

SENATO DELLA REPUBBLICA

————— XVI LEGISLATURA —————

Doc. CCXXV
n. 2

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

(Anno 2010)

*(Articolo 1, comma 12, della legge 23 agosto 2004, n. 239, come modificato
dall'articolo 28, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99)*

Presentata dal Presidente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas

(ORTIS)

—————
Comunicata alla Presidenza il 3 febbraio 2011
—————

INDICE

1. PREMESSA	Pag.	5
1. Stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale ..	»	6
1.1 Scenario internazionale	»	6
1.2 Scenario europeo	»	8
2. Mercato dell'energia elettrica	»	12
2.1 Mercato all'ingrosso	»	12
2.2 Mercati a termine	»	18
2.3 Integrazione dei mercati regionali europei	»	19
2.4 Mercato al dettaglio	»	22
2.5 Interventi per ridurre le criticità	»	23
3. Mercato del gas naturale.	»	26
3.1 Mercato all'ingrosso	»	26
3.2 Mercato al dettaglio	»	29
3.3 Ambiti territoriali	»	30
3.4 Interventi per ridurre le criticità	»	31
4. Tutela dei consumatori e agevolazioni speciali	»	34
4.1 Qualità commerciale e tecnica	»	34
4.2 Codice di condotta commerciale	»	35
4.3 Il Trova offerte e lo Sportello per il consumatore	»	36
4.4 Atlante dei diritti del consumatore	»	37
4.5 Il <i>bonus</i> elettrico	»	37
4.6 Il <i>bonus</i> gas	»	38
5. Impianti alimentati da fonti rinnovabili	»	40
5.1 Accesso ai servizi di sistema	»	42
5.2 Regimi di ritiro	»	46
5.3 Meccanismi di incentivazione	»	49

PREMESSA

La presente relazione è formulata ai sensi dell'articolo 28, comma 2, della Legge 23 luglio 2009 n. 99, recante *"Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"*, pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 176 del 31 luglio 2009, che recita:

All'articolo 1, comma 3, della Legge 23 agosto 2004, n. 239, è aggiunto, in fine, il seguente periodo: "L'Autorità per l'energia elettrica e il gas riferisce, anche in relazione alle lettere c) ed i) del comma 3, entro il 30 gennaio di ogni anno alle Commissioni parlamentari competenti sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

Le citate lettere c) ed i) del comma 3 della Legge 23 agosto 2004, n. 239, fanno riferimento rispettivamente alla necessità di:

- c) assicurare l'economicità dell'energia offerta ai clienti finali e le condizioni di non discriminazione degli operatori nel territorio nazionale, anche al fine di promuovere la competitività del sistema economico del Paese nel contesto europeo e internazionale;*
- i) tutelare gli utenti-consumatori, con particolare riferimento alle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate.*

Nella redazione della presente relazione, si è fatto pure riferimento (per aspetti di funzionamento dei mercati, problematiche e proposte relative) al testo della recente Segnalazione (30 settembre 2010, PAS 21/10) al Ministro dello Sviluppo Economico, a sua volta formulata ai sensi dell'articolo 3, comma 10 ter, del Decreto Legge 29 novembre 2008, n. 185, come convertito nella Legge 28 gennaio 2009 n. 2, che prevede: *"A decorrere dall'anno 2009, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas invia al Ministro dello Sviluppo Economico, entro il 30 settembre di ogni anno, una segnalazione sul funzionamento dei mercati dell'energia, che è resa pubblica [...]".*

Tale segnalazione, del 30 settembre 2010, di cui si riconferma rilevanza ed attualità, è disponibile sul sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (www.autorita.energia.it). Sullo stesso sito potrà ovviamente essere reperita questa stessa Relazione ed ogni altra documentazione od informazione via via citata nel testo a seguire, utile per eventuali approfondimenti.

1. STATO DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

1.1 SCENARIO INTERNAZIONALE

La recessione che ha colpito l'economia mondiale del biennio 2008-2009 si è rivelata eccezionale per entità e rapidità di diffusione e mostra ancora oggi i suoi effetti. Il carattere globale dei mercati, la carenza di strumenti di prevenzione e l'assenza o l'insufficienza di adeguati e coordinati sistemi di regolazione hanno sicuramente contribuito a rendere la crisi internazionale di straordinaria portata.

Tra il 2008 ed il 2009 si è registrato un calo importante (4%) del prodotto interno lordo dei Paesi industrializzati; nel 2010 sono arrivati segnali di miglioramento del contesto internazionale e il sostegno delle politiche finanziarie adottate sembra oggi dare un certo respiro alla ripresa dell'attività economica, nonostante il clima di persistente e diffusa incertezza.

In tale scenario il settore energetico può rappresentare al tempo stesso una grande opportunità per sostenere e supportare i primi segnali di ripresa, ma anche un forte elemento di rischio.

A livello mondiale, i consumi di energia primaria, dopo il calo di circa l'1% del 2009 (per la prima volta dal 1982), stanno ora gradualmente risalendo. Nello scenario della crisi, comunque, il settore energetico, soprattutto nei contesti meglio regolati, è apparso tra quelli che hanno avuto la migliore tenuta, da vari punti di vista: mantenimento occupazionale, valore di capitalizzazione delle imprese, propensione allo sviluppo tecnologico ed agli investimenti. Tutti aspetti che assegnano al settore energetico un importante ruolo di volano per la ripresa economica. In tal senso risulta di evidente importanza il ruolo delle Autorità di regolazione e controllo che contribuiscono (anche attraverso la definizione di quadri normativi certi, definiti e duraturi nel tempo) ad assicurare le condizioni ideali per favorire gli investimenti infrastrutturali e di produzione, per promuovere efficienza ed integrazioni dei mercati, per rendere sempre più competitive le imprese ed il sistema energetico, tutelando così, allo stesso tempo, i consumatori e l'ambiente.

In un contesto in cui gli investimenti pubblici soffrono per l'elevato indebitamento indotto dalla crisi, le Autorità indipendenti rappresentano uno degli strumenti migliori per attivare investimenti privati. Il sistema creditizio si è dimostrato non solo pronto a finanziare tali investimenti ma anche a riconoscere tassi di interesse correlati al basso livello di rischio indotto dall'affidabilità della regolazione delle Autorità.

Proprio per mantenere tale affidabilità è indispensabile che le Autorità di regolazione debbano poter contare su ruoli, strumenti e responsabilità sviluppati secondo caratteristiche di assoluta indipendenza ed autonomia, ancorché soggette al sindacato della giustizia amministrativa.

Se gli investimenti nel settore energetico sono quindi un importante fattore per supportare la ripresa economica, i prezzi dell'energia sono, al contrario, un pericoloso fattore di rischio per la ripresa stessa. In particolare il prezzo del petrolio, dopo l'impennata del 2008 e la discesa successiva, ha nuovamente raggiunto livelli ingiustificati sulla base dei fondamentali del mercato e difficilmente compatibili con una robusta ripresa delle economie dei Paesi industrializzati.

La sottovalutazione dell'impatto dei prezzi del petrolio sull'economia, come avvenuto in occasione dei picchi di prezzo del 2008, è un rischio che si ripropone a breve termine. Ciò conferma la necessità di iniziative internazionali coordinate, tese a dare maggiori certezze sui prezzi, a contenerne la volatilità, rendere il mercato più stabile e adeguato a promuovere significativi investimenti. A questo fine l'Autorità italiana ha avanzato una proposta, già posta all'attenzione del Ministero dello Sviluppo Economico, per la creazione di una Borsa europea del petrolio; una piattaforma regolamentata (per lo scambio di barili fra operatori selezionati, la promozione di prodotti e contratti standardizzati di lungo termine, le transazioni garantite da una controparte unica europea) che dovrebbe essere in grado di promuovere un mercato del petrolio meno volatile, capace di portare reali benefici ai consumatori finali e di favorire un contesto adeguato per nuovi investimenti di lungo termine in nuove infrastrutture. Ciò al fine di ottenere una maggiore trasparenza e concorrenza dei mercati, assieme ad una migliore sicurezza del sistema.

A differenza del 2008 il forte incremento dei prezzi del petrolio non ha influenzato significativamente, almeno negli USA, i prezzi del metano. Ciò a causa dell'ormai acclamata radicale evoluzione del mercato del metano imposta dalle nuove tecnologie di estrazione dei gas non convenzionali.

Nel breve periodo questa "rivoluzione" del mercato del gas consente di sperare che gli elevati prezzi del petrolio abbiano un impatto inferiore sui prezzi delle altre materie prime e del settore alimentare.

Nel medio e lungo periodo l'intero mercato energetico potrà essere profondamente influenzato dalle nuove ingenti disponibilità di metano a livello mondiale, ed esistono i presupposti affinché il prezzo del metano diventi progressivamente il riferimento dei prezzi dell'energia, sostituendo in questo ruolo il petrolio.

L'attuale differenziale tra prezzi del petrolio e del metano può giustificare infatti ampiamente investimenti per l'utilizzo del gas naturale anche nel settore dell'autotrazione; ciò potrebbe avvenire non solo attraverso l'utilizzo diretto del metano come carburante, ma soprattutto grazie alla produzione di carburanti liquidi da metano attraverso le tecnologie GTL (Gas To Liquids) già ampiamente note ed utilizzate.

La domanda del mercato tradizionale del petrolio, ovvero l'autotrazione, nonostante la tumultuosa espansione della mobilità nei Paesi emergenti, potrà essere quindi prima contenuta e poi erosa da due fattori concomitanti: il metano e l'auto elettrica; man mano che questo quadro diventerà progressivamente più evidente, emergeranno significative ripercussioni anche sul livello dei prezzi del petrolio.

D'altro canto lo sviluppo del settore energetico dovrà rispettare anche criteri di sostenibilità ambientale: le problematiche relative ai cambiamenti climatici e alla tutela ambientale, la necessità di ridurre le emissioni inquinanti, costituiscono vincoli per i

processi produttivi, ma anche opportunità per lo sviluppo dell'efficienza energetica e della innovazione tecnologica - industriale. In tale direzione si stanno muovendo da tempo le politiche ambientali a livello mondiale. L'Autorità italiana ha inteso contribuire in tal senso con la presentazione di una proposta basata su meccanismi di mercato per il contenimento delle emissioni CO₂ e del contenuto CO₂ dei prodotti destinati al consumo. Una soluzione (delineata anche con Segnalazioni e Memorie per Governo e Parlamento italiani) in grado di contrastare fenomeni di dumping ambientale coinvolgendo tutti i Paesi del mondo, in una soluzione globale per un problema di portata altrettanto globale.

1.2 SCENARIO EUROPEO

Nel 2010 nell'Unione Europea il prodotto interno lordo ha segnato una leggera ripresa (+1,8%)¹, dopo la significativa contrazione del biennio 2008-2009. Secondo le valutazioni della Commissione europea², l'Unione dovrebbe tornare ai livelli di produzione registrati nel primo trimestre del 2008, vale a dire prima che la crisi colpisse l'economia reale, solo nel secondo trimestre 2012. Per tutto il prossimo decennio le attese di crescita restano deboli. A politiche invariate il tasso medio di crescita potenziale dell'UE-27 dovrebbe risultare intorno all'1,5%, inferiore ai tassi registrati negli ultimi vent'anni.

Nel 2010 è proseguito il trend che a partire dal 2000 vede un progressivo aumento del divario tra l'Unione e le altre economie sviluppate. Tali dati, uniti ad attese di crescita deboli per tutto il prossimo decennio mostrano, da ultimo nell'enfasi posta dalla Commissione, che la strada obbligata è da un lato quella di un risanamento delle finanze pubbliche e del settore finanziario, dall'altro quella di riforme strutturali e aumento della competitività di beni e servizi.

La ripresa economica ha contribuito a un recupero dei consumi nel settore energetico: a fronte di una sostanziale stabilità della domanda petrolifera complessiva, si è assistito ad un aumento dei consumi di energia elettrica, con punte significative in alcuni Paesi (es+ 7,6 in Finlandia e + 5,5 in Francia). Nel settore elettrico, particolarmente dinamica è risultata la crescita nel comparto delle rinnovabili con un settore fotovoltaico che ha segnato un +90%³. Anche nel settore gas si è assistito in Europa ad una ripresa sostenuta dei consumi, per un incremento atteso da Eurogas pari a +6-8% per il 2010⁴.

Con riferimento al settore elettrico, è proseguito, da un lato, il trend di aumento degli scambi di energia all'ingrosso e, dall'altro, il processo di integrazione tra mercati di diversi Paesi, segnalato anche dalla riduzione dei differenziali di prezzo tra Borse: si vedano in questo senso i progressi registrati nell'integrazione tra i mercati elettrici dei Paesi appartenenti all'Europa centro-occidentale e in particolare della Germania, con i Paesi del Nord Europa, e i minori differenziali tra i prezzi del Nord Pool Spot e EEX-Epex.

Nel caso del gas, si è assistito ad un significativo aumento degli scambi e in particolare della correlazione tra i prezzi di molte Borse europee con la significativa eccezione

¹ World Economic Outlook Update, January 2011, FMI.

² COM(2011) 11 definitivo, Analisi annuale della crescita, Allegato 2: Relazione Macroeconomica.

³ Dati Bloomberg

⁴ Eurogas Statistical Report 2010.

dell'area francese e italiana. Notevole sviluppo hanno anche mantenuto le transazioni sui mercati spot.

Si tratta di segnali incoraggianti verso un migliore funzionamento del mercato interno anche se, come sottolinea il Rapporto ERGEG⁵ (*Status Review of the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework*), pubblicato nel dicembre 2010, nel settore gas la situazione appare meno favorevole: in molti Paesi resta limitato il ruolo delle forniture via gas naturale liquefatto e risultano ancora molto concentrati i mercati nazionali. Tale situazione, sempre secondo il rapporto ERGEG (*European Energy Regulatory Group for Electricity and Gas* a cui partecipa l'Autorità italiana), espone ancora l'Europa a rischi nel caso di interruzione di uno dei principali gasdotti che la riforniscono, richiamando la persistente necessità di maggiori investimenti in impianti di stoccaggio, GNL, controflusso, nonché di infrastrutture di interconnessione tra i diversi Paesi membri. Le dinamiche sopra rappresentate vanno inquadrare nell'ambito di un importante quanto delicato snodo della strategia energetica europea. Da un lato infatti, con l'implementazione al 3 marzo 2011 del *Terzo pacchetto energia* (che definisce un nuovo quadro di riferimento istituzionale e regolatorio per il mercato interno) si completa il disegno strategico definito dal *Piano d'azione* per il settore energetico della Unione Europea approvato nel marzo 2007 dal Consiglio UE; insieme a obiettivi di competitività, sostenibilità e sicurezza delle forniture, sono state varate ambiziose politiche di contenimento del *cambiamento climatico* (cosiddetto *Pacchetto 20-20-20*). Dall'altro lato, sono in corso di definizione, nell'ambito del dialogo fra Istituzioni comunitarie e fra queste e gli Stati membri, il nuovo *Piano d'azione* energetica per il periodo 2011-2020 e una *Roadmap* al 2050, documenti nei quali si evince un orientamento a rafforzare, rispetto al passato, il ruolo dell'Unione europea e dunque il netto prevalere di ottiche comunitarie europee, rispetto ai preesistenti ed insufficienti sforzi di integrazione dal basso di singoli mercati nazionali.

Il *Terzo Pacchetto energia* pone – attraverso l'istituzione di nuovi organismi di coordinamento europei (sia dei Regolatori, che degli operatori di rete) e la definizione di *codici di rete* condivisi – le necessarie premesse per una maggiore integrazione dei mercati nazionali e uno sviluppo adeguato della concorrenza, soprattutto attraverso la formazione di quadri regolatori certi ed armonizzati (specialmente in tema di scambi transfrontalieri di energia). Nel raggiungimento di tali obiettivi un ruolo di primo piano è comunque affidato ai Regolatori nazionali che dovrebbero vedere una significativa valorizzazione dei

⁵ Iniziative regionali. La Commissione ed i Regolatori europei stanno cercando di dare impulso al processo di formazione di un vero mercato unico europeo dell'energia, accelerando l'integrazione preliminare dei vari mercati nazionali, per Regione: si tratta di gruppi di Paesi Ue su cui focalizzare iniziative comuni dei Regolatori e dei Governi per superare problematiche quali lo sviluppo dei collegamenti ed ai flussi transfrontalieri, l'accoppiamento dei mercati e l'armonizzazione delle norme nazionali. Attualmente le Regioni sono così strutturate:

Settore elettrico: regione baltica (Estonia, Lettonia, Lituania); regione centro-orientale (Austria, Germania, Polonia, Repubblica ceca, Slovacchia, Slovenia, Ungheria); regione centro-meridionale (Austria, Francia, Germania, Grecia, Italia, Slovenia); regione Francia-Regno Unito-Irlanda (Francia, Irlanda, Regno Unito); regione centro-occidentale (Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo, Paesi Bassi); regione nord (Danimarca, Finlandia, Germania, Norvegia, Polonia, Svezia); regione sud-occidentale (Francia, Portogallo, Spagna); Settore gas: regione sud (Francia, Portogallo, Spagna); regione sud-orientale (Austria, Bulgaria, Grecia, Italia, Polonia, Repubblica ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria); regione nord-occidentale (Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Norvegia, Paesi Bassi, Regno Unito, Svezia). La Commissione sta ora valutando, assieme alle Autorità di regolazione, un'eventuale modifica degli attuali raggruppamenti tenendo conto delle esperienze via via acquisite e del ruolo che potrà essere sviluppato dall'ACER. Fra le proposte di riassetto, una riorganizzazione della Regione GAS Sud-orientale, a causa delle sue dimensioni eterogenee e della divergenza di interessi tra gli Stati che la compongono, e la partecipazione dell'Italia anche alla Regione GAS Sud.

propri poteri e profili di indipendenza ovunque in Europa, che saranno chiamati a creare, attraverso alcune attività di regolazione condivise e coordinate da ACER (Agenzia per la cooperazione tra i regolatori dell'energia), le condizioni necessarie per sostenere ulteriori efficientamenti ed integrazioni dei mercati, nonché ulteriori sviluppi infrastrutturali.

Attenzione va altresì attribuita al nuovo disegno strategico di medio e lungo termine per il settore energetico europeo che si va delineando in questi mesi e che il Consiglio europeo potrebbe adottare in corso d'anno, sulla base delle recenti proposte avanzate negli ultimi due mesi dalla Commissione europea.

- La Comunicazione CE *"Energy Strategy 2011-2020"* del 10 novembre 2010 individua cinque assi prioritari per una strategia energetica europea al 2020: l'efficienza energetica (entro la metà del 2011, la CE definirà anche un *Energy Efficiency Plan*); un mercato energetico europeo integrato (attraverso l'implementazione del *terzo pacchetto*, il rafforzamento delle infrastrutture esistenti e la costruzione di nuovi interconnettori); la tutela dei consumatori e la promozione dell'affidabilità dei sistemi energetici; la leadership europea nello sviluppo tecnologico e nell'innovazione (soprattutto con riferimento alle energie rinnovabili); il rafforzamento delle relazioni esterne dell'UE nei confronti dei Paesi limitrofi, specialmente con quelli che hanno un ruolo strategico per l'approvvigionamento del mercato europeo (Est Europa e Mediterraneo). Circa quest'ultimo aspetto, si può ricordare che l'Autorità italiana sta già sostenendo un impegno molto intenso: partecipando in maniera attiva e propositiva ai lavori dell'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB), del Trattato per la *Comunità energetica del Sud Est Europa*; gestendo progetti di "gemellaggio" con Regolatori di Paesi confinanti con l'UE; animando, sin dal 2006, MEDREG, l'Associazione dei Regolatori per l'elettricità e il gas del Mediterraneo. Quest'ultima, con sede legale e Segretariato in Italia presso gli uffici dell'Autorità italiana, è diventata un punto di riferimento per molti attori politico-istituzionali-industriali nazionali ed europei del mercato energetico nel Mediterraneo, compresa la PAM (Parliamentary Assembly of the Mediterranean).
- La Comunicazione CE *"Energy Infrastructure priorities for 2020 and beyond – A blueprint for an integrated European network"*, del 17 novembre 2010, declina l'asse strategico di un mercato energetico europeo integrato, definendo le priorità per investimenti in nuove infrastrutture energetiche volte a conseguire gli obiettivi prefissati dall'UE in termini di competitività, sostenibilità e sicurezza degli approvvigionamenti e una possibile metodologia di pianificazione strategica di medio e lungo periodo. L'obiettivo finale è interconnettere gli Stati membri che sono isolati dagli altri mercati europei dell'energia, ma soprattutto rafforzare significativamente le reti transfrontaliere esistenti, integrando anche la produzione di energia da fonti rinnovabili.
- Sempre nel solco delle strategie di promozione di un mercato energetico pan-europeo integrato, si inserisce anche la recente comunicazione CE su "Il ruolo futuro delle Iniziative Regionali" avviate da ERGEG nel 2006. Tali Iniziative regionali danno nuovo impulso alla strategie di integrazione sovranazionale quale passo intermedio verso il *mercato unico* continentale UE.

