



OSSERVAZIONI Eni

Disegno di legge n. 1721

Delega al Governo per il recepimento delle
direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione Europea - Legge
di delegazione europea 2019

- Roma, 29 maggio 2020 -

Sommario

Premessa	3
Fonti rinnovabili nel settore elettrico.....	3
Fonti rinnovabili nei trasporti.....	5
Fonti rinnovabili negli usi finali.....	9
Ulteriori considerazioni	9

Eni intende innanzitutto ringraziare la 14^a Commissione delle Politiche dell'Unione Europea del Senato della Repubblica per la possibilità di partecipare al dibattito e offrire un contributo ai lavori della Commissione, in vista della definizione dei principi e dei criteri per l'implementazione della direttiva UE 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II), che rappresenta uno dei principali driver normativi per le policy climatiche ed energetiche al 2030.

Premessa

La nuova direttiva europea sulla promozione dell'uso delle fonti rinnovabili fissa a livello UE un obiettivo di uso di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi al 2030 del 32%.

Alla realizzazione del target del 32% dovranno contribuire tutti gli Stati Membri, che potranno decidere autonomamente come distribuire il proprio sforzo sui settori di consumo (produzione di energia elettrica, termico e trasporti).

L'Italia - nell'ambito del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) - si è data come obiettivo al 2030 un contributo del 30% al fabbisogno finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita delle stesse (circa 33 Mtep su un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep al 2030), che dovrebbe rispettare la traiettoria indicativa di minimo delineata dalle norme europee (Regolamento Governance).

Il PNIEC prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 (30%) sia così ripartito tra i diversi settori:

- 22% nei trasporti,
- 55,04% nel settore della generazione elettrica,
- 33,9% nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento)

In termini generali, Eni auspica che l'azione delle Istituzioni - nell'identificazione delle specifiche misure che concorreranno al raggiungimento dei target climatico-energetici al 2030 - sia ispirata al criterio della **neutralità tecnologica**, affidando la scelta delle migliori soluzioni alle valutazioni **del mercato**, con l'obiettivo di conseguire un assetto che rappresenti l'equilibrio migliore in termini di sostenibilità ambientale ed economica, competitività e sicurezza del sistema.

Fonti rinnovabili nel settore elettrico

Per quanto riguarda lo sviluppo delle energie rinnovabili nel settore elettrico, proponiamo di seguito orientamenti e principi che dovrebbero auspicabilmente indirizzare il Governo nel recepimento della Direttiva RED II.

Uno strumento che potrà fornire un contributo rilevante al raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2030 sulla penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix elettrico è rappresentato dalle libere contrattazioni tra produttori e consumatori di energia elettrica rinnovabile su orizzonti temporali di lungo termine (*Power Purchase Agreement*, PPA).

Anche secondo le previsioni del PNIEC, in prospettiva, la capacità di generazione da fonti rinnovabili si dovrà sviluppare seguendo un **modello di mercato basato su PPA privati**.

Al riguardo, riteniamo, infatti, che lo sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche debba avvenire definendo un framework normativo-regolatorio capace di promuovere lo sviluppo di meccanismi contrattuali - come i PPA - aventi a oggetto lo scambio di energia rinnovabile su base *long term*, senza ulteriori ricadute sui costi dell'energia per famiglie e imprese.

Infatti, in relazione alle traiettorie di sviluppo di tali fonti, i nuovi obiettivi sulle fonti elettriche rinnovabili dovrebbero essere perseguiti in modo da attenuare il peso degli incentivi sulla bolletta elettrica. L'evoluzione della capacità da fonti rinnovabili dovrebbe quindi seguire l'evoluzione della curva di costo delle rinnovabili verso la generation/grid parity, in modo da ridurre la necessità dell'incentivazione.

Inoltre, lo sviluppo dovrebbe avvenire evitando l'occupazione di suolo non antropizzato o agricolo - sebbene temporaneamente non utilizzato - privilegiando ad esempio le **aree industriali dismesse**, o parzialmente dismesse. Questo anche in linea con le indicazioni del PNIEC sul contenimento dell'utilizzo di suolo.

