



CONFINDUSTRIA

Proposte di riforma del mercato elettrico





Editore SIPI S.p.A.

Servizio Italiano Pubblicazioni Internazionali

Viale Pateur, 6 - 00144 Roma



INDICE

PREFAZIONE E RINGRAZIAMENTI	<i>pag</i>	5
■ 1. INTRODUZIONE	»	9
■ 2. CONTESTO DI MERCATO	»	11
2.1 Principali <i>trend</i> di mercato	»	11
2.2 Evoluzione delle dinamiche di mercato	»	21
2.3 Evoluzione della bolletta elettrica e dei costi di sistema	»	29
2.4 Aree di intervento.....	»	31
■ 3. SCENARIO EVOLUTIVO	»	35
3.1 Fondamentali di mercato.....	»	36
3.2 Regolazione europea	»	46
■ 4. QUADRO REGOLATORIO	»	55
4.1 Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati.....	»	55
4.2 Struttura dei mercati	»	57
4.3 Ruolo delle reti.....	»	59
■ 5. MODELLI DI MERCATO	»	61
5.1 Mercati centralizzati e decentralizzati.....	»	61
5.2 Focus sui mercati europei decentralizzati.....	»	64
■ 6. PROPOSTA DI RIFORMA	»	67
■ 7. ANALISI E DETTAGLIO DELLE SINGOLE PROPOSTE DI RIFORMA.....	»	73
7.1 Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati.....	»	74
7.2 Struttura dei mercati	»	100
7.3 Ruolo delle reti.....	»	143
■ 8. ROAD MAP DI IMPLEMENTAZIONE DELLA PROPOSTA	»	155
ALLEGATO A – Dettagli sul quadro regolatorio nazionale	»	163
ALLEGATO B – Benchmark.....	»	177
ALLEGATO C – Glossario.....	»	205
ALLEGATO D – Elenco delle fonti	»	209

PREFAZIONE E RINGRAZIAMENTI

Grazie al processo di liberalizzazione, avviato nel 1999 con il D.lgs 79/99, il settore elettrico italiano ha conosciuto uno sviluppo senza precedenti, che ha prodotto oltre 30 miliardi di investimenti in nuova capacità di generazione termoelettrica ed importanti sviluppi nelle infrastrutture di rete. Protagonista di questa positiva evoluzione strutturale, che nel 2008 aveva determinato il parco di generazione più moderno e sostenibile d'Europa, era stato l'avvio della Borsa elettrica in grado di garantire e guidare gli investimenti privati nel settore ed un assetto di mercato competitivo e moderno.

Con l'accelerazione degli obiettivi di sostenibilità europei nel 2009 (meglio noto come accordo 20-20-20), e grazie ad una politica di incentivazione degli impianti da fonti rinnovabili estremamente generosa, il mercato elettrico subisce una ulteriore trasformazione sul piano strutturale del mix di produzione. Il settore elettrico, che fino ad allora era stato progettato quale strumento per la gestione dei flussi di energia prodotti in prevalenza da impianti altamente programmabili e selezionati attraverso offerte sulla borsa elettrica risulta a poco a poco sempre più inadeguato. La presenza sempre maggiore (circa il 43% sulla produzione nazionale nel 2014) di un'energia remunerata sulla base di incentivi determinati a priori, metteva progressivamente in crisi l'efficacia della Borsa Elettrica stessa rispetto alla gestione del sistema di dispacciamento di energia. Il doppio meccanismo di remunerazione degli impianti, parallelo e per nulla integrato sul piano economico, determinava progressivamente un sovracapacità strutturale senza precedenti che arrivava nel 2013, in termini di capacità efficiente disponibile, ad essere quasi il doppio del fabbisogno di punta.

Se nel 2003 (anno dei famosi blackouts di giugno e di settembre) il mercato era invocato prioritariamente per favorire investimenti per la sicurezza del sistema, dieci anni dopo, paradossalmente, dobbiamo chiedere allo stesso mercato di svolgere una funzione di razionalizzazione della capacità.

Accanto a ciò non si può ignorare che i nuovi obiettivi comunitari, per la lotta ai cambiamenti climatici previsti al 2030, evidenziano con forza che questo processo di trasformazione è solo all'inizio. Lo sviluppo di nuovi modelli di generazione distribuita, di reti intelligenti con responsabilizzazione diffusa dei comportamenti di produzione e consumo, dovrà trovare un suo equilibrio organizzativo in un nuovo modello di mercato.

All'interno della complessa strategia comunitaria non possiamo mettere in secondo piano gli ambiziosi obiettivi di politica industriale con i quali l'Europa intende riportare la crescita del settore manifatturiero al 20% del PIL europeo. All'interno di questa sfida lo sviluppo del mercato dell'energia elettrica riveste un duplice ruolo: da una parte riveste un ruolo cruciale come fattore di competitività, dall'altra, considerati i cambiamenti tecnologici richiesti al settore, rappresenta il principale volano di crescita economica connessa allo sviluppo della green economy.

Le nuove istanze funzionali rivolte al mercato sono quindi complesse e difficilmente potranno trovare soluzione nella sedimentazione di parziali interventi normativi e di regolazione. È necessario piuttosto partire da una visione condivisa sul futuro del settore elettrico, all'interno di una prospettiva europea, e da qui avviare una completa e progressiva revisione.



Per queste ragioni, la riforma del mercato elettrico che viene presentata in questo elaborato non deve essere interpretata solamente come risposta contingente al processo di integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico. Lo studio, piuttosto, intende confermare la centralità del mercato come strumento cardine del processo di liberalizzazione, ben sapendo che la matrice di nuovi obiettivi è divenuta significativamente più ampia e articolata. Come ogni strumento quindi, anche il mercato elettrico dovrà progressivamente adeguarsi a nuovi obiettivi funzionali.

La proposta ha come obiettivo l'identificazione delle aree di intervento prioritarie per favorire una evoluzione del mercato elettrico in grado di promuovere la grande sfida tecnologica che ci attende, garantire la disponibilità di energia a condizioni economicamente efficienti e sostenibili per il sistema industriale, eliminando progressivamente le inefficienze di funzionamento, a beneficio della competitività del sistema economico e della collettività.

La complessità di analisi e le competenze necessarie ad individuare le soluzioni non sarebbero state possibili senza il supporto economico delle Associazioni aderenti al progetto: Aitec, Assocarta, Assoelettrica, Assofond, Assomet, Assovetro, Confindustria Ceramica, Coordinamento Consorzi Confindustria, Federacciai, Federazione ANIE, Federchimica, Terna, Utilitalia.

Alle Associazioni ed ai loro esperti, (che nominalmente riportiamo in calce) va il merito di aver offerto un contributo attraverso discussioni appassionate, spesso critiche, e serrate, ma sempre costruttive, senza il quale le soluzioni proposte non avrebbero beneficiato di una visione olistica, imprescindibile in una materia così complessa.

Un ringraziamento significativo per la grande competenza dimostrata ed il paziente supporto per lo sviluppo della proposta va inoltre alla Società Pöyry Management Consulting ed al team coordinato da Antonio Nodari, ed in particolare a Nicolò Donati, Paolo Marino e Fjoralba Koci.

Infine, merita un ringraziamento l'attività di coordinamento dei lavori svolta da Barbara Marchetti.

Massimo Beccarello

CON LA COLLABORAZIONE DI:

Assoelettrica

Simona Allegrotti, Luca Bragoli, Alfredo Camponeschi, Marta Gioberge, Yari Grimoldi, Alessandro Lagostena, Angelo Leonelli, Sandro Libratti, Federico Mauri, Claudio Moscardini, Luigi Napoli, Luca Pilenga, Massimiliano Poletti, Stefano Pupolin, Giovanni Tagliabue, Pietro Tittoni, Francesca Valente, Fabio Vigorito

Consumatori Industriali

Mauro Antonetti, Alessandro Bertoglio, Alberto Bianchi, Flavio Bregant, Marco Bruseschi, Armando Cafiero, Andrea Canetti, Agostino Conte, Giorgio De Giovanni, Claudio De Cani, Michelangelo La Fronza, Andrea Leporesi, Antonio Lombardi, Franco Manfredini, Massimo Medugno, Renato Migliora, Amedeo Rosatelli, Giuseppe Schilitzer, Silvano Squaratti

Federazione ANIE

Emilio Cremona, Enrico Falck, Marco Galimberti, Gert Gremes, Marco Pigni, Fabio Zanellini, Paolo Zavatta

Terna

Simona Ciancio, Stefano Conti, Luigi De Francisci

Utilitalia

Riccardo Angelini, Ester Benigni, Alessandro Cecchi, Francesco Galasso, Stavros Papageorgiou, Salvatore Pugliese, Alberto Ravasi, Fabio Santini, Mattia Sica, Adolfo Spaziani

1 INTRODUZIONE

Confindustria, e nello specifico alcune delle associazioni in seno a essa, hanno richiesto al tavolo strategico energia di eseguire un nuovo “*Market Assessment*” dando seguito a quello svolto già nell’anno 2007. Il Gruppo di Lavoro (GdL) di Confindustria, composto da rappresentanti dei consumatori industriali, dei produttori, dei distributori di energia elettrica e dal TSO¹ (Terna), ha scelto un advisor strategico/consulenziale per facilitare le attività del GdL.

L’obiettivo del “*Market assessment*” è quello di analizzare l’attuale situazione del mercato elettrico italiano al fine di identificarne le criticità e le aree di miglioramento in una prospettiva evolutiva. Lo studio si propone di identificare e strutturare una proposta di riforma che permetta al mercato elettrico di risolvere le criticità attuali e di affrontare efficacemente i cambiamenti dei prossimi anni.

Lo studio analizza nel **Capitolo 2** l’attuale contesto di mercato alla luce dell’evoluzione storica dei fondamentali quali la domanda, l’offerta e la struttura della rete e fornisce evidenza degli impatti sulla redditività degli operatori e sulla tariffa elettrica. Il percorso di analisi porta ad identificare le attuali criticità e l’inefficacia di alcuni strumenti a disposizione degli *stakeholder* in termini di regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati dell’energia, struttura dei mercati e ruolo delle reti.

Dopo avere affrontato il contesto di mercato attuale, lo studio fornisce nel **Capitolo 3** una visione d’insieme sulla possibile evoluzione del mercato elettrico italiano al fine di definire lo scenario evolutivo di riferimento su cui sviluppare il nuovo paradigma di mercato. Lo scenario di riferimento è definito in considerazione dell’attesa evoluzione dei fondamentali del mercato elettrico e degli effetti, e vincoli, della regolazione europea sul contesto nazionale. In particolare, lo scenario è definito in funzione dell’evoluzione:

- Della domanda elettrica e di bilanciamento
- Dell’offerta da fonti convenzionali, fonti rinnovabili e nuove tecnologie
- Dei prezzi dei combustibili
- Della redditività sui mercati
- Della regolazione europea quali, ad esempio, Linee Guida sugli Aiuti di Stato, *Target Model* e nuovo Pacchetto Clima Energia al 2030.

Nel **Capitolo 4** si analizzano le recenti modifiche e gli elementi in fase di discussione del quadro regolatorio, rilevanti rispetto agli strumenti su cui la proposta intende agire, e la posizione espressa dall’AEEGSI negli “Orientamenti strategici”. L’obiettivo dell’analisi è definire il quadro normativo e gli eventuali *gap* che la proposta di riforma deve colmare.

La valutazione dei possibili modelli di mercato sviluppata nel **Capitolo 5** ha l’obiettivo di identificare il modello di riferimento per la revisione del mercato italiano in considerazione della struttura attuale, delle caratteristiche fisiche della rete, degli obiettivi che il nuovo modello intende perseguire e della regolazione europea.

¹ *Transmission System Operator* (TSO) o Operatore del servizio di trasmissione di energia elettrica.



A tale scopo l'analisi si concentra su:

- Identificazione delle principali caratteristiche dei possibili modelli di mercato, convenzionalmente definiti come centralizzati e decentralizzati
- Confronto tra l'attuale modello italiano, il modello proposto dall'AEEGSI e il modello previsto dal *Target Model*
- Definizione delle linee guida per la scelta del modello di riferimento e identificazione del modello
- Approfondimento delle caratteristiche dei mercati europei decentralizzati.

La proposta di riforma del mercato è descritta nel **Capitolo 6** secondo un percorso di analisi che riassume le criticità del contesto attuale, gli strumenti di mercato su cui la riforma deve intervenire e lo scenario evolutivo, e definisce le linee guida del processo di definizione della riforma. Le soluzioni che compongono la proposta sono strutturate e presentate coerentemente con le risultanze delle analisi precedenti e abbracciano i seguenti temi:

- Regole di dispacciamento e partecipazione al mercato
 - Meccanismo di valorizzazione degli oneri di sbilanciamento
 - Modalità di partecipazione al mercato (gestione commerciale) e gestione del dispacciamento fisico (gestione fisica)
- Struttura dei mercati
 - Tempistiche di chiusura del mercato infra-giornaliero (MI)
 - Ruolo e tempistiche del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e ruolo del Mercato di Bilanciamento (MB)
 - Avvio del mercato della capacità e avvio e revisione della struttura e funzionamento del segmento della flessibilità
 - Partecipazione delle fonti rinnovabili non programmabili, della generazione distribuita e della domanda alla fornitura dei servizi di rete
 - Introduzione dei prezzi negativi
- Ruolo delle reti
 - Modello di cooperazione tra il TSO e il DSO per l'attività di bilanciamento della rete.