- Da segnalare, infine, sul fronte delle politiche di sostenibilità di lungo termine, l'avvio delle consultazioni per la definizione, nel corso del 2011, di una *Energy Roadmap al 2050* che articolerà per il settore energetico le modalità di transizione nel lungo termine verso un'economia decarbonizzata. Sulla base della condivisione dell'obiettivo di riduzione nelle UE del 80-95% delle emissioni in EU rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050 (Consiglio europeo del ottobre 2009), verrà definita anche una più generale Roadmap for a Low carbon Economy by 2050. L'Autorità ha in tal senso contribuito con la presentazione, in sede nazionale ed internazionale, di un documento sui cambiamenti climatici, comprendente una proposta basata su meccanismi di mercato riguardanti il contenuto CO2 dei prodotti destinati al consumo; una soluzione in grado di contrastare fenomeni di dumping ambientale, coinvolgendo di fatto tutti i Paesi di tutti i Continenti in una visione da soluzione globale per un problema altrettanto globale.

Sulla scorta dei primi documenti disponibili, pare essere maturata a livello europeo l'esigenza di articolare sul lungo termine ogni strategia di sostenibilità. Rispetto alla concezione del *Pacchetto 20-20-20* - delineato solo qualche anno fa - da un lato, ciò pone gli obiettivi di radicale trasformazione dell'economia europea in un orizzonte più consono, dall'altro, rivela l'esigenza di una attenta e meditata rivisitazione delle politiche degli strumenti ad oggi in essere. In tal senso si segnala, ad esempio, in numerosi Paesi europei, la profonda revisione in atto dei meccanismi di incentivo per la promozione delle energie rinnovabili e la preoccupazione, per gli esiti potenzialmente divergenti e disarmonici, della Commissione europea che ha chiesto ai Regolatori europei una segnalazione su questo tema.

2. MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

2.1 MERCATO ALL'INGROSSO

Nel settore della generazione elettrica esistono ormai numerosi produttori di dimensione efficiente ed il peso dell'operatore maggiore, l'Enel, si è ridotto al 30% del totale della produzione nazionale nel 2010 rispetto al 38% del totale della produzione nazionale nel 2005. Tuttavia, in specifiche zone geografiche del Paese e per diversi servizi di dispacciamento (risoluzione delle congestioni intrazonali, riserva di potenza, bilanciamento etc.), il livello di competizione sul mercato è ancora lontano da quello proprio di mercati compiutamente concorrenziali.

In particolare, in specifiche zone geografiche si riscontra un livello di competizione piuttosto scarso, dovuto principalmente ad insufficienze di tipo infrastrutturale. Le situazioni più critiche si registrano nelle zone Sicilia e Sardegna (Isole), eminentemente a causa della inadeguatezza delle interconnessioni tra il sistema elettrico delle Isole e quello dell'Italia peninsulare (Continente). La situazione è comunque destinata a migliorare fra il 2011 e il 2014 in virtù del progressivo incremento della capacità di interconnessione fra le Isole e il Continente nonché del pieno dispiegarsi degli effetti positivi della riforma del mercato elettrico descritta nel prosieguo.

L'andamento dei *prezzi zonal* di vendita nel *mercato del giorno prima* (MGP) dal 2005 al 2010 testimonia tali differenze strutturali. Infatti, l'analisi dei dati rivela una crescita sostenuta dei prezzi dal 2005 al 2008 in tutte le zone ma con un *trend* assai più marcato in Sicilia (+91% in Sicilia rispetto a +52% in Sardegna e ad un incremento compreso fra +44% e +48% nelle altre zone del Continente). Il 2009 registra un brusco calo dei prezzi rispetto al 2008 in tutte le zone ma in misura nettamente inferiore in Sardegna rispetto alle altre zone. L'andamento dei prezzi nel 2009 sembrava così consolidare il divario fra i prezzi nelle Isole e nel Continente. Assumendo a riferimento i livelli dei prezzi del 2005, nel 2009 i prezzi nelle zone del Continente erano di poco superiori ai livelli del 2005 mentre i prezzi in Sicilia e Sardegna permanevano su livelli ben superiori a quelli del 2005 (+40% in Sicilia e +36% in Sardegna). Il 2010 segna - rispetto al 2009 - uno stallo dei prezzi nelle zone del Continente, un ulteriore lieve peggioramento del divario dei prezzi fra la Sicilia e il Continente (+2% rispetto al 2009) e viceversa un apprezzabile miglioramento del divario dei prezzi fra la Sardegna e il Continente (-10% rispetto al 2009). Comunque, assumendo a riferimento i livelli dei prezzi del 2005, nel 2010 i prezzi in Sicilia e Sardegna erano ancora su livelli sensibilmente superiori a quelli del 2005 (+43% in Sicilia e +22% in Sardegna).

La riduzione del divario tra i prezzi della Sardegna e quelli del Continente è imputabile, almeno in parte, all'incremento della capacità di interconnessione fra la Sardegna e il Continente nel 2010 rispetto al 2009. Per il futuro ci si attende che il suddetto divario continui a ridursi per effetto del progressivo aumento della capacità di interconnessione

previsto negli anni 2011 e post 2015 grazie al raggiungimento della piena operatività del SAPEI⁶ e all'entrata in operatività del SACOI3 in sostituzione del SACOI⁷.

L'elevato divario tra i prezzi della Sicilia e quelli del Continente è comunque destinato a ridursi sensibilmente nel prossimo futuro per effetto dell'assoggettamento, negli anni fra il 2011 e il 2013, di buona parte della capacità di produzione alla nuova disciplina degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema nonché e soprattutto per l'entrata in operatività di una nuova infrastruttura di interconnessione col Continente nel 2014.

Più critica è la situazione del *mercato dei servizi di dispacciamento* (MSD), mercato nel quale il gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna) si approvvigiona delle risorse necessarie per assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema, che per sua natura è caratterizzato da una struttura dell'offerta molto più concentrata di quella propria del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. Al MSD, infatti, possono partecipare solo gli impianti di produzione che, per le loro dimensioni e per le loro prestazioni tecniche, possono efficacemente ed efficientemente erogare a Terna quei servizi di dispacciamento necessari ad assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, riserva di potenza, bilanciamento etc.).

Comunque, la riforma del mercato elettrico di cui si tratterà nel prosieguo pare avere contribuito, unitamente ad altri fattori, a migliorare il saldo fra i proventi e gli oneri maturati da Terna per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento (di seguito: onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento). Comparando infatti l'onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento maturato nei primi 10 mesi del 2010, l'anno di prima attuazione della riforma del mercato elettrico, con l'onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento maturato nei primi 10 mesi del 2009, l'anno antecedente la riforma del mercato elettrico, ne emerge una riduzione del suddetto onere netto di circa il 30%, il che equivale a un risparmio di circa 440 milioni di euro.

L'andamento dei prezzi mediamente pagati da Terna per l'acquisto di energia su MSD (prezzi a salire⁸) e dei prezzi mediamente incassati da Terna per la cessione di energia su MSD (prezzi a scendere⁹) fra il 2009 e il 2010 conferma altresì l'apprezzabile miglioramento delle condizioni di prezzo in Sardegna già evidenziato con riferimento al *mercato del giorno prima* (MGP). In Sardegna, infatti, assumendo a riferimento i livelli dei prezzi del 2009, nel 2010 il valore medio dei prezzi pagati da Terna è diminuito del 18% (cioè di circa 38 €/MWh) mentre il valore medio dei prezzi incassati da Terna è aumentato del 148% (cioè di circa 16 €/MWh). In Sardegna, quindi, la sensibile diminuzione degli oneri medi di Terna per l'acquisto di energia su MSD e il forte aumento dei proventi medi di Terna per la cessione di energia su MSD hanno ridotto significativamente l'onere netto per l'approvvigionamento in loco di risorse per il dispacciamento. In Sicilia, viceversa, assumendo a riferimento i livelli dei prezzi del 2009, nel 2010 sia i prezzi pagati da Terna per l'acquisto di energia che i prezzi incassati da Terna per la cessione di energia su MSD

⁶ E' l'infrastruttura di interconnessione che collega il Lazio con la Sardegna.

⁷ E' l'infrastruttura di interconnessione che collega la Toscana con la Sardegna.

⁸ Per i prezzi a salire si è assunta a riferimento la media aritmetica sull'anno dei prezzi medi orari di vendita ponderati per le quantità accettate in vendita nell'ora.

⁹ Per i prezzi a scendere si è assunta a riferimento la media aritmetica sull'anno dei prezzi medi orari di acquisto ponderati per le quantità accettate in acquisto nell'ora.

sono diminuiti rispettivamente del 7% (cioè di circa 12 €/MWh) e del 56% (cioè di circa 10 €/MWh). In altri termini, la diminuzione degli oneri medi di Terna per acquisto di energia su MSD è stata, almeno in parte, sterilizzata dalla contestuale diminuzione dei proventi medi di Terna per cessione di energia su MSD.

Il miglioramento della situazione in Sardegna è verosimilmente imputabile a due fattori concomitanti:

1. l'incremento di capacità di interconnessione fra la Sardegna e il Continente (che ha permesso a Terna di approvvigionare più risorse per il dispacciamento per la Sardegna da impianti localizzati nel Continente);
2. la contrattualizzazione di parte della capacità produttiva localizzata in Sardegna in applicazione del regime "alternativo" di regolazione degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema.

La differente situazione della Sicilia è, viceversa, spiegabile con il fatto che, sebbene nel 2010 sia stata contrattualizzata, in applicazione del regime "alternativo" di regolazione degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema, molta capacità produttiva localizzata in Sicilia, diversamente da quanto avvenuto in Sardegna non si è avuto alcun incremento della capacità di interconnessione con il Continente. Incremento che è previsto per il 2014, anno in cui è programmata l'entrata in operatività della nuova infrastruttura di interconnessione fra la Sicilia e il Continente.

La contrattualizzazione della capacità produttiva, infatti, incide (quasi) solo sui prezzi a salire degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema, mediante l'imposizione di un tetto ai prezzi che detti impianti possono chiedere a Terna per l'energia ceduta nel MSD.

Come già accennato, il 1 gennaio 2010 è stata avviata una riforma organica del mercato elettrico secondo i principi generali fissati dalla Legge n. 2/09. Le principali novità della riforma, la cui implementazione è rimessa a decreti attuativi del Ministro dello Sviluppo Economico ed a provvedimenti dell'Autorità, consistono nella istituzione di un nuovo *mercato infragiornaliero* dell'energia (MI), al posto dell'*ex mercato di aggiustamento*, nella riforma del *mercato dei servizi di dispacciamento* (MSD), nella nuova disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema e, in prospettiva, nel superamento del criterio dell'offerta marginale per la determinazione dei prezzi.

Nel 2010 è stata avviata una prima fase della riforma del mercato elettrico che prevedeva:

- la nascita di un *mercato infragiornaliero* dell'energia (MI) - articolato in molteplici sessioni - finalizzato a incrementare le opportunità di aggiustamento dei programmi di produzione e consumo prima della consegna;
- la riforma del MSD tramite:
 - l'adozione di modelli di rete e algoritmi più efficienti ed efficaci per la selezione delle offerte su MSD;
 - l'adozione di una nuova struttura di offerta per riflettere più fedelmente la struttura dei costi di esercizio degli impianti in funzione dei differenti servizi resi a Terna (riserva secondaria o altri servizi);

- l'articolazione del MSD in molteplici sessioni per consentire ai produttori di adeguare le offerte degli impianti all'approssimarsi del tempo reale a fronte di variazioni dei parametri tecnici, dei rischi e dei costi di esercizio;
- la riforma della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema con l'introduzione di meccanismi volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori tramite:
 - la definizione di una corretta metodologia di individuazione degli impianti che - singolarmente o in raggruppamento - saranno prevedibilmente essenziali per il soddisfacimento del fabbisogno dei servizi di dispacciamento;
 - l'assoggettamento dei suddetti impianti a vincoli di offerta sul mercato elettrico nelle ore in cui saranno essenziali per il soddisfacimento del fabbisogno dei servizi di dispacciamento;
 - la facoltà per i titolari dei suddetti impianti di scegliere tra diversi regimi di regolazione contraddistinti da differenti gradi di libertà nella gestione degli impianti e diversi gradi di garanzia di copertura dei costi variabili e dei costi fissi efficienti degli impianti.

Nel 2010, le situazioni delle Isole destavano particolare preoccupazione in quanto caratterizzate dalla compresenza di due maggiori operatori (o, nel caso della Sicilia, raggruppamenti di operatori) entrambi dotati di un notevole potere di mercato. Del resto, le Isole, come già evidenziato, sono strutturalmente caratterizzate da livelli di prezzo sensibilmente superiori a quelli del Continente. Dette differenze nei livelli dei prezzi non sono riconducibili interamente a differenze nella struttura di costo del rispettivo parco produttivo ma anche al potere di mercato di cui godono gli operatori nelle Isole, potere che trae la sua ragione anche e soprattutto dalla criticità del sistema elettrico nelle Isole in termini di adeguatezza.

Del resto, i livelli di criticità del sistema elettrico nelle Isole in termini di adeguatezza sono chiaramente condizionati dal grado di interconnessione tra le Isole e il Continente. Tanto maggiore è il grado di interconnessione tra le Isole e il Continente, tanto minori sono i livelli di criticità nelle Isole.

Con riferimento alla Sardegna, il grado di interconnessione con il Continente è progressivamente aumentato nel corso del 2010 per effetto del graduale raggiungimento della piena operatività del primo cavo del SAPEI. I valori medi annui della capacità di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna del 2010 sono infatti cresciuti rispettivamente di circa 150 MW (da circa 150 MW a circa 300 MW) e di circa 80 MW (da circa 160 MW a circa 240 MW) rispetto ai medesimi valori medi annui del 2009. Ciò è avvenuto per effetto della piena entrata in operatività del primo cavo del SAPEI - iniziata il 1 dicembre 2009 - che ha portato la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna rispettivamente a 450 MW e 420 MW nel 2010.

Con riferimento alla Sicilia, invece, occorrerà attendere l'entrata in operatività della linea Sorgente-Rizziconi nel 2014 per registrare un significativo incremento della capacità

massima di interconnessione fra la Sicilia e il Continente: Sicilia-Continente (da 600 MW a 1500 MW) e Continente-Sicilia (da 100 MW a 1100 MW).

Nel 2010, vi è stato però un secondo fattore che ha senz'altro contribuito a mitigare gli effetti dei livelli di criticità del sistema elettrico nelle Isole: la prima attuazione della nuova disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema.

Nelle Isole, tutti i produttori interessati dalla disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema hanno scelto il regime di regolazione "alternativo" che prevede la contrattualizzazione da parte di Terna a condizioni stabilite dall'Autorità (con riferimento ai costi che caratterizzano un impianto termoelettrico turbogas) della capacità produttiva essenziale nella loro disponibilità. Ciò ha consentito a Terna di contrattualizzare:

- in Sardegna, 265 MW di riserva di potenza a salire e 40 MW di riserva di potenza a scendere con differenti profili orari di impegno;
- in Sicilia, 617 MW di riserva di potenza a salire e 70 MW di riserva di potenza a scendere con differenti profili orari di impegno.

Le situazioni di criticità nelle Isole, sotto il profilo dell'adeguatezza del sistema elettrico e/o sotto il profilo della competitività del mercato elettrico, sono verosimilmente destinate a migliorare nel 2011 per quattro ordini di fattori:

1. l'avvio della seconda fase di riforma del mercato elettrico;
2. l'incremento della capacità assoggettata nelle Isole alla nuova disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema;
3. l'incremento della capacità di interconnessione fra la Sardegna e il Continente nel 2011 rispetto al 2010;
4. gli impegni di ENEL S.p.A. e ENEL Produzione S.p.A. afferenti la macrozona Sicilia resi obbligatori dal provvedimento n. 21960 dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (di seguito: impegni ENEL) e gli impegni di Edipower S.p.A., Edison S.p.A. ed Edison Trading S.p.A., A2A S.p.A. ed A2A Trading S.r.l., Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A.) ed Iride Mercato S.p.A. (ora Iren Mercato S.p.A.), Alpiq Holding S.A. ed Alpiq Energia Italia S.p.A. afferenti la macrozona Sicilia resi obbligatori dal provvedimento n. 21962 dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (di seguito: impegni EDIPOWER);

Con riferimento al punto 1, dal 1 gennaio 2011 è stata avviata una seconda fase della riforma del mercato elettrico che prevede:

- l'integrazione del MI con il MSD tramite il coordinamento delle sessioni in cui si articola il MI con le sottofasi e le sessioni in cui si articola il MSD al fine di ampliare ulteriormente le opportunità di aggiustamento dei programmi di produzione e consumo prima della consegna;
- l'affinamento della riforma del MSD tramite:
 - l'articolazione della fase di programmazione in più sottofasi per selezionare le offerte quanto più possibile in prossimità del tempo reale al fine di minimizzare l'onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento riducendo

- gli errori di previsione e, conseguentemente, l'ammontare di risorse approvvigionate su MSD;
- l'introduzione di un corrispettivo di avviamento al fine di riflettere ancor più fedelmente la struttura dei costi di esercizio degli impianti termoelettrici;
 - l'affinamento della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema tramite la definizione di una metodologia dettagliata di calcolo dei costi variabili e dei costi fissi efficienti da riconoscere ai titolari dei suddetti impianti che richiedono l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi.

Con riferimento al punto 2, non tutti i produttori delle Isole interessati dalla disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema hanno scelto il regime di regolazione "alternativo" che prevede la contrattualizzazione da parte di Terna a condizioni stabilite dall'Autorità (con riferimento ai costi che caratterizzano un impianto termoelettrico turbogas) della capacità produttiva essenziale nella loro disponibilità. Alcuni hanno richiesto in tutto o in parte di essere ammessi al regime di reintegrazione dei costi, regime che prevede che l'impianto sia sempre offerto sia nel mercato del giorno prima che nel MSD nel rispetto di vincoli volti a riprodurre strategie di offerta concorrenziali.

Con riferimento al punto 3, i valori medi annui della capacità di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna del 2011 sono destinati ad aumentare rispettivamente di circa 450 MW (da circa 300 MW a circa 750 MW) e di circa 310 MW (da circa 240 MW a circa 550 MW) rispetto ai medesimi valori medi annui del 2010. Ciò avverrà per effetto della piena entrata in operatività del secondo cavo del SAPEI - prevista per il 1 giugno 2011 - che porterà la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna rispettivamente a 900 MW e 720 MW entro la fine del 2011. Dopo il 2015, inoltre, la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna potrebbe crescere di circa 400 MW in ambo le direzioni per effetto dell'entrata in operatività del nuovo SACO13.

Con riferimento al punto 4, la deliberazione VIS 82/09 ha disposto la trasmissione della "Relazione tecnica sugli esiti dell'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica, con riferimento alla zona Sicilia ed alle zone ad essa interconnesse, negli ultimi mesi del 2008 e nel gennaio 2009 (rif. deliberazione Autorità VIS. 3/09)" all'Autorità garante della concorrenza e del mercato per le valutazioni e gli interventi di propria competenza.

L'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha quindi deciso di aprire il 27 gennaio 2010 due istruttorie sul mercato elettrico siciliano, una per presunto abuso di posizione dominante nei confronti di ENEL S.p.A. e della sua controllata ENEL Produzione S.p.A. (caso A423 - ENEL - DINAMICHE FORMAZIONI PREZZI MERCATO ENERGIA ELETTRICA IN SICILIA) ed una per presunta intesa tra i toller di Edipower, volta al coordinamento delle loro strategie di offerta per sfruttare l'indispensabilità dell'impianto di San Filippo del Mela nelle ore di picco, (caso I721 - TOLLING EDIPOWER). In ambo i casi, le Parti hanno presentato impegni ai sensi dell'art. 14-ter della legge n. 287/90 che sono stati resi obbligatori dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato coi provvedimenti nn. 21960 e 21962.

Gli impegni ENEL prevedono che sino a tutto il 2013 ENEL presenti offerte di vendita nel mercato del giorno prima nella zona Sicilia a prezzi non superiori a un tetto pari a 190 €/MWh per l'anno 2011, aggiustato negli anni successivi per le variazioni di un indice del prezzo del *Brent*.

Gli impegni EDIPOWER prevedono che sino a tutto il 2013 EDIPOWER richieda all'Autorità l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi di cui all'articolo 65 della deliberazione n.111/06 per gli impianti di San Filippo del Mela 150 e 220 kV ritenuti da Terna essenziali.

Il 2013 è stato assunto a riferimento in quanto l'entrata in operatività della nuova interconnessione fra la Sicilia e il Continente (linea Sorgente-Rizziconi) avrà luogo nel corso del 2014 (i lavori sono comunque già stati avviati).

2.2 MERCATI A TERMINE

Lo sviluppo dei mercati regolamentati a termine è uno degli obiettivi della Legge n. 2/09. Per tale finalità il GME ha modificato la propria disciplina, prevedendo l'introduzione di prodotti a termine con periodi di consegna mensili, trimestrali e annuali con profilo *baseload* e *peakload* negoziabili nel mercato a termine fisico (MTE), in conformità agli indirizzi e direttive del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009. Con riguardo alla liquidità dei mercati, si deve sottolineare che, a fronte di un mercato *spot* caratterizzato da un'estrema liquidità, i mercati a termine regolamentati, sono ancor oggi, a più di 6 anni dall'avvio della Borsa dell'energia, caratterizzati da una bassa liquidità. Un certo grado di liquidità si sta sviluppando solo su mercati a termine non regolamentati (OTC) e, comunque, per prodotti con orizzonti temporali raramente superiori all'anno. Ciò rappresenta un elemento di forte criticità, in considerazione dell'impossibilità per i consumatori di disporre di informazioni adeguate in fase di negoziazione di contratti bilaterali.