Infine, dovrebbe essere definito un quadro regolatorio di supporto allo sviluppo delle **fonti rinnovabili innovative**, che favorisca la crescita di una filiera tecnologica nazionale.

Per quanto riguarda il **mercato dell'energia elettrica**, è importante garantire un corretto funzionamento dello stesso, prevedendo misure che sterilizzino eventuali distorsioni sui meccanismi di mercato anche per effetto del funzionamento dei meccanismi di incentivazione, soprattutto in relazione all'introduzione dei **prezzi negativi sul Mercato del Giorno Prima (MGP)**.

In tema di **autoconsumo**, nel caso in cui il legislatore - nell'aggiornare il quadro normativo dell'autoconsumo nelle diverse configurazioni e dei sistemi di distribuzione chiusi intendesse intervenire anche sull'attuale assetto delle configurazioni in autoconsumo, è importante che vengano preservate - anche nel medio/lungo termine - le configurazioni esistenti che rappresentano una parte importante del sistema produttivo (tipicamente esposte alla concorrenza internazionale), in grado di generare esternalità positive ambientali (minori emissioni CO₂) e di efficienza (risparmi di energia primaria).

Nello specifico:

- per le Comunità energetiche, condividendo l'obiettivo che il Paese sviluppi nuovi modelli di produzione e consumo, dovrebbe comunque essere evitato il rischio di nuove realizzazioni in assenza di un quadro normativo chiaro a livello nazionale con relative opportunità e vincoli. Le tariffe di distribuzione e dei servizi delle Comunità dovrebbero essere ispirate a un rigoroso principio di *cost reflectivity*. In ogni caso, occorrerà evitare la realizzazione di nuove reti private per la fornitura di utenze residenziali, quando possono essere utilizzate le reti esistenti in modo efficiente,
- per quanto riguarda la possibilità di sviluppare nuovi SDC - che a differenza delle reti isolate sono connessi al sistema elettrico con il quale scambiano energia e servizi di bilanciamento - sarà necessario evitare la duplicazione delle infrastrutture esistenti e si dovrà garantire sempre il diritto di accesso al mercato al cliente finale connesso, applicando le regole oggi previste per i SDC, stabilite dall'ARERA.

In tema di sostegno alla generazione distribuita con graduale passaggio dall'attuale modello di sistema elettrico basato sul *central dispatch* a un modello più decentralizzato con possibile nuovo ruolo dei DSO, sarà necessario chiarire il perimetro delle attività consentite a TSO/DSO e le relative modalità di applicazione.

Infine, osserviamo come - nell'ambito delle soluzioni che possono contribuire alla decarbonizzazione del sistema energetico nazionale - rientri, in una prospettiva di medio-lungo termine, anche la **tecnologia della *Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS)* e dei sistemi *Power to Hydrogen* che prelevano direttamente dalla rete elettrica e che possono svolgere al meglio la funzione di assorbire l'overgeneration**. In questo senso ricordiamo che il gas naturale un combustibile in grado di garantire un livello estremamente basso di emissioni inquinanti e una ridotta esigenza di volumi di stoccaggio di anidride carbonica, grazie al minore livello di emissioni CO₂ rispetto agli altri combustibili fossili. La soluzione offerta dalla generazione elettrica a gas naturale con CCUS sarebbe in grado di coniugare produzione elettrica programmabile, benefici ambientali e circolarità (in caso di riutilizzo della CO₂ catturata), minimizzando i costi di adeguamento delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione.

In tale prospettiva, **dovrebbe essere considerato un deciso supporto allo sviluppo di soluzioni tecnologiche come la CCUS**. Supportare e valorizzare il contributo di fonti efficienti già esistenti e a minore impatto ambientale, in abbinamento alla CCUS (pre e post combustione) costituisce un obiettivo perseguibile.

Fonti rinnovabili nei trasporti

In relazione al settore trasporti, la direttiva europea (Direttiva UE n. 2018/2001) sulla promozione dell'uso delle fonti rinnovabili (RED II) prevede in particolare che ogni Stato membro fissi un obbligo di immissione in consumo di biocarburanti in capo ai fornitori di carburante fossile che assicuri, entro il 2030, una quota minima di penetrazione nel settore trasporti del 14% sul consumo, target elevato dal PNIEC italiano al 22% allo stesso anno.

