controllo

Monitoraggio traffico



Monitoraggio edifici

Regolazione illuminazione

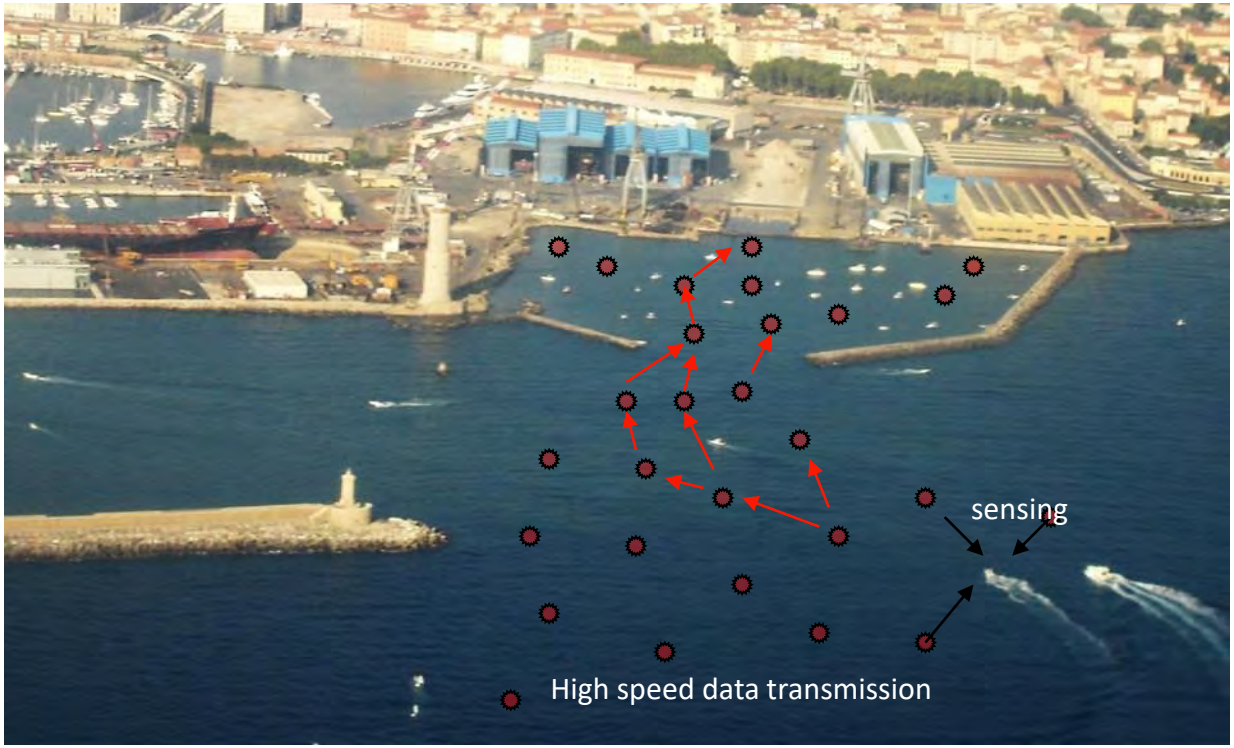
Monitoraggio inquinamento

Controllo bus elettrico e qualità aria

Social network urbano

Comunicazione cittadino-PA

Sciami di robot sottomarini



Sviluppo sistemi per l'informatica e l'ICT (ICT)

- **Infrastruttura di rete**
- **Infrastruttura di calcolo**
- **Infrastruttura per il sistema informativo di Agenzia**
- **Infrastruttura *cloud* per servizi ENEA**

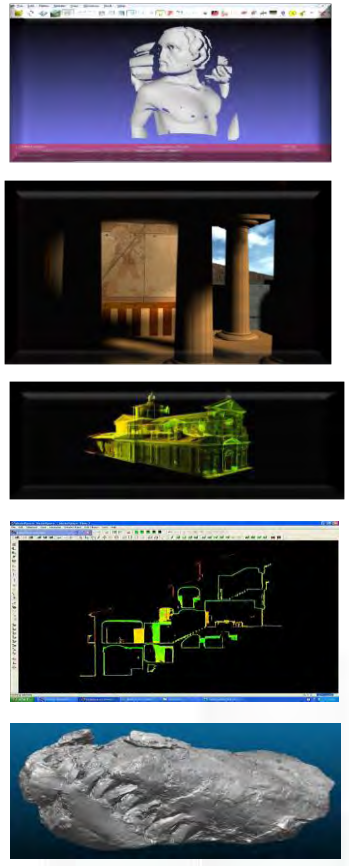
Attività progettuali

- **Modellistica per nuovi materiali**
- **Applicazioni per l'efficienza energetica in vari settori (anche *data centre*)**
- **Competitività e sostenibilità dei sistemi produttivi**

Strumenti per la digitalizzazione

Strumenti per acquisizione di dati geometrici

- Laser scanner ambientale, per edifici, aree urbane e siti archeologici
- Scanner 3D a luce strutturata per rilievi ad altissima risoluzione di manufatti di medie e piccole dimensioni
- Fotogrammetria



Tali strumenti permettono la definizione di una base geometrica per la ricostruzione virtuale di siti e di sculture. Sono inoltre utili per:

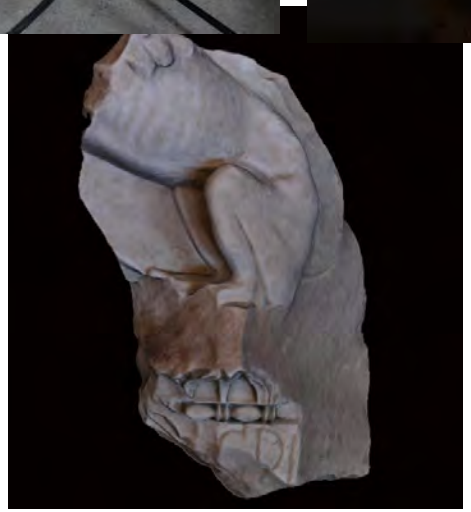
- Estrapolazione di informazioni architettoniche di edifici e aree urbane
- Analisi e monitoraggio di uno scavo
- Ipotesi di ricostruzione dell'aspetto originario di un sito archeologico
- Catalogazione, documentazione e diffusione della conoscenza
- Fruizione del bene a distanza

Fotogrammetria, ricostruzione 3D e biodegrado

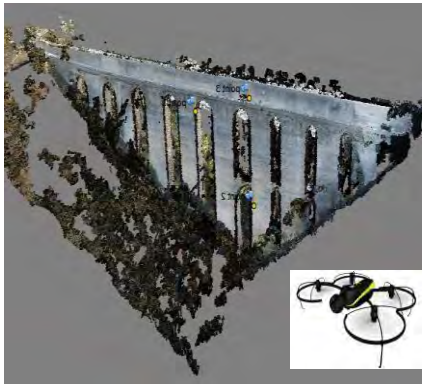
Collaborazione con la Pontificia Commissione di Archeologia Sacra

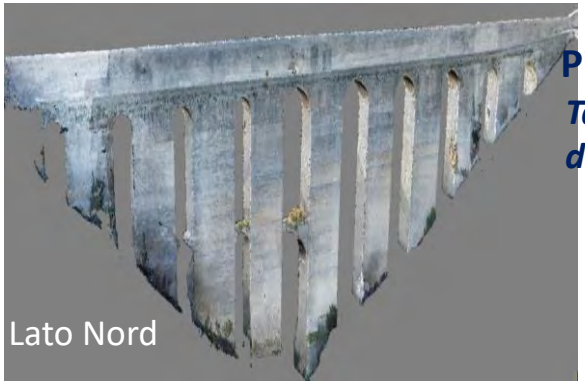
Complesso delle Catacombe di Priscilla: intervento di fotogrammetria nella Cappella Greca

Mercati di Traiano – Museo dei Fori Imperiali: ricostruzione 3D del fregio delle Sfingi mediante Scanner a luce strutturata