I dettagli delle singole proposte sono descritti nel **Capitolo 7** a conclusione di un approfondimento specifico sulle attuali regole e modalità di funzionamento dei singoli elementi della riforma (es. meccanismo di valorizzazione degli sbilanciamenti) in Italia ed in una serie di mercati esteri di riferimento quali ad esempio la Germania, il Regno Unito e la Francia.

Infine nel **Capitolo 8** si presenta una possibile *road map* di implementazione della proposta di riforma del mercato.

2 CONTESTO DI MERCATO

2.1 Principali *trend* di mercato

2.1.1 Liberalizzazione del settore elettrico

Il processo di liberalizzazione del settore elettrico e di separazione funzionale tra attività di generazione, trasmissione, distribuzione e vendita è stato avviato nel 1999 con il cosiddetto Decreto Bersani, in un contesto favorevole alla riduzione della centralità dell'intervento pubblico. L'emanazione del Decreto ha consentito di recepire nell'ambito della legislazione nazionale i principi e le regole relativi al mercato interno dell'energia elettrica, come previsto dalla Direttiva Europea 96/92/CE, e di delineare una nuova architettura di mercato completa di quadro regolatorio di supporto.

Tale processo si è sviluppato in due fasi successive: la prima ha previsto l'apertura dei mercati a livello nazionale, la seconda l'integrazione a livello europeo.

La nascita del mercato elettrico in Italia ha avuto luogo in un contesto caratterizzato da elevato dinamismo e influenzato dai seguenti fattori:

- Domanda elettrica in crescita
- Parco di generazione elettrica obsoleto con necessità di rinnovamento
- Opportunità di riduzione dei costi fissi della generazione determinata da un costante sviluppo tecnologico (particolarmente rilevante per la diffusione della tecnologia CCGT)
- Rete di trasmissione poco "magliata".

Le scelte relative allo sviluppo del parco di generazione sono state dunque effettuate dagli operatori in un contesto macro-economico favorevole e da aspettative ottimistiche sullo scenario evolutivo.

Il regolatore è intervenuto al fine di delineare un quadro regolatorio chiaro e idoneo a supportare il corretto funzionamento del mercato elettrico e le scelte di investimento degli operatori. Parallelamente, il gestore della rete di trasmissione nazionale (TSO), Terna, ha avviato un processo di ampliamento e rafforzamento della rete di trasmissione nazionale.

2.1.2 Evoluzione storica della domanda elettrica

Durante il primo decennio del processo di liberalizzazione (2000-2009), la domanda elettrica¹ in Italia ha seguito un *trend* di costante crescita che ha poi subito un'inversione nel periodo 2011-2014, a causa di condizioni macro-economiche sfavorevoli a livello globale (es. crisi finanziaria del 2009).

Tale fenomeno è stato particolarmente evidente tra il 2008 e il 2009, come rappresentato in Figura 1 e Figura 3, quando a causa della crisi economica globale il crollo del PIL ha contribuito a deter-

¹ La domanda di elettricità è qui definita come il totale dell'energia elettrica consumata dagli utenti finali, più le perdite di rete, meno i consumi per i servizi ausiliari delle unità di generazione e consumi delle unità idroelettriche a pompaggio.



minare un decremento della domanda annua di energia elettrica pari al 6%. Nonostante una limitata ripresa nel 2010 e nel 2011, nel periodo 2012-2014 la domanda elettrica ha continuato a mostrare un *trend* decrescente, determinato sostanzialmente dai seguenti fattori:

- Calo del PIL e delle attività produttive/manifatturiere, che hanno continuato a risentire degli effetti sfavorevoli della crisi economica (a fronte di una riduzione del PIL del -0,4%, nel corso del 2014 la domanda di energia elettrica ha mostrato un nuovo calo del -3% circa, leggermente inferiore al -3,4% registrato nel 2013)
- Favorevoli condizioni climatiche, che hanno portato ad una consistente riduzione degli impieghi per riscaldamento/raffrescamento
- Prezzi finali elevati per gli utenti industriali e le Piccole Medie Imprese (PMI), con conseguente impatto negativo sulla ripresa delle attività produttive (la domanda industriale, su base annua, ha registrato una variazione negativa del -2,1%)
- Continuo calo dell'intensità energetica (consumo di energia per unità di PIL), determinato dal crescente impatto degli interventi di efficientamento energetico ma anche dalla riduzione delle attività produttive per molti settori *energy intensive*
- Limitata incidenza della domanda di energia elettrica a copertura della domanda di calore (es. impiego di pompe di calore per il riscaldamento al posto di caldaie alimentate a metano, gasolio o gpl) o come combustibile per le auto elettriche.

Il calo della domanda di picco², influenzato dal crescente impatto degli interventi di efficientamento energetico e dal cambiamento delle dinamiche di consumo, ha avuto effetti diretti sulla composizione del *mix* generativo: molti impianti che precedentemente operavano nei periodi di picco³ sono stati dismessi perché non più necessari al sistema dato il maggiore utilizzo dei CCGT più flessibili.

Nel 2014 a livello nazionale la domanda elettrica ha mostrato un tasso di decrescita complessivo del 3% circa. Lo stesso dato misurato a livello zonale e regionale presenta un elevato livello di eterogeneità:

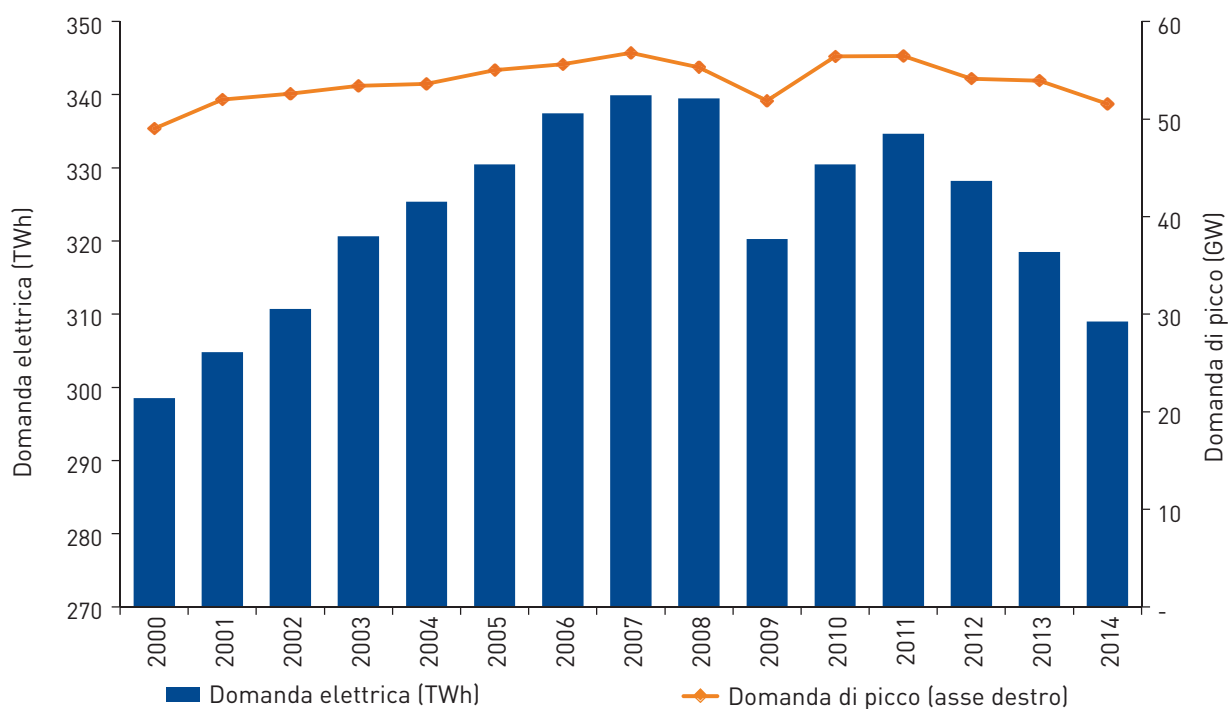
- Nella zona Nord, la Lombardia ha subito un calo dei consumi elettrici del 7,3%, mentre i consumi in Liguria, Piemonte e Val D'Aosta sono decresciuti del 5,8%
- La Sicilia ha sperimentato un calo del 6,7% tra il 2013 e il 2014
- Il tasso di decrescita nelle altre zone di mercato va da un minimo di uno a un massimo di tre punti percentuali.

² La domanda di picco identifica un periodo in cui ci si attende che la potenza elettrica sia fornita per un periodo prolungato ad un livello di fornitura significativamente più elevato di quello medio. Nel corso del mese di Luglio 2015 si è verificato il picco massimo assoluto dei consumi in Italia, pari a circa 59,3 GW.

³ Sono stati dismessi gli impianti alimentati con combustibili liquidi divenuti non competitivi.

FIGURA 1

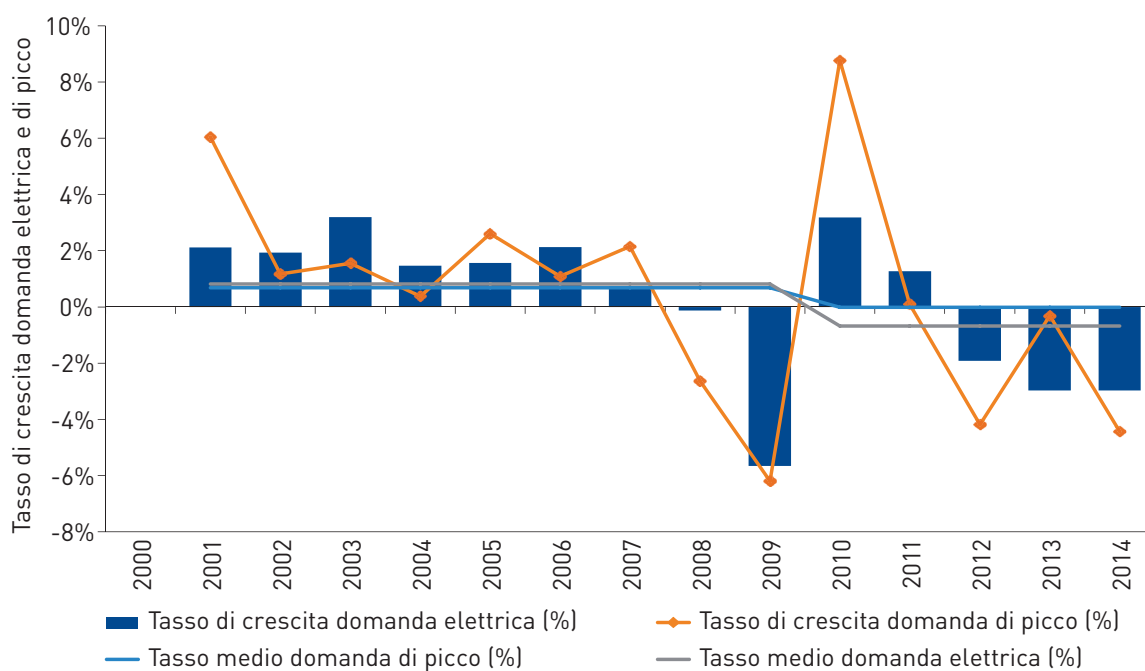
Evoluzione della domanda elettrica annuale (TWh)



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati Terna

FIGURA 2

Tasso di crescita della domanda elettrica (TWh) e della domanda di picco (GW)