La direttiva dà particolare rilevanza ai biocarburanti avanzati (es. recital 36 e 85), prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'allegato IX, parte A della direttiva¹, marginalizzando progressivamente il contributo di quelli prodotti a partire da colture alimentari o foraggere. Il contributo dei biocarburanti avanzati (compreso il biometano avanzato), come quota minima di immesso in consumo, è previsto in crescita dallo 0,2 % al 2022, all'1% al 2025 al 3,5% nel 2030 (fino al 4% per il PNIEC).

La direttiva RED II, inoltre, **consente agli Stati membri di considerare nel calcolo della quota minima di penetrazione delle rinnovabili per il settore trasporti anche i carburanti da carbonio riciclato (*recycled carbon fuel*)**, carburanti prodotti da rifiuti o dal gas derivante dal trattamento dei rifiuti, consentendo di valorizzare, in ottica circolare, rifiuti altrimenti destinati a essere inviati a termovalorizzazione o a smaltimento.

I Driver della Strategia Eni di decarbonizzazione

Eni ritiene che per traguardare la penetrazione delle rinnovabili prevista dal PNIEC e la riduzione delle emissioni nel settore trasporti sia necessario un **approccio olistico e tecnologicamente neutro**, costituito da un **mix sinergico di soluzioni**.

¹ Tra le materie prime per la produzione di biocarburanti avanzati rientrano anche i rifiuti organici, e la frazione di biomassa corrispondente:

- o ai rifiuti urbani non differenziati,
- o ai rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare umana o animale (incluso materiale proveniente dal commercio al dettaglio e all'ingrosso e dall'industria agroalimentare, della pesca e dell'acquacoltura),
- o ai rifiuti e ai residui dell'attività e dell'industria forestale.

Riconosciamo che la diffusione del trasporto elettrico, in particolar modo nella **mobilità urbana**, possa contribuire in modo significativo, insieme alle auto a cella combustibile, al target di riduzione emissiva per le nuove auto passeggeri. Tuttavia, considerati i costi connessi alla mobilità elettrica, il conseguente tasso di crescita del nuovo immatricolato e l'età media del parco circolante (che è pari o superiore al decennio), uno sviluppo significativo della mobilità elettrica avverrà non prima di 10-15 anni.² In quest'ottica, lo sviluppo dei biocarburanti rappresenta una risposta immediata ed efficace alla necessità di ridurre le emissioni dei trasporti, contribuendo al contempo a una maggiore diffusione delle fonti rinnovabili.

Per i **trasporti pesanti**, dati i vincoli tecnologici nell'applicazione della mobilità elettrica, e considerando l'elevata percentuale di motorizzazioni diesel, l'impiego dei biocarburanti rappresenta la soluzione più efficace per ridurre le emissioni Well To Wheel nel breve-medio termine³.

In coerenza con le ultime indicazioni della Commissione Europea, Eni ritiene che i biocarburanti possano rappresentare uno strumento di decarbonizzazione anche nel **settore marittimo** nel breve termine, affiancandosi, nel medio periodo, alla tecnologia LNG, che richiede elevati investimenti sia per le nuove imbarcazioni che per lo sviluppo infrastrutturale connesso.

Anche per l'**aviazione**, riteniamo che, nel breve termine, l'impiego di bio jet fuel rappresenti l'unica soluzione per decarbonizzare un settore che si configura in crescita fino al 2040. È opportuno inoltre prevedere dal medio termine a livello europeo obiettivi crescenti di miscelazione di biocarburanti nei jet fuel, consentendo in questo modo lo sviluppo delle necessarie tecnologie.

Il percorso di decarbonizzazione di Eni e il contributo delle rinnovabili nei trasporti

Dopo una fase di profonda trasformazione iniziata nel 2014, Eni ha recentemente confermato gli obiettivi climatici al 2030 e rilanciato al 2040 l'obiettivo di net zero carbon footprint di tutte le attività del gruppo per le emissioni Scope 1 e 2 (dirette e indirette)⁴.