Ponte delle Torri di Spoleto: fotogrammetria 3D via drone per il monitoraggio strutturale ed il rilievo del quadro fessurativo

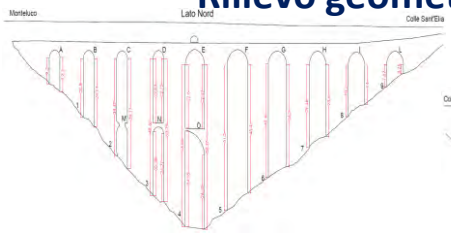


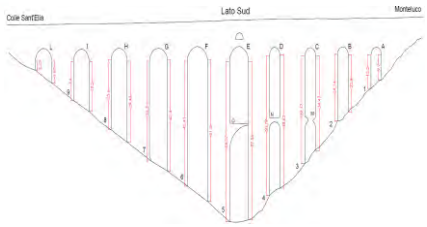


Pila 2 Nord

Tassonomia delle lesioni

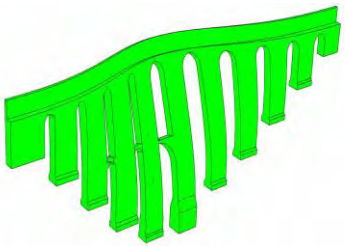
Rilievo geometrico



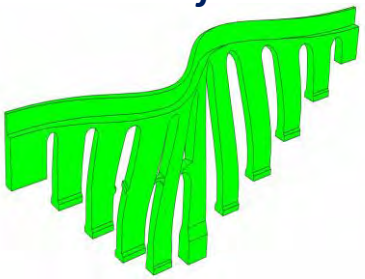


Analisi FE

I Modo f = 0.629 Hz



II Modo f = 1.129 Hz



GENERAZIONE E ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA PER AUTOCONSUMO NEI DISTRETTI PRODUTTIVI

26 OTTOBRE 2018

Progetto dimostrativo ENEA Casaccia
Autoconsumo da Fonti Rinnovabili per trasporto elettrico

I RISULTATI DELL'APPLICAZIONE SI POSSONO ESTENDERE A TUTTI I DISTRETTI PRODUTTIVI di TIPO:

- *URBANO/SUBURBANO*
- *INDUSTRIALE / PMI*

ESEMPI DI DISTRETTI PRODUTTIVI

- *URBANO/SUBURBANO*
  - *OSPEDALI*
  - *CENTRI COMMERCIALI*
  - *MINISTERI /GRANDI UFFICI*
  - *CENTRI DI RICERCA CON n DIPENDENTI (ORDINE DI GRANDEZZA DI CENTINAIA O MIGLIAIA)*
- *INDUSTRIALI / PMI*

PAROLE – CHIAVE

- *COMUNITA' ENERGETICHE*
- *FONTI RINNOVABILI*
- *ACCUMULO*
- *CONSUMO (AUTOCONSUMO) ELETTRICO*
- *MICRORETE ENERGETICA INTEGRATA*
- *MOBILITA' / TRASPORTI*

GENERAZIONE DA FONTI RINNOVABILI IN ITALIA

- *RIDUZIONE DA FONTE IDROELETTRICA (- 14,2 % 2017/2016)*
- *INCREMENTO DA FONTE FOTOVOLTAICA (+ 10,4 % 2017/2016)*

SCELTA DELLA FONTE RINNOVABILE

PER IL CENTRO ENEA-CASACCIA

FOTOVOLTAICO

PER LA SITUAZIONE GEOMORFOLOGICA DEL CENTRO, DISPONIBILITA' DI AMPIE SUPERFICI, MATURITA' E SEMPLICITA' TECNOLOGICA

Progetto dimostrativo ENEA Casaccia
Autoconsumo da Fonti Rinnovabili per trasporto elettrico

ACCUMULO:

ELETTROCHIMICO/POWER TO GAS (?)

NELLA PRIMA FASE PROGETTUALE L'ENERGIA PRODOTTA SARA' IMMESSA NELLA «MICRORETE» ENEA; A VALLE DELL'ANALISI DEI DATI DI PRODUZIONE, IMMISSIONE E CONSUMO, SI VALUTERA' LA MIGLIORE INTEGRAZIONE CON I SISTEMI DI ACCUMULO ELETTRICO O POWER TO GAS .

SI PREVEDERA' COMUNQUE FIN DALL'INIZIO UN SISTEMA DI CELLA A COMBUSTIBILE(*) CON FUNZIONE DI BACK-UP, PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN ASSENZA DI DISPONIBILITA' DI FONTE SOLARE O PROBLEMI SULLA RETE.

(*) Alimentata a metano di rete, in futuro bio-metano o H_2 da fonti rinnovabili (Power to Gas)

Progetto dimostrativo ENEA Casaccia
Autoconsumo da Fonti Rinnovabili per trasporto elettrico

AUTOCONSUMO:

TRASPORTO ELETTRICO

- AUTO ELETTRICHE AD USO PRIVATO DEI DIPENDENTI (ATTUALMENTE DI TIPO TRADIZIONALE CON MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA)
- NAVETTE INTERNE (QUALCHE VOLTA ELETTRICHE, PIU' SPESSO CON MOTORE DIESEL)
- NAVETE DI COLLEGAMENTO DA/E PER LA STAZIONE DI CESANO (TIPICAMENTE CON MOTORE DIESEL)

RUOLO ATTIVO DELL'UTENTE FINALE (COMSUMER/PROSUMER)

Progetto dimostrativo ENEA Casaccia
Autoconsumo da Fonti Rinnovabili per trasporto elettrico

Schema generale di progetto

2° FASE

accumulo in rete

Alimentazione tramite Fuel Cell

Nella 2° fase accumulo elettrico o tramite Fuel Cell (Power to Gas)

colonnine di ricarica per veicoli elettrici

Schema generale di progetto

100 colonnine di ricarica per veicoli elettrici ad uso personale dei dipendenti
2 colonnine di ricarica per navette interne
1 colonnina di ricarica per navetta esterna Casaccia – Stazione di Cesano

Progetto dimostrativo ENEA Casaccia
Autoconsumo da Fonti Rinnovabili per trasporto elettrico

Dati di massima di progetto

400 kW di impianto fotovoltaico
300 kW cella a combustibile
300 kW (100 x 3 kW) per colonnine di ricarica autovetture
20 kW (2 x 10 kW) per colonnine di ricarica navette interne
70 kW (1 x 70 kW) per colonnina di ricarica navetta per Stazione di Cesano

Microrete energetica con poligenerazione da fonte rinnovabile e storage elettrico e termico in configurazione off-grid e on-grid. Tecniche avanzate di Demand Side Management (DSM)

Veicoli coinvolti nel Progetto

Mettere a disposizione (*) 100 vetture elettriche per i dipendenti che volontariamente partecipano alla sperimentazione mediante il monitoraggio dei consumi elettrici individuali

(*) ordine di grandezza delle centinaia, con un meccanismo incentivante : leasing e/o acquisto incentivato

Progetto dimostrativo ENEA Casaccia
Autoconsumo da Fonti Rinnovabili per trasporto elettrico

RISULTATI ATTESI (1)

DIMOSTRAZIONE, ATTRAVERSO LA RACCOLTA DATI, DELLA FATTIBILITA' E DEI MECCANISMI DI PRODUZIONE, ACCUMULO E AUTOCONSUMO DA *FONTI RINNOVABILI* IN UN DISTRETTO PRODUTTIVO IN AREA URBANA - SUBURBANA

Progetto dimostrativo ENEA Casaccia
Autoconsumo da Fonti Rinnovabili per trasporto elettrico

RISULTATI ATTESI (2)

OTTIMIZZAZIONE DEI MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE

per

STIMOLARE

gli INVESTIMENTI PRIVATI per la diffusione dell'AUTOCONSUMO ELETTRICO nei TRASPORTI

Progetto dimostrativo ENEA Casaccia

RISULTATI ATTESI (3)

CALCOLO DEI BENEFICI AMBIENTALI PER LA COLLETTIVITA' IN TERMINI DI

- MANCATE EMISSIONI DI CO_2,
- CONSUMO EVITATO DI COMBUSTIBILI FOSSILI
- RIDUZIONE DELL'INQUINAMENTO LOCALE (PARTICOLATO, NOx, SOx, COV, …..)