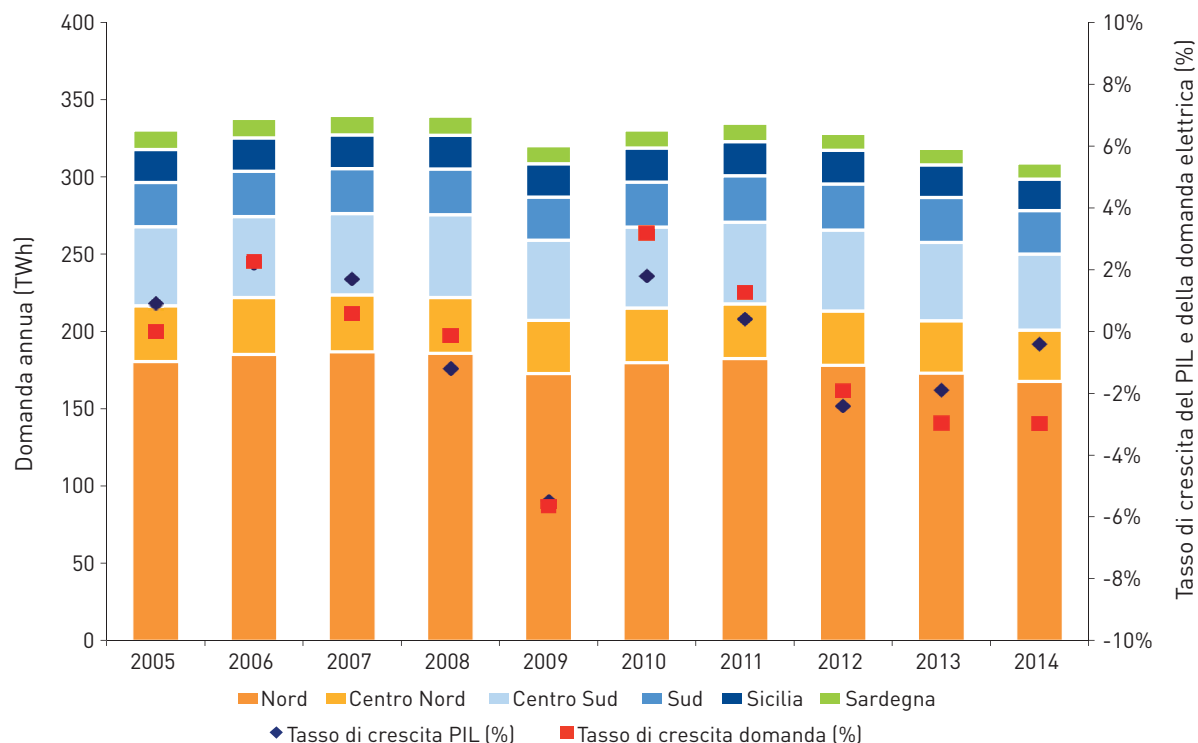


Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati Terna



FIGURA 3

Evoluzione della domanda elettrica zonale (TWh) e tasso di crescita del PIL (%)



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati Terna

2.1.3 Evoluzione storica del *mix* generativo

L'evoluzione del *mix* generativo in Italia ha sperimentato una crescita costante della capacità convenzionale nel periodo 2000-2008, seguita da una notevole espansione della capacità installata rinnovabile. I principali *driver* sottostanti le scelte di investimento in nuova capacità di generazione sono stati le aspettative di crescita della domanda elettrica ma anche la volontà del regolatore. Le scelte di investimento che ne sono derivate hanno contribuito a modificare radicalmente la composizione del *mix* in termini di capacità installata, generazione e peso relativo delle differenti tecnologie.

- Nel periodo 2000-2009 (Figura 4), il completamento del processo di liberalizzazione e di progressiva apertura dei mercati è stato accompagnato da rilevanti investimenti in capacità di generazione elettrica convenzionale. L'obiettivo di tali investimenti era quello di rispondere all'esigenza di sicurezza ed equilibrio del sistema elettrico nazionale. **Gli investimenti in nuova capacità si sono indirizzati verso una tecnologia consolidata, quella dei cicli combinati a gas (CCGT), divenuti per eccellenza la tecnologia marginale nel mercato, con effetti significativi sui margini di riserva.** La crescente prevalenza della generazione a gas nell'ambito del parco produttivo ha risposto, mediante un notevole incremento dell'efficienza del parco termoelettrico,

agli obiettivi di miglioramento delle *performance* ambientali del parco in termini di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra (compatibilmente con lo schema EU-ETS⁴). L'intenzione del regolatore era quella di indirizzare il mercato verso scelte di investimento a basso impatto ambientale, che migliorassero la competitività complessiva del sistema paese.

- **Nel periodo post-2009 il focus dei nuovi investimenti si è spostato verso la generazione rinnovabile.** L'evoluzione del contesto europeo e mondiale ha contribuito a dettare un cambio di rotta nella politica energetica italiana, sfociata nel 2009 nell'attuazione del Pacchetto Legislativo Europeo Clima - Energia "20-20-20". Gli obiettivi europei vincolanti in termini di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, aumento dell'efficienza energetica (obiettivo non vincolante), e aumento di energia da fonti rinnovabili hanno portato ad un nuovo coinvolgimento pubblico nella definizione del quadro regolatorio di riferimento, indirizzando le scelte di investimento con focus sulla sostenibilità ambientale.

Ciò si è tradotto nella definizione di schemi incentivanti che nel periodo 2009-2014 hanno favorito una crescita esponenziale della generazione rinnovabile. Ad esempio, gli obiettivi in termini di capacità installata rinnovabile da fonte solare definiti nel Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili dell'Italia (NREAP, National Renewable Energy Action Plan) di giugno 2010 che recepiva la direttiva comunitaria sugli obiettivi al 2020, circa 10 GW nel 2020, sono stati raggiunti con largo anticipo negli anni 2010 e 2011, quando la capacità installata solare è passata da 3,5 GW a 12,8 GW. Le altre fonti rinnovabili quali eolico, idro-fluente e bioenergie sono cresciute con tassi più contenuti e nell'ordine di circa 1 GW all'anno per fonte. La generazione fotovoltaica è passata da circa 0,7 TWh nel 2009 a 22,3 TWh a fine 2014, e quella eolica da 6,5 TWh nel 2009 a 15,2 TWh a fine 2014. **La percentuale di generazione rinnovabile sulla generazione totale (Figura 5) è passata da 18-23% nel periodo 2000-2008 al 45%⁵ nel 2014, acquisendo più di venti punti percentuali nel periodo 2009-2014.**

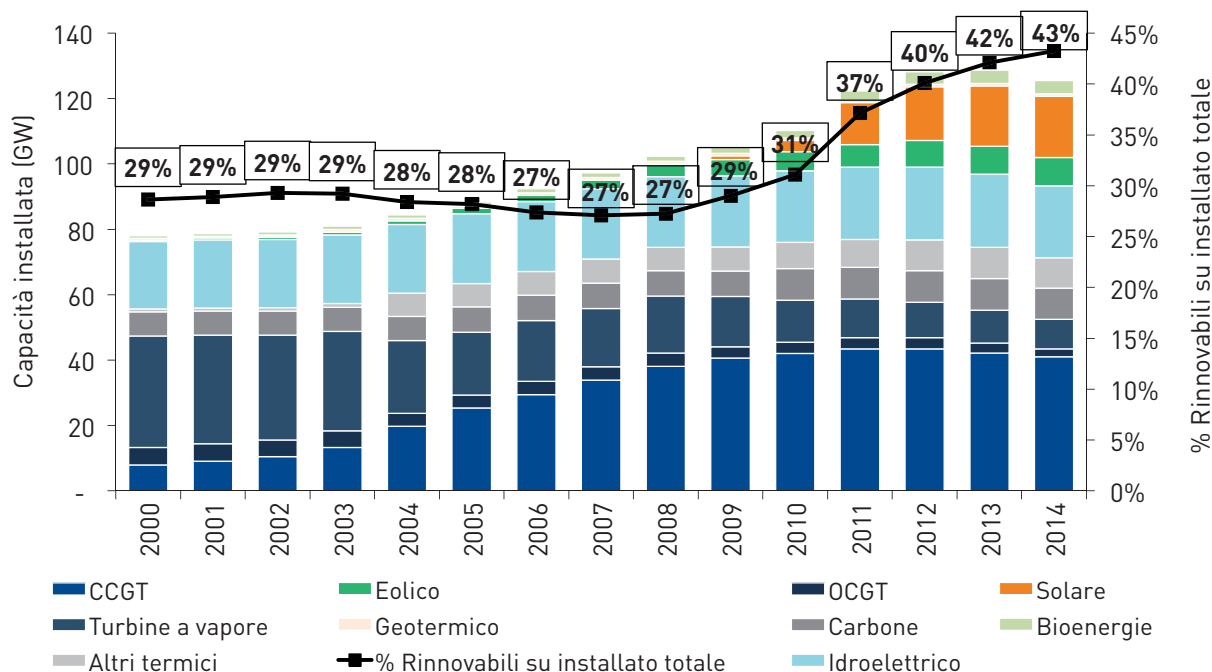
⁴ Il sistema europeo di scambio di quote di emissione (European Union Emissions Trading Scheme - EU ETS) è il principale strumento adottato dall'Unione europea, in attuazione del Protocollo di Kyoto, per ridurre le emissioni di gas a effetto serra nei settori energivori, ovvero i settori industriali caratterizzati da maggiori emissioni. L'obiettivo del sistema EU ETS è stato quello di aiutare gli Stati membri dell'UE ad adempiere ai loro obblighi di limitazione o riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra salvaguardando la redditività delle attività industriali.

⁵ La percentuale include la grande generazione idroelettrica.



FIGURA 4

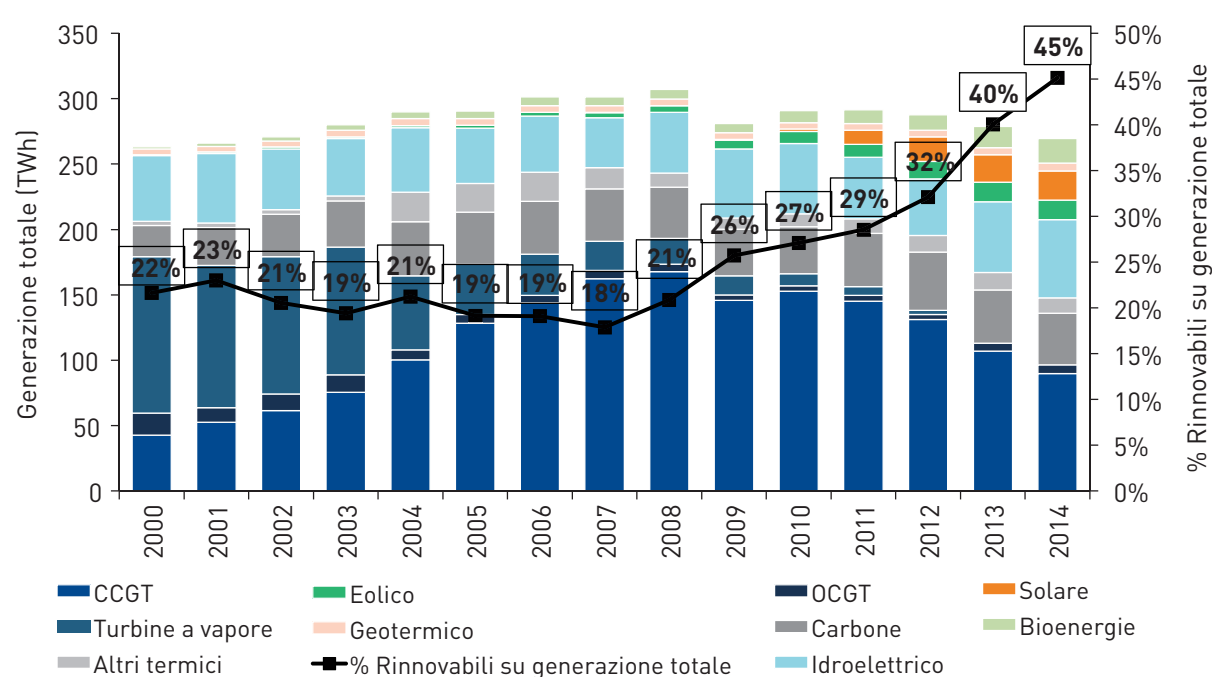
Evoluzione della capacità installata (GW)



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati Terna

FIGURA 5

Evoluzione della generazione elettrica (TWh)



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati Terna

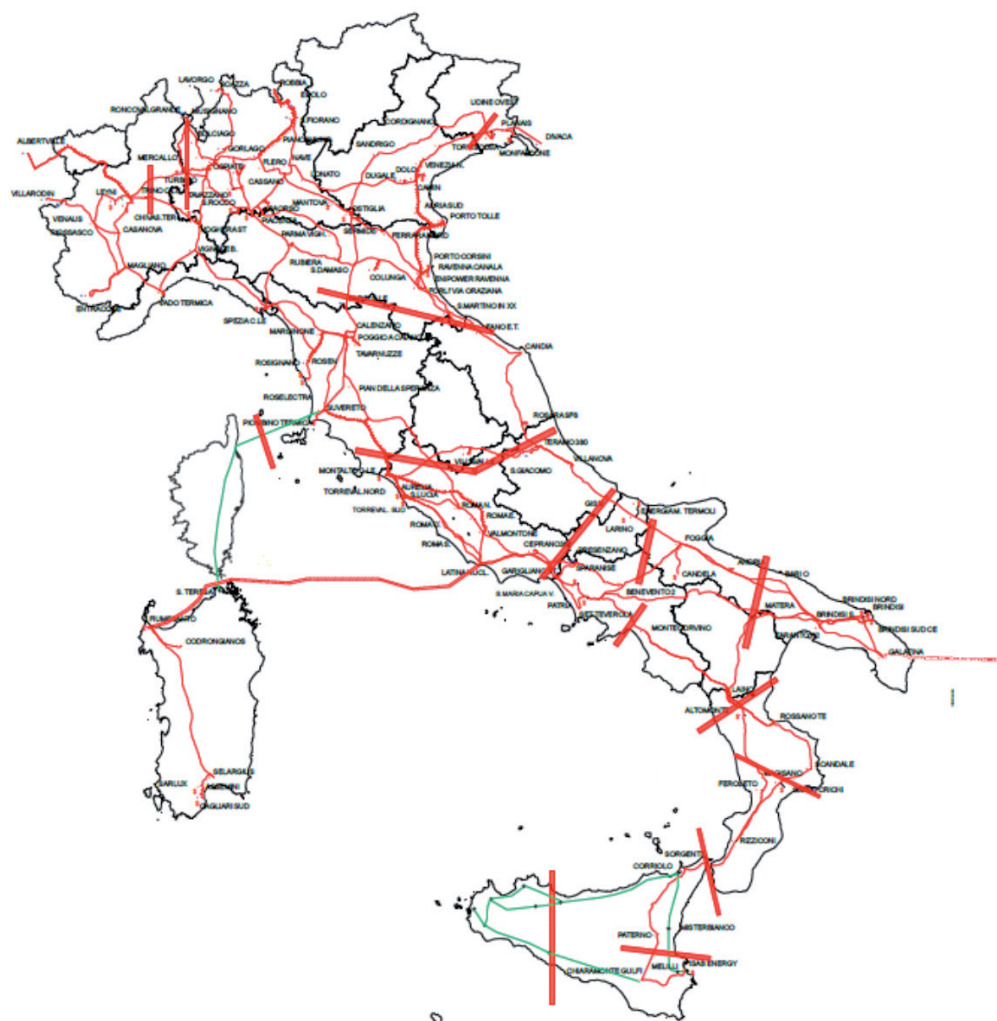
2.1.4 Struttura della rete ed evoluzione della generazione

La liberalizzazione del mercato e le conseguenti dinamiche concorrenziali (es. frammentazione del mercato tra molteplici soggetti produttori) hanno determinato problematiche nel controllo dello sviluppo della nuova generazione, anche alla luce dell'assenza di una pianificazione centralizzata e di una valutazione sistematica della redditività attesa dagli investimenti.