L'Autorità ritiene che lo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo sia un elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e quindi la concorrenza nel mercato all'ingrosso, in quanto tali mercati consentirebbero di fornire sia segnali di prezzo che possibilità di copertura ai nuovi entranti rispetto ai rischi delle future evoluzioni del mercato *spot*.

Per stimare con buona approssimazione la liquidità dei mercati a termine in Italia è necessario analizzare i volumi dei contratti comunicati dagli operatori rilevanti¹⁰ sulla Piattaforma Dati Esterni (PDE) predisposta da GME in attuazione della deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2008 ARG/elt 115/08 (Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento).

Al 31 dicembre 2010, i volumi con consegna nel 2010 afferenti a contratti a termine di qualsiasi durata (pluriennali, annuali, trimestrali, mensili etc.) e profilo (*baseload*, *peakload* ecc.) ammontavano a circa 301 TWh. Trattasi eminentemente di contratti *forward* (63%) o *swap* (14%) a prezzo fisso e in misura minore di contratti *forward* (8%) o *swap* (8%) a prezzo

¹⁰ Operatori con immissioni o prelievi a programma non inferiori a 3 TWh o capacità di produzione non inferiore a 400 MW.

indicizzato o di contratti *future* a prezzo fisso (4%). Il 65% dei volumi dei contratti *forward* o *swap* a prezzo fisso è stata negoziata su mercati a termine non regolamentati (OTC) e la restante quota su piattaforme di negoziazione di contratti standard (di cui circa il 40% su TFS e l'1,5% su MTE). Il 100% dei contratti *future* è stata negoziata su IDEX.

Al 31 dicembre 2010, i volumi con consegna nel 2011 afferenti a contratti a termine di qualsiasi durata e profilo ammontavano a circa 212 TWh. Trattasi eminentemente di contratti *forward* (71%) o *swap* (15%) a prezzo fisso e in misura minore di contratti *forward* (5%) a prezzo indicizzato o di contratti *future* a prezzo fisso (5%). Il 69% dei volumi dei contratti *forward* o *swap* a prezzo fisso è stata negoziata su mercati a termine non regolamentati (OTC) e la restante quota su piattaforme di negoziazione di contratti standard (di cui circa il 40% su TFS e l'8% su MTE). Quasi il 100% dei contratti *future* è stata negoziata su IDEX.

Esaminando i soli contratti a termine a prezzo fisso con durata annua e profili di consegna *baseload* o *peakload* identici a quelli dei contratti standard negoziati su MTE, è possibile offrire una sintesi sulle fluttuazioni nel corso del 2009 dei prezzi dei contratti annuali con consegna 2010 e sulle fluttuazioni nel corso del 2010 dei prezzi dei contratti annuali con consegna 2011.

Il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *baseload* 2010 stipulati nei diversi mesi del 2009 ha oscillato fra 62,7 €/MWh e 69,7 €/MWh mentre il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *peakload* 2010 stipulati nei diversi mesi del 2009 ha oscillato fra 85,2 €/MWh e 93,8 €/MWh. Nei vari mesi del 2010, il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *baseload* 2011 oscillava fra 64,8 €/MWh e 72,5 €/MWh mentre il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *peakload* 2011 oscillava fra 78,5 €/MWh e 89,6 €/MWh. Si osserva, quindi, un incremento dei prezzi medi ponderati dei contratti annuali *baseload* 2011 rispetto agli annuali *baseload* 2010 e viceversa una riduzione dei prezzi medi ponderati dei contratti annuali *peakload* 2011 rispetto agli annuali *peakload* 2010.

2.3 INTEGRAZIONE DEI MERCATI REGIONALI EUROPEI

Nel 2006 la Commissione Europea ha individuato, sulla base di una iniziativa di ERGEG, 7 raggruppamenti di Stati a formare altrettanti mercati regionali, come passo intermedio verso la piena realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica.

L'Italia, in particolare, rientra nell'ambito della regione Centro Sud Europa, per la quale l'Autorità è il Regolatore guida.

Nel corso del 2010 a livello europeo sono stati raggiunti alcuni obiettivi importanti per la creazione dei mercati regionali: in particolare attraverso l'accoppiamento delle borse elettriche nazionali (cd *market coupling*) di Francia, Germania, Belgio e Olanda con la regione dei Paesi Scandinavi che ha permesso un utilizzo più efficiente della capacità di trasporto tra queste regioni e, conseguentemente, un importante avvicinamento dei prezzi registrati in tali mercati.

Per quanto riguarda il nostro Paese, il cui mercato elettrico ha una architettura molto sofisticata ed evoluta ma con caratteristiche del tutto peculiari che in qualche modo ostacolano una rapida integrazione con i mercati del Centro-Nord Europa, alla fine del 2010 si è dato avvio al *market coupling* con la borsa elettrica Slovena, come primo passo verso la realizzazione di un mercato regionale che consenta di ottimizzare gli scambi transfrontalieri anche verso altri importanti mercati europei come quelli di Francia e Germania.

Nel corso del 2010 ha preso avvio anche l'importante innovazione prevista dal cosiddetto *Terzo Pacchetto Energia* (Direttive e Regolamenti sui mercati di energia elettrica e gas del 2009) ovvero la produzione dei *codici di rete* europei, che costituiranno un complesso corpus di norme comunitarie che caratterizzeranno in modo fondamentale l'evoluzione dei mercati nazionali e regionali nei prossimi anni. La produzione dei *codici di rete*, che il *Terzo Pacchetto* demanda alla associazione europea dei gestori dei sistemi di trasmissione, avverrà sulla base di linee guida predisposte dalla nuova Agenzia Europea per la collaborazione dei regolatori dell'energia – ACER, che diverrà pienamente operativa a partire da marzo di quest'anno.

Nel corso del 2010 l'ERGEG ha assunto, provvisoriamente, le funzioni dell'ACER nella predisposizione di importanti linee guida nell'ambito della trasparenza dei mercati, della connessione alla rete e dell'allocazione della capacità di trasporto tra sistemi interconnessi. Lo sforzo dell'Autorità italiana, in questo ambito, è stato quello di consentire, per quanto possibile, la definizione di linee guida che rispettassero le caratteristiche del mercato elettrico nazionale e ne consentissero uno sviluppo secondo principi di trasparenza ed efficienza.

Come previsto dal *Terzo Pacchetto Energia*, i *codici di rete* diverranno vincolanti per tutti gli Stati membri attraverso la collaudata procedura di *comitologia* che vede il diretto coinvolgimento dei Ministeri degli Stati membri: si ritiene pertanto essenziale una tempestiva cooperazione tra Autorità e Ministero competente per consentire di seguire in modo coordinato tutte le fasi di produzione della nuova normativa, dalla ideazione iniziale, alla sua adozione.

Per quanto riguarda lo sviluppo del mercato regionale Centro-Sud Europa, oltre all'avvio del già citato *market coupling* con la Slovenia, si deve segnalare una importante evoluzione circa l'allocazione della capacità transfrontaliera. Tale allocazione che da circa due anni viene svolta, secondo regole comuni, da tutti i gestori di rete della regione, a partire da metà 2011 verrà invece svolta da un'unica società, partecipata dai medesimi gestori, che costituirà quindi una interfaccia unica per tutti i soggetti che volessero operare commercializzando energia tra i diversi mercati della regione. Tale società, denominata CASC-EU, con sede in Lussemburgo, svolge la medesima funzione anche per la regione Centro Ovest (Francia, Belgio, Olanda, Germania) e pertanto rappresenta di per sé uno stimolo verso una più stretta cooperazione delle due regioni per l'integrazione dei rispettivi mercati e l'armonizzazione dei rispettivi assetti regolatori. Per sfruttare tali sinergie l'Autorità ha promosso l'istituzione di gruppi di lavoro congiunti tra i regolatori delle due regioni che proseguiranno per tutto il 2011.

Il deciso incremento della generazione elettrica da fonte intermittente (eolico), la cui produzione è prevedibile con un buon margine di certezza solo a ridosso del tempo reale,

sta inoltre determinando un interesse sempre maggiore nella possibilità di istituire piattaforme di mercato che permettano di operare a ridosso del tempo di consegna dell'energia, ben oltre i limiti temporali storicamente imposti dalle borse elettriche (sviluppate principalmente con funzioni di mercato del giorno prima).

Si stanno pertanto moltiplicando gli esempi, da ultima la piattaforma istituita tra Francia e Germania, di mercati infra-giornalieri dell'energia elettrica che accoppiano più mercati nazionali. In tale contesto l'avvio dal 1 gennaio del mercato infra-giornaliero nel nostro sistema nazionale, che per la prima volta consente di effettuare transazioni a poche ore dalla consegna fisica dell'energia, costituisce un presupposto importante per uno sviluppo delle contrattazioni verso i mercati esteri, come richiesto dalla normativa Comunitaria già a partire dal 2008.

Per quanto riguarda l'evoluzione dei mercati regionali nel prossimo futuro si segnala infine l'importanza di due recenti iniziative della Commissione Europea: la pubblicazione delle comunicazioni relative alle priorità infrastrutturali dei mercati energetici e la comunicazione relativa alla revisione delle Iniziative regionali. Quest'ultima comunicazione è volta a proporre delle possibili modifiche all'istituto delle Iniziative Regionali come sviluppato a partire dal 2006. Nell'ambito delle proposte avanzate dalla Commissione vi è anche un maggior coinvolgimento degli Stati membri nell'assumere una funzione di indirizzo delle attività delle regioni, attraverso la partecipazione ad un comitato denominato "Regional Steering Committee" che, accanto a rappresentanti dei governi degli Stati Membri, dovrebbe vedere la partecipazione dei regolatori oltre che della Commissione e della nuova Agenzia Europea per la collaborazione dei regolatori dell'energia - ACER.

Si ritiene che questo sviluppo possa costituire una innovazione importante e richiederà una stretta collaborazione tra il Ministero competente ed Autorità anche nell'ambito della definizione delle priorità da perseguire attraverso le attività della regione Centro Sud al fine di coordinare al meglio lo sviluppo della normativa e della regolazione nazionali con gli obiettivi da perseguire a livello europeo.

La comunicazione sulle priorità infrastrutturali (Energy Infrastructure priorities for 2020 and beyond – a blueprint for an integrated energy network) che potrebbe avviare un iter legislativo a partire dalla seconda metà del 2011, persegue l'integrazione dei mercati e la sicurezza degli approvvigionamenti per mezzo della promozione della realizzazione di nuove infrastrutture, anche attraverso sistemi di finanziamento innovativi e processi autorizzativi armonizzati a livello sopranazionale. Anche in quest'ambito sarà dunque imprescindibile una collaborazione istituzionale tra Autorità e Ministeri competenti in quanto le tematiche affrontate rientrano nell'ambito di competenze trasversali e necessitano di un approccio coordinato al fine di consentire l'adozione di normative compatibili con i regolamenti nazionali e non comportino ingiustificati aumenti tariffari per gli utenti delle reti.

2.4 MERCATO AL DETTAGLIO

Come è noto, il mercato al dettaglio dell'energia elettrica è libero dal luglio del 2007. Permangono tuttavia differenze tra le varie categorie di clienti, in termini di forza contrattuale ed entità dei consumi, che si traducono poi in differenti possibilità di trarre vantaggio dai meccanismi di mercato. Per questo, il Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella Legge 3 agosto 2007, n. 125 è intervenuto prevedendo, all'art. 3, che "L'Autorità per l'energia elettrica e il gas indica le condizioni standard di erogazione del servizio e definisce, in base ai costi effettivi del servizio, prezzi di riferimento per le forniture di energia elettrica ai clienti in regime di *maggior tutela* e per le forniture di gas naturale ai clienti domestici, che le imprese di distribuzione o di vendita sono tenute ad inserire nelle proprie offerte commerciali".

L'Autorità dunque, in forza di tale Decreto, aggiorna trimestralmente i prezzi di riferimento destinati ai clienti in regime di *maggior tutela*, i clienti cioè che non hanno ancora optato per il mercato libero. Tale aggiornamento avviene sulla base dell'andamento del costo di approvvigionamento da parte dell'Acquirente unico, il quale stima il quantitativo di energia elettrica all'ingrosso necessaria a coprire il fabbisogno dei clienti serviti in regime di *maggior tutela*, e definisce le modalità per approvvigionarsi di tali quantitativi.

In base alle stime del costo di approvvigionamento su base annua o trimestrale, ai costi consuntivi relativi ai mesi già passati dell'anno solare considerato, ai pre-consuntivi e al ripiano delle differenze tra quanto stimato e quanto realizzatosi, l'Autorità calcola il prezzo medio che l'esercente la *maggior tutela* applica ai clienti finali.

Il prezzo così determinato, riflette dunque i costi formati nel mercato, permettendo quindi agli operatori presenti sul mercato di proporre offerte concorrenziali (processo che l'Autorità, da un lato, incoraggia, dall'altro sorveglia).

I clienti domestici passati al mercato libero¹¹ nel periodo 1 luglio 2007 - 30 settembre 2010 sono l'12,9 % del totale, mentre per quanto riguarda le piccole imprese, ad oggi circa il 34,7% sono servite a condizioni di libero mercato, percentuale che è pari al 16,9% se non si considerano le imprese già presenti sul libero mercato prima dell'1 luglio 2007.

D'altra parte, occorre considerare anche la percentuale dei clienti che è passata sul mercato libero scegliendo come fornitore la società di vendita facente parte del medesimo gruppo societario dell'esercente la *maggior tutela*. In questo caso, la percentuale risulta pari a circa il 9,4% per i clienti domestici e a circa il 9,6% per i clienti non domestici, se non si considerano le imprese già presenti sul mercato libero prima dell'1 luglio 2007.

Nel settore elettrico tali passaggi al mercato libero non sono meramente formali, come invece si può affermare nel caso del gas, in quanto il cliente passa da una situazione (la *maggior tutela*), nella quale l'energia viene approvvigionata all'ingrosso dall'Acquirente Unico e solo "fornita" dall'esercente del servizio, ad una nuova situazione (il mercato libero) in cui l'energia è approvvigionata direttamente dal venditore. Proprio per questo motivo è alto l'interesse dei venditori ad acquisire i clienti nel mercato libero anche quando sono già serviti da società dello stesso gruppo.

¹¹ Il dato è determinato considerando il totale dei punti passati al mercato libero al netto dei punti di prelievo che sono rientrati nel servizio di *maggior tutela*.

Tuttavia l'elevata percentuale di passaggi ad un fornitore del mercato libero del medesimo gruppo societario dell'esercente la *maggior tutela* può essere anche una indicazione di potenziali problematiche di sviluppo della concorrenza: basti pensare al fatto che per i clienti di piccola dimensione è ad esempio rilevante la conoscenza del marchio del fornitore che intendono scegliere.

Infine un ulteriore indicatore da considerare riguarda il tasso di rientro nel servizio di *maggior tutela*. Nel periodo 1 luglio 2007 – 30 settembre 2010 i rientri in *maggior tutela* sono stati circa lo 0,9% per i clienti domestici e il 4,0% per le piccole imprese. Il tasso di rientro può essere visto sia in termini di un ruolo attivo da parte del cliente finale che, qualora insoddisfatto delle condizioni ottenute nel mercato libero, decide di rientrare nella *maggior tutela* che come indicatore di problematiche che si manifestano sul mercato libero, ad esempio legate a fenomeni di inadempimento del cliente finale che inducono il venditore sul mercato libero a risolvere il contratto di vendita.

2.5 INTERVENTI PER RIDURRE LE CRITICITÀ

Gli interventi da mettere in atto al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato nel settore elettrico dovrebbero concentrarsi sugli aspetti illustrati di seguito.

a) Potenziamento delle reti di trasporto

La progressiva realizzazione delle infrastrutture di rete previste dai piani di sviluppo della rete di trasmissione di Terna 2009 e 2010 - specialmente le infrastrutture di interconnessione fra il Continente e le Isole e, all'interno del Continente, fra la zona Sud e la zona Centro-Sud - ha permesso e permetterà di incrementare significativamente il grado di concorrenza e di adeguatezza in molte zone del mercato elettrico nonché di ridurre in misura sostanziale gli oneri di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni intrazonali. Come già evidenziato, i primi benefici in tal senso si sono manifestati in Sardegna nel corso del 2010 per effetto della piena entrata in operatività del primo cavo del SAPEI. Pertanto è essenziale porre in essere, a tutti i livelli, ogni azione utile ad assicurare la realizzazione nei tempi previsti delle suddette infrastrutture.

b) Realizzazione di un nuovo meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Il perseguimento dell'obiettivo di adeguatezza e di composizione ottimale del parco impianti nazionale per tecnologia e fonte è, nel lungo termine, sempre pesantemente condizionato dalla forte ciclicità degli investimenti in capacità produttiva e dalle incertezze sugli investimenti in capacità di trasmissione. Il mercato elettrico non è in grado di conseguire autonomamente il predetto l'obiettivo a causa di imperfezioni del mercato stesso. La principale imperfezione, fra quelle evidenziate dall'Autorità nel documento di consultazione n. 38/10 (DCO 38/10), è che le informazioni nel mercato elettrico sono incomplete e distribuite in modo asimmetrico fra gli attori del sistema elettrico. In assenza di interventi regolatori, quindi, il mercato elettrico si rivela uno strumento inefficiente ed inefficace di coordinamento delle scelte di investimento degli operatori (in capacità

produttiva) e di Terna (in capacità di trasmissione) sia in se stesso che in rapporto all'efficacia degli strumenti di comando e controllo di cui il "vecchio" monopolista regolato faceva uso per conseguire al suo interno lo stesso coordinamento.

Al fine di porre rimedio a tali imperfezioni del mercato e in conformità a quanto previsto dal Decreto Legislativo 379/03, l'Autorità ha già perfezionato, con tre successivi documenti di consultazioni (DCO nn. 10/09, 09/10 e 38/10), una nuova proposta di disciplina di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva.

L'approccio prospettato dall'Autorità prevede che Terna acquisti dai produttori opzioni su capacità produttiva reale per quantitativi pari al fabbisogno di capacità del sistema su un determinato periodo: ciò esclusivamente allo scopo di assicurare ai clienti finali una copertura contro il rischio di picchi di prezzo originati da inadeguatezza del sistema in una o più zone nel medesimo periodo. La negoziazione di tali opzioni avrà luogo in un apposito mercato della capacità.

Tali opzioni dovrebbero avere un periodo di consegna triennale e un orizzonte di pianificazione di quattro o sette anni: ossia sarebbero acquistate da Terna con quattro o sette anni di anticipo rispetto all'inizio del periodo di consegna. Ciò consentirebbe la partecipazione anche di capacità produttiva in fase di progettazione e/o costruzione ai fini sia di pianificare con opportuno anticipo lo sviluppo del parco impianti nazionale che di massimizzare il grado di concorrenza sul mercato della capacità.

La validità di tale approccio è stata anche empiricamente suffragata dal funzionamento da almeno cinque anni dei mercati della capacità del New England e del PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland) che sono stati costruiti su principi simili.

c) Interventi sul mercato della vendita al dettaglio

Gli interventi sul mercato della vendita al dettaglio devono essere volti a garantire, in primo luogo, la parità di trattamento di tutti gli operatori che svolgono l'attività di vendita. In questo senso, occorrerebbe definire una regolazione specifica per le società che svolgono l'attività di vendita nel mercato libero ma che fanno parte del medesimo gruppo societario dell'esercente la *maggior tutela* e per le società che operano sia in qualità di esercenti la *maggior tutela* sia come fornitori sul mercato libero.

In questi casi, infatti, è possibile che le società possano trarre un vantaggio per la conoscenza di particolari informazioni relative al cliente finale, si pensi a titolo di esempio al possesso di informazioni puntuali circa il rischio creditizio del cliente finale precedentemente serviti in *maggior tutela* o ai dati relativi al profilo di consumo del cliente finale. La regolazione specifica dovrebbe avere quindi la finalità di eliminare eventuali asimmetrie informative tra gli operatori.

In secondo luogo, gli interventi sul mercato della vendita al dettaglio devono essere rivolti alla rimozione di potenziali barriere all'entrata legate alle difficoltà operative del fornitore di interfacciarsi con diverse imprese distributrici, con riferimento allo scambio di dati necessari all'acquisizione e gestione dei clienti finali e dei relativi contratti; gli interventi hanno quindi l'obiettivo di garantire trasparenza e tempestività nello scambio delle informazioni per il buon funzionamento del mercato anche al fine di minimizzare i costi relativi alla commercializzazione al dettaglio. L'implementazione del sistema informatico integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del

gas di cui alla legge del 13 agosto 2010, n. 129 (di seguito: legge 129/10) deve essere inquadrata nell'ambito di questi obiettivi.

d) La problematica relativa alla morosità dei clienti finali

Gli aspetti legati alla gestione commerciale dei clienti finali serviti e le problematiche relative agli inadempimenti dei clienti finali costituiscono un ulteriore aspetto di elevata criticità del segmento dell'attività di vendita al dettaglio, sia con riferimento al settore dell'energia elettrica che con riferimento al settore del gas naturale. L'attività svolta dal fornitore costituisce infatti l'ultimo tassello della filiera ed eventuali inadempimenti contrattuali comportano elevati rischi del medesimo soggetto che, da un lato, deve continuare ad ottemperare alle proprie obbligazioni nei confronti delle controparti a monte e, dall'altro, non ha tutti gli strumenti per cercare di recuperare il credito sul cliente finale.