COME CONCRETIZZARE QUESTO PROGETTO ?

FINANZIAMENTI

NAZIONALI (?)

INTERNAZIONALI (?)

SPONSORIZZAZIONI

INCENTIVAZIONI

LABORATORIO SPCT (Sviluppo Processi Chimici e TermoFluidodinamici) Attività su Celle a Combustibile e Batterie

26 OTTOBRE 2018

Responsabile: Ing. Giulia Monteleone

ATTIVITA' DEL LABORATORIO SPCT

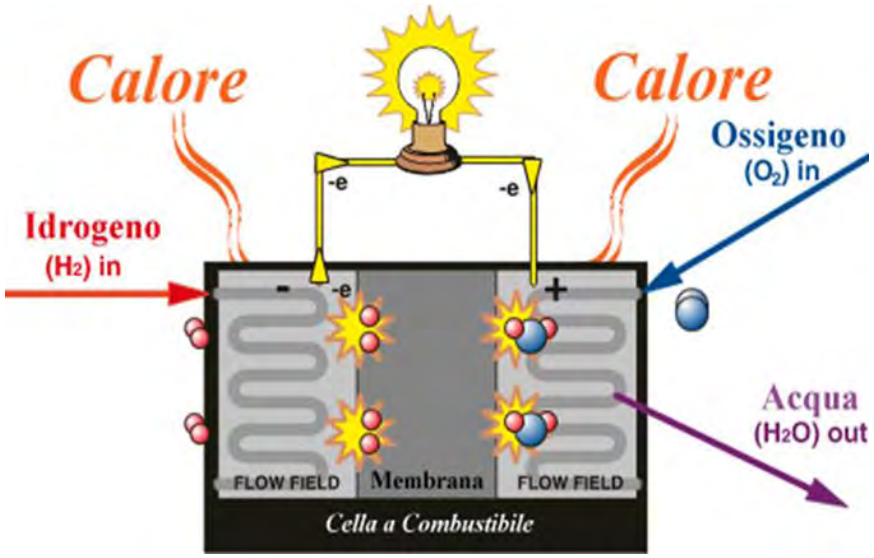
Studio e sviluppo di processi chimici legati al settore dell'energia, a partire dalla sintesi dei materiali (adsorbenti, dopanti, catalizzatori, ecc.), attraverso prove di laboratorio, per arrivare a test su scala prototipale.

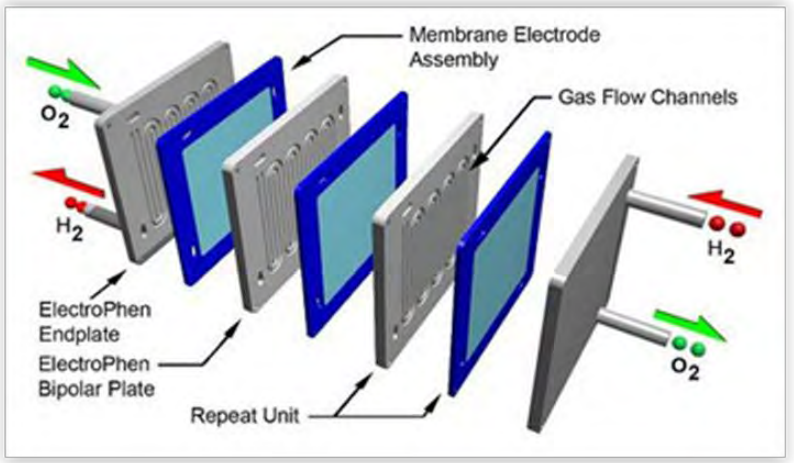
I principali processi sviluppati sono legati alla produzione di idrogeno (da fonte fossile o rinnovabile), alla purificazione e conversione del biogas, produzione di combustibili e *chemicals* dal ri-uso della CO_2 (*Power to Gas*).

Pluriennale esperienza nel settore dei processi elettrochimici legati allo sviluppo delle celle a combustibile e delle batterie.

Il Laboratorio è anche polo di riferimento nazionale nel settore della termo-fluidodinamica, in tale veste svolge attività di ricerca e sviluppo nei settori del trasferimento di calore e di massa.

LE CELLE A COMBUSTIBILE





Reazione Globale : $H_2 + 1/2\ O_2 \rightarrow H_2O$ + calore

Una cella singola è composta da 2 elettrodi di materiale poroso separati da un elettrolita. Gli elettrodi rappresentano i siti catalitici ove avvengono le reazioni: consumo del combustibile (generalmente idrogeno) e dell'ossidante (ossigeno o aria) con produzione di acqua e passaggio di corrente elettrica.

TIPOLOGIE DI CELLE A COMBUSTIBILE

Celle alcaline, AFC

- Temperatura: 60-120 °C
- Stato tecnologia: 5-150 kW
- Mercati: Usi speciali (militari, spaziali)
  Trasporto

Celle a carbonati fusi, MCFC

- Temperatura: 600-650 °C
- Stato della tecnologia: 100 kW - 3 MW
- Applicazioni: Cogenerazione commerciale
  Generazione distribuita
  (impianti fino a 20 MW)

Celle ad elettrolita polimerico, PEFC

- Temperatura: 70-100 °C
- Stato tecnologia: 1-250 kW
- Applicazioni: Trasporto
  Residenziale
  Premium power
  Generazione remota

Celle ad ossidi solidi, SOFC

- Temperatura: 900-1000°C
- Stato della tecnologia: 50 kW- 1 MW
- Applicazioni: Cogenerazione commerciale
  Generazione distribuita
  (impianti fino a 20 MW)
  Trasporto (APU)

Celle ad acido fosforico, PAFC

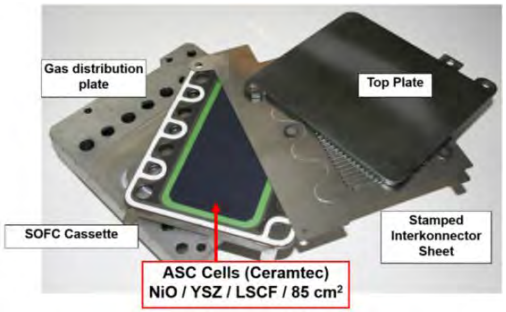
- Temperatura: 160-220 °C
- Stato della tecnologia: 50 kW - 1 MW
  Impianti fino a 11 MW
- Applicazioni: Cogenerazione commerciale
  Generazione distribuita

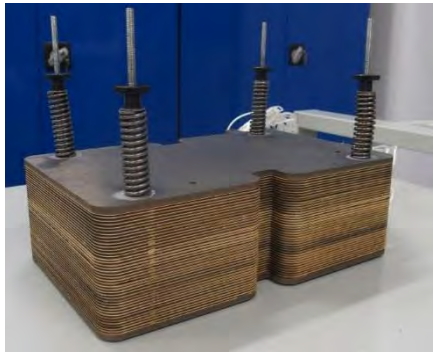
Celle metanolo diretto, DMFC

- Temperatura: 70-100 °C
- Stato tecnologia: < 2 kW
- Applicazioni: Generazione portatile
  Elettronica di consumo

ATTIVITA' CELLE A COMBUSTIBILE

- Realizzazione/caratterizzazione di materiali e componenti per Celle a Combustibile ad alta temperatura (SOFC – MCFC), e bassa temperatura (PEM).
- Caratterizzazione prestazionale di stack in condizioni operative, per sistemi di generazione elettrica e cogenerazione di piccola-media taglia, ad alta efficienza, basso impatto ambientale, CO_2 free.
- Valutazioni delle prestazioni di cella alimentando con H2, gas naturale o gas combustibili derivanti da gassificazione o digestione anaerobica di biomasse
- Definizione di procedure di test.