Gli investimenti in nuova capacità di generazione hanno sperimentato un andamento superiore rispetto agli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione (in considerazione anche dei tempi superiori di realizzazione di questi ultimi), generando problematiche di gestione in sicurezza della rete e di congestione interna. La Figura 6 mostra le aree della rete (linee rosse trasversali) dove sono attualmente necessari potenziamenti della rete di trasmissione volti alla risoluzione dei vincoli di transito.

FIGURA 6

Struttura della rete di trasmissione in Italia e aree che necessitano potenziamento nel 2014



Fonte: Terna – Le linee rosse trasversali indicano le aree della rete dove è necessario un potenziamento



Come evidenziato da Terna nel Piano di Sviluppo 2015, la rete italiana presenta delle significative congestioni tra:

- La Sicilia e la macro-zona Sud
- L'area di Foggia e Brindisi e la macro-zona Sud
- La macro-zona Sud e la macro-zona Centro-Sud
- La macro-zona Centro-Sud e la macro-zona Centro-Nord
- La macro-zona Centro-Sud e la Sardegna.

La presenza di congestioni è stata esacerbata negli ultimi 15 anni dalle dinamiche di sviluppo della capacità di generazione. A fronte di uno sviluppo delle reti di trasmissione caratterizzato da tempi lunghi, anche dovuti ai processi burocratici legati alle autorizzazioni e all'opposizione da parte delle comunità locali, il parco di generazione ha visto un progressivo *trend* di crescita delle fonti non programmabili e un ridimensionamento del peso di quelle programmabili.

Il TSO deve oggi fronteggiare la necessità di mantenere in sicurezza un sistema elettrico con una forte presenza di impianti di generazione non programmabile, collegati alle reti di media e bassa tensione (31 GW di generazione diffusa a fine 2014, più del 50% della domanda di picco dello stesso anno). Inoltre, la quota maggiore di tale capacità è composta da impianti di generazione solare di piccola o media taglia che per caratteristiche tecniche proprie (es. generazione asincrona) possono contribuire ad aggravare le problematiche di rete (es. incapacità di molti impianti di piccole dimensioni di assorbire variazioni di tensione della rete senza distaccarsi).

2.1.5 Disequilibrio tra domanda e offerta

Il sistema elettrico italiano si trova oggi in una situazione di sovraccapacità, aggravata dalla presenza di vincoli di interconnessione interna che limitano l'utilizzo efficiente del parco installato.

Nel periodo 2000-2008 la domanda elettrica e il relativo picco orario sono cresciuti in media rispettivamente dello 0,8% e dello 0,7% all'anno, con una crescita complessiva della domanda elettrica nel periodo pari al 14%. La capacità di generazione è cresciuta complessivamente del 45%, il triplo della crescita della domanda elettrica⁶. L'evoluzione della capacità convenzionale ha determinato impatti sul margine di riserva⁷, cresciuto dal 9% nel 2005 al 46% nel 2013 (Figura 7), evidenziando l'eccesso di capacità presente sul sistema. Nonostante la domanda di picco abbia subito le dinamiche della domanda elettrica evidenziando un relativo calo nel periodo analizzato, nel corso del mese di luglio 2015 si è verificato il picco massimo assoluto dei consumi elettrici in Italia. Un tale fenomeno genera ripercussioni sull'utilizzo attuale e futuro della capacità installata in Italia.

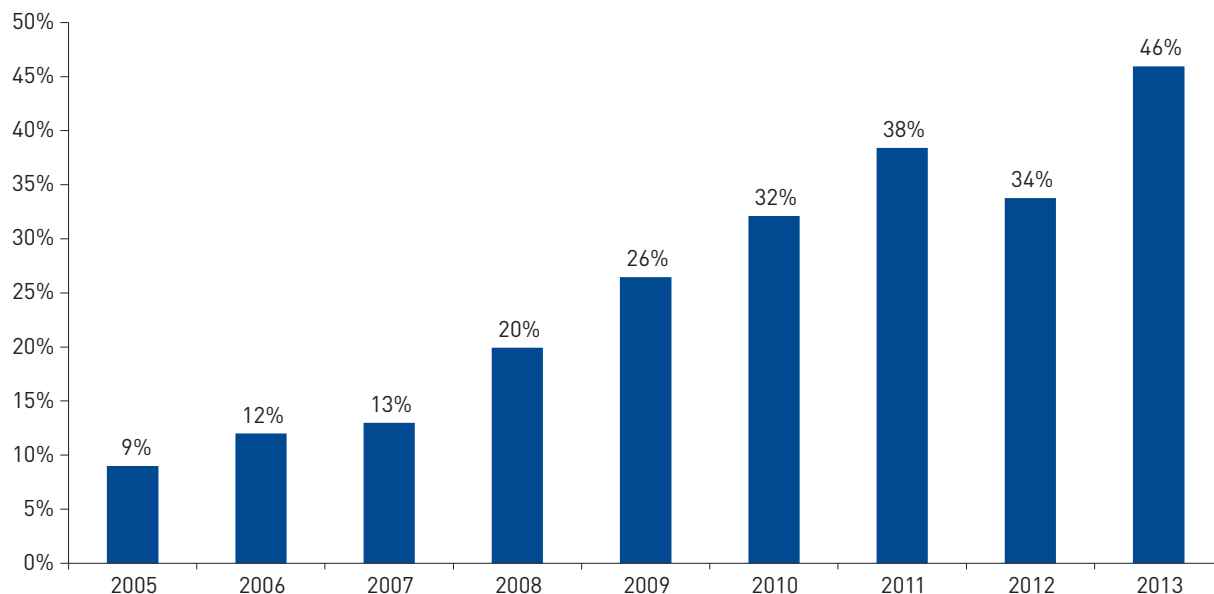
Nonostante i tassi di crescita della domanda elettrica siano stati positivi unicamente nel 2010 e nel 2011 (rispettivamente 3,2% e 1,3%), a fronte di una costante decrescita nel periodo 2012-2014, la capacità installata, prevalentemente fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), ha continuato

⁶ L'intervento del regolatore tramite il piano di dismissione delle GENCO (Generation Company proprietarie di centrali elettriche fino a quel momento di proprietà dell'ENEL), e il connesso programma di riconversione a ciclo combinato di alcuni impianti ha determinato una quota non irrilevante degli investimenti in capacità convenzionale.

⁷ Il margine di riserva della generazione elettrica si riferisce alla capacità di produzione disponibile eccedente la richiesta di potenza massima, che può essere prontamente attivata in caso di necessità (emergenze per guasti improvvisi o per interruzioni in parte delle linee).

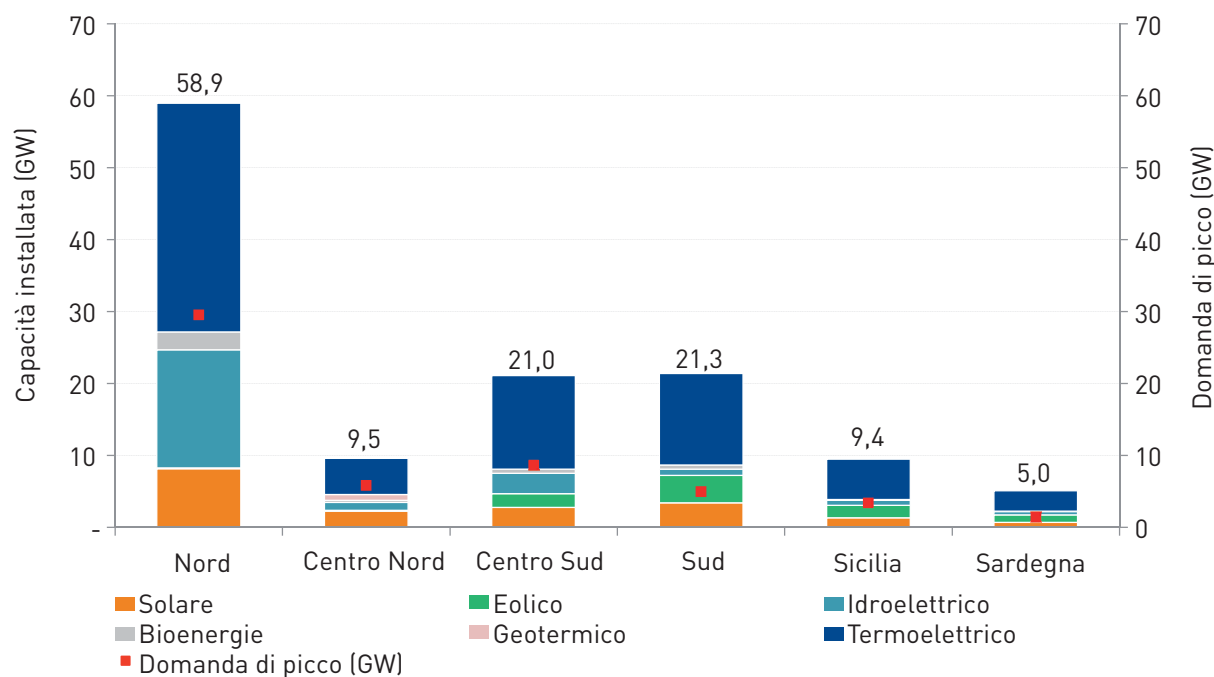
a crescere. In zone quali Centro Sud, Sud, Sicilia e Sardegna la sola capacità installata da fonte rinnovabile è risultata pari o addirittura superiore alla domanda di picco della zona (Figura 8).

FIGURA 7
Evoluzione del margine di riserva nel periodo 2005-2013



Fonte: Terna

FIGURA 8
Evoluzione della capacità installata a livello zonale nel 2014 confrontata alla domanda di picco zonale



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati Terna



2.1.6 Conseguenze sull'operatività degli impianti

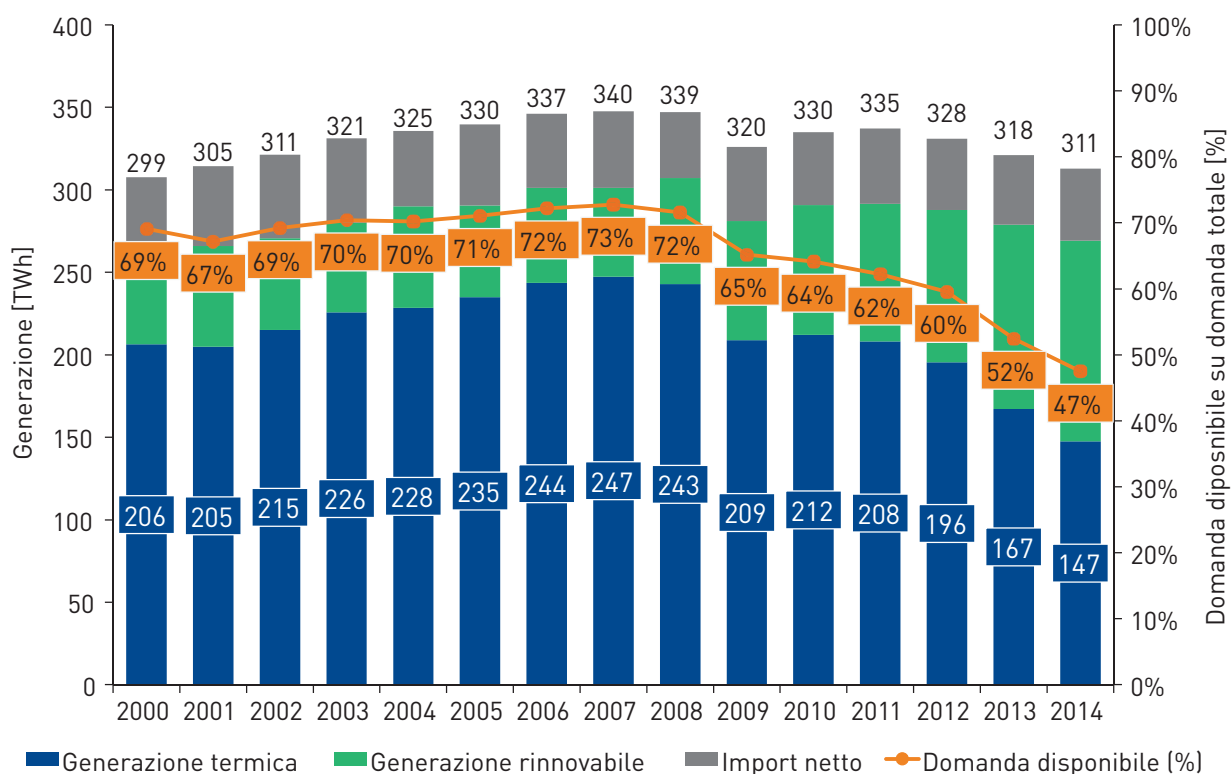
La persistenza di un eccesso di capacità, oltre ad impattare sugli esiti dei mercati e sulle prospettive di ricavo degli operatori, può potenzialmente intaccare la capacità del TSO di mantenere in sicurezza il sistema elettrico. Come evidenziato nella Figura 9, gli impianti su cui si ripercuotono maggiormente le conseguenze della sovraccapacità sono gli stessi impianti che offrono flessibilità al sistema, garantendo l'equilibrio, istante per istante, di domanda e offerta.