Eni ha inoltre varato un piano di lungo termine che, attraverso l'evoluzione del portafoglio di business, prevede al 2050 la riduzione dell'80% delle emissioni nette riferibili all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti, che includono le emissioni Scope 1, 2 e 3 (dirette, indirette, altre emissioni).

I biocarburanti rappresentano per Eni una risposta immediata alla necessità di ridurre le emissioni legate al settore dei trasporti e contribuiscono al contempo a una maggiore penetrazione delle rinnovabili nei trasporti. Possono essere infatti ottenuti a partire da materie di origine rinnovabile e permettono di ridurre fin da subito le emissioni secondo un approccio WTW (Well to Wheel) che considera oltre alle emissioni

² Segnaliamo, inoltre, che uno dei principali studi di settore, (Ricardo: Impact Analysis of Mass EV Adoption and Low Carbon Intensity Fuels Scenarios) mostra come una elettrificazione spinta del parco auto europeo al 2050 comporti elevati costi infrastrutturali, (stimati in circa 630 mld €), mentre uno scenario in cui i biocarburanti affiancano un'elettrificazione più moderata richiederebbe minori costi d'investimento (326 mld €). Lo studio mostra inoltre come una forte elettrificazione del parco auto generi, tra tutte le alternative, le maggiori emissioni Well-to-Wheel cumulate tra il 2030 e il 2050.

³ Il calcolo delle emissioni GHG secondo l'approccio WTW (Well to Wheel - dal pozzo alla ruota) prende in considerazione le emissioni legate all'intero ciclo di vita del carburante (una sommatoria delle emissioni associate alla filiera produttiva del carburante e delle emissioni generate dalla combustione del carburante durante l'utilizzo).

⁴ Le emissioni Scope 1 sono le emissioni dirette di GHG derivanti dalle operazioni di una società. Le emissioni Scope 2 sono le emissioni indirette di GHG derivanti dalla generazione di elettricità, vapore e calore acquistato da terze parti e consumate da asset della società. Le emissioni Scope 3 sono le emissioni indirette di GHG associate alla catena del valore dei prodotti di una società.

generate dalla combustione del carburante, anche le emissioni legate alla filiera produttiva del biocarburante.

Inoltre, i biocarburanti rappresentano per alcune modalità di trasporto, come il trasporto stradale pesante e i trasporti marittimi e aerei le uniche soluzioni di decarbonizzazione percorribili nel breve periodo.

Eni ha avviato, anche attraverso l'attivazione di filiere nazionali, una serie di iniziative volte a sviluppare la produzione di biocarburanti e carburanti da carbonio riciclato di seguito brevemente illustrate:

- **HVO Eni**

Eni dal 2014 ha affiancato al business tradizionale la produzione di biocomponente HVO (olio vegetale idrogenato), attraverso la trasformazione di diverse tipologie di materie prime di origine biologica e scarti, che - addizionato fino al 15% al gasolio - dà vita a Eni Diesel +, il carburante premium di Eni.

Inoltre, la ricerca Eni sta lavorando per valorizzare scarti e rifiuti per eliminare l'utilizzo dell'olio di palma a partire dal 2023 nelle proprie bioraffinerie.

In quest'ottica e nella prospettiva di economia circolare, presso la bio-raffineria di Venezia si stanno già utilizzando oli di cucina usati (UCO) raccolti e rigenerati, per la **produzione di HVO** e lo stesso avverrà presso la bio-raffineria di Gela dal 2021. Sono state contestualmente avviate collaborazioni con i consorzi CONOE, RenOils, Utilitalia e diverse Multiutility, per la raccolta degli oli vegetali esausti domestici, e successiva lavorazione presso le bio-raffinerie.

Per ampliare la gamma di feedstock sostenibili, Eni ha recentemente concluso positivamente una sperimentazione in Tunisia per la coltivazione di ricino su terreni predesertici e non in competizione con la filiera agroalimentare, che consente l'ottenimento di una biomassa idonea per le bio-raffinerie.

Inoltre, Eni ha avviato iniziative volte a sviluppare la ricerca per la produzione di intermedi bio per le bio-raffinerie (es. bio-olio, bio-etanolo da biomasse, bio-fissazione della CO₂ in alghe).