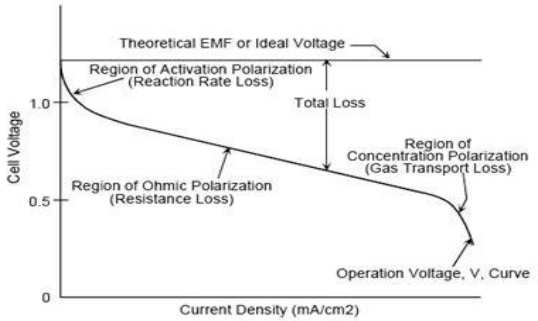




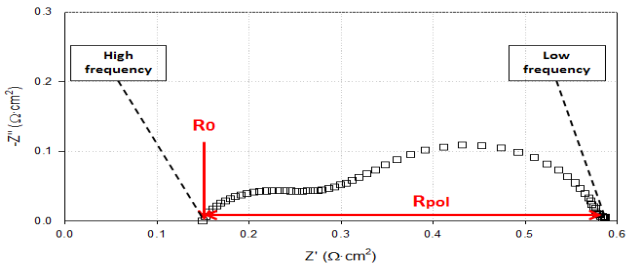
ATTIVITA' SULLE CELLE A COMBUSTIBILE

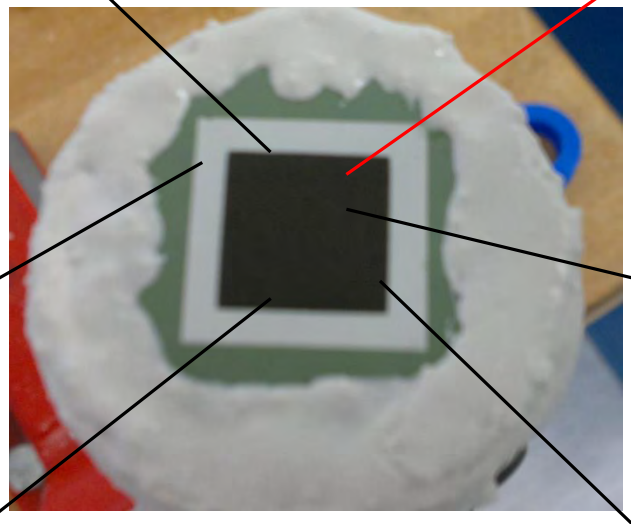
SOFC/Bio-Syngas: processes and performances

Polarization curves

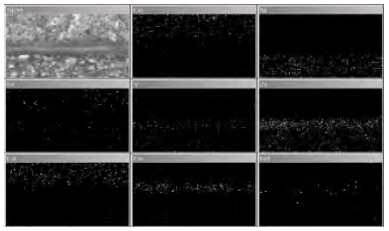


Electrochemical Impedance Spectroscopy (EIS)

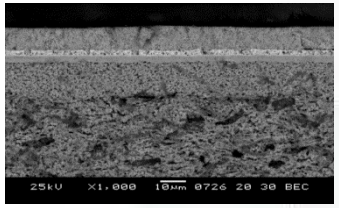




EDX Spectroscopy



Scanning Electron Microscopy (SEM)



Raman Spectroscopy

X-ray Diffraction XRD

Celle a combustibile – Progetti

SOFC 1 kW module development for mass production

NELHI

- Cell characterization : IT-SOFC technology coupled with reforming of natural gas
- Interconnects and seals optimization
- Stack integration

Interconnects protective coating

- Development of coating material and processes
- Patented passivation coating
- Dual-atmosphere and electrochemical characterization
- Stack validation and durability tests

Procedures and standardization

- Definition and harmonization of FC Test procedures
- Translate real, application-representative conditions to lab
- Member of the International Electrotechnical Commission – Convenor of the WG on Fuel cells operating in reverse/regenerative mode

Celle a combustibile – Progetti

Reversible high temperature electrolyser to support intermittent renewable electricity sources

BALANCE

- New generation of SOCs for reversible applications.
- Optimization of ReSOC stack design for reversible applications.
- Investigation on the suitability of ReSOC in different industrial environment
- Integrated Agenda for ReSOC technology

Integration of a SOFC stack in 50 kW system

INNOSOFC

- Stack characterization according to in-house protocols
- BoP component testing
- Brokerage, promotion, dissemination

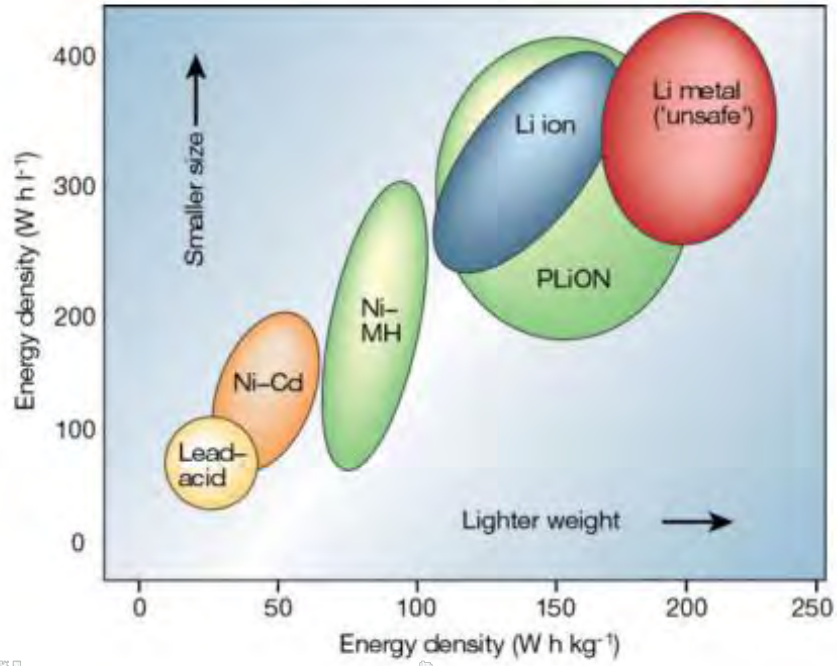
Automated mass-manufacturing and quality assurance of SOFC stack

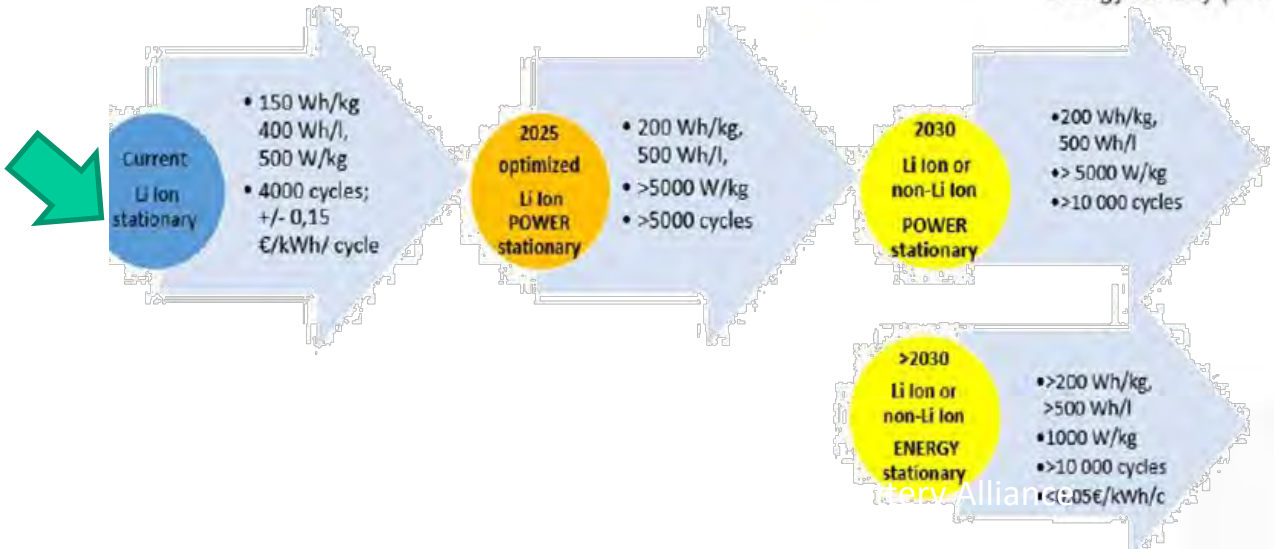
qSOFC

- Reduction/demonstration of cell/stack manufacturing cost
- Development of cell and interconnect quality assurance methods
- Strengthen the competitiveness of European fuel cell industry