Nel 2014 la generazione rinnovabile (FRNP e non) ha rappresentato circa il 39% della domanda elettrica totale (35% nel 2013), l'import netto il 14% e la generazione termica solo il restante 47%. **I volumi generati da impianti rinnovabili, pur avendo rallentando la loro crescita, hanno registrato un nuovo aumento e hanno raggiunto il massimo storico (circa 121 TWh; +9% rispetto all'anno precedente), superando per la prima volta le vendite degli impianti a ciclo combinato.**

Tali dinamiche hanno ulteriormente velocizzato il processo di progressiva erosione del mercato contendibile dal parco termoelettrico, compresso tra la flessione della domanda e il consolidamento della generazione rinnovabile: rispetto ai valori dei primi anni 2000 la quota di mercato della generazione termoelettrica è diminuita del 25% circa.

FIGURA 9

Evoluzione della generazione rinnovabile e mercato contendibile dagli impianti termoelettrici in funzione della domanda

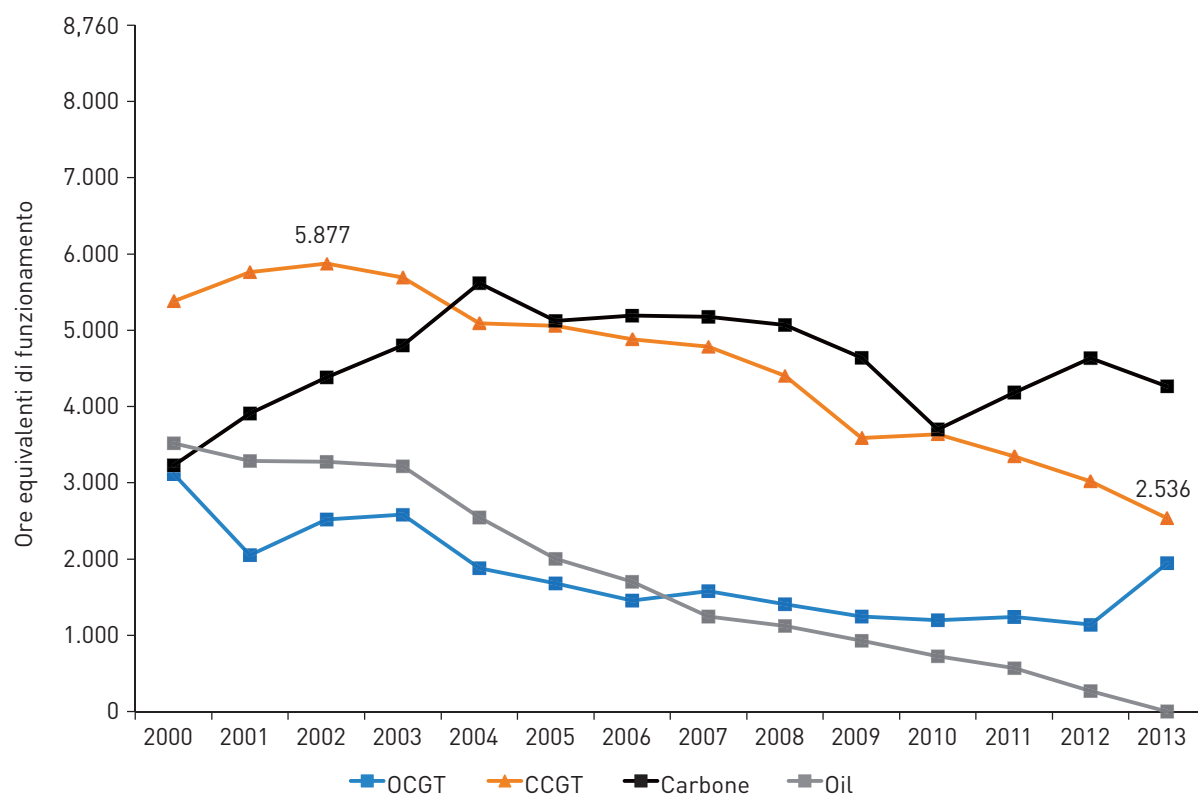


Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati Terna e GME. La domanda disponibile è calcolata come quota della domanda totale coperta dalla generazione termica

Gli impianti che hanno maggiormente assorbito tale calo sono stati gli impianti a ciclo combinato (CCGT), che sono passati da circa 6.000 ore equivalenti di funzionamento all'anno nel 2002 a circa 2.500 nel 2013.

FIGURA 10

Evoluzione delle ore di funzionamento su MGP



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati Terna

2.2 Evoluzione delle dinamiche di mercato

In Italia i Mercati a Pronti per la contrattazione di energia elettrica si suddividono in:

- Mercato del Giorno Prima (MGP), dove è possibile vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo
- Mercato Infra-giornaliero (MI), dove è possibile rinegoziare le posizioni precedentemente assunte nell'MGP
- Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), strutturato in una fase di programmazione (MSD ex-ante) ed una fase di Bilanciamento (MB), dove il TSO si approvvigiona delle risorse necessarie per il bilanciamento e la gestione in sicurezza del sistema elettrico.



2.2.1 Volumi movimentati

Il processo di liberalizzazione del mercato elettrico ha incluso nel 2004 l'avvio della Borsa elettrica⁸, gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME). A seguito del raggiungimento di tale obiettivo, il mercato elettrico italiano è stato per la prima volta in grado di fornire agli operatori un segnale di prezzo orario a supporto delle decisioni di investimento. Sin dai suoi primi anni di operatività l'MGP ha rivestito un ruolo centrale negli scambi di energia elettrica, anche grazie alla presenza di soggetti istituzionali, quali l'Acquirente Unico e il GSE, che hanno contribuito a sostenere la liquidità⁹ del mercato.

Nel 2014 la contrazione della domanda, come evidenziato in Figura 11, si è riflessa sia sull'MGP, che con 185 TWh scambiati si è attestato sui propri valori minimi (-10%), sia su MI, tornato sotto i 23 TWh dopo i picchi del 2012. Il calo della domanda elettrica è solo uno dei fattori che ha influenzato la riduzione dei volumi scambiati su MGP, impattati anche dall'andamento della generazione rinnovabile e dalle dinamiche di rischio in capo ai diversi operatori. L'iniziale introduzione del pagamento degli oneri di sbilanciamento per le FRNP con la Delibera 281/2012, poi annullata dal Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) della Lombardia, ha contribuito all'aumento dei volumi scambiati su MI. Dinamiche opposte si evidenziano per i volumi derivanti da contrattazione bilaterale e nominati su MGP, cresciuti nel 2014 del 16,9% dal minimo del 2013 (96 TWh). A dispetto del calo in termini assoluti, i volumi scambiati su MGP anche nel 2014 hanno rappresentato la quota principale (66%) dei volumi totali scambiati in Italia.

La presenza degli operatori istituzionali sostiene la liquidità del mercato, nel 2014 l'Acquirente Unico e il GSE hanno scambiato circa il 40% dei volumi totali su MGP.

A differenza dell'MGP, l'MI mostra un livello di liquidità molto basso. Una delle principali cause è legata alle tempistiche di chiusura di questo mercato (6 ore prima della consegna fisica) che non permettono una gestione ottimizzata della programmazione da parte delle FRNP. L'accuratezza del *forecasting* aumenta infatti al diminuire della finestra temporale esistente tra programmazione e consegna fisica. L'MI rappresenta un importante strumento di gestione del rischio volume per produttori e consumatori ma, date le sue attuali caratteristiche, i volumi movimentati su MI dalla generazione FRNP, soprattutto eolica, risultano ancora residuali e sono concentrati nelle fasi di mercato antecedenti al giorno di consegna.

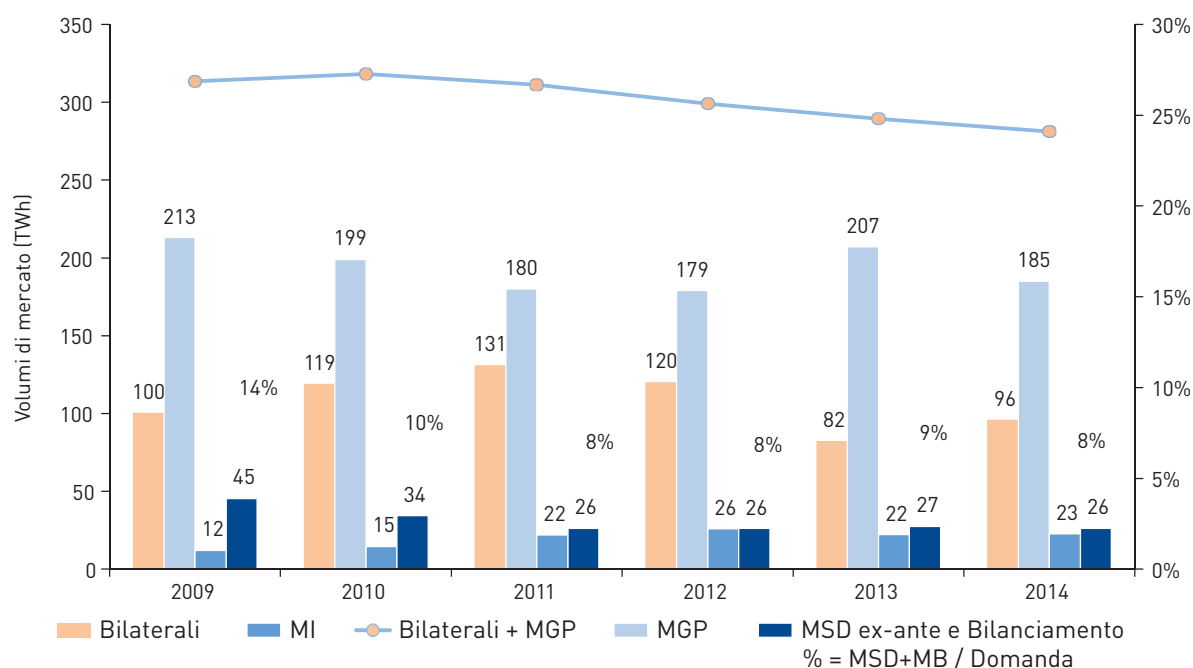
I volumi movimentati complessivamente su MSD/MB sono rimasti sostanzialmente invariati nonostante il calo di circa 20 TWh registrato su MGP. L'andamento del mercato MSD/MB è infatti relativamente indipendente dalle variazioni della domanda elettrica, in quanto esso rappresenta le movimentazioni necessarie a garantire il bilanciamento della rete. I volumi totali movimentati su MSD/MB sono rimasti invariati, con volumi delle offerte "a salire" in aumento rispetto alle offerte "a scendere".

⁸ Il Mercato Elettrico o Borsa Elettrica o IPEX (Italian Power Exchange) nasce in Italia il primo aprile 2004 a seguito dell'approvazione da parte del Governo e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas dei provvedimenti attuativi del D. Lgs. n. 79/99 (cd. "Decreto Bersani") che ha attuato la riforma strutturale del settore elettrico.

⁹ Un mercato è tanto più liquido quanto maggiore è il volume delle contrattazioni concluse sul mercato stesso.