- **Biometano**

Sempre in ottica circolare, Eni promuove il recupero della FORSU, degli scarti agricoli e di allevamento e dei reflui tramite un processo classico di digestione anaerobica seguito da upgrading per la produzione di biometano avanzato per la mobilità. A tal fine, e nella prospettiva di promuovere l'intera catena del biometano, dalla produzione alla distribuzione, Eni ha stretto accordi di collaborazione con il Consorzio Italiano Biogas, Coldiretti e Confagricoltura e dialoga con le aziende produttrici di biogas proponendo schemi di collaborazione dedicati ai differenti contesti produttivi.

- **Waste to Fuel: bio olio da frazione organica rifiuti urbani (FORSU)**

La tecnologia proprietaria Waste to Fuel, sviluppata da Eni R&D, consente, attraverso un processo di trasformazione termochimico, di convertire la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) in bio-olio consentendo anche il riciclaggio di acqua a uso industriale (60-80%). Il bio-olio, che vanta un contenuto di zolfo molto basso, può essere utilizzato come prodotto da miscelare per la produzione di bunker oil per il trasporto marittimo e come carica per le raffinerie per produrre biocarburanti per auto. Eni Rewind, la società ambientale di Eni, ha avviato un impianto pilota nelle aree della bioraffineria di Gela, e, per lo sviluppo degli impianti di taglia industriale, ha sottoscritto una joint venture con Cassa Depositi e Prestiti Equity.

- **Metanolo e idrogeno da rifiuti**

Eni sta valutando lo sviluppo di progetti per la produzione di idrogeno e metanolo da rifiuti solidi urbani, attraverso il processo di gassificazione ad alte temperature. La tecnologia è in fase di studio per applicazione nei siti di Venezia e Livorno. Questo processo consente di trasformare il CSS (combustibile solido secondario: sopravaglio dell'indifferenziata) e il Plasmix (plastica non riciclabile) in **idrogeno, metanolo** o alcoli superiori - carburanti derivanti da carbonio riciclato (*recycled carbon fuel*). In tal modo è possibile conseguire allo stesso tempo gli obiettivi di decarbonizzazione e di riduzione di alcuni *stream* di rifiuti attualmente destinati a discarica, a incenerimento o a termovalorizzazione (che spesso oggi fanno ricorso a spedizioni transfrontaliere).

- **Carburante A20™**

Nell'ambito dell'accordo firmato a novembre 2017, Eni e FCA hanno sviluppato congiuntamente una nuova benzina premium, denominata Eni-A20™ formulata con il 15% di metanolo e il 5% di bio-etanolo. Grazie all'elevata concentrazione di alcoli e alla sua bassa intensità carbonica, questo nuovo combustibile è caratterizzato da minori emissioni dirette e indirette di CO₂ rispetto alla benzina tradizionale. Il nuovo prodotto è caratterizzato da un'elevata presenza di metanolo, che non presenta alcun impatto sulla filiera agro-alimentare. Oggi il metanolo viene prodotto dal gas naturale, ma nel breve-lungo termine potrà essere prodotto a partire da fonti rinnovabili come biometano e biomasse ligno-cellulosiche.

Grazie alle caratteristiche sopra descritte, la Eni A20 è un low carbon fuel, compatibile con la maggior parte del parco auto a benzina italiano, ma non commercializzabile in Europa per i limiti previsti attualmente dalla direttiva sulla qualità dei carburanti (Fuel Quality Directive, FQD). Eni partecipa ai tavoli tecnici di revisione della direttiva FQD nei quali si sta discutendo l'eliminazione di tali vincoli.

I criteri di recepimento delle disposizioni comunitarie

Il conseguimento degli obiettivi europei richiede investimenti ingenti, per lo più privati, che necessitano di un *framework* normativo coordinato e stabile nel lungo termine.

In questa prospettiva, nel processo di recepimento della direttiva RED II, per Eni è necessario definire principi e criteri orientati alla **penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore trasporti** che assicurino l'individuazione di misure capaci di conseguire i target fissati dalla direttiva e dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) per tale settore.