Tale problematica risulta in notevole incremento a partire dalla completa liberalizzazione. Ciò è dovuto, in parte, alla separazione delle attività tra l'impresa distributrice, soggetto che fisicamente deve sospendere il punto in caso di inadempimenti contrattuali del cliente finale, e il fornitore, soggetto controparte contrattuale del cliente finale che richiede la sospensione in caso di morosità. In questo ambito, la regolazione deve poter definire regole chiare in termini di comunicazione tra i due operatori (impresa distributrice e fornitore del cliente finale) e tempistiche da rispettare per la procedura di sospensione della fornitura nonché i corretti incentivi nei confronti dell'impresa distributrice affinché la sospensione della fornitura relativamente ai clienti finali inadempienti venga sempre effettuata, ad eccezione dei casi in cui i clienti finali siano non disalimentabili. In questi casi, devono essere definite apposite modalità di copertura dei crediti non altrimenti recuperabili. Rispetto a quest'ultimo aspetto, al fine di minimizzare l'onere da recuperare, sarebbe opportuno prevedere la possibilità del ricorso a Equitalia con riferimento a tutti i crediti maturati e non recuperabili relativi al settore elettrico e del gas naturale.

L'aumento del fenomeno relativo alla morosità dei clienti finali è altresì dovuto a comportamenti opportunistici di clienti finali che, cambiando fornitore, non ottemperano al pagamento delle ultime fatture nei confronti del fornitore uscente. In questo caso, la regolazione deve poter definire appositi strumenti volti al contenimento del rischio creditizio, quali la definizione di strumenti di tutela nei confronti del fornitore uscente nonché la messa a disposizione di informazioni al fornitore entrante circa l'affidabilità e puntualità dei pagamenti dei clienti finali. Su quest'ultimo aspetto, la legge 129/10 prevede che i flussi informativi gestiti dal sistema informatico integrato potranno comprendere anche informazioni concernenti eventuali inadempimenti contrattuali da parte dei clienti finali sulla base di indirizzi generali definiti dall'Autorità. Il contenuto dell'elenco dovrà essere definito in modo tale da fornire informazioni significative per il fornitore entrante ma tenendo altresì conto di specifici criteri e modalità per il trattamento dei dati personali e sensibili.

3. MERCATO DEL GAS NATURALE

3.1 MERCATO ALL'INGROSSO

A quasi dieci anni dall'apertura dei mercati, persiste ancora una elevatissima concentrazione dell'offerta che vede Eni mantenere il ruolo di operatore dominante del mercato. Nel 2009 Eni deteneva una quota dell'84,5% della produzione nazionale e del 49,9% delle importazioni, valore che aumenta fino a ben oltre il 60% se si considerano anche le cessioni effettuate ad altri operatori oltre frontiera (le cosiddette vendite innovative) che pure non contribuiscono ad incrementare il livello di concorrenza nel mercato all'ingrosso.

Dei restanti operatori solo due superano la soglia del 5% dei quantitativi importati: Edison con il 15,7% e Enel Trade con il 13%; tuttavia tali quantitativi sono in larga parte destinati ad autoconsumi nel settore elettrico. Di fatto la quota di gas "non ENI" disponibile per il mercato all'ingrosso è assai ridotta e del tutto insufficiente ad attivare una reale concorrenza.

Il quadro concorrenziale peggiora ulteriormente se si considera che la struttura proprietaria delle principali infrastrutture di produzione, approvvigionamento dall'estero, trasporto e stoccaggio di gas naturale è ancora caratterizzata dal controllo esercitato dall'operatore dominante. In tali condizioni, con riferimento alle infrastrutture oggetto di regolazione, risulta impossibile o rischia, quantomeno, di rivelarsi inefficace ed eccessivamente costoso per i consumatori, strutturare un sistema di incentivi che allinei gli interessi dei soggetti che erogano il servizio agli interessi del sistema¹².

D'altra parte e purtroppo, nonostante la realizzazione di alcuni potenziamenti dei gasdotti di importazione e l'entrata in servizio del rigassificatore di Rovigo, la dotazione infrastrutturale (rigassificatori, gasdotti, stoccaggi) del Paese rimane insufficiente sia ai fini dello sviluppo della competizione sia ai fini di una gestione in sicurezza dei rischi connessi ad un eventuale inverno particolarmente rigido o ad eventuali temporanee interruzioni, anche accidentali, di anche uno solo dei maggiori gasdotti di importazione.

Tale scarsità infrastrutturale rende auspicabile che i necessari interventi di potenziamento infrastrutturale, specie quelli di sviluppo di nuova capacità di stoccaggio, contribuiscano in particolare alla capacità di punta di erogazione per far fronte alle criticità sopra richiamate. In termini generali, la realizzazione di nuovi impianti di stoccaggio di modulazione stagionale, che consente di "spostare" quantitativi di gas naturale dal periodo estivo al successivo periodo invernale, ha, sotto il profilo dell'impatto sul mercato, effetti simili alla realizzazione di nuovi gasdotti, consentendo di fatto un incremento del livello di concorrenza.

¹² Proprio per ridurre i costi legati a questo allineamento, l'Antitrust europea ha concluso un procedimento in esito al quale ha imposto ad ENI la cessione delle sue partecipazioni nelle imprese che detengono e provvedono al funzionamento e alla gestione della capacità di trasporto dei gasdotti transnazionali TAG, TENP e Transigaz; secondo l'Antitrust europea gli impegni sulla separazione proprietaria di alcune rilevanti infrastrutture di trasporto europeo avviano con efficacia alle riserve in materia di concorrenza "in particolare in merito al conflitto di interessi derivante dall'integrazione verticale di ENI sia nel trasporto che nella fornitura di gas".

In questo quadro il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, (di seguito decreto legislativo n. 130/10), pur contenendo alcune criticità connesse alle modalità di determinazione delle quote di mercato degli operatori e alle disparità introdotte a carico delle diverse categorie di clienti finali, va nella corretta direzione, individuando sia interventi per l'incremento della concorrenza nel breve periodo (con la previsione di *gas release* in caso di violazione delle soglie di mercato da parte degli operatori), sia un sistema di norme ed incentivi per l'operatore dominante a realizzare nuove infrastrutture di stoccaggio¹³. Un'attenta e puntuale implementazione ed un continuo monitoraggio, da parte del Ministero dello Sviluppo Economico e dell'Autorità, delle procedure previste dalla norma sono tuttavia condizioni imprescindibili per garantire che lo sviluppo delle nuove infrastrutture avvenga garantendo l'incremento efficiente dei servizi resi disponibili al mercato, consentendo reali vantaggi per i clienti finali.

La mancata realizzazione degli interventi di sviluppo, pur previsti nei piani di sviluppo della principale impresa di stoccaggio e pur a fronte di una congrua remunerazione riconosciuta dal sistema tariffario vigente, e la necessità di un intervento legislativo per promuovere la realizzazione dei medesimi mostrano ancora una volta l'importanza della separazione degli interessi dei soggetti che operano nei settori regolati della filiera dai singoli operatori di mercato, in particolare dall'operatore dominante; obiettivo che può essere ottenuto compiutamente ed efficientemente solo attraverso la separazione proprietaria (ad esempio quella di Snam Rete Gas da ENI, già decisa con legge n. 290 del 2003 e successive nonché già positivamente applicata nel settore elettrico). Tale separazione, di cui si tratta anche nel successivo capitolo relativo alle proposte, è stata più volte sollecitata dall'Autorità anche ai fini di rendere il mercato interno più concorrenziale ed efficiente, nonché per consentire a SNAM di svilupparsi anche oltre i confini nazionali, diventando così uno degli operatori portanti dell'auspicata e strategica rete europea di trasporto, *terza* (rispetto agli operatori della produzione, del *trading* e della vendita) e nel controllo dei Paesi membri della UE.

Lo sviluppo del mercato del gas naturale ed in particolare del mercato all'ingrosso, nel quale la concorrenza non può che svilupparsi a livello europeo o addirittura mondiale, passa necessariamente attraverso, da un lato, la realizzazione di nuove infrastrutture e, dall'altro, la gestione neutrale ed ottimale di queste e delle infrastrutture esistenti.

L'interruzione del gasdotto Transigas (condotta che attraversa, da nord a sud, il territorio svizzero), dal 23 luglio al 24 dicembre scorsi, ha reso ancora una volta evidente quanto già più volte segnalato dall'Autorità in relazione ai limiti del nostro sistema gas nel far fronte a periodi di freddo intenso nella seconda metà dell'inverno.

La mancanza dell'approvvigionamento dal nord Europa attraverso il gasdotto in questione, di capacità pari a circa 60 Mmc/g, ha riportato il sistema gas nazionale, sotto il profilo della concorrenza e della sicurezza, al livello di criticità degli anni scorsi, quando ancora il nuovo rigassificatore di Rovigo ed i potenziamenti sui gasdotti di importazione non erano disponibili; ne è una riprova il fatto che, nonostante la contrazione dei consumi

¹³ In merito all'eventualità che in esito alle previsioni del decreto legislativo n. 130/10 vengano attuate procedure di *gas release*, si richiamano le raccomandazioni dell'Autorità contenute nella segnalazione PAS 18/09 in merito alle modalità per la determinazione delle quantità e delle tempistiche per la realizzazione delle medesime.

di gas legata alla congiuntura economica globale e le condizioni climatiche favorevoli, il riempimento degli stoccaggi non è stato completato secondo i tempi previsti.

Il vigente ripristino provvisorio del vecchio tracciato del gasdotto Transigas ha evitato che il protrarsi dell'interruzione del flusso in ingresso, anche nella seconda parte del periodo invernale, rendesse il valore di capacità complessiva di immissione di gas nel nostro Paese, pericolosamente prossimo al valore del picco potenziale dei prelievi giornalieri in una situazione di freddo eccezionale, in ipotesi di pieno funzionamento di tutte le altre infrastrutture in grado di immettere gas nel sistema¹⁴.

L'aver scongiurato possibili rischi immediati per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas in Italia nei prossimi mesi non pone, tuttavia, rimedio alle distorsioni che il mercato energetico nazionale ha subito. Il gasdotto Transigas infatti, terza maggiore infrastruttura di importazione di gas in Italia, riveste un ruolo di primaria importanza per l'integrazione del mercato italiano con quello europeo, collegando il nostro Paese con i mercati del nord Europa, più liquidi e competitivi rispetto ad altre fonti da cui il sistema italiano può approvvigionarsi; Transigas permette agli operatori attivi nel mercato italiano, anche di piccole dimensioni, di approvvigionarsi di gas a condizioni competitive e, in situazioni di mercato quali quelle verificatesi nell'ultimo anno, la sua piena disponibilità avrebbe consentito agli operatori l'acquisto di gas a condizioni di prezzo più vantaggiose rispetto ai contratti di approvvigionamento di lungo periodo.

L'impatto negativo sulla concorrenza durante il periodo di interruzione è reso evidente dal fatto che il livello dei prezzi spot nel mercato italiano è risultato sensibilmente superiore a quelli degli *hub* europei; a tutto detrimento dei consumatori italiani. Ciò ad ulteriore riprova degli ancora esigui margini infrastrutturali, non sufficienti a garantire lo sviluppo di un mercato concorrenziale¹⁵.

Situazioni quale quella creatasi a seguito dell'interruzione del gasdotto Transigas mettono in evidenza l'importanza, a livello europeo, della trasparenza e dell'indipendenza nella gestione delle reti così come della tempestività, completezza e simmetria delle informazioni nella disponibilità dei diversi operatori. È auspicabile che questi parametri minimi per il buon funzionamento del mercato europeo e nazionale vengano rispettati anche in futuro, in occasione del ripristino definitivo del gasdotto, con la costruzione di una variante al percorso originario, previsto per la primavera prossima.

Accanto alla situazione di carenza infrastrutturale descritta, preoccupa la ancora elevata concentrazione dell'offerta, che non consente lo sviluppo di un mercato liquido e concorrenziale.

Sotto questo profilo il percorso, avviato nei mesi scorsi con l'introduzione della piattaforma di negoziazione di partite di gas naturale da parte del Gestore dei mercati energetici (GME) e che ha visto recentemente l'attivazione del servizio di "controparte

¹⁴ Per un'analisi numerica si rimanda alla segnalazione 30 settembre 2010, PAS 21/10 al Ministro dello sviluppo economico ai sensi dell'art. 3, comma 10 ter del Decreto Legge 29 novembre 2008, n. 185 come convertito nella Legge 28 gennaio 2009, n. 2.

¹⁵ A seguito dell'interruzione del gasdotto Transigas si è verificata una situazione di elevati differenziali tra i prezzi del gas con consegna al Punto di Scambio Virtuale e quelli registrati nel mercato spot per consegne ai principali hub europei; differenziali mediamente compresi tra 5 e 7 €/MWh. Tali differenziali, tipici di situazioni in cui la capacità di trasporto che collega gli hub europei con il sistema italiano risulta completamente utilizzata, si sono invece verificati in presenza sia di capacità inutilizzata al punto di ingresso in Italia di Tarvisio e, corrispondentemente, sul gasdotto TAG, unico collegamento rimasto con il sistema europeo; che di difficoltà a completare il riempimento degli stoccaggi, anche per le finalità di sicurezza del sistema. L'Autorità ha avviato, con la deliberazione VIS 108/10 un'istruttoria conoscitiva per approfondire le dinamiche di funzionamento del mercato in tale periodo.

centrale” svolto dal GME, costituisce un passo in avanti. Altrettanto fondamentali per garantire condizioni di offerta trasparenti e la disponibilità di strumenti per la copertura dei rischi e delle incertezze anche nel medio-lungo periodo, sono l’avvio e lo sviluppo della negoziazione di prodotti fisici a termine, previsto dal GME nei prossimi mesi.

Il supporto regolatorio, necessario affinché tali nuovi strumenti di mercato risultino realmente efficaci nella realizzazione di un assetto concorrenziale, riguarda le misure delineate nei documenti per la consultazione DCO 25/10, 45/10 e 46/10; con essi l’Autorità ha presentato un quadro di misure evolutive della regolazione del mercato del gas naturale finalizzate a supportare pienamente lo sviluppo della concorrenza nelle fasi all’ingrosso e al dettaglio; le proposte riguardano tra l’altro la definizione delle regole per il bilanciamento di merito economico e la regolazione delle partite fisiche ed economiche ad esso relative.

3.2 MERCATO AL DETTAGLIO

Nel settore gas, la completa liberalizzazione del mercato e la connessa possibilità, anche per i clienti finali domestici, di scegliere un venditore sul mercato libero è avvenuta a partire dal 1° gennaio 2003; tuttavia, come visto anche nel settore elettrico, il Legislatore ha voluto garantire una particolare tutela per i clienti finali dotati di minore potere contrattuale (famiglie ed utenti di minori dimensioni)¹⁶. A completamento del regime di tutela vigente l’articolo 17, comma 1, lettera p) della Legge comunitaria 2009¹⁷ ha stabilito che i clienti non civili con consumi inferiori o pari a 50.000 metri cubi annui siano considerati clienti vulnerabili e pertanto meritevoli di apposita tutela in termini di condizioni economiche loro applicate e di continuità e sicurezza della fornitura.

L’Autorità, dunque, continua a fissare le condizioni economiche che gli esercenti la vendita sono tenuti ad inserire tra quelle da loro liberamente offerte a detti clienti. Ciò, attraverso *prezzi di riferimento*, aggiornati trimestralmente per tenere conto dell’evoluzione dei prezzi della materia prima all’ingrosso; questi, come già illustrato, sono fortemente legati agli andamenti dei mercati internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi e al rapporto di cambio dollaro/euro. L’aggiornamento avviene sulla base delle quotazioni medie dei nove mesi precedenti a partire dal mese precedente rispetto al mese di aggiornamento, così da garantire una certa stabilità delle condizioni economiche di fornitura, diluendo gli effetti dei periodi di picco, sia in aumento che in diminuzione, e minimizzando le variazioni da trasferire sul prezzo finale.

¹⁶ Sotto il profilo normativo, la forma di tutela oggi vigente per questi clienti (famiglie e PMI) era stata introdotta, nell’imminenza della completa liberalizzazione del comparto (1° gennaio 2003), dal DPCM 31 ottobre 2002, emanato sulla base di quanto previsto dall’art. 1 del Decreto Legge 4 settembre 2002, n. 193, poi convertito dalla Legge 28 ottobre 2002, n. 238. Tale Decreto, finalizzato a realizzare un “ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali” che si trovavano, sino a quel momento, nella condizione di *cliente vincolato*, attribuiva all’Autorità il compito di definire criteri di calcolo e aggiornamento delle tariffe e dei prezzi relativi all’elettricità e al gas, integrativi rispetto a quelli previsti dall’art. 3, commi 2 e 5, della Legge 14 novembre 1995, n. 481, “anche successivamente all’apertura dei mercati”. Detto quadro normativo è stato successivamente completato da quanto previsto dall’art. 3 del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella Legge 3 agosto 2007, n. 125, che, nell’estendere al settore dell’energia elettrica il potere dell’AEEG di definire i *prezzi di riferimento* anche successivamente all’apertura dei mercati, ha confermato a livello di legislazione primaria quanto già previsto, per il settore gas, dal DPCM 31 ottobre 2002.

¹⁷ Previsioni comunitarie e relative alla Legge n. 96/2010 recante “Disposizioni per l’adempimento di obblighi derivanti dall’appartenenza dell’Italia alla Comunità europea – legge comunitaria 2009”

Con riferimento allo stato generale della concorrenza nel mercato al dettaglio, al 30 giugno 2010 la percentuale dei clienti, domestici e non domestici, che risultano serviti sul mercato libero è pari a circa il 10%. Limitatamente ai clienti domestici (individuali e condomini) la percentuale è pari a circa l'8%.

Il dato relativo i clienti serviti nel mercato libero risulta relativamente contenuto; a sette anni dall'apertura del mercato finale del gas naturale e specie se confrontato con il settore elettrico. Tale risultato dipende essenzialmente da:

- un esiguo grado di concorrenzialità che caratterizza il mercato all'ingrosso;
- la struttura della filiera del gas naturale, caratterizzata da un elevato numero di imprese di distribuzione e l'elevato grado di integrazione con società di vendita;
- l'ancor insufficiente grado di informazione dei clienti finali e la loro capacità di esprimere una domanda largamente consapevole.

L'attuale struttura del mercato previsto dalla normativa vigente può avere effetti di riduzione dello sviluppo alla concorrenza e presenza di potenziali barriere all'entrata in questo mercato. L'elevato grado di integrazione verticale del mercato comporta infatti che il fornitore facente parte del medesimo gruppo societario dell'impresa distributrice di fatto continui a servire i clienti precedentemente serviti dall'impresa distributrice, potendo continuare ad avvantaggiarsi di informazioni sulle caratteristiche dei clienti finali anche per offerte di libero mercato. Inoltre, il numero elevato di imprese di distribuzione rende necessario per i fornitori del mercato libero diversi da quello facente parte del medesimo gruppo dell'impresa distributrice che vogliono espandere la propria azione sul territorio, di moltiplicare le relazioni e gli scambi di dati necessari alla gestione dei contratti di trasporto e distribuzione, con costi gestionali sostenuti e conseguente minore spinta verso nuovi clienti.

L'Autorità ha già allo studio interventi specifici relativi al mercato della vendita al dettaglio; tuttavia, per consentire di raggiungere un sufficiente grado di competizione nel mercato al dettaglio appaiono necessari ulteriori interventi nel comparto della distribuzione del gas.

3.3 AMBITI TERRITORIALI

Il comparto delle infrastrutture a rete del gas presenta ancora margini di miglioramento verso una ulteriore riduzione del costo del servizio per il cliente finale, anche nella prospettiva della recente agenda politica che ha indicato come prioritario il tema delle liberalizzazioni, in particolare nel settore dei servizi pubblici locali.

Il provvedimento di definizione dei nuovi ambiti di distribuzione del gas, come recentemente emendato fissando il numero degli ambiti a 177, rappresenta indubbiamente un passo avanti; ma è solo un primo passo che, per altro, è necessario fare nel più breve tempo possibile, per fermare la corsa alle nuove concessioni, che, nel frattempo, si è scatenata per assicurarsi una rendita di posizione per i prossimi 12 anni.

La scelta di un numero di ambiti, significativamente superiore al numero ottimale di ambiti indicato dall'Autorità, lascia ancora margini di riduzione dei costi conseguibili

attraverso una adeguata dimensione aziendale; tuttavia, a fronte delle distorsioni indotte dalla situazione attuale nelle more della nuova regolamentazione (si pensi ad esempio ai diversi valori dei canoni richiesti nelle gare attualmente bandite), prevale l'urgenza di garantire, oltre ad una maggiore economicità del servizio, anche un impatto non discriminatorio sul territorio nazionale.