FIGURA 11

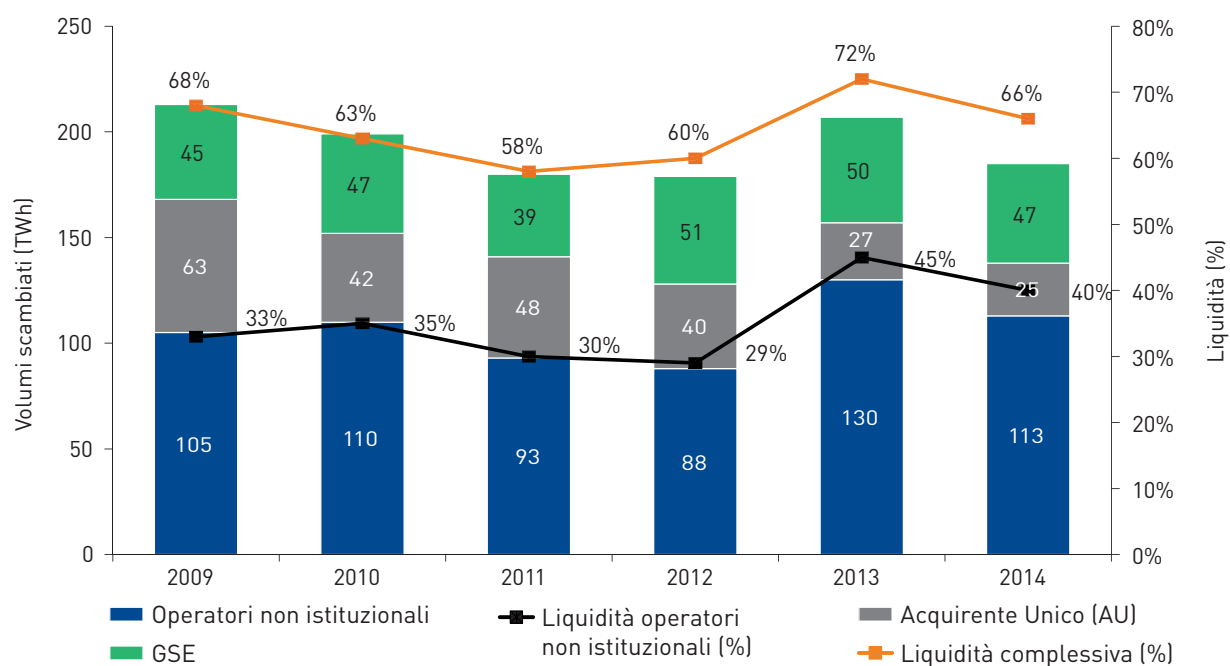
Evoluzione dei volumi movimentati sui diversi mercati e contrattazioni bilaterali



Fonte: Elaborazione Pöry Management Consulting su dati GME

FIGURA 12

Volumi scambiati su MGP per operatore



Fonte: Elaborazione Pöry Management Consulting su dati GME



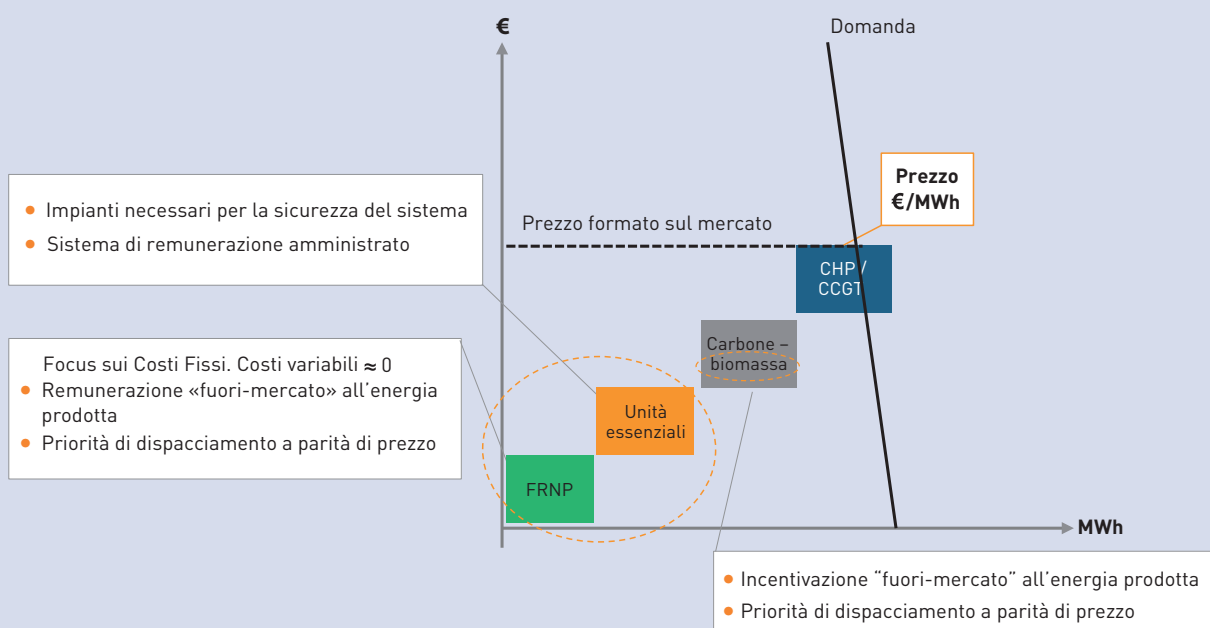
BOX 1 DINAMICHE DI FORMAZIONE DEL PREZZO SU MGP

Nell'MGP le offerte di vendita di energia elettrica accettate sono valorizzate al prezzo marginale. La curva di merito economico in esito all'MGP, a parità di prezzo, è definita coerentemente con i seguenti criteri di priorità:

- Unità FRNP
- Unità essenziali¹
- Unità alimentate da fonti rinnovabili programmabili
- Unità di cogenerazione
- Unità CIP6
- Unità convenzionali
- Contratti bilaterali.

FIGURA 13

Volumi scambiati su MGP per operatore



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati GME

Già dai primi anni del processo di liberalizzazione, le esternalità prodotte sulla rete dalle singole attività di generazione e dalla loro localizzazione, le caratteristiche intrinseche della stessa rete di trasporto con presenza di vincoli interni e l'attuale impossibilità di stoccare energia elettrica a costi ridotti hanno causato una serie di "fallimenti del mercato" imponendo l'intervento dell'autorità pubblica volto alla creazione di "regimi speciali". In Italia un esempio di "regime speciale"

¹ In Italia la disciplina delle unità essenziali è definita dall'Allegato A della delibera AEEGSI n. 111 del 9 giugno 2006 (111/06) e sue successive modifiche.

è rappresentato dalle unità di produzione considerate “essenziali” per la sicurezza del sistema elettrico, ossia quelle “*unità di produzione o di consumo che possono risultare indispensabili ai fini del dispacciamento in alcune prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico*”. La disciplina degli impianti essenziali è stata introdotta come misura preventiva all’esercizio del potere di mercato di determinati impianti. I citati impianti, in virtù della loro essenzialità ai fini del dispacciamento (e quindi della sicurezza della rete), vengono di fatto “precettati” annualmente da Terna ai sensi della delibera 111/06 dell’AEEGSI e, in virtù di tale precettazione, sono obbligati a presentare offerte sui mercati dell’energia ed in MSD a prezzi che vanno da zero al costo variabile di impianto. A fronte di questa forma di “amministrazione” obbligata l’impianto essenziale riceve forme di reintegrazione dei costi che differiscono a seconda dello specifico regime di essenzialità riconosciuto (tali forme di remunerazione dovrebbero ridursi nel medio-lungo termine).

Nelle ore in cui viene esercitata l’essenzialità, con potenziale presentazione di offerte a prezzo zero, le dinamiche di offerta degli impianti essenziali possono essere accumulate a quelle degli impianti FRNP, anche se la motivazione della presentazione di offerte a zero diverge largamente nei due casi. Le fonti rinnovabili, avendo costi marginali molto bassi o nulli, presentano tipicamente offerte a prezzo zero agendo come “*price takers*”. Il meccanismo di formazione del prezzo marginale su MGP² consente alle **fonti rinnovabili di offrire a prezzo zero e di essere remunerate al prezzo dell’impianto più costoso senza partecipare attivamente al mercato**. La concorrenza sull’MGP avviene quindi tra gli impianti termoelettrici.

Se nei primi anni di funzionamento l’esito economico dell’MGP coincideva largamente con il reale funzionamento degli impianti – e i mercati successivi avevano la funzione di ottimizzarne l’esito consentendo una gestione prossima al tempo reale degli eventi che intercorrevano tra la chiusura del mercato e il dispacciamento fisico – **la presenza di impianti rinnovabili con strutture di costo differenti ha inciso negativamente sulla capacità del MGP nel fornire segnali di prezzo chiari ed efficaci**.

² Su MGP tutte le unità vengono remunerate al prezzo presentato dall’ultima unità che contribuisce a soddisfare la domanda elettrica

2.2.2 Evoluzione dei prezzi sui mercati dell’energia

Le dinamiche di formazione del prezzo sono notevolmente cambiate negli ultimi 15 anni. Nel primo decennio degli anni duemila l’ondata di investimenti in CCGT ha contribuito a determinare una forte influenza sul prezzo MGP delle dinamiche di sviluppo del prezzo gas, in quanto principale componente di costo di tali impianti. Le tecnologie di offerta presentavano strutture di costo simili, con un maggior peso dei costi variabili di generazione rispetto ai costi fissi di struttura. Le movimentazioni su MSD e Bilanciamento erano prevalentemente dettate da vincoli di rete e congestioni locali con un minore impatto dell’energia movimentata per puro bilanciamento, *trend* confermato dall’evoluzione dei costi per il servizio di dispacciamento.

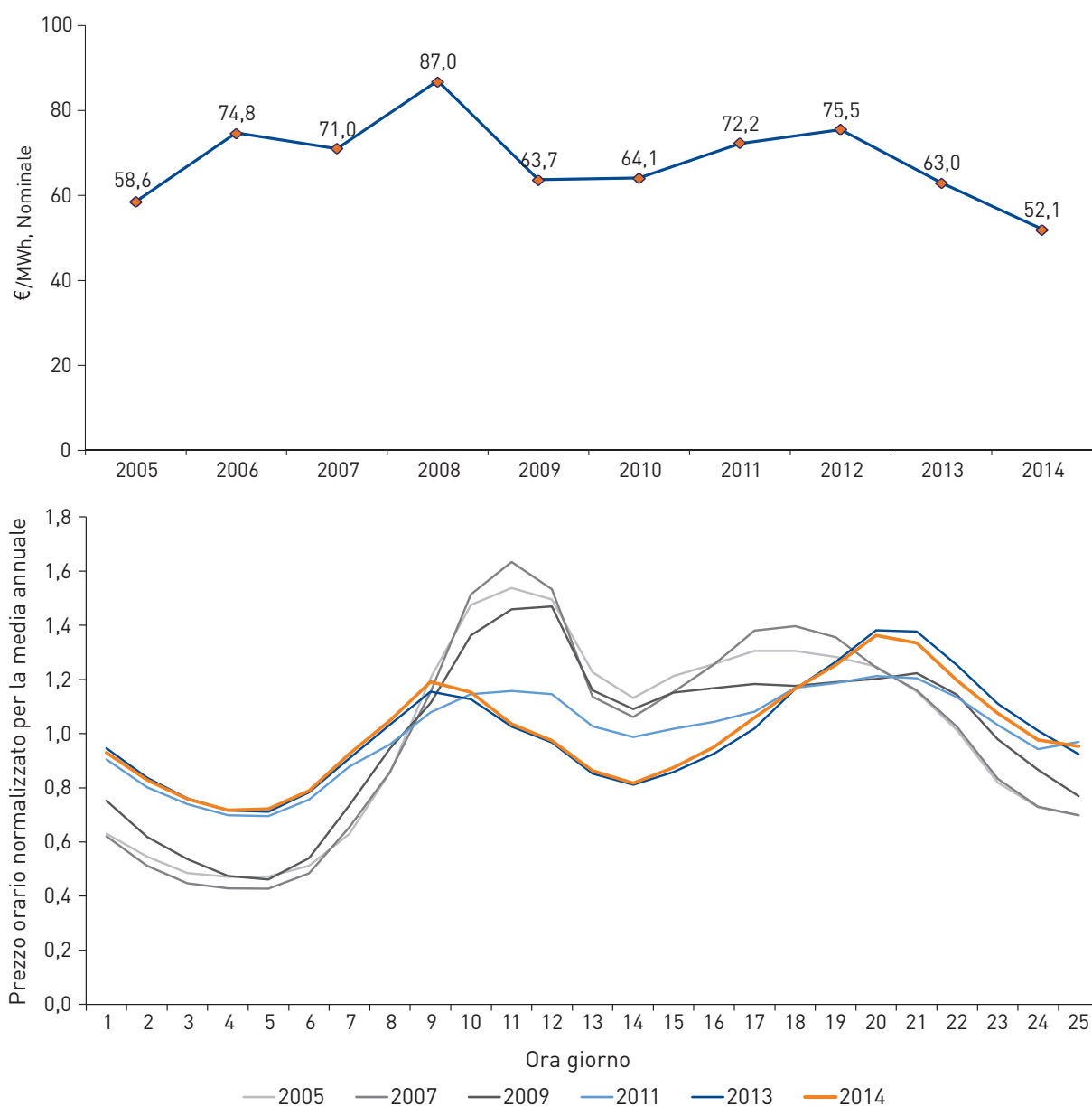
Con la forte crescita della generazione FRNP, nella stessa piattaforma di mercato hanno iniziato a coesistere due gruppi di tecnologie caratterizzate da strutture di costo e logiche di mercato differenti: gli impianti convenzionali programmabili, con elevati costi variabili e costi fissi relativamente bassi, e le tecnologie FRNP con costi variabili prossimi allo zero ma elevati costi fissi.