LE BATTERIE

- **Nickel-metallo-idruro** (NiMH):
  Densità di energia 80 Wh/kg
  Costi fino a 600 $/kWh
- **Piombo-gel** (PbGel):
  Densità di energia 49 Wh/kg
  Costi fino a 200 $/kWh;
- **Litio-ione** (Li-ion) e **Litio metallo**:
  Densità di energia fino a 150 Wh/Kg
  Costi attuali fino a 1000 $/KWh;





LE BATTERIE – sfide per il futuro

Attività di ricerca e sviluppo su sistemi di accumulo elettrochimico innovativi, con obiettivi di:

- Riduzione dei costi
  - la ricerca sui fenomeni fondamentali che regolano i meccanismi di stoccaggio elettrochimico dell'energia;
  - Lo sviluppo di materiali innovativi e/o a più alte prestazioni;
  - il design di componenti innovativi o configurazioni di cella in grado di massimizzare le prestazioni dei dispositivi.

- Convalida della loro affidabilità e sicurezza

- Sostenibilità ambientale

Le BATTERIE - sfide per il futuro

Prestazioni

Aumentare energia e potenza, durabilità
LINEA di RICERCA **Li-ione avanzate** (nanofili di Silicio)
LINEA di RICERCA **Li- metallico**
LINEA di RICERCA **Scale-up materiali e stese elettrodiche**

Costo

Ridurre il costo dei materiali (60% del totale) attraverso utilizzo di materiali facilmente reperibili, reciclabili e economici
LINEA di RICERCA **Litio-Zolfo**
LINEA di RICERCA **Sodio-ione**

Sicurezza

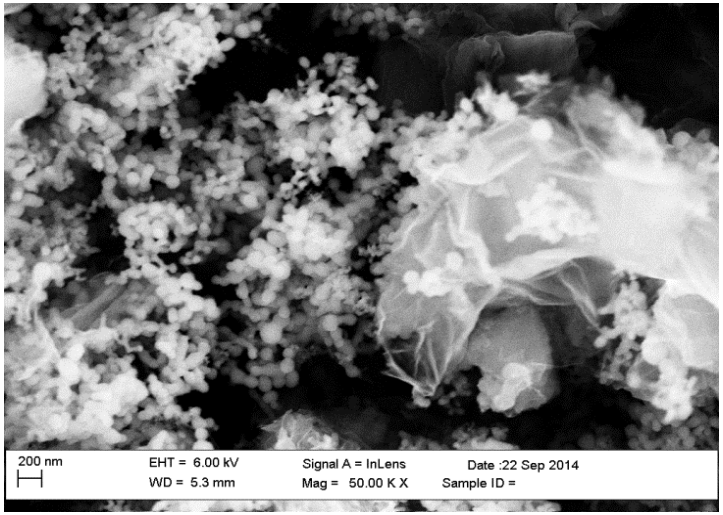
Eliminare elettroliti organici e rischio di corto circuito tramite protezione del litio.
LINEA di RICERCA **Batterie tutte solide**
LINEA di RICERCA **Litio-Zolfo**

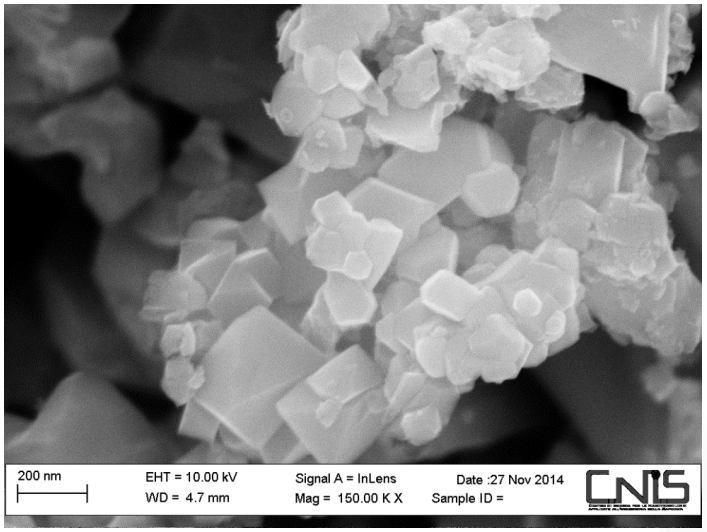
Impatto ambientale

Usare componenti non tossici, tecniche di produzione “verdi”, scelta di nuove chimiche
LINEA di RICERCA **Sodio-ione**
LINEA di RICERCA **Litio-Zolfo**

Anodi e Catodi

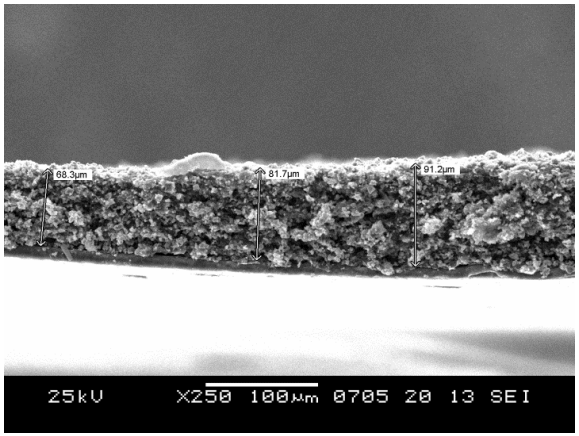
Nanosfere di silicio in matrice di grafene e loro caratterizzazione elettrochimica

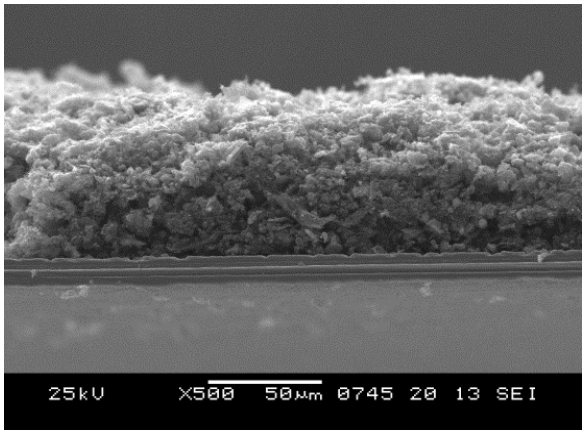


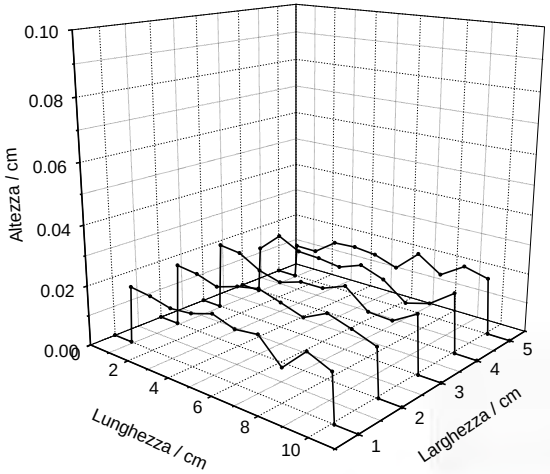


$LiNi_{0.5}Mn_{1.5}O_4$ con struttura spinello e sua caratterizzazione elettrochimica