3.4 INTERVENTI PER RIDURRE LE CRITICITÀ

Gli interventi, possibili e necessari al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato nel gas naturale, dovrebbero concentrarsi sugli aspetti illustrati di seguito.

a) Separazione proprietaria delle attività di trasporto

Al fine di sviluppare un mercato del gas più libero e concorrenziale, indispensabile per la competitività dell'intero sistema Paese, appare più che mai urgente garantire con il previsto DPCM il conseguimento della piena indipendenza delle società di trasporto, già disposto dal Legislatore italiano con il decreto legge 29 agosto 2003, n. 239 convertito con legge 27 ottobre 2003, n. 290/03 (di seguito: legge 290/03).

Oggi, l'adozione di tale DPCM appare ancora più necessaria ed urgente in vista di quanto previsto dalla recente normativa comunitaria. Il *Terzo pacchetto* di direttive e regolamenti comunitari in tema di energia (in vigore dal 3 settembre 2009 e che fissa al 3 marzo 2011 il termine entro il quale gli Stati membri devono recepire la normativa comunitaria), ribadisce la necessità per gli Stati membri di individuare il modello di *unbundling* delle attività di trasporto e trasmissione scegliendo tra i tre modelli¹⁸ di separazione previsti dalle direttive (ISO, ITO e OU) al fine di garantire la piena indipendenza delle reti rispetto alle attività di generazione/produzione e fornitura.

Le motivazioni a favore della scelta per la separazione effettiva sono molteplici e chiaramente espresse anche nelle direttive del *Terzo pacchetto*:

- "In assenza di una separazione effettiva delle reti dalle attività di produzione e fornitura vi è un rischio di creare discriminazioni non solo nella gestione della rete, ma anche negli incentivi che hanno le imprese verticalmente integrate a investire in misura adeguata nelle proprie reti";
- "Solo eliminando l'incentivo per le imprese verticalmente integrate, a praticare discriminazioni nei confronti dei loro concorrenti in fatto di investimenti e di accesso alla rete si potrà garantire una separazione effettiva delle attività", che, in ultima analisi, significa un effettivo funzionamento di un mercato concorrenziale della commodity, senza che gli operatori siano condizionati anche solo dal sospetto che ci

¹⁸Le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE definiscono un nuovo regime di *unbundling* che disciplina tre distinti modelli di separazione delle attività di trasmissione/trasporto dalle attività di generazione/produzione e fornitura:

- a) la separazione proprietaria (di seguito: OU);
- b) l'istituzione di un gestore del sistema di trasmissione/trasporto indipendente (di seguito: ITO);
- c) l'istituzione di un gestore di sistemi indipendente (di seguito: ISO).

possano essere vantaggi competitivi a favore di chi controlla le infrastrutture di trasporto.

Inoltre, la separazione proprietaria non solo sembra essere ancora oggi, in piena coerenza con la scelta già operata dal Parlamento italiano, l'opzione migliore, ma appare anche come l'unica opzione possibile sia alla luce della citata legge 290/03 con cui il Legislatore nazionale ha già scelto di fatto il modello della separazione proprietaria, sia alla luce del *Terzo pacchetto*, laddove il Legislatore comunitario ha espresso il principio in base al quale non è consentito adottare forme più blande di separazione nel caso in cui lo Stato membro abbia già scelto di optare per il modello di separazione proprietaria alla data del 3 settembre 2009.

Tra l'altro la separazione degli interessi dei soggetti che operano nei settori regolati della filiera dai singoli operatori di mercato offrirebbe a SNAM RETE GAS l'opportunità di svilupparsi anche oltre i confini nazionali e diventare così uno degli operatori portanti della rete europea di trasporto. Anche a tale proposito si veda la previsione contenuta nella direttiva 2009/73/CE per cui *"le imprese che esercitano attività di produzione o di fornitura non possono in nessun caso, né direttamente, né indirettamente, assumere il controllo o esercitare diritti sui gestori di sistemi di trasporto separati in stati membri che"* abbiano optato per la separazione proprietaria. Per altro una tale scelta, compiuta a livello nazionale, garantirebbe anche dalle temute scalate ostili agli interessi del Paese.

Per quanto, poi, riguarda i modelli di separazione individuati dal Legislatore comunitario, occorre tenere presente che:

- l'esperienza già maturata in Italia relativamente al modello ISO, cioè alla separazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale (ad esempio, per il settore elettrico, affidata in passato al GRTN), ha evidenziato gravi carenze, soprattutto con riferimento all'esigenza di un efficace e non discriminatorio sviluppo delle infrastrutture e di una efficiente gestione delle stesse. Il passaggio da GRTN a Terna, ad esempio, ha incrementato l'indice investimenti/ammortamenti da un valore medio annuo di 1,4 (triennio 2002 -2004) ad un valore medio annuo di 2,6 (triennio 2007 - 2009);
- la scelta del modello ITO si configurerebbe come soluzione inutilmente complessa, scarsamente efficace e fortemente invasiva in termini di regolazione necessaria per la sua implementazione; tale modello prevede infatti una regolazione molto invasiva poiché le stesse direttive dispongono nel dettaglio numerosi obblighi e condizioni (finalizzate a garantire, per quanto possibile, la completa indipendenza delle risorse, della gestione e del personale dell'ITO stesso) il cui rispetto deve essere controllato e certificato, con grande difficoltà, dall'Autorità di regolazione; si consideri ad esempio la circostanza per cui la nomina del *management* e del *compliance officer* sono subordinati all'approvazione delle Autorità di regolamentazione, oppure la procedura con cui quest'ultima dovrebbe poter imporre un determinato investimento; per contro, l'ITO non può fornire totale garanzia di uno sviluppo efficace e di una gestione non discriminatoria delle infrastrutture, in quanto nessuna Autorità potrà mai costringere l'organo di sorveglianza (nominato dall'impresa verticalmente integrata e designato ad assumere decisioni inerenti i piani finanziari e il livello di indebitamento) ad assumere decisioni conflittuali con gli interessi degli

azionisti che controllano l'azienda o il gruppo di appartenenza, né potrà mai garantire il non utilizzo improprio di informazioni sensibili che ogni operatore concorrente è costretto a dare all'operatore della rete;

- per converso nel caso in cui venga implementato il modello OU (ownership unbundling, separazione proprietaria), l'intervento regolatorio è ridotto a dimensioni coerenti con un giusto equilibrio tra regolazione e libertà d'impresa, dove il ruolo dell'Autorità di regolamentazione consiste nell'accertamento dell'effettiva separazione proprietaria e di alcune capacità operative, oltre al normale ruolo di incentivazione delle imprese al fine di allinearne gli interessi con quelli del sistema; molti Paesi europei hanno già optato per questa soluzione OU (Spagna, Portogallo, Danimarca, Olanda, Svezia, Polonia, Gran Bretagna); in quest'ultimo caso poi (GB), è stato scelto di gestire congiuntamente le infrastrutture nazionali di gas ed elettricità, soluzione che appare interessante anche per l'assetto italiano.

b) Interventi nel mercato della vendita al dettaglio

Al fine di garantire lo sviluppo della vendita al dettaglio a regolazione dovrebbe essere volta alla rimozione delle attuali criticità. In particolare gli interventi dovrebbero riguardare, da un lato, la definizione di un quadro certo delle responsabilità del prelievo per ciascun punto di riconsegna dei diversi operatori e, dall'altro, la rimozione di potenziali barriere all'entrata attualmente presenti. Infine, come evidenziato per il settore elettrico, gli interventi dovrebbero essere volti a limitare le problematiche relative alla morosità dei clienti finali attraverso la presenza di strumenti che, da un lato, permettano al fornitore di effettuare, qualora possibile, la sospensione della fornitura in situazioni di inadempimento dei clienti finali e, dall'altro, mettano a disposizione al fornitore entrante informazioni ai fini di una migliore valutazione del rischio creditizio del cliente finale. Con riferimento al primo aspetto, l'Autorità auspica come nell'ambito di decreti legislativi di attuazione della legge Comunitaria 2009 venga completata la disciplina relativa alla cosiddetta "fornitura di ultima istanza", ovvero la presenza di un soggetto che garantisca in ogni caso la continuità della fornitura a tutti i clienti finali. L'assenza oggi di un soggetto obbligato a tale ruolo, con riferimento ai clienti diversi dai clienti domestici, espone, da un lato, i clienti finali al rischio di interruzione della fornitura o di prelievo irregolare, dall'altro il sistema all'incertezza e al rischio legato alla gestione di situazioni che potrebbero portare a crediti non facilmente recuperabili.

Con riferimento al secondo aspetto, gli interventi sono volti a definire una riforma organica degli attuali flussi di scambio delle informazioni. Come per il settore elettrico, anche per il gas naturale tale riforma si colloca nell'ambito dell'implementazione del sistema informatico integrato di cui alla legge 129/10.

Per quanto riguarda gli interventi relativi alla morosità, come per il settore elettrico, gli interventi sono volti a dare completamento alla regolazione relativa alla sospensione della fornitura, al fine di fornire un quadro certo e i giusti incentivi per tutti gli operatori coinvolti, e definire il contenuto dell'elenco contenente informazioni circa eventuali inadempimenti dei clienti finali.

4. TUTELA DEI CONSUMATORI ED AGEVOLAZIONI SPECIALI

L'Autorità per l'energia, nel pieno rispetto delle finalità istitutive e degli indirizzi di politica energetica contenuti nelle leggi di settore, ha sempre operato per promuovere la concorrenza e al contempo tutelare il consumatore. Le linee di intervento più direttamente riconducibili alla tutela dei consumatori in senso stretto – oltre quindi alla regolazione delle condizioni economiche dei servizi e agli interventi più focalizzati sulla promozione della concorrenza – si possono raggruppare in:

- interventi che hanno inciso sulla qualità del servizio;
- interventi che hanno migliorato l'informazione a disposizione dei clienti finali;
- interventi che hanno rafforzato la tutela individuale.

4.1 QUALITÀ COMMERCIALE E TECNICA

L'obiettivo del miglioramento della qualità del servizio elettrico e gas è stato perseguito attraverso obblighi di servizio, standard specifici e generali di qualità commerciale e meccanismi incentivanti orientati a migliorare la continuità del servizio elettrico e la sicurezza del servizio gas; ciò ha consentito di assicurare al consumatore italiano una qualità certa, progressivamente uniforme (per quanto riguarda la continuità del servizio) ed in continuo miglioramento sul territorio. Nel settore elettrico la continuità del servizio ha segnato costanti progressi: i minuti di interruzione (per anno e per cliente) di responsabilità dei distributori di energia elettrica sono scesi da 130 (2000) a 46 (2009); la frequenza delle interruzioni si è ridotta di oltre il 50% nello stesso periodo. Questi dati si collocano tra i migliori della UE, grazie al sistema di incentivi e penalità che l'Autorità ha applicato ai distributori di energia elettrica a partire dal 2000 per il miglioramento della durata delle interruzioni e, prima in Europa, a partire dal 2008 anche per il miglioramento del numero di interruzioni lunghe e brevi, cioè tutte quelle di durata superiore a un secondo. Circa l'efficienza del meccanismo di incentivi/penalità, si può constatare che erogando ai distributori di energia elettrica 690 milioni di euro nel periodo 2004-2009 sono stati evitati alla collettività 2,7 miliardi di euro come costi per interruzioni.

Sono risultati inoltre particolarmente efficaci gli standard di qualità unici nazionali relativi al servizio di distribuzione (tempi per attivazioni o disattivazioni, per preventivazione od esecuzione lavori) con indennizzi automatici a favore dei clienti finali nel caso di mancato rispetto degli standard stessi per causa degli operatori. Il meccanismo è stato introdotto in sostituzione della precedente disciplina della *Carta dei servizi* ed i risultati ottenuti sono di indubbio rilievo. Di fatto dal 2000 sono stati pagati, ad esempio, ai soli consumatori elettrici circa 28,65 milioni di euro di indennizzi e da gennaio 2009 gli indennizzi a favore dei clienti vengono anche raddoppiati o triplicati a seconda del ritardo nella esecuzione della prestazione. Da luglio 2009 sono stati infine introdotti nuovi indennizzi a favore dei clienti nel caso in cui il venditore non abbia provveduto tempestivamente alla rettifica di

fatture non corrette, per i casi di doppia fatturazione o qualora non abbia risposto in modo completo ad un reclamo entro quaranta giorni solari dal ricevimento.

Relativamente alla sicurezza del servizio gas si può confermare un continuo miglioramento dei livelli di sicurezza. Più specificatamente con riferimento alla deliberazione dell'Autorità ARG/gas 120/08 (di seguito: RQDG) le ispezioni della rete effettuate dagli esercenti e per l'intero settore gas rispettano ampiamente gli obblighi di servizio fissati. Infatti considerando i livelli minimi individuati dall'Autorità (20% per la bassa pressione e 30% per la media e alta pressione) i valori riscontrati si attestano intorno al 50%.

Passando al tema delle chiamate di pronto intervento, il tempo medio effettivo di arrivo sul luogo di chiamata si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. A fronte di un aumento in valore assoluto del numero di chiamate di pronto intervento sull'impianto di distribuzione, il tempo di arrivo sul luogo di chiamata si attesta su valore medio nazionale pari a 35 minuti. Il fenomeno è da ricondurre alla crescita, in valore assoluto, delle chiamate fuori standard per cause imputabili all'impresa distributrice, effetto del rafforzamento della disciplina del pronto intervento gas operato con la RQDG, sia attraverso l'estensione graduale del sistema degli incentivi per recuperi di sicurezza a tutti gli operatori sia attraverso l'introduzione, a partire dal 1° luglio 2009, della registrazione vocale delle chiamate accompagnata dall'avvio di una campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza.

Per quanto riguarda le dispersioni a seguito di segnalazione di terzi, si evidenzia un lieve aumento in valore assoluto, dovuto in qualche misura all'aumento sia della rete in esercizio sia del numero di clienti finali allacciati. In particolare con riferimento alle dispersioni registrate su rete e su impianto di derivazione di utenza (parte interrata), va osservato che l'incidenza delle dispersioni a livello nazionale si attesta su un valore pari a quello registrato lo scorso anno.

Riguardo, infine, i *call center* commerciali dei venditori - nei confronti dei quali l'Autorità dal 1° gennaio 2008 ha fissato obblighi di servizio minimi e pubblica una "graduatoria" della qualità dei medesimi - si è constatato nel corso dei semestri un miglioramento progressivo della qualità: i tempi di attesa al telefono risultano in diminuzione, le risposte più chiare e gli operatori più cortesi.

4.2 CODICE DI CONDOTTA COMMERCIALE

Il Codice di condotta commerciale (del. ARG/com 104/10) si applica nei rapporti tra venditori e clienti finali alimentati in bassa tensione per il settore elettrico e clienti con consumi non superiori a 200.000 Smc anno per i clienti di gas naturale. Esso fissa regole di correttezza e trasparenza che i venditori devono applicare nelle fasi di promozione delle offerte, di conclusione e di modifica del contratto, al fine di garantire al cliente la piena informazione e la possibilità di confrontare i prezzi delle diverse offerte ricevute, scegliendo in modo consapevole ed informato.

Al fine di una maggiore comprensione da parte del cliente finale del contesto nel quale avviene il contatto, il Codice prescrive che gli esercenti la vendita che forniscono gas naturale, sia quelli che svolgono congiuntamente il servizio di *maggior tutela* e la vendita al mercato libero sia quelli appartenenti a gruppi societari nei quali è presente una società che svolge il servizio di *maggior tutela*, sono tenuti ad indicare con adeguata evidenza in tutta la modulistica e nelle comunicazioni rivolte ai propri clienti il servizio o l'attività cui si riferiscono. Per il settore elettrico, la delibera dell'Autorità n. 272/07 prevede, altresì, obblighi specifici che riguardano il *call center*, punti di contatto sul territorio e contratti di fornitura.

L'Autorità ha inoltre stabilito che, per poter meglio confrontare le proposte ricevute dai venditori, al cliente finale debba essere consegnata una scheda (del. ARG/com 104/10), redatta secondo uno schema uniforme predisposto dall'Autorità, che riepiloga le condizioni economiche proposte dal venditore e dettagliate nel contratto e che, nel caso dei clienti domestici, riporta un riquadro contenente il calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte che il cliente sosterebbe aderendo all'offerta proposta comparata con la spesa che lo stesso cliente sosterebbe aderendo alle condizioni economiche regolate (servizio di *maggior tutela*/servizio di tutela).

4.3 IL TROVA OFFERTE E LO SPORTELLO PER IL CONSUMATORE

Il *Trova offerte* è un sistema di ricerca - disponibile sul sito della stessa Autorità (www.autorita.energia.it) - che consente al cliente finale domestico, inserendo alcune informazioni che sono presenti nella sua *bolletta*, di individuare e confrontare le proposte di fornitura di energia elettrica. L'adesione dei venditori al *Trova offerte* è volontaria e, allo stato attuale, da aprile 2009 (mese di pubblicazione dello strumento) hanno aderito 23 venditori, tra cui tutti quelli che operano sull'intero territorio nazionale.

A partire dal 2010 il *Trova offerte* è stato potenziato per consentire ai clienti finali domestici anche la ricerca delle offerte di gas naturale e *dual fuel*.

Con l'istituzione dello *Sportello per il Consumatore* (del. GOP 28/08 e 41/09) e la sua gestione mediante avvalimento di Acquirente unico ai sensi della Legge n. 99/09, l'Autorità ha risposto in particolare alle esigenze di:

- assicurare una tempestiva risposta alle segnalazioni e ai reclami scritti inviati dai consumatori;
- assicurare ai consumatori un facile accesso a tutte le informazioni relative ai mercati liberalizzati dell'energia, consentendo di conoscere i propri diritti e di provvedere ad una scelta consapevole del proprio fornitore.

Lo *Sportello* costituisce un punto di contatto unificato per il consumatore, attraverso i seguenti canali:

- un *call center*, dotato di numero verde e caratterizzato da livelli effettivi di qualità almeno pari agli standard fissati dall'Autorità per i *call center* dei venditori, con la

deliberazione 19 giugno 2007, n. 139/07; nel corso del 2010 sono state gestite dal *call center* circa 661.000 telefonate;

- una *Unità reclami*, che sulla base di un Regolamento approvato dall'Autorità, gestisce, applicando la regolazione vigente, i reclami e le segnalazioni dei clienti finali relativamente alla qualità dei servizi e agli aspetti contrattuali; nel corso del 2010, l'Unità reclami ha ricevuto e gestito oltre 30.000 segnalazioni.

4.4 ATLANTE DEI DIRITTI DEL CONSUMATORE

Sempre al fine di promuovere il rispetto delle tutele già stabilite per il cliente finale di energia, l'Autorità ha pubblicato l'*Atlante dei diritti del consumatore domestico di energia elettrica e di gas*: uno strumento, aggiornato e di agevole consultazione, per verificare le regole previste dall'Autorità ed i conseguenti diritti da far valere. L'*Atlante* vuole anche essere un mezzo utile alle Associazioni dei consumatori per fornire indicazioni, circa le diverse forme di tutela definite dall'Autorità, ai cittadini che si rivolgono ad esse, in particolare sull'attivazione di una nuova fornitura, sulla stipula di un contratto, sul cambio di fornitore, sul pagamento delle bollette, sui servizi post fornitura. La versione attualmente disponibile dell'*Atlante* tiene conto della regolazione emanata dall'Autorità fino al 1° gennaio 2011 e verrà aggiornata periodicamente con successive pubblicazioni sul sito dell'Autorità stessa.

4.5 IL BONUS ELETTRICO

Il Decreto interministeriale 28 dicembre 2007 ha istituito una riduzione della spesa per le forniture di energia elettrica (*bonus elettrico*) da riconoscere alle famiglie in disagio economico ed in stato di disagio fisico, demandando all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas la fase attuativa di tale agevolazione sociale.

Ai sensi del succitato Decreto, e del successivo Decreto Legge 185/08 come convertito con Legge 2/09, le famiglie in disagio economico sono state individuate nei nuclei famigliari con limite ISEE di 7.500 euro per la generalità dei casi e con limite di 20.000 euro per i nuclei famigliari con più di 3 figli a carico.

La deliberazione dell'Autorità ARG/elt 117/08 prevede, inoltre, che il diritto al *bonus elettrico* sia concesso per le forniture elettriche ad uso domestico con potenza impegnata fino a 3 kW, per un numero di persone residenti fino a quattro e fino a 4,5 kW, se il numero di persone residenti è superiore a quattro.

Coerentemente con le disposizioni del Decreto interministeriale 28 dicembre 2007, l'ammontare del *bonus* per disagio economico, differenziato in base al numero dei componenti della famiglia, è stato fissato dall'Autorità in modo tale da determinare una riduzione della spesa per la fornitura dell'energia elettrica dell'utente tipo¹⁹, al netto delle imposte, di circa il 20 per cento.

¹⁹ L'utente tipo di energia elettrica è quello che consuma, con riferimento all'abitazione di residenza, 2700 kWh all'anno ed impegna 3 kW di potenza.

Indipendentemente dal livello ISEE, le famiglie possono ottenere il bonus sociale anche nel caso in cui attestino, tramite un certificato rilasciato dall'ASL (o un'autocertificazione se il loro punto di fornitura è compreso come punto non interrompibile negli elenchi PESSE dell'impresa di distribuzione della loro zona), che presso di loro vive un soggetto che necessita di apparecchiature elettromedicali per il mantenimento in vita.