Nel 2014 la generalizzata diminuzione del costo dei combustibili, la decrescita della domanda elettrica e l'ormai consolidata espansione della produzione rinnovabile hanno favorito una significativa flessione dei prezzi elettrici ai livelli minimi dell'ultimo decennio. In Italia nel 2014 il PUN annuale si è attestato a 52,08 €/MWh, il valore più basso dall'avvio del mercato, continuando tuttavia a mostrare un differenziale ancora elevato coi paesi limitrofi. **La partecipazione delle FRNP all'MGP non ha solo favorito una riduzione dei prezzi elettrici con conseguenti benefici per il sistema ma ha anche modificato significativamente la curva stessa dei prezzi orari**, come mostrato in Figura 14.

FIGURA 14

Evoluzione del prezzo MGP nominale (sopra) e curva di prezzo orario (sotto)



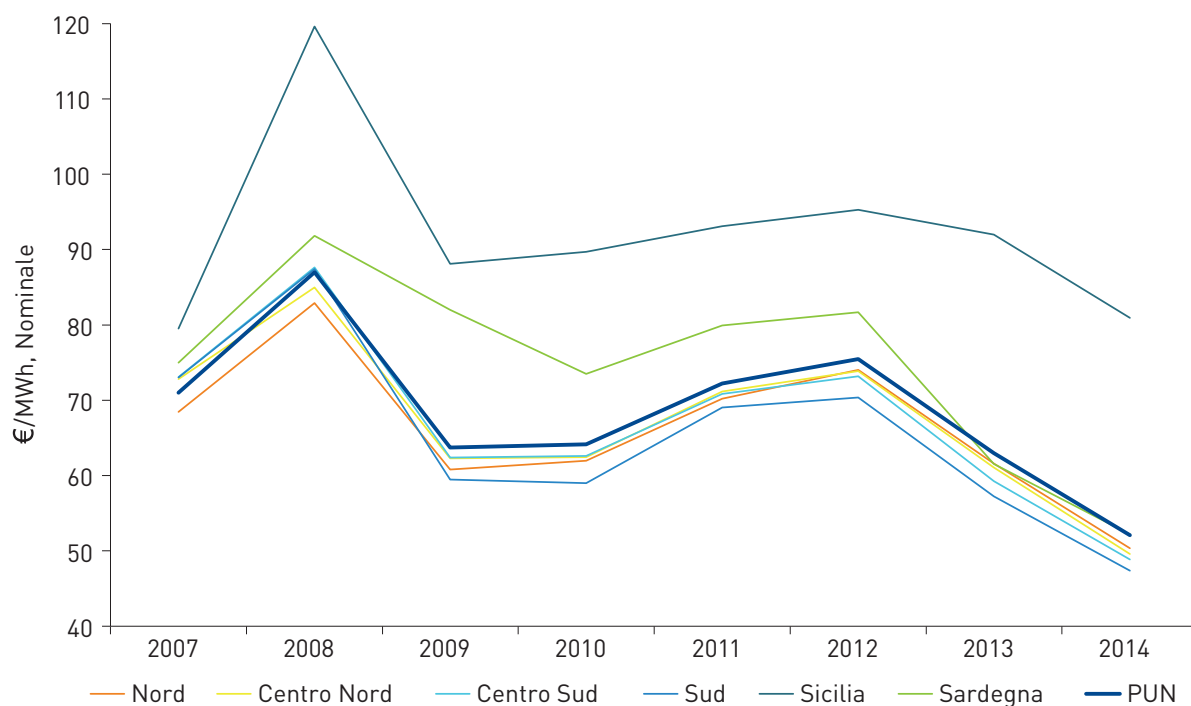
Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati GME

L'incremento della generazione FRNP, in particolare quella solare, ha portato ad una contrazione dei prezzi nel "primo picco" ed un incremento in quello "serale". Gli impianti convenzionali che durante le ore diurne non recuperano i costi di generazione, o nel caso più estremo non rientrano nella curva di merito, tendono infatti a recuperare la redditività persa durante le ore serali, quando la generazione rinnovabile è inferiore ed è richiesto il loro contributo al soddisfacimento della domanda elettrica.

L'evoluzione dei prezzi di vendita zonali conferma il quadro già emerso a livello nazionale, incorporando differenze di prezzo che appaiono legate al diverso peso assunto localmente dalla contrazione della domanda e dalla crescita dell'offerta rinnovabile. In particolare, i prezzi di vendita delle zone continentali denotano una sostanziale convergenza attestandosi sui livelli più bassi di sempre (47-52 €/MWh), con ribassi superiori al 15% rispetto all'anno precedente. Mentre i prezzi della Sardegna si sono allineati a quelli del continente, la Sicilia continua a mantenere un forte differenziale di prezzo principalmente a causa di vincoli di transito infra-zonali.

FIGURA 15

Evoluzione del prezzo zonale MGP



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati GME

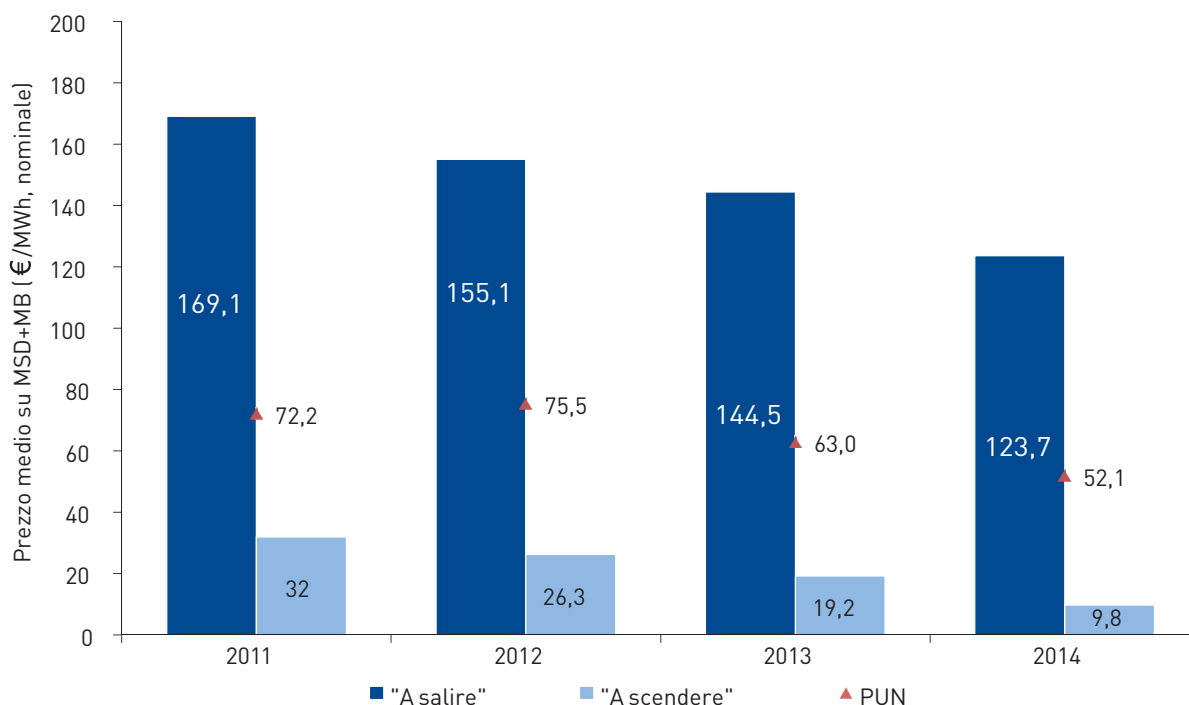
La dinamica dei prezzi su MI presenta una stretta correlazione con l'evoluzione dei prezzi sull'MGP. I prezzi MI hanno continuato a scendere, con un calo del 16-18%, raggiungendo il minimo storico. Il prezzo medio nelle sessioni è variato tra 51,03 €/MWh di MI2 e 59,46 €/MWh di MI4, mostrando per la prima volta nel 2014 un sostanziale allineamento del MI1 al PUN (+0,1%) e livelli inferiori nelle sessioni successive. L'effetto è legato ai volumi movimentati su questo mercato dalla generazione rinnovabile.



Un notevole calo si può riscontrare anche per i prezzi delle offerte “a salire” e “a scendere” su MSD ed MB, con 20 €/MWh in meno rispetto al prezzo del 2013 per le offerte “a salire”, e circa 10 €/MWh in meno per le offerte “a scendere”, a fronte di una riduzione del PUN di circa 11 €/MWh tra un anno e l’altro.

FIGURA 16

Prezzi su MSD ed MB (€/MWh)



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati GME

L’attuale condizione di mercato è ben riflessa da un’analisi della remunerazione di un impianto CCGT non CHP¹⁰. Nel 2014 la somma dei margini unitari (lordi) ottenuti dagli impianti CCGT non CHP è stata decisamente inferiore ai costi di investimento e altri costi fissi, considerando anche i margini unitari (lordi) derivanti da MSD e MB¹¹ (e dal sistema transitorio di remunerazione della capacità¹²).

¹⁰ Impianti a ciclo combinato con sola produzione di energia elettrica. Il calore generato dal processo di generazione non viene recuperato per utilizzi industriali o altri utilizzi.

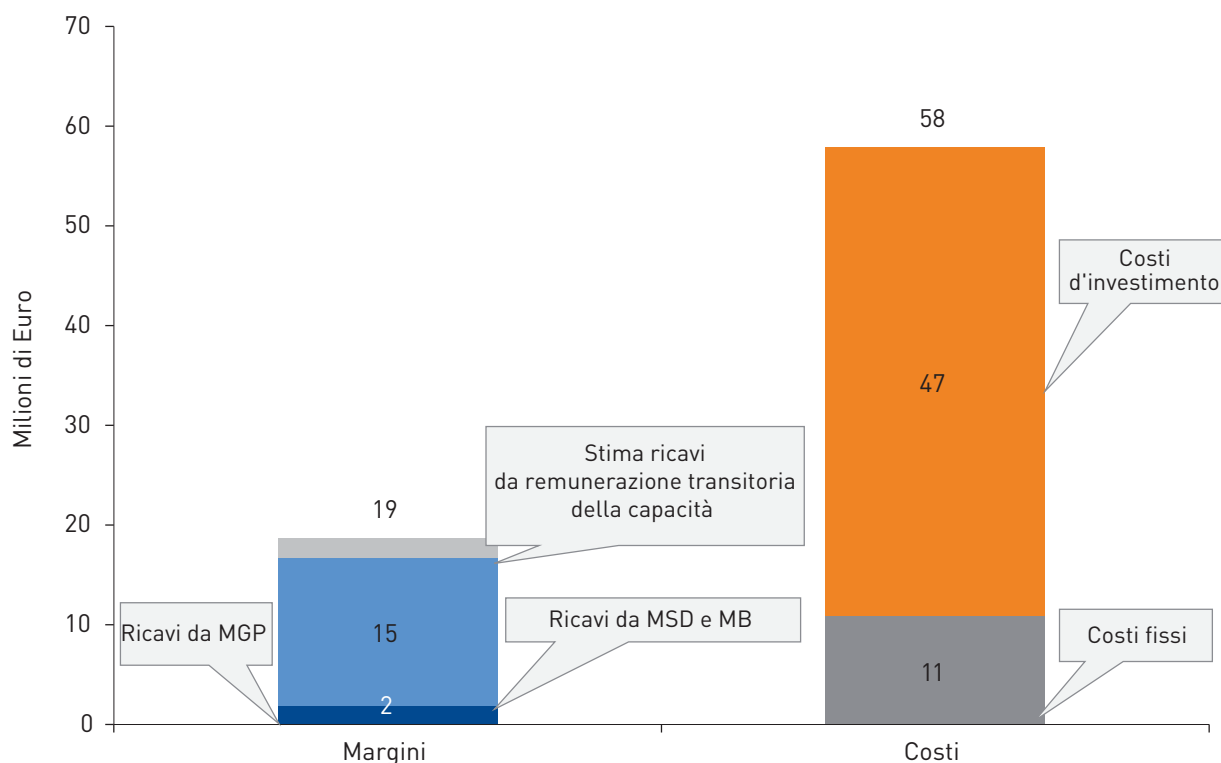
¹¹ I ricavi dell’MGP sono stimati considerando i volumi prodotti dai CCGT non CHP da 800 MW e lo *spread* catturato da questa tipologia di impianto. I ricavi derivanti da MSD e MB sono stimati moltiplicando la profittabilità annuale media dei CCGT (espressa in €/MW/anno) per la capacità complessiva installata. I costi fissi e d’investimento di questo impianto tipo sono stati ricavati da un’analisi svolta dal DECC (Department of Energy and Climate Change).