In tale ottica, riteniamo opportuno **integrare i principi e criteri direttivi già declinati nell'articolo 5 del disegno di legge di delegazione europea 2019**, riguardante il recepimento della direttiva RED II, con i seguenti:

p) introdurre misure idonee a supportare il raggiungimento degli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore trasporti, anche attraverso la valorizzazione dei sottoprodotti e il riciclaggio/recupero dei rifiuti per la produzione di biometano, biocarburanti e carburanti derivanti dal carbonio riciclato per tutte le forme di trasporto,

q) aggiornare e potenziare i meccanismi di sostegno per la produzione di biometano, biocarburanti avanzati e idrogeno, per contribuire efficacemente alla decarbonizzazione di tutte le forme di trasporto, in funzione delle emissioni nell'intero ciclo di vita dei vettori energetici e dei veicoli che li utilizzano,

r) semplificare e accelerare il processo di recepimento degli aggiornamenti all'allegato IX della Direttiva UE 2018/2001 relativo alle materie prime idonee alla produzione di biometano e biocarburanti avanzati al fine di incrementarne lo sviluppo in senso inclusivo, prevedendo che il recepimento degli aggiornamenti sia adottato con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare,

s) armonizzare il target energetico trasporti definito dalla Direttiva UE 2018/2001 con l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra dei carburanti per autotrazione previsto dalla Direttiva 2009/30/CE del 23 aprile 2009 e dal decreto legislativo del 31 marzo 2011, n. 55⁵.

Questi principi consentiranno, in sede di recepimento della RED II, di **valorizzare il contributo dei carburanti alternativi e dei biocarburanti avanzati al traguardo degli obiettivi RED II per il settore trasporti e di considerare anche il contributo dei carburanti derivanti da carbonio riciclato nel calcolo della quota minima di penetrazione delle rinnovabili nel settore trasporti, già in sede di recepimento della direttiva.**

Fonti rinnovabili negli usi finali

Con riferimento alla penetrazione delle rinnovabili per l'uso riscaldamento e raffrescamento, occorre mantenere un approccio caratterizzato da rigorosa neutralità tecnologica e piena cost reflectivity.

In termini generali, sarà necessario che eventuali incentivi/trattamenti più vantaggiosi siano indirizzati verso fonti più efficienti, privilegiando l'orientamento dei clienti (residenziali e imprese) a una maggiore efficienza dei propri consumi, a prescindere dal vettore energetico e dalla tecnologia utilizzata.

È inoltre essenziale una valutazione complessiva sia in termini di analisi costi/benefici, sia in termini di fattori inquinanti.

Ulteriori considerazioni

Per quanto riguarda il tema della **liberalizzazione del mercato dell'energia** che rientra nel perimetro della Direttiva UE 2019/944 sulle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, osserviamo come il percorso di completa apertura del mercato sia stato tracciato dal legislatore nazionale e costituisca per gli operatori interessati un punto fermo per le proprie scelte strategiche.

Per quanto riguarda il tema dello **sviluppo dei sistemi di accumulo**, dovrebbe essere definito un disegno di mercato che sia al contempo in grado di:

- i. perseguire in maniera efficiente gli obiettivi di decarbonizzazione e il connesso sviluppo della generazione rinnovabile nel settore elettrico,*

⁵ Direttiva 2009/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 che modifica la direttiva 98/70/CE per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la direttiva 1999/32/CE del Consiglio per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la direttiva 93/12/CEE (c.d. Direttiva FQD). La direttiva prevede una riduzione dell'intensità dei gas a effetto serra dei carburanti per autotrazione di almeno il 6% entro il 2020 rispetto al 2010 ed è stata recepita nell'ordinamento italiano con il D.Lgs. 31/03/2011, n. 55.

- ii. garantire l'adeguatezza e la gestione in sicurezza del sistema elettrico, attraverso lo sviluppo (e il mantenimento) delle risorse funzionali al raggiungimento di tali obiettivi.

Inoltre, va considerato come le disposizioni normative del *Clean Energy Package* limitino la possibilità per i TSO/DSO di gestire e sviluppare direttamente sistemi di accumulo ai soli casi di fallimento di mercato. Lo stesso principio dovrebbe essere esteso anche all'approvvigionamento di altre risorse necessarie a fornire servizi ausiliari (per esempio i compensatori sincroni per il servizio di regolazione della tensione).