Il Decreto 28 dicembre 2007 individua nel Comune di residenza il soggetto deputato a raccogliere ed ammettere le istanze, mentre demanda all'Autorità l'individuazione del soggetto materialmente titolato all'erogazione del bonus.

Operativamente, il cittadino, provvisto di attestazione ISEE o di certificazione ASL, presenta istanza di *bonus* al proprio Comune di residenza che ammette la domanda ed inoltra i dati essenziali al distributore di energia elettrica competente per territorio; questo è il soggetto individuato dall'Autorità come titolato ad erogare il beneficio a valere sulle *bollette* elettriche.

Per assicurare la corretta gestione dei flussi informativi del sistema - processo che vede coinvolti circa 8100 comuni e 150 imprese di distribuzione di energia elettrica - e garantire l'automatizzazione dei principali controlli sulla correttezza e sulla validità delle istanze, è stata realizzata, su indicazione dell'Autorità, una piattaforma informatica centralizzata chiamata SGATE (Sistema per la Gestione delle Tariffe Elettriche). Tale sistema è stato sviluppato da ANCI (Associazione Nazionale Comuni Italiani), attraverso la propria struttura operativa ANCITEL S.p.A..

Le domande complessivamente presentate alla fine del 2010 erano circa 2.500.000; le famiglie che sono state agevolate o per le quali è in corso l'agevolazione, alla stessa data, risultano essere oltre 1.500.000. L'onerosità del meccanismo è a carico della generalità dei clienti elettrici (domestici e non); questa solidarietà fra consumatori, allo stato attuale, comporta per il cliente domestico tipo un onere inferiore ad 1 euro all'anno. Risulta evidente che esiste lo spazio sia per ampliare la piattaforma degli aventi diritto, innalzando la soglia ISEE di accesso all'agevolazione, sia per aumentare la percentuale di copertura della compensazione; entrambe queste possibilità comportano comunque una modifica del decreto interministeriale 28 dicembre 2007.

Infine è doveroso segnalare che manca ancora il decreto ministeriale (Ministero della salute) che individua le macchine salvavita a cui riconoscere l'agevolazione per il disagio fisico e, conseguentemente, come tale agevolazione non abbia ancora potuto espletare tutte le sue potenzialità.

Va pure ricordato che, ai sensi della legge 23 dicembre 2005, n. 266 come modificata dalla legge 4 dicembre 2008, n. 190, è in corso di implementazione l'estensione dell'agevolazione per disagio economico anche ai possessori di *carta acquisti* la cui operatività è prevista entro la metà del corrente anno.

4.6 IL BONUS GAS

Con decreto legge 29 novembre 2008, convertito con modificazioni in legge 28 gennaio 2009, n. 2, è stato introdotto, per i clienti domestici economicamente svantaggiati, anche il bonus gas nella misura del 15 % della spesa al netto delle tasse. In questo caso il

riconoscimento, che è cumulabile con il bonus elettrico, è più articolato che per il settore elettrico in quanto l'agevolazione prevede una differenziazione, oltre che per la numerosità familiare, anche per zona climatica e per tipologia d'uso (nel 2011 è previsto un minimo di 25€ e un massimo di 264€).

Il riconoscimento avviene con i medesimi meccanismi già operativi per l'analogo riconoscimento elettrico e a tale proposito sono state opportunamente sviluppate nuove funzioni della piattaforma centralizzata SGATE.

Alla fine dell'anno 2010 risultavano essere state presentate circa 825.000 domande; quelle erogate da parte delle imprese distributrici di gas circa 640.000.

Così come per l'elettrico, per la copertura degli oneri è stata introdotta una nuova componente tariffaria (denominata Gs) che viene applicata a tutti i clienti non domestici; l'entità di tale componente tariffaria, per l'anno 2011, è pari a 0,1135 €/mc.

5. IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI

Le fonti rinnovabili sono oggetto di notevole attenzione anche a livello europeo e mondiale. Negli ultimi anni si sta sviluppando sempre più largamente l'utilizzo delle fonti eolica, idrica (anche tramite impianti mini-idroelettrici), solare e biomassa per la produzione di energia elettrica.

A livello mondiale, il 15% della produzione di energia elettrica è attribuibile alla fonte idrica, il 3% è attribuibile alle "nuove" fonti rinnovabili, per una produzione complessiva di energia elettrica da fonti rinnovabili pari al 18% del totale. Tra le "nuove" rinnovabili, la potenza installata da impianti eolici cresce mediamente del 30% ogni anno, raggiungendo 158 GW complessivi nel 2009; la potenza installata da impianti fotovoltaici è ulteriormente aumentata passando dai 16 GW nel 2008 a 21 GW nel 2009.

Anche in Italia l'utilizzo delle fonti rinnovabili sta diventando sempre più rilevante sul totale nazionale, come dimostrano le tabelle 1 e 2. La figura 1 invece rappresenta l'evoluzione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dal 1996 ad oggi.

Potenza efficiente lorda degli impianti di generazione in Italia, nel 2009

Impianti	Potenza efficiente lorda		Potenza efficiente lorda degli impianti da fonti rinnovabili	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]
idroelettrici	21.739	20,7%	17.721	66,8%
termoelettrici tradizionali	76.670	72,9%	2.019	7,6%
geotermoelettrici	737	0,7%	737	2,8%
eolici	4.898	4,7%	4.898	18,5%
fotovoltaici	1.142	1,1%	1.142	4,3%
totale	105.186		26.517	
<i>di cui da fonti rinnovabili</i>	26.517	25,2%		

Fonte: "Dati statistici sugli impianti e la produzione di energia elettrica in Italia" Terna, 2009

Produzione lorda di energia elettrica in Italia, nel 2009

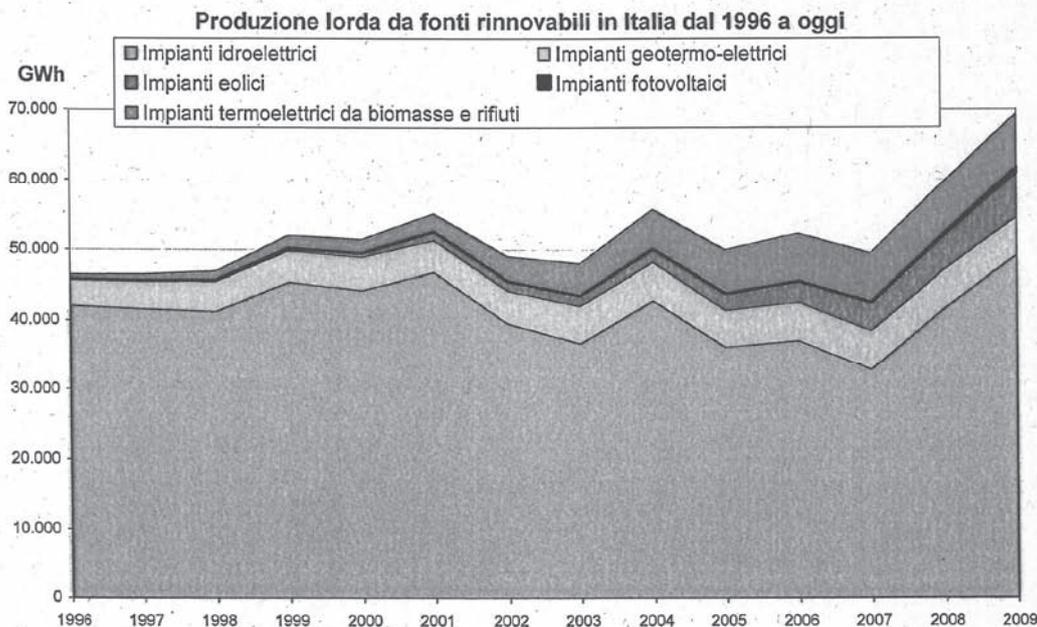
Impianti *	Produzione lorda di energia elettrica		Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili	
	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]
idrica	53.443	18,3%	49.138	70,9%
termica tradizionale	226.638	77,4%	7.631	11,0%
<i>combustibili solidi</i>	39.745	13,6%		
<i>gas naturale</i>	147.270	50,3%		
<i>gas derivati</i>	3.701	1,3%		
<i>prodotti petroliferi</i>	15.878	5,4%		
<i>altri combustibili</i>	12.413	4,2%		
<i>biomasse e rifiuti biod.</i>	7.631	2,6%		
geotermica	5.342	1,8%	5.342	7,7%
eolica	6.543	2,2%	6.543	9,4%
fotovoltaica	677	0,2%	677	1,0%
totale	292.642		69.330	
<i>di cui da fonti rinnovabili</i>	69.330	23,7%		

* La produzione idrica comprende la produzione da apporti da pompaggio che non fa parte delle fonti rinnovabili.

Nota: il totale della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non comprende la produzione derivante dalla parte non biodegradabile dei rifiuti. Tale produzione è stimata pari al 50% della produzione da rifiuti solidi urbani.

Fonte: "Dati statistici sugli impianti e la produzione di energia elettrica in Italia" Terna, 2009

- tabella 2 -



- figura 1 -

Da tale figura si nota che accanto alle "nuove" fonti rinnovabili, in crescita negli ultimi anni, rimane determinante l'apporto degli impianti idroelettrici. I recenti incrementi nella

produzione e la riduzione dei consumi di energia elettrica hanno fatto sì che la produzione da fonti rinnovabili abbia coperto, nel 2009, circa il 20% del consumo interno lordo italiano di energia elettrica, rispetto al 16,5% del 2008.

In Italia le fonti energetiche rinnovabili sono definite nel Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, di recepimento della Direttiva europea 2001/77/CE. In particolare, le fonti rinnovabili sono le fonti eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, le leggi vigenti prevedono semplificazioni e incentivi, come verrà più dettagliatamente esposto nel seguito. In generale è possibile articolare il quadro normativo/regolatorio su tre differenti macro-livelli:

- il primo relativo alla regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (intesi come connessione alle reti elettriche, trasporto dell'energia elettrica e dispacciamento);
- il secondo relativo alle modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta;
- il terzo relativo ai regimi di incentivazione.

A seguito dei cambiamenti introdotti negli ultimi anni dalle normative europee e nazionali, l'Autorità ha avviato un processo di riforma e di aggiornamento del quadro regolatorio relativo. Ciò anche attraverso un confronto ricco e continuo con gli operatori del settore e l'emanazione di provvedimenti in materia di: connessione alla rete; integrazione nel mercato dell'energia prodotta (regimi di *ritiro dedicato* e di *scambio sul posto*); razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

5.1 ACCESSO AI SERVIZI DI SISTEMA

Connessione alla rete

Il problema della saturazione virtuale delle reti

In relazione alle connessioni alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica, più volte l'Autorità ha segnalato (si vedano in particolare le segnalazioni PAS 3/10, PAS 21/10 e PAS 1/11) la necessità di un intervento urgente finalizzato a contenere i ben noti problemi di prenotazione della capacità di rete, in assenza dell'effettiva realizzazione degli impianti di produzione. Tale fenomeno costituisce una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono ad ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo "sulla carta".

Al fine di risolvere tale problema, l'Autorità²⁰, nei limiti dei propri poteri e del proprio ambito di intervento, con il documento per la consultazione DCO 15/10, ha proposto due linee di intervento tra loro alternative:

- la prima consiste nella previsione che il diritto alla prenotazione della capacità di trasporto sulle linee elettriche si venga a consolidare soltanto a seguito

²⁰ Per approfondimenti, si rimanda al testo del documento per la consultazione DCO n. 15/10 e alla relazione tecnica allegata alla deliberazione ARG/elt 125/10.

dell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione dell'impianto di produzione;

- la seconda consiste nella definizione di una garanzia (deposito cauzionale o fideiussione) da presentare al gestore di rete, in aggiunta al versamento dei corrispettivi per la richiesta del preventivo e per la realizzazione della connessione.

La prima proposta, affinché possa essere implementata in modo efficace, richiede un maggiore coinvolgimento dei gestori di rete durante il procedimento autorizzativo unico affinché in tale sede siano i medesimi gestori di rete a farsi parte attiva nella definizione delle soluzioni tecniche per la connessione, anche presentando, in relazione allo stato di avanzamento delle diverse iniziative, possibili modifiche delle soluzioni inizialmente definite. Tali considerazioni sono già state evidenziate anche nella segnalazione PAS 1/11.

La seconda proposta, nel corso della consultazione dell'Autorità, è stata ritenuta preferibile dalla quasi totalità dei produttori e dei gestori di rete intervenuti, in quanto di più semplice e immediata applicazione, vista anche l'urgenza degli interventi prospettati.

L'Autorità è quindi intervenuta con la deliberazione ARG/elt 125/10, definendo interventi finalizzati ad evitare la prenotazione della capacità di rete, in assenza dell'effettiva realizzazione degli impianti di produzione. Con tale deliberazione, l'Autorità, partendo dalla seconda proposta contenuta nel documento per la consultazione (da quasi tutti ritenuta la più indicata anche perché di più semplice attuazione), ha definito un corrispettivo a garanzia della prenotazione della capacità di rete, correlato alla durata del periodo di prenotazione, da rendere disponibile al gestore di rete con cadenza annuale sotto forma di fideiussione bancaria o di deposito cauzionale.

Tuttavia tali interventi sono stati recentemente vanificati con la sospensione delle relative parti della deliberazione ARG/elt 125/10, disposta dal Tar Lombardia in sede cautelare. Pertanto, ad oggi, il problema della saturazione virtuale delle reti non è stato risolto.

Si noti peraltro che il problema è già stato ritenuto rilevante in sede governativa: tant'è che l'articolo 1-septies, comma 2, del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, ha previsto che l'Autorità definisca regole finalizzate a evitare fenomeni di prenotazione di capacità di rete per impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali non siano verificate entro tempi definiti le condizioni di concreta realizzabilità delle iniziative, anche con riferimento alle richieste di connessione già assegnate.

Come già evidenziato nella segnalazione PAS 1/11, si ritiene opportuno rafforzare il potere dell'Autorità in materia, completando quanto già disposto dalla legge 13 agosto 2010, n. 129 e stabilendo che l'Autorità, al fine di disincentivare i descritti comportamenti opportunistici da parte delle imprese, possa prevedere la corresponsione di un corrispettivo in caso di prenotazione della capacità di trasporto non seguita dalla tempestiva realizzazione dell'impianto di produzione. Tale misura deve essere estesa anche agli iter di connessione già in corso perché, diversamente, il problema non può trovare soluzione.

Il problema della saturazione reale delle reti

Già oggi esistono reti elettriche realmente sature e, pertanto, non in grado di evacuare tutta la produzione elettrica immessa nelle medesime. Il problema si è manifestato

soprattutto lungo alcune dorsali appenniniche caratterizzate dalla presenza di numerosi impianti (per lo più eolici, nel caso specifico) e carichi limitati o nulli.

Per risolvere tale problema occorre sviluppare le reti elettriche e, congiuntamente, valutare la realizzazione di sistemi di accumulo (quali i sistemi di pompaggio) che consentano di sfruttare al meglio la rete disponibile. Come già evidenziato nella segnalazione PAS 1/11, la bozza di decreto di recepimento della direttiva 2009/28/CE contiene una serie di elementi di rilievo al riguardo.

Dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

Le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili hanno diritto alla priorità di dispacciamento, compatibilmente con la sicurezza del sistema elettrico.

Tra di esse, per quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili²¹, il corrispettivo di sbilanciamento effettivo²² è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento (prezzo MGP): ciò significa che, qualora l'energia elettrica effettivamente immessa in rete da tali unità sia diversa da quella prevista, non vengono attribuiti a tali unità i maggiori costi indotti sul sistema che, pertanto, vengono socializzati. Ad oggi non è possibile valutare con sufficiente precisione quale parte dei costi complessivi di dispacciamento è attribuibile alle fonti rinnovabili non programmabili.

A ciò si aggiunge il fatto che, a causa della saturazione reale delle reti in alcune zone d'Italia (soprattutto al Centro-sud), gli impianti eolici subiscono riduzioni della produzione, imposte da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico. Al fine di salvaguardare gli investimenti effettuati nel settore delle fonti rinnovabili, l'Autorità fin dal 2007 aveva deciso di remunerare la mancata produzione eolica. In particolare, fino al 2009 si faceva riferimento alla produzione storica (deliberazione n. 330/07), mentre dal 2010 (deliberazione ARG/elt 5/10) sono state definite nuove modalità di remunerazione basate sulle stime elaborate da un soggetto terzo, il GSE, sulla base dei dati effettivi di vento, misurati in sito, nelle ore in cui viene richiesta la riduzione di produzione e utilizzando un modello che simula il funzionamento degli stessi impianti di produzione eolica. La nuova formula per il calcolo della mancata produzione eolica include un indice di affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, senza che ciò comporti la possibilità di non rispettare tali ordini. Infine, la formula per il calcolo della mancata produzione eolica include anche una franchigia, pari a 80 ore equivalenti l'anno, da applicarsi nel caso in cui i produttori scelgano di non adeguare gli impianti eolici ai servizi di rete sopra richiamati, fatte salve le esenzioni concesse da Terna nei casi in cui non siano possibili gli adeguamenti. La mancata produzione eolica viene remunerata al prezzo zonale orario erogato da Terna nell'ambito del contratto di dispacciamento.

²¹ Le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili sono definite dal decreto legislativo n. 387/03 come le unità di produzione che utilizzano l'energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di scarica, dei gas residuati dei processi di depurazione, del biogas, l'energia geotermica o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso alle unità ad acqua fluente.

²² Il Corrispettivo di sbilanciamento effettivo rappresenta il valore unitario attribuito alla differenza tra l'energia elettrica prevista e quella effettivamente immessa in rete, cioè al cosiddetto sbilanciamento.

Con riferimento alla mancata produzione eolica, per il 2009 sono stati sostenuti costi complessivi pari a circa 12,5 milioni di euro, a fronte di una mancata produzione di 393 GWh (con il meccanismo vigente fino al 2009 non tutta la mancata produzione eolica veniva remunerata); per il 2010 si stima di sostenere costi inferiori a 10 milioni di euro, a fronte di una mancata produzione di circa 130 - 140 GWh (dati di preconsuntivo).

I costi derivanti dagli sbilanciamenti delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili e quelli derivanti dalla mancata produzione eolica sono sostenuti dai clienti finali tramite i corrispettivi di dispacciamento, con l'unica eccezione dei costi derivanti dalle attività svolte del GSE (stimati pari a 0,3 milioni di euro l'anno) che trovano copertura tramite la componente A3.

Negli ultimi anni, l'Autorità ha definito una serie di disposizioni finalizzate a ottimizzare l'utilizzo della rete elettrica, e quindi a ridurre i costi complessivi di dispacciamento, favorendo l'incremento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili e garantendo la sicurezza della rete. Naturalmente tali interventi rappresentano, ad oggi, un costo per la collettività che deve essere valutato in termini di investimento finalizzato a ridurre i costi complessivi di dispacciamento.

Tali disposizioni non comportano comunque il venir meno dell'esigenza di adeguare la rete esistente anche in relazione allo sviluppo attuale e futuro degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

Per quanto riguarda gli impianti eolici, con la deliberazione ARG/elt 98/08, l'Autorità ha previsto che gli impianti non ancora in esercizio e per i quali non era ancora stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla deliberazione n. 281/05 alla data del 25 luglio 2008 (data di entrata in vigore della deliberazione ARG/elt 98/08), dovessero essere in grado di fornire i seguenti servizi di rete:

- prestare insensibilità agli abbassamenti di tensione;
- disporre di capacità di regolazione di potenza attiva;
- prestare azioni di riduzione di potenza immessa in rete/distacco di generazione;
- disporre di capacità di regolazione della potenza reattiva.

Nel caso degli altri impianti eolici, con la deliberazione ARG/elt 5/10, sono state definite procedure per la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori in caso di adeguamento volontario degli impianti per la fornitura di uno o più servizi di rete. I servizi di rete, già introdotti nei Paesi europei con maggior diffusione di impianti eolici, permettono di modulare al meglio la produzione a seconda del cambiamento delle condizioni meteorologiche e delle condizioni di rete, migliorando così il dispacciamento e favorendo, anche a parità di infrastrutture elettriche esistenti, una maggiore diffusione delle stesse unità di produzione.

Inoltre, la deliberazione ARG/elt 5/10 ha introdotto nuovi strumenti incentivanti in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Ciò al fine di promuovere il miglioramento delle previsioni delle immissioni di energia elettrica da parte dei produttori, riducendo di conseguenza i costi di sistema.

Con riferimento invece alle unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, con la deliberazione ARG/elt 4/10 l'Autorità ha dato

mandato al GSE di effettuare previsioni aggregate per ogni zona di mercato, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione. Per tali unità di produzione quindi l'onere della previsione non ricade sui produttori. Ciò poiché, nell'attuale assetto del sistema elettrico, questo è il massimo beneficio che si possa ottenere ai fini di una migliore gestione del dispacciamento.