Realizzazione di elettrodi

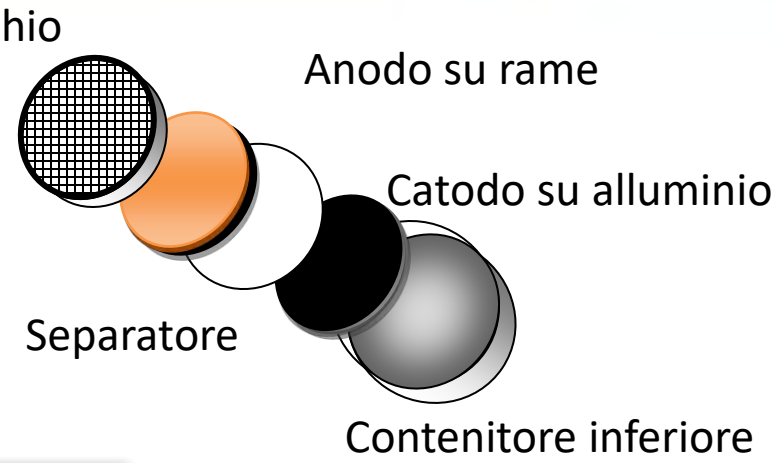






Realizzazione di batterie innovative

Batteria a base di $LiNi_{0.5}Mn_{1.5}O_4$ e nanosfere di silicio utilizzati per realizzare una batteria a bottone e profili di tensione della batteria così preparata



La camera secca

La **camera secca** è un impianto dove il contenuto di umidità è mantenuto a livelli bassissimi, dell'ordine di poche parti per milione: in tal modo vi possono essere trattati materiali estremamente igroscopici come il litio

Solare Termodinamico o Concentrating Solar Power (CSP)

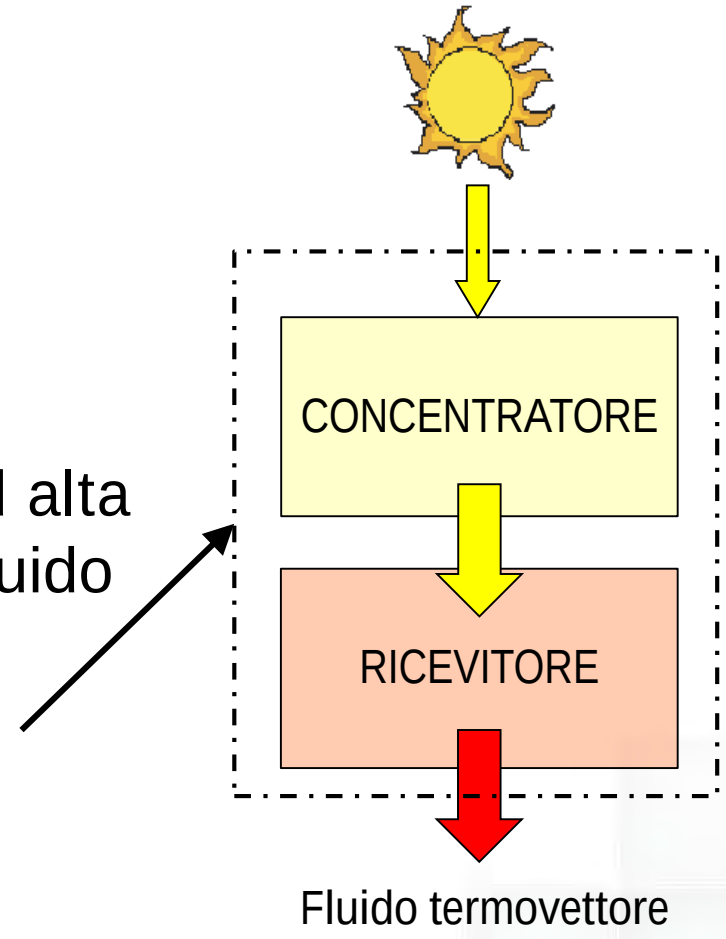
Una serie di tecnologie che consentono di convertire l'energia del sole in energia termica e/o elettrica attraverso:

- La concentrazione dell'energia solare utilizzando un sistema di specchi o dispositivi ottici (sfruttando esclusivamente la parte "diretta" della radiazione solare)
- La produzione di calore ad alta temperatura trasferito di norma ad un fluido termovettore (Heat Transfer Fluid, HTF) (aria, olio diatermico, miscele di sali fusi, vapore …)
- La generazione di elettricità attraverso una conversione termodinamica

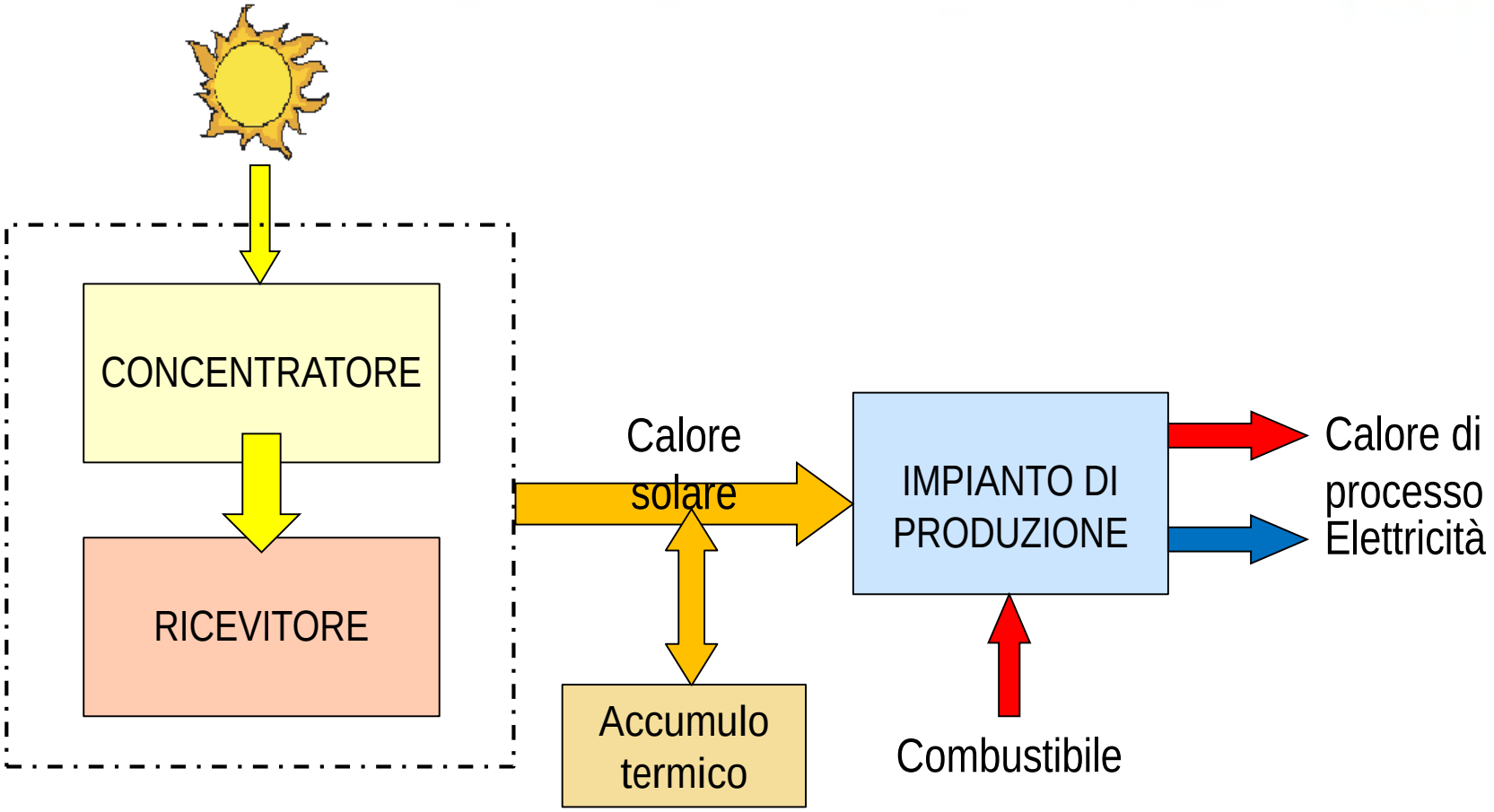
Sono presenti due componenti:

- **CONCENTRATORE** dove la radiazione solare è raccolta e concentrata
- **RECEVITORE** dove l'energia solare è convertita in calore ad alta temperatura trasferito ad un fluido

Il ricevitore insieme al concentratore rappresentano la caldaia di un impianto convenzionale, il combustibile è la radiazione solare



Energia Solare Concentrata



Progetto Solare Termodinamico

Obiettivi:

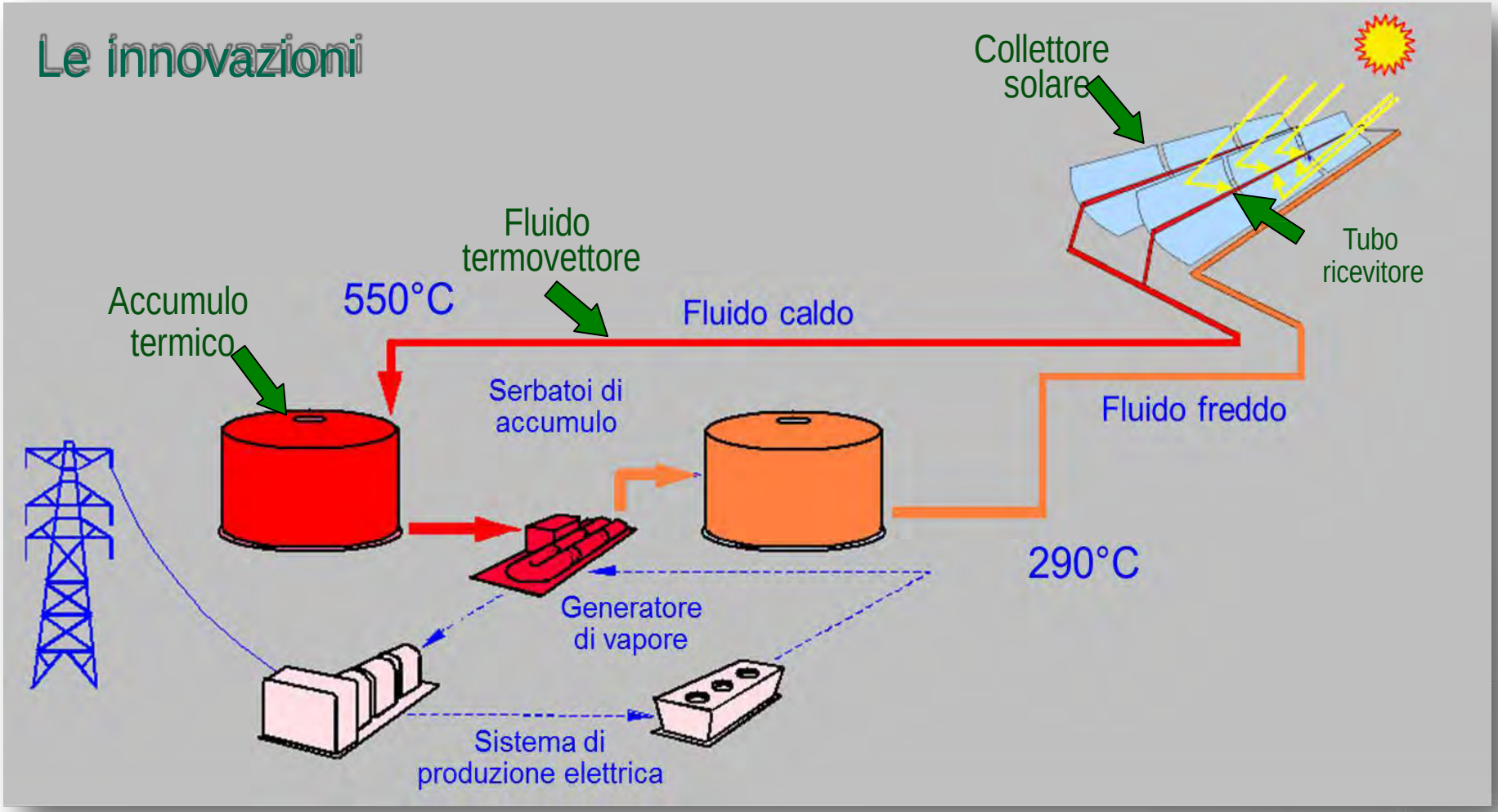
- Ridurre il costo dell'energia prodotta;
- Incrementare le prestazioni degli impianti solari (maggiore efficienza);
- Compensare la variabilità della sorgente solare con l'uso di sistemi di accumulo termico;
- Utilizzare fluidi termovettori a basso impatto ambientale ed economici;
- Promuovere lo sviluppo della tecnologia CSP presso l'industria Italiana.

Tecnologia ENEA (filiera nazionale)

- sicurezza del fluido (sali fusi), fertilizzante naturale, non infiammabile, non tossico, non inquinante
- miglioramento dell'efficienza del ciclo termodinamico (temp di esercizio da 390 a 565 ° C, grazie allo sviluppo di nuovi *coating* dei tubi collettori)
- accumulo termico per compensare le variazioni dell'intensità solare → aumento dell'efficienza energetica (f_u 55-60%)
- riduzione costi specchi (unità di area) → nuova tecnologia con materiali più leggeri, robusti, economici

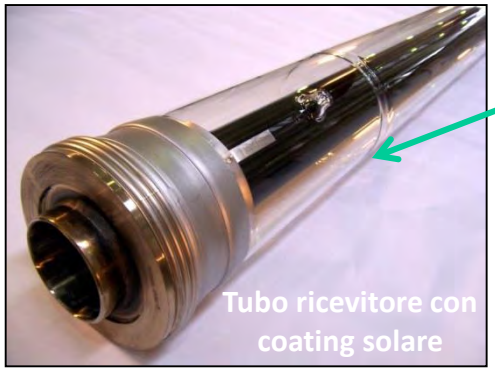
soluzioni di piccola taglia con cicli combinati ORC e ibride (energia solare biomasse)

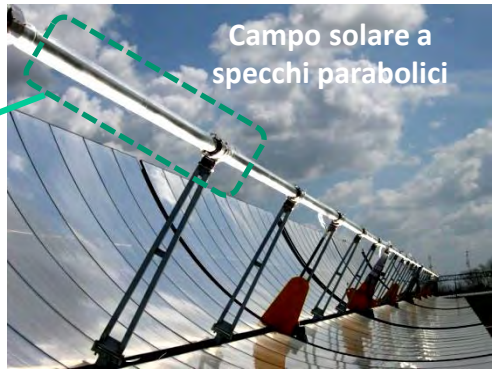
Concentrated Solar Power (CSP) – Tecnologia ENEA



Coating solare di brevetto ENEA e trasferimento tecnologico ad industria italiana

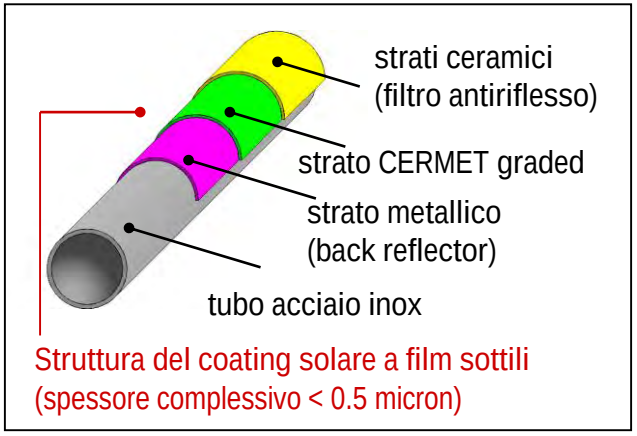
Tecnologia innovativa per la produzione di coating solare altamente efficiente e stabile per tubi ricevitori operanti ad alta temperatura in impianti solari termodinamici