Con riferimento all'anno 2010, i costi complessivi sostenuti dalla collettività in relazione agli interventi sopra evidenziati sono stimati pari a (dati di preconsuntivo):

- circa 13 milioni di euro in relazione al meccanismo premiante per promuovere la corretta previsione delle immissioni da unità di produzione rilevanti. Tale costo è sostenuto dai clienti finali tramite i corrispettivi di dispacciamento;
- 0,5 milioni di euro in relazione all'attività previsionale svolta dal GSE, su base aggregata zonale, per le unità di produzione non rilevanti. Tale costo è sostenuto dalla collettività tramite la componente tariffaria A3.

Per quanto riguarda, infine, la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori in caso di adeguamento volontario delle unità di produzione per la fornitura di uno o più servizi di rete, l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 207/10, ha dato mandato a Terna di definire le procedure per l'individuazione delle unità, con un limite di spesa pari a 25 milioni di euro. La spesa effettiva:

- per il 5% viene posta a riduzione dai premi spettanti a Terna, qualora presenti, per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento;
- per la restante parte, a carico dei clienti finali tramite i corrispettivi di dispacciamento.

Sviluppo di reti attive per la generazione distribuita

Per il periodo compreso tra il 2008 e il 2011, l'Autorità ha definito una nuova regolamentazione tariffaria volta a promuovere gli investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo delle *reti attive* (con la possibilità di coinvolgere l'utenza con interventi di efficientamento della domanda) e, quindi, consentire un più ampio sviluppo della generazione distribuita e piccola generazione.

Lo sviluppo di reti attive, inoltre, potrà avere effetti positivi sull'intero sistema elettrico, promuovendo ulteriormente lo sviluppo della generazione distribuita e della piccola generazione e, in ultima istanza, delle fonti rinnovabili.

Per effetto della Legge n. 239/04, l'Autorità effettua annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione e di microgenerazione e invia una relazione, sugli effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico, al Parlamento, al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, al Ministro dell'Interno ed alla Conferenza unificata (l'ultimo monitoraggio disponibile, contenente i dati dell'anno 2009, è allegato alla deliberazione ARG/elt 223/10).

5.2 REGIMI DI RITIRO

L'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile può accedere al mercato con diverse modalità: mediante un accesso diretto (attraverso la borsa elettrica o la cessione diretta ai

traders), oppure mediante un accesso indiretto attraverso il regime di *ritiro dedicato*, o, per gli impianti fino a 200 kW, attraverso lo *scambio sul posto*.

Ritiro dedicato

Il ritiro dedicato, istituito con il Decreto Legislativo n. 387/03 e con la Legge n. 239/04, è attualmente regolato dall'Autorità con la deliberazione n. 280/07, vigente dal 1° gennaio 2008.

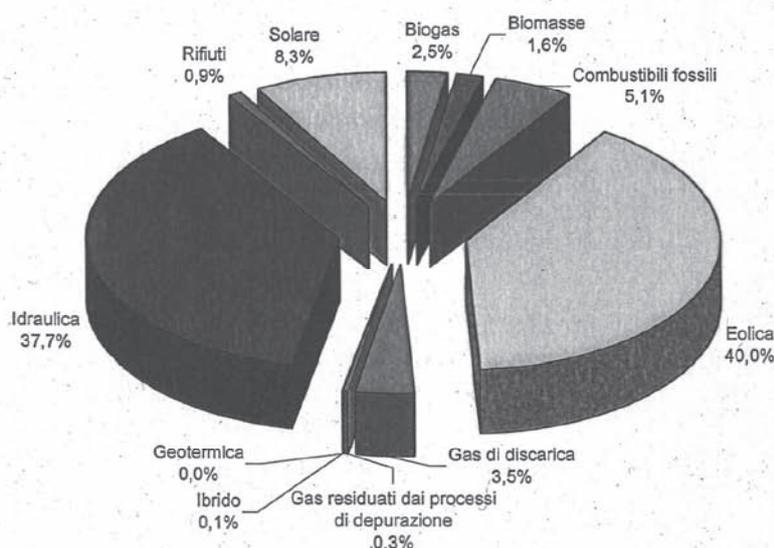
Il ritiro dedicato può essere applicato agli impianti di potenza inferiore a 10 MVA (qualunque sia la fonte) e agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili di taglia qualunque. Esso non comprende incentivi ma solo semplificazioni derivanti dal fatto che il GSE riveste il ruolo di intermediatore commerciale tra i produttori ed il sistema elettrico, con regole trasparenti ed uniformi su tutto il territorio nazionale. Pertanto il GSE è l'unico soggetto al quale i produttori si rivolgono per stipulare la convenzione che regola il ritiro commerciale dell'energia, sostituendo ogni altro adempimento contrattuale (il produttore non dovrà, quindi, sottostare alle procedure per l'accesso alla borsa ed al trasporto dell'energia immessa).

Nell'ambito del ritiro dedicato, il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti, come avviene sul libero mercato, è definito dall'Autorità ed è pari al prezzo zonale orario che si forma sul mercato del giorno prima (MGP). Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW sono previsti i prezzi minimi garantiti che, come dice il termine, rappresentano la remunerazione minima garantita qualunque sia l'andamento del mercato elettrico. Tali prezzi hanno l'obiettivo di garantire la sopravvivenza di piccoli impianti che utilizzano risorse rinnovabili marginali: pertanto sono correlati ai costi variabili medi di esercizio e non anche ai costi di investimento che vengono coperti dagli incentivi. I prezzi minimi garantiti saranno oggetto di ridefinizione e di differenziazione per fonte.

L'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato viene da quest'ultimo collocata sul mercato: la differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico della componente tariffaria A3 ed è sostanzialmente attribuibile ai prezzi minimi garantiti.

Nel 2009, la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del *ritiro dedicato* è stata pari a circa 8,3 TWh (prodotta da 6.349 impianti per circa 5.000 MW) e ha comportato un onere residuo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 77 milioni di euro. Nel 2010 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del *ritiro dedicato* è stata pari a circa 10,7 TWh ([figura 2](#)), di cui 3,4 TWh (sostanzialmente da impianti mini-idro e solari fotovoltaici) ha usufruito dei prezzi minimi garantiti comportando un onere residuo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 62 milioni di euro. L'energia elettrica complessivamente ritirata dal GSE è stata prodotta da 9.504 impianti, per una potenza complessiva di circa 6.770 MW. Per il 2011 si stima che la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE aumenti ulteriormente fino a circa 14 TWh, con un costo a carico della componente tariffaria A3 stimato in 74 milioni di euro.

Energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato nel 2010.
Totale: 10,74 TWh



- figura 2 -

Scambio sul posto

Lo scambio sul posto, istituito dal decreto legislativo n. 387/03 e dal decreto legislativo n. 20/07, è attualmente regolato dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 74/08, vigente dall'1 gennaio 2009.

Lo scambio sul posto può essere applicato agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

Il Testo integrato dello *scambio sul posto* disciplina un meccanismo che consente di operare una compensazione economica (non più fisica come avveniva fino al 2008) tra il valore dell'energia elettrica immessa e il valore dell'energia elettrica prelevata e che, al tempo stesso, prevede la restituzione delle componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata. In pratica, è come se la rete venisse utilizzata per immagazzinare l'energia immessa quando non ci sono necessità di consumo, prelevandola poi quando serve tenendo conto dell'effettivo valore dell'energia elettrica nel tempo. Se il valore dell'energia immessa supera il valore dell'energia prelevata, viene maturato un credito che può essere utilizzato negli anni successivi oppure può essere erogato dal GSE al termine dell'anno. La controparte contrattuale e il soggetto erogatore del servizio è il GSE che opera secondo modalità uniformi per l'intero sistema nazionale.

L'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito dello scambio sul posto viene da quest'ultimo collocata sul mercato: la differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico della componente tariffaria A3 ed è attribuibile alla restituzione delle componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata.

A seguito dell'entrata in vigore della Legge n. 99/09, l'Autorità ha provveduto a modificare le modalità e le condizioni economiche per lo scambio sul posto, definendo le modalità secondo cui i Comuni con popolazione fino a 20000 residenti e il Ministero della Difesa possano usufruire del servizio di scambio sul posto, per gli impianti di produzione

alimentati da fonti rinnovabili di cui sono proprietari, senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete, fermo restando il pagamento degli oneri di rete. Come previsto dalla Legge n. 99/09, nel caso del Ministero della Difesa non si applica il limite di 200 kW, normalmente applicato in tutti gli altri casi, ai fini dell'accesso allo scambio sul posto.

Infine, l'Autorità, al termine di una istruttoria conoscitiva²³ i cui esiti hanno evidenziato l'esistenza di una serie di problemi e di difficoltà nella gestione dei flussi informativi tra i soggetti coinvolti nello scambio sul posto (imprese distributrici, società di vendita e GSE), è recentemente intervenuta definendo una serie di disposizioni finalizzate a migliorare tali flussi²⁴.

Nel 2009 lo *scambio sul posto* ha interessato più di 65.000 impianti (di cui 26 cogenerativi e 42 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare), per una potenza complessiva di 429 MW, comportando un onere complessivo in capo ai clienti finali, tramite la componente tariffaria A3, circa pari a 13 milioni di euro. Nel 2010 (dati di preconsuntivo) lo *scambio sul posto* ha interessato più di 145.000 impianti (di cui 41 cogenerativi e 60 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare), per una potenza complessiva di 1104 MW, comportando un onere complessivo in capo ai clienti finali, tramite la componente tariffaria A3, atteso in circa 35 milioni di euro. Per l'anno 2011 ci si attende un ulteriore notevole aumento dell'utilizzo dello scambio sul posto e dei relativi oneri per effetto dell'enorme sviluppo dei piccoli impianti fotovoltaici: gli impianti che ne beneficeranno potrebbero arrivare a 200.000, con un relativo impatto in A3 di circa 57 milioni di euro.

5.3 MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE

In Italia ed in Europa, a seguito della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, nuovi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili si sono affiancati, ed in alcuni casi sovrapposti, a quelli preesistenti.

I molteplici regimi di sostegno esistenti possono essere divisi quindi in due categorie principali:

1. regimi di mercato (metodi di quantità - certificati verdi);
2. regimi amministrati (metodi di prezzo - *feed-in tariffs* - conti energia, incentivi conto capitale, incentivi fiscali).

In Italia convivono di fatto quasi tutti i meccanismi di incentivazione, di entrambe le categorie. In particolare:

- tariffe incentivate (CIP 6) per fonti rinnovabili e assimilate;
- sistema dei certificati verdi (CV) per le fonti rinnovabili;
- sistema di *feed-in tariffs* per impianti da fonte rinnovabile, ad esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza inferiore ad 1 MW (200 kW per l'eolico);

²³ Si vedano le deliberazioni VIS 175/10 e VIS 176/10.

²⁴ Si veda la deliberazione ARG/elt 226/10.

- sistema di conto energia per impianti da fonte solare ed in particolare per l'energia fotovoltaica;
- contributi a fondo perduto (a livello locale) per alcune fonti rinnovabili.

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati secondo la seguente suddivisione.

Provvedimento Cip n. 6/92

L'onere complessivo derivante dal provvedimento Cip n. 6/92 è attribuito a due componenti:

- a. la prima componente deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica Cip 6 secondo le modalità definite dal medesimo provvedimento e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato, secondo modalità definite annualmente dal Ministro dello Sviluppo Economico (almeno fino all'anno 2010). Nell'anno 2010 il costo netto per il sistema è pari a circa 1,7 miliardi di Euro (tabella 3), per una quantità di energia elettrica pari a 38,1 TWh. Il costo netto per il sistema è attribuibile per 0,78 miliardi di euro alle fonti rinnovabili (6,3 TWh) e per i restanti 0,94 miliardi di euro alle fonti assimilate (31,8 TWh). Tale costo netto è posto a carico della componente tariffaria A3 ed è quasi interamente attribuibile ai prezzi di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, maggiori rispetto ai prezzi di mercato. Circa 50 milioni di euro sono invece attribuibili ai prezzi di rivendita dell'energia Cip 6 definiti annualmente dal Ministro dello Sviluppo Economico e inferiori rispetto ai prezzi di mercato;

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2010

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
		[%]	[%]	[%]	[%]	
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2010	[Numero]	156	83,9%	30	16,1%	186
Potenza convenzionata al 31 dic. 2010	[MW]	1.205	21,9%	4.297	78,1%	5.502
Energia elettrica ritirata	[TWh]	6,3	16,5%	31,8	83,5%	38,1
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	1,18	28,4%	2,97	71,6%	4,15
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,40	16,5%	2,03	83,5%	2,43
Impatto sulla componente tariffaria A3	[Miliardi di euro]	0,78	45,2%	0,94	54,8%	1,7

I dati riportati nella presente tabella sono stime. In particolare, potrebbero essere oggetto di ulteriore revisione a seguito della determinazione del valore di conguaglio del costo evitato di combustibile (CEC).

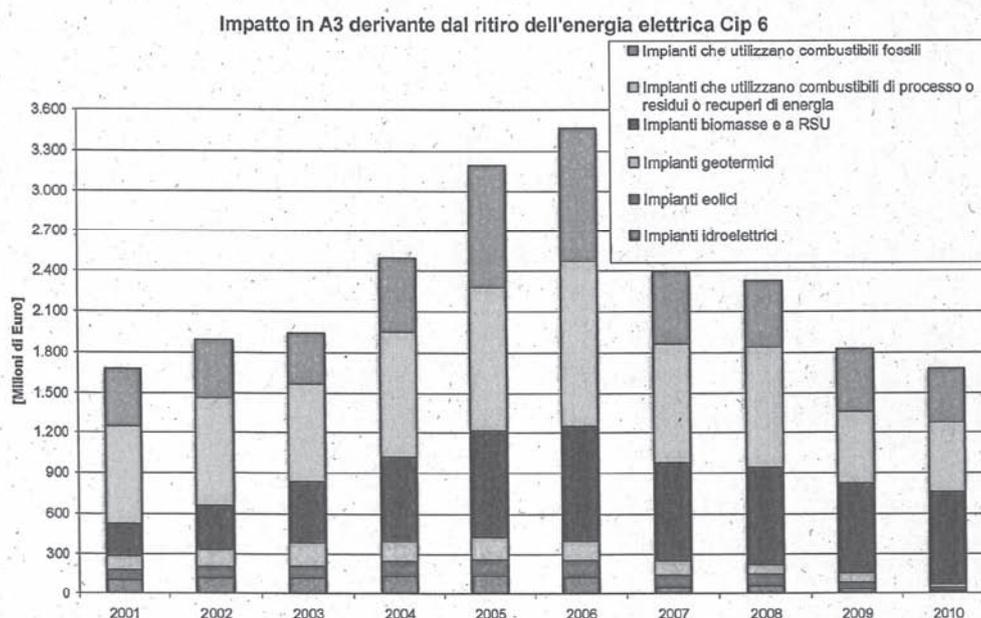
Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE all'Autorità

- tabella 3 -

- b. la seconda componente deriva dall'applicazione del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, secondo cui i prezzi di cessione dell'energia elettrica Cip 6 vengono aggiornati a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi. In particolare:
- per i produttori da fonti assimilate che cedono l'energia elettrica al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 e che sono assoggettati all'obbligo di acquisto dei CV (certificati verdi). Gli oneri complessivamente riconosciuti fino ad oggi, relativi alle

- produzioni fino al 2007, sono stati pari a circa 172 milioni di euro; nel 2011 verranno riconosciuti gli oneri relativi alle produzioni dell'anno 2008, stimabili in circa 35 milioni di euro;
- per i produttori che devono acquistare i permessi di emissione, secondo la direttiva 2003/87/CE (oneri pari a circa 100 milioni di euro l'anno per l'intero periodo 2005-2007, pari a poco meno di 450 milioni di euro per l'anno 2008, pari a circa 225 milioni di euro per l'anno 2009 e stimabili in circa 250 milioni di euro per l'anno 2010). Il riconoscimento viene effettuato l'anno successivo a quello di riferimento.

La figura 3 evidenzia il costo complessivo (pari a circa 22,8 miliardi di euro), ripartito per fonte, derivante dal ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 dal 2001 al 2010.



- figura 3 -

Gli oneri annuali del provvedimento Cip 6/92 per gli anni a venire, intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico, considerando solo gli impianti attualmente oggetto dell'incentivazione sono destinati ad esaurirsi progressivamente. Ciò anche per effetto dell'applicazione di quanto previsto dalla Legge n. 99/09 in merito alla risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92 nel caso di impianti alimentati da fonti assimilate. Al riguardo, a seguito dei Decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 2 dicembre 2009, 2 agosto 2010 e 8 ottobre 2010, nove impianti assimilati hanno optato per la fuoriuscita anticipata dal provvedimento Cip 6. Secondo le più recenti stime del GSE, effettuate anche sulla base dei criteri indicati nel decreto ministeriale 2 agosto 2010, la predetta risoluzione anticipata delle convenzioni, a fronte di un costo complessivo stimato in circa 440 milioni di euro, dovrebbe comunque comportare un risparmio complessivo per il sistema.

Tuttavia è possibile che tali oneri annuali aumentino per effetto della possibile entrata in esercizio degli impianti alimentati da rifiuti (da realizzarsi nell'ambito, appunto, dell'emergenza rifiuti), ammessi a godere (da leggi anche molto recenti) dell'incentivazione Cip 6.

Certificati verdi

L'onere complessivo del programma di incentivazione è pari alla somma di due componenti:

- a) la prima componente deriva dai costi che i produttori e gli importatori soggetti all'obbligo di acquisto dei CV sostengono per l'adempimento all'obbligo. Tali costi vengono dai medesimi coperti tramite i ricavi che derivano dalla vendita dell'energia elettrica. Pertanto la prima componente dell'onere complessivo dei CV è posta indirettamente a carico dei clienti finali nei prezzi dell'energia elettrica. Essa può solo essere stimata ed è pari, per l'anno d'obbligo 2009 (terminato il 31 marzo 2010), a circa 650 milioni di Euro. Degli oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica una parte, come evidenziato in tabella, va direttamente a beneficio dei produttori IAFR e l'altra, determinata dalla vendita dei certificati verdi da parte del GSE in presenza di offerta insufficiente da parte dei medesimi produttori, va a riduzione della componente A3;
- b) la seconda componente deriva dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei CV invenduti previsto dall'articolo 2, comma 149, della legge n. 244/07 e dall'articolo 15, comma 1, del decreto ministeriale 18 dicembre 2008²⁵. Tale componente, posta a carico della componente tariffaria A3, è cresciuta in misura significativa a partire dal 2008 a causa dell'eccesso di offerta dei CV che tuttora persiste. Per l'anno 2010, i CV invenduti in relazione all'anno d'obbligo 2009 (terminato il 31 marzo 2010) hanno comportato un onere di 940 milioni di euro. Si stima che per l'anno 2011, in relazione all'anno d'obbligo 2010 (che termina il 31 marzo 2011), l'onere possa crescere fino a 1.400 milioni di euro. Si noti tuttavia che è ad oggi vigente l'articolo 2, comma 149 bis, della legge n. 244/07²⁶ che fissa un limite agli oneri riconoscibili per il ritiro dei CV di competenza 2011, pari al 70% dell'onere di competenza del 2010.

Nelle tabelle 4 e 5 sono riportati i dati inerenti l'obbligo di acquisto dei CV dalla loro introduzione ad oggi e i relativi costi (stimati per la parte degli oneri indotti sui prezzi dell'energia).

²⁵ In particolare, la legge n. 244/07 ha introdotto l'obbligo di acquisto, in capo al GSE, dei CV scaduti (cioè dei CV emessi da tre anni e invenduti). Il DM 18 dicembre 2008, che ha attuato La legge Finanziaria 2008, ha anche aggiunto una disposizione transitoria, secondo cui il GSE nel periodo 2009 - 2011 deve ritirare i CV invenduti e riferiti agli anni fino al 2010 al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul Mercato organizzato dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

²⁶ L'articolo 2, comma 149bis, della legge n. 244/07, come introdotto dall'articolo 45, comma 3, della legge n. 122/10, prevede che "al fine di contenere gli oneri generali di sistema gravanti sulla spesa energetica di famiglie ed imprese e di promuovere le fonti rinnovabili che maggiormente contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi europei, coerentemente con l'attuazione della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, da emanare entro il 31 dicembre 2010, si assicura che l'importo complessivo derivante dal ritiro, da parte del GSE, dei certificati verdi di cui al comma 149, a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, sia inferiore del 30 per cento rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010, prevedendo che almeno l'80 per cento di tale riduzione derivi dal contenimento della quantità di certificati verdi in eccesso".