Stratificazione a film sottili

sputtering **Brevetto ENEA**



Struttura del coating solare a film sottili
(spessore complessivo < 0.5 micron)

Coating solare di brevetto ENEA dato in licenza esclusiva all'azienda Archimede Solar Energy (ASE, Gruppo Angelantoni)

Trasferimento tecnologico dei processi

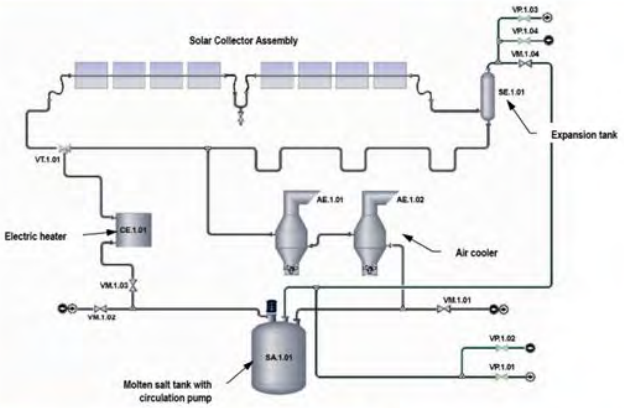
Contratto tra ENEA ed azienda ASE per assistenza sulla produzione : qualificazione delle prestazioni ed ulteriore ricerca per miglioramenti del prodotto

Impianto industriale di sputtering per la fabbricazione del coating solare ENEA presso il sito produttivo di Massa Martana (PG)

Capacità produttiva
fino a 70.000 tubi ricevitori/anno

Il percorso della tecnologia ENEA

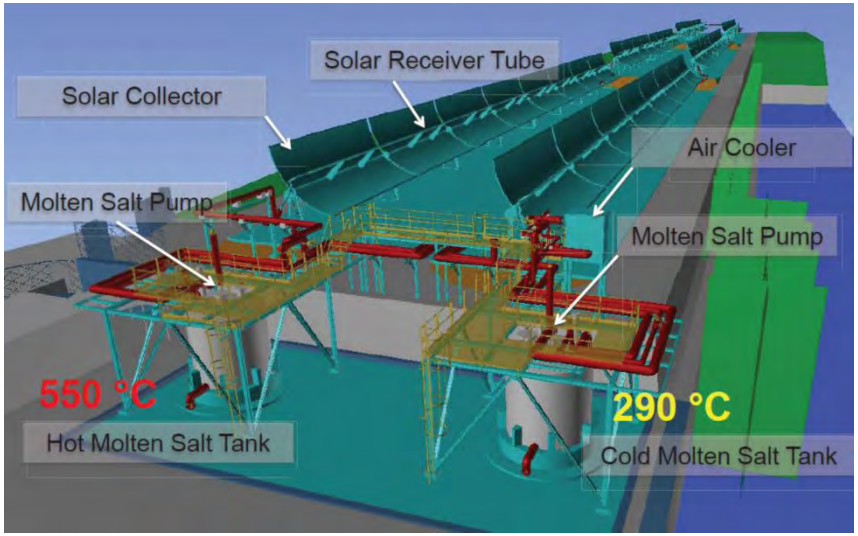
Impianto PCS presso Enea Casaccia (Roma)



la
so

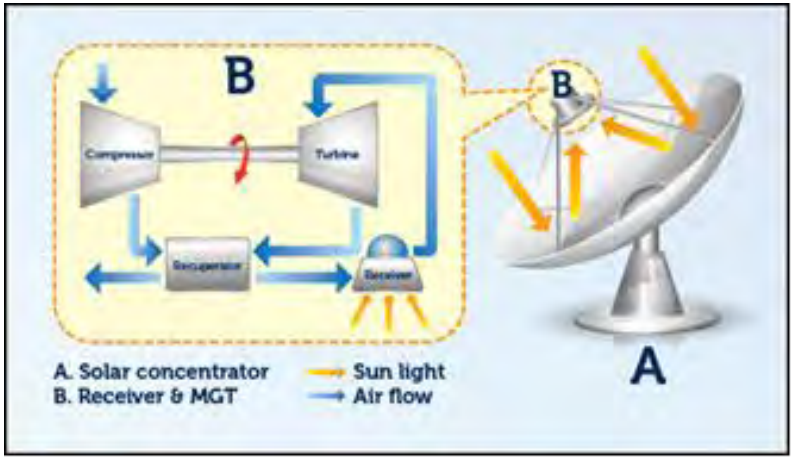
Dimostrativo ASE

Impianto test ASE presso Massa Martana (PG)



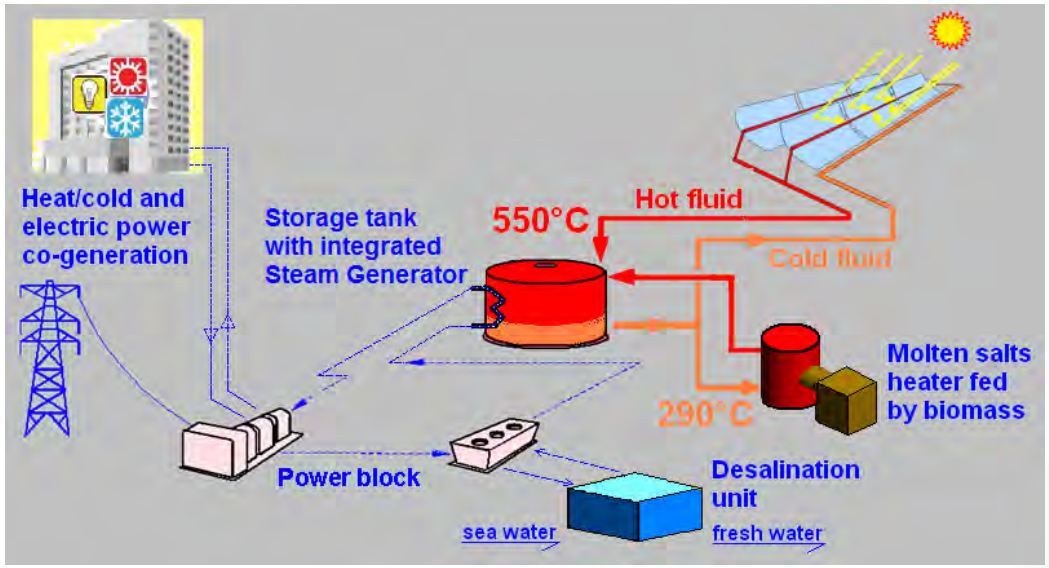
Impianto OMSOP

(Optimised Microturbine SOlar Power system)



Temperatura operativa	800	° C
Superficie captante	50 - 100	m^2
Diametro dish	8 - 12	m
Potenza elettrica	5 -10	kW
Servizio	Utenze distribuite anche isolate	
Integrazione	Backup fossile	

MATS

Multipurpose Applications by Thermodynamic Solar

- Impianto CSP da 1MWe con tecnologia made in Italy
- Egitto, Borg El Arab, Sud Alessandria (Mubarak City for Science and Technology)
- FP7: ENEA, Tecnimont KT, ASE, ASRT, NREA, Fraunhofer, Cranfield University, CEA, Delft Environment, OCI
- Enea (1,91 M€) : Progetto, costruzione ed esercizio di un impianto solare CSP da 1 MWe per la produzione combinata di calore, energia elettrica e acqua potabile
- Campo solare: 18 collettori PTC, MS da 290°C a 550°C, TV da 1MWe