XVI LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: quantità

Anno	Energia elettrica soggetta all'obbligo [TWh]	Quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema [%]	Anno d'obbligo	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo								
				Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta				Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta			
					Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati [TWh]	[%]	Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati in fra-gruppo (dato stimato) [TWh]	[%]	Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR [TWh]	[%]	Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta [TWh]	[%]
2001	161,6	2	2002	3,23	0,47	14,5%	0,30	9,3%	0,12	3,7%	2,34	72,5%
2002	180,6	2	2003	3,61	0,60	16,6%	0,68	18,8%	0,21	6,0%	2,05	56,8%
2003	201,1	2	2004	4,02	1,22	30,3%	1,08	26,9%	0,59	14,7%	1,03	25,6%
2004	193,8	2,35	2005	4,48	2,36	52,7%	0,33	7,4%	1,52	33,9%	0,14	3,1%
2005	222,2	2,70	2006	6,00	3,32	55,3%	0,50	8,3%	1,97	32,8%	0,01	0,2%
2006	189,9	3,05	2007	5,84	2,03	34,8%	0,50	8,6%	3,25	55,7%	0,01	0,2%
2007	187,0	3,85	2008	7,10	2,53	35,6%	0,10	1,4%	0,18	2,7%	4,29	60,4%
2008	187,8	4,55	2009	8,50	6,76	79,5%	0,50	5,9%	1,23	14,5%	0,01	0,1%
2009	152,0	5,30	2010	8,06								

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Note: La presente tabella non evidenzia i soggetti inadempienti all'obbligo, nei confronti dei quali sono in corso le istruttorie formali. Pertanto, per alcuni anni la somma delle offerte è minore della domanda complessiva di certificati verdi. I dati riportati possono subire piccole modifiche per effetto dei controlli tecnici effettuati sugli impianti.

- tabella 4 -

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: oneri

Anno d'obbligo	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo								Stima dei costi del meccanismo dei certificati verdi					
	Domanda di certificati verdi	Offerta				Oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica			Oneri sostenuti direttamente dai clienti tramite la componente tariffaria A3 (per anno di competenza) (*)	Totale (*)				
		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati	Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati in fra-gruppo (dato stimato)	Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR	Certificati verdi nella titolarità del GSE	Totale	di cui a beneficio dei produttori IAFR	di cui a riduzione del fabbisogno del conto alimentato dalla comp. A3						
[TWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	
2002	3,23	0,47	80,0	0,30	30,0	0,12	30,0	2,34	84,18	247	50	197	-	247
2003	3,61	0,60	72,3	0,68	30,0	0,21	30,0	2,05	82,40	243	74	169	0	243
2004	4,02	1,22	92,5	1,08	30,0	0,59	30,0	1,03	97,39	263	163	100	0	263
2005	4,48	2,36	105,9	0,33	35,0	1,52	35,0	0,14	108,92	332	317	15	0	332
2006	6,00	3,32	120,6	0,50	35,0	1,97	35,0	0,01	125,28	488	487	1	0	488
2007	5,84	2,03	85,4	0,50	35,0	3,25	35,0	0,01	125,13	306	305	1	0	306
2008	7,10	2,53	84,9	0,10	23,0	0,15	23,0	4,29	84,83	600	220	380	15	615
2009	8,50	6,76	86,9	0,50	35,0	1,23	35,0	0,01	112,82	649	648	1	847	1.296
2010	8,06								113,10	640			940	1.580
2011													700 - 1400 (**)	

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR e negoziati è stato stimato pari al 95% del valore massimo per il medesimo anno. A partire dal 2005, tali valori sono stati assunti pari ai prezzi medi di negoziazione presso la sede del GME.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati in fra-gruppo o autoprodotti è stato stimato pari a 30 - 35 €/MWh utilizzando il criterio del costo opportunità. Tale valore è stato stimato pari a circa 23 €/MWh per l'anno 2008 poiché tale anno è stato caratterizzato da un elevato prezzo medio di mercato dell'energia elettrica.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità del GSE sono pari al valore massimo per il medesimo anno. Per l'anno 2008 è stato considerato un valore pari al prezzo di vendita dell'anno 2009 dei certificati verdi nella titolarità del GSE poiché tali certificati sono stati tutti venduti in sessioni speciali organizzate dal GSE nel mese di aprile 2009. Lo stesso criterio è stato adottato per gli anni successivi.

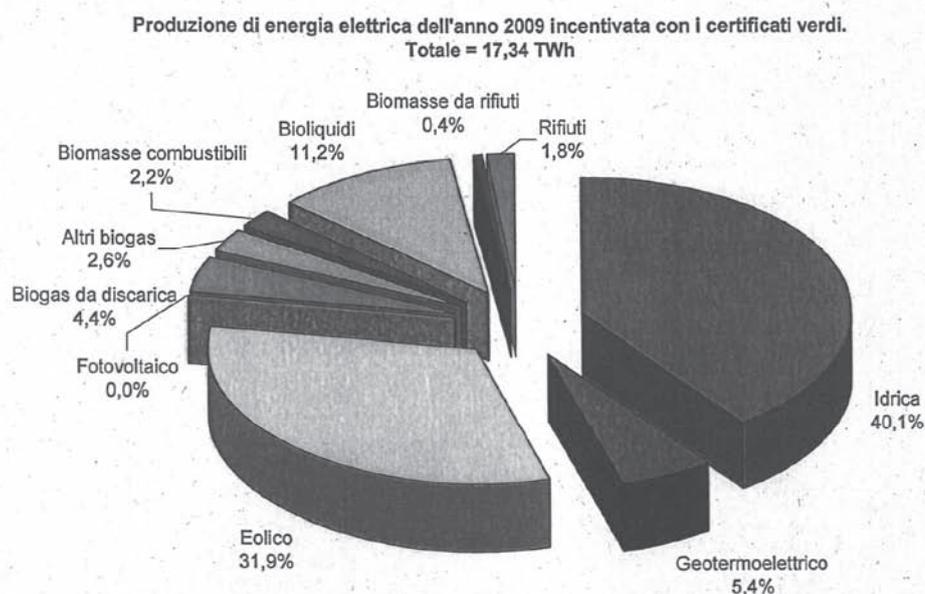
I dati relativi all'obbligo dell'anno 2010 non sono disponibili poiché tale obbligo termina il 31 marzo 2011.

(*) Gli oneri sostenuti direttamente tramite la componente tariffaria A3 derivano dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei certificati verdi in vendita. L'onere associato a un dato anno d'obbligo si manifesta nell'anno successivo poiché il GSE ritira i certificati verdi in vendita al termine dell'anno d'obbligo (cioè dopo il 31 marzo dell'anno solare successivo). Ciò è evidenziato dai colori utilizzati nella tabella.

(**) Il costo del CV che il GSE dovrebbe ritirare nel 2011 potrebbe essere limitato a circa 700 milioni di euro per effetto del decreto legge 31 maggio 2010 n. 78, convertito nella legge 30 luglio 2010 n. 122 (Manovra). In caso contrario, l'impatto stimato può arrivare fino a 1.400 milioni di euro.

- tabella 5 -

La quantità di energia elettrica incentivata con i CV è stata pari a circa 10,5 TWh nell'anno 2008, poi aumentata fino a circa 17,4 TWh nell'anno 2009 (figura 4): con riferimento alla produzione incentivata nell'anno 2009 sono stati emessi certificati verdi per circa 17,6 TWh equivalenti²⁷, a fronte di una domanda di certificati verdi pari a circa 8,50 TWh. Da questi dati si può notare l'attuale entità dell'eccesso d'offerta.



- figura 4 -

Per quanto riguarda gli oneri dei CV negli anni a venire occorre tener conto che il costo complessivo a carico dei clienti finali è atteso in aumento: Ciò per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti che hanno diritto ai CV, del continuo aumento dell'eccesso di offerta accompagnato dall'obbligo di ritiro dei CV invenduti in capo al GSE e della legge n. 244/07 che associa un diverso numero di CV a ciascuna fonte a parità di produzione. Infine è rilevante l'effetto dell'attuale schema di decreto legislativo di recepimento della direttiva 2009/28/CE, secondo cui il meccanismo dei CV subisce un vero e proprio azzeramento²⁸. Ciò comporta un graduale spostamento del relativo onere dai produttori al conto A3, vale a dire in bolletta, producendo così un ulteriore costo per il sistema. Infatti il costo dei CV verrebbe sempre in minor parte "filtrato" dal mercato e diventerebbe sempre più un costo diretto in capo ai clienti finali.

²⁷ La differenza tra la quantità di energia elettrica prodotta e incentivata con i CV e i CV emessi è attribuibile ai coefficienti moltiplicativi che sono stati introdotti con la legge n. 244/07 al fine di remunerare maggiormente le fonti più costose.

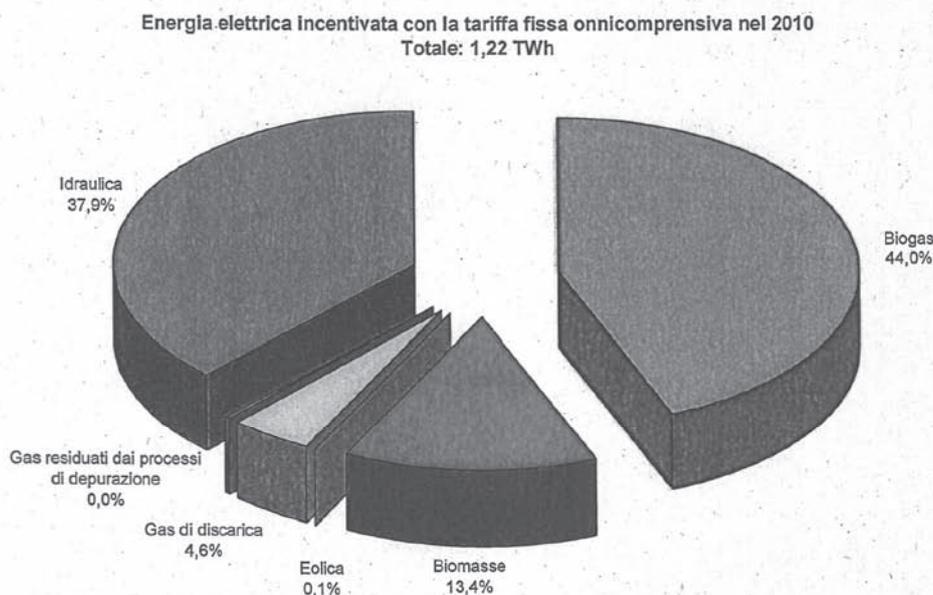
²⁸ In particolare, la quota d'obbligo dovrebbe continuare a crescere annualmente di 0,75 punti percentuali fino al 7,55% nel 2012. Negli anni successivi dovrebbe ridursi linearmente fino ad azzerarsi nel 2015. I CV in eccesso, sempre più numerosi, dovrebbero essere ritirati dal GSE a un prezzo pari al 70% del prezzo di vendita dei CV nella titolarità del GSE. Tale prezzo è all'incirca l'attuale prezzo medio di negoziazione dei CV.

Tariffa fissa onnicomprensiva

L'onere complessivo derivante dalle tariffe fisse onnicomprensive deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità e i prezzi definiti dalla legge n. 244/07 e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale onere è posto a carico della componente tariffaria A3.

Le tariffe fisse onnicomprensive possono essere erogate agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale inferiore a 1 MW (per la sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW) entrati in esercizio dall'1 gennaio 2008.

Nell'anno 2009 il costo netto per il sistema è pari a circa 112 milioni di Euro, per una quantità di energia elettrica pari a 0,7 TWh prodotta da 401 impianti per una potenza complessiva di circa 207 MW. Nell'anno 2010 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è stimabile in circa 212 milioni di Euro, per una quantità di energia elettrica pari a 1,2 TWh prodotta da 543 impianti per una potenza complessiva di circa 280 MW (figura 5). Per gli anni successivi si attende un progressivo aumento per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti.



- figura 5 -

Fotovoltaico

L'incentivazione del fotovoltaico in Italia è oggi una delle più profittevoli al mondo.

Essa è stata regolata dapprima con il decreto ministeriale 28 luglio 2005, come modificato e integrato dal decreto ministeriale 6 febbraio 2006; successivamente dal Decreto ministeriale 19 febbraio 2007 e recentemente dal decreto ministeriale 6 agosto 2010 che avrà effetti a partire dal 2011.

Quest'ultimo decreto ha modificato la disciplina di incentivazione precedente introducendovi novità significative. Le principali novità sono:

- la definizione di incentivi differenziati in funzione del tipo di integrazione architettonica dei moduli fotovoltaici, del tipo di tecnologia e della potenza di picco dell'impianto; in particolare sono stati previsti incentivi nel caso di impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e nel caso di impianti a concentrazione;
- la riduzione, con cadenza quadrimestrale anziché annuale (nel primo anno di applicazione), degli incentivi definiti per impianti che entrano in esercizio, fermo restando il fatto che il valore unitario dell'incentivo assegnato a ciascun impianto rimane costante per 20 anni;
- la definizione della potenza massima che può usufruire degli incentivi, pari a 3000 MW per impianti fotovoltaici realizzati su edifici o a terra senza caratteristiche innovative, pari a 300 MW per impianti fotovoltaici architettonicamente integrati con caratteristiche innovative e pari a 200 MW per impianti fotovoltaici a concentrazione.

Gli incentivi riconosciuti agli impianti fotovoltaici sono erogati dal GSE in relazione all'energia elettrica prodotta, indipendentemente dall'utilizzo e sono interamente posti a carico della componente tariffaria A3.

Per quanto concerne la valutazione dell'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, detto onere è stato pari, nel 2008, a circa 110 milioni di euro; nel 2009, a circa 303 milioni di euro per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 0,7 TWh; nel 2010 si prevede che il costo dell'incentivo per il fotovoltaico superi gli 800 milioni di euro per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 2 TWh, di cui poco meno della metà attribuibile a impianti realizzati su terreno e non integrati negli edifici (tabella 6 e 7).

Impianti fotovoltaici incentivati nell'anno 2009

I decreto					
	Numero impianti	Potenza [MW]	Energia incentivata [GWh]	Impatto in A3 [M€]	Incentivo unitario medio [€/MWh]
Totale I decreto	5718	162	195	95,7	490

II decreto					
integrazione architettonica	Numero impianti	Potenza [MW]	Energia incentivata [GWh]	Impatto in A3 [M€]	Incentivo unitario medio [€/MWh]
Integrato	20.550	286	139	63	455
non integrato	4.698	352	129	47	365
parzialmente integrato	39.972	335	233	97	415
Totale II decreto	65.220	973	501	207	413

Totale 2009	70.938	1.135	696	303	435
--------------------	---------------	--------------	------------	------------	------------

Impianti fotovoltaici incentivati nell'anno 2010 - dati preconsuntivi

	I decreto				
	Numero impianti	Potenza [MW]	Energia incentivata [GWh]	Impatto in A3 [M€]	Incentivo unitario medio [€/MWh]
Totale I decreto	5720	163	203	99,7	491

	II decreto				
	Numero impianti	Potenza [MW]	Energia incentivata [GWh]	Impatto in A3 [M€]	Incentivo unitario medio [€/MWh]
Integrazione architettonica					
Integrato	47.088	748	487	225	461
non integrato	9.306	1.126	714	266	372
parzialmente integrato	91.171	763	563	236	420
Totale II decreto	147.564	2.637	1.764	726	412
Totale 2010	153.284	2.800	1.967	826	420

- tabella 7 -

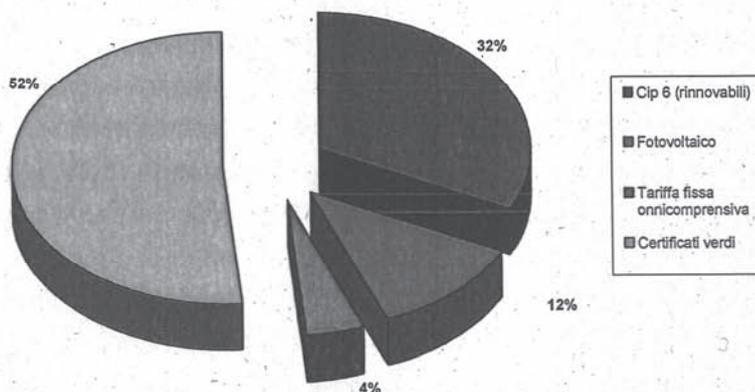
L'elevato livello dell'incentivo previsto dal decreto 19 febbraio 2007, inizialmente previsto per impianti fotovoltaici entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2010, per effetto della legge n. 129/10, può essere ottenuto anche nel caso di impianti che "abbiano concluso, entro il 31 dicembre 2010, l'installazione dell'impianto fotovoltaico, abbiano comunicato all'amministrazione competente al rilascio dell'autorizzazione, al gestore di rete e al GSE, entro la medesima data, la fine lavori ed entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011".

Secondo le migliori stime ad oggi disponibili, nell'ipotesi che tutti gli impianti per i quali i lavori sono già stati terminati riescano ad entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011, è possibile che a tale data vi siano 180.000 impianti fotovoltaici, per una potenza installata di 6500 MW, una producibilità di 8 TWh e un conseguente costo per il sistema elettrico prossimo ai 3 miliardi di euro. Se a tali impianti si aggiungono i 3000 MW preventivati con il decreto 6 agosto 2010, è possibile raggiungere entro il 2013 l'obiettivo nazionale previsto, con riferimento al solo fotovoltaico, per il 2020. Si evidenzia tuttavia che la rapida realizzazione di impianti fotovoltaici sta avvenendo per effetto degli elevatissimi incentivi oggi previsti e, pertanto, sta comportando altissimi costi a carico del sistema elettrico e aumenti delle bollette elettriche. Tra l'altro, valori così elevati dell'incentivo non consentono la vera promozione di tecnologie più efficienti. Il rischio è quello di raggiungere gli obiettivi previsti per il fotovoltaico con 7 anni di anticipo, sfruttando tecnologie più costose e meno efficienti rispetto a quelle che potrebbero svilupparsi nei prossimi anni e, pertanto, al maggior costo per il sistema.

Costi complessivi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili

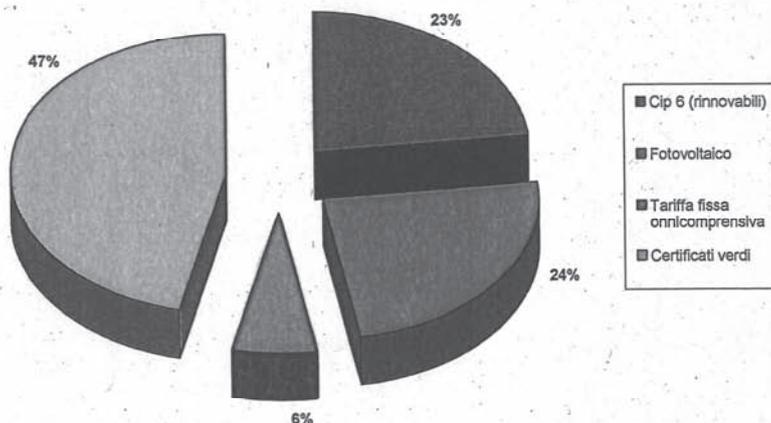
Le seguenti figure 6 e 7 sintetizzano i costi complessivi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili rispettivamente per gli anni 2009 e 2010 (non includono i costi associati alle fonti assimilate, pur presentati nel capitolo). La figura 8, invece, evidenzia la miglior stima ad oggi possibile dei costi complessivi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili per l'anno 2011: si nota l'enorme aumento atteso rispetto all'anno precedente, imputabile in buona parte al fotovoltaico.

**Costi totali per le incentivazioni alle fonti rinnovabili
Anno 2009: 2,5 miliardi di euro, di cui 1,9 miliardi in A3**



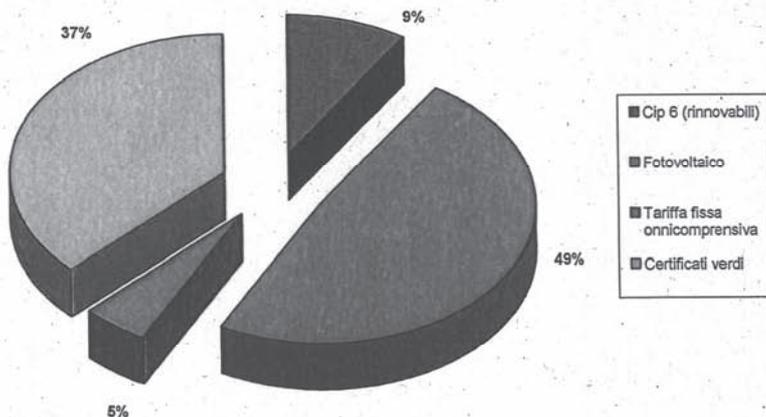
- figura 6 -

**Costi totali per le incentivazioni alle fonti rinnovabili
Anno 2010: 3,4 miliardi di euro, di cui 2,8 miliardi in A3**



- figura 7 -

**Costi totali per le incentivazioni alle fonti rinnovabili
Anno 2011: 5,7 miliardi di euro, di cui 4,8 miliardi in A3**



- figura 8 -

Rischiano dunque di emergere, nel medio termine, evidenti problemi di sostenibilità economica degli attuali meccanismi di incentivazione posti a carico dei consumatori; ciò suggerisce una necessaria rivisitazione del complesso degli stessi meccanismi.

Al fine di attenuare l'impatto che tali costi determinano sulle *bollette* di famiglie ed imprese e rendere le incentivazioni maggiormente efficienti, appare opportuno intervenire urgentemente. Su tali tematiche l'Autorità si è già espressa ripetutamente, nel corso degli ultimi anni e anche recentemente in occasione della segnalazione in merito allo "Schema di decreto legislativo recante attuazione della Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE", approvato in via preliminare dal Consiglio dei Ministri in data 30 novembre 2010 ed attualmente sottoposto all'esame delle competenti Commissioni parlamentari (segnalazione PAS 1/11), a cui si rimanda.