¹² Il meccanismo transitorio di remunerazione della capacità ha lo scopo di fornire un flusso separato di ricavi ai produttori che offrono al sistema la loro capacità di generazione. Attualmente sono presenti solo disposizioni transitorie in Italia, che hanno un impatto limitato sul funzionamento del mercato. Queste ultime sono state introdotte con il Decreto Legislativo 379/2003, seguito successivamente dalla risoluzione 48/04 dell’AEEG; a luglio 2011 l’Autorità ha pubblicato una regolazione che mira a fornire un nuovo quadro completo di principi per l’implementazione di un nuovo meccanismo di remunerazione della capacità approfondito nel Paragrafo 7.2.1.1.

Il recupero di tali costi costituisce una condizione necessaria per le decisioni di investimento e/o di mantenimento in servizio degli impianti esistenti, e la mancata ripresa dei margini può comportare un rischio per la gestione in sicurezza del sistema laddove questi impianti, principale fonte di flessibilità per il sistema, si dovessero trovare costretti ad interrompere l'attività.

FIGURA 17

Copertura dei costi fissi e d'investimento da parte di un CCGT non CHP nel 2014



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati GME e Terna

2.3 Evoluzione della bolletta elettrica e dei costi di sistema

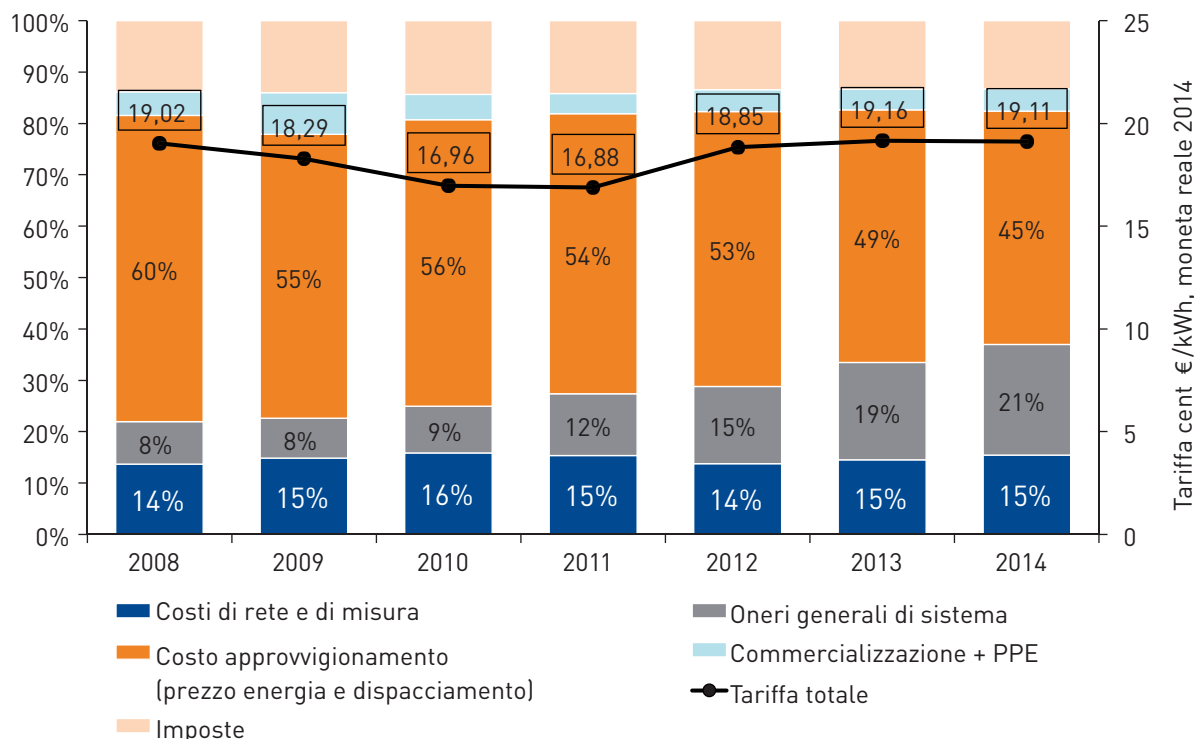
L'analisi della bolletta elettrica di un tipico consumatore residenziale può fornire un'indicazione di come l'evoluzione del prezzo elettrico su MGP e del costo totale per i servizi di dispacciamento siano stati riflessi nel prezzo pagato dall'utente finale (Figura 18).

La tariffa elettrica tra l'anno 2008 e l'anno 2014 è rimasta relativamente invariata, con un calo registrato unicamente negli anni 2010 e 2011. In termini relativi, invece, il peso rivestito dalle sue componenti è mutato notevolmente.



FIGURA 18

Evoluzione della tariffa elettrica per un cliente residenziale per componenti principali (2008-2014)¹³



Fonte: Elaborazione Pöyry su dati AEEGSI; in termini assoluti, la tariffa totale è mostrata in moneta reale 2014 eliminando così l'effetto dell'inflazione

Il peso del costo di approvvigionamento, che include la componente energia e il costo di dispacciamento, è diminuito di circa 4 punti percentuali tra il 2014 e il 2013, nonostante la componente energia, equiparabile al PUN¹⁴, si sia ridotta di circa il 17%

Un trend analogo si è verificato anche nell'anno precedente. Infatti tra il 2012 e il 2013 il PUN è diminuito del 16%, a fronte di una riduzione del peso della componente del costo di approvvigionamento in tariffa limitata ancora a circa 4 punti percentuali.

¹³ La figura fa riferimento alla composizione del prezzo dell'energia elettrica al netto delle imposte per un consumatore domestico tipo (3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo). Il dato presentato corrisponde alla media dei quattro trimestri dell'anno di riferimento. Le macro-componenti sono rappresentate dalle imposte; dalla somma del costo di approvvigionamento (componenti direttamente connesse con la produzione di energia elettrica); dalla somma delle altre componenti, quali costi di rete e misura, altri oneri generali di sistema e commercializzazione. Gli oneri generali di sistema sono le componenti: A2 copertura del decommissioning nucleare; A3 copertura incentivi FRNP e assimilate; A4 copertura regimi tariffari speciali per Ferrovie dello Stato; A5 sostegno ricerca di sistema; As copertura oneri bonus elettrico; Ae copertura agevolazioni industrie manifatturiere ad alto consumo di energia; UC4 copertura compensazioni per imprese elettriche minori; UC7 promozione efficienza energetica; MCT copertura compensazioni territoriali per presenza di impianti nucleari.

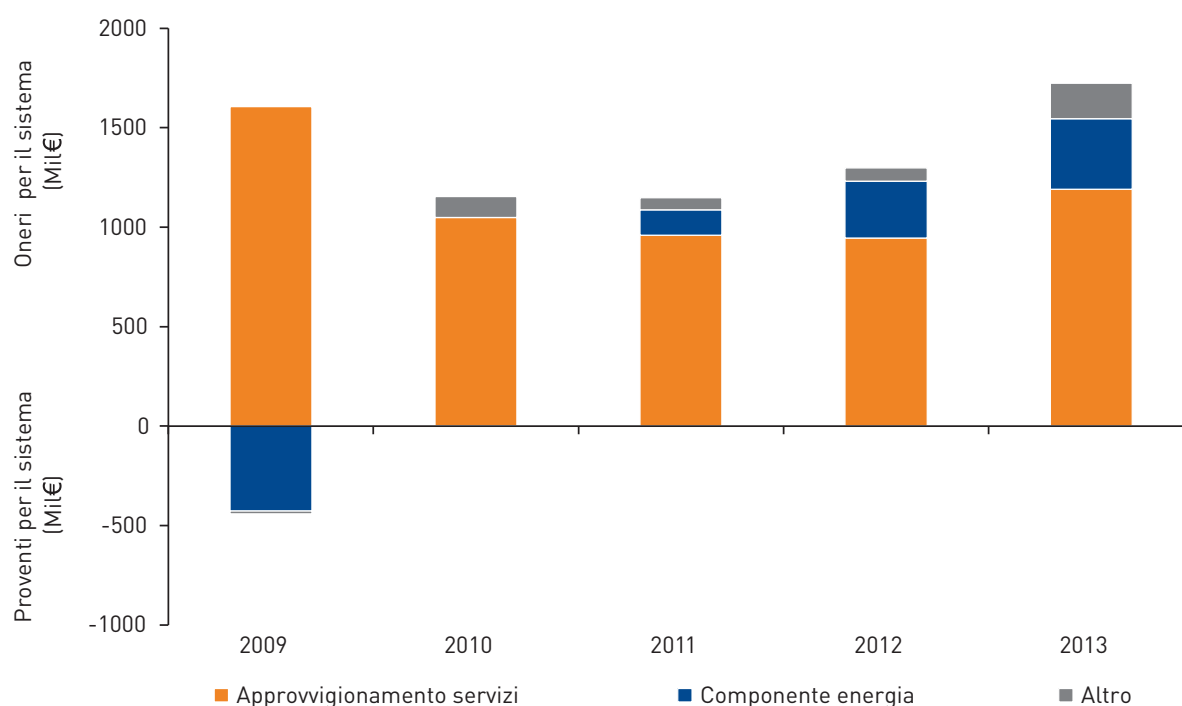
¹⁴ Le offerte di acquisto di energia elettrica sono valorizzate al PUN, mentre le offerte di vendita al prezzo zonale. L'evoluzione del PUN è rappresentata nella Figura 14.

La diminuzione del PUN in quei anni è stata di fatto controbilanciata dall'aumento dei costi dei servizi di dispacciamento. La Figura 19, evidenzia tale aumento, in particolare nel cosiddetto *uplift*, legato alla necessità per il TSO di acquistare maggiori risorse per bilanciare in tempo reale la rete in presenza di una maggiore quota di produzione da fonti rinnovabili intermittenti.

A fronte della diminuzione del peso complessivo della componente del costo di approvvigionamento, il peso degli oneri generali di sistema, di cui la componente A3 per l'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate è la voce principale, è invece progressivamente aumentato nello stesso intervallo 2012-2014 del 6%.

FIGURA 19

Costi per l'approvvigionamento di risorse nel mercato dei servizi di dispacciamento (cosiddetto *uplift*)



Fonte: AEEGSI, GME

2.4 Aree di intervento

La crisi macro-economica che ha colpito i mercati negli ultimi anni ha contribuito a far emergere con forza le inefficienze strutturali del sistema elettrico italiano, evidenziando una serie di criticità da affrontare:

- Presenza di elevati oneri di sistema in particolare per le attività di dispacciamento
- Incapacità del mercato di fornire segnali di prezzo efficaci su differenti orizzonti temporali
- Limitata integrazione delle FRNP e dalla generazione distribuita
- Criticità nelle modalità di cooperazione tra TSO e DSO per il mantenimento in sicurezza del sistema elettrico e la gestione del bilanciamento.



Gli strumenti di mercato attualmente disponibili risultano inefficaci nel rispondere alle esigenze del sistema e alla risoluzione delle criticità presenti. La Figura 20 riassume gli attuali strumenti e le relative inefficienze.

FIGURA 20

Inefficienza degli strumenti del sistema elettrico

Strumenti		Inefficienze degli strumenti
Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati	Valorizzazione sbilanciamenti	Modalità di valorizzazione e meccanismo di calcolo degli sbilanciamenti differenziati per unità abilitate e unità non abilitate (le FRNP sono valorizzate come unità non abilitate con un meccanismo di perequazione) favoriscono forme di arbitraggio tra i mercati ed elevati oneri di sistema.
	Regole di partecipazione ai mercati e dispacciamento fisico	Il dispacciamento punto a punto delle diverse unità rende difficoltosa l'integrazione fisica delle FRNP sulle reti di distribuzione in quanto non direttamente controllate dal TSO. La gestione commerciale per singola unità non permette forme di ottimizzazione attraverso la creazione di portafogli.
Struttura dei mercati	Mercati della capacità	Il quadro normativo inerente ai mercati della capacità non è completo (deve ancora essere approvato a livello europeo); è necessario identificare i modelli ottimali che garantiscano la sicurezza del sistema e forniscano chiari segnali di prezzo al mercato attualmente assenti o inefficaci.
	MGP	A livello strutturale l'effetto combinato di un eccesso di offerta e calo della domanda elettrica ha determinato un crollo dei prezzi MGP. La presenza di tecnologie con strutture di costo differenti e di impianti con remunerazioni amministrare incide negativamente sull'efficacia del Mercato del Giorno Prima (MPG) di fornire adeguati segnali di prezzo.
	MI, MSD ed MB	I mercati presentano criticità in termini di struttura, tempistiche, prodotti negoziati e modalità di accesso. Elementi di natura fisica ed inefficienze su MGP hanno un impatto non trascurabile sui volumi negoziati, in particolare su MSD.
	Partecipazione FRNP, GD e domanda ai servizi di rete	Le FRNP e la generazione distribuita sono poco integrate nel sistema sia da un punto di vista fisico che di mercato. Le attuali regole di mercato limitano la partecipazione di queste fonti e della domanda a MSD/MB.
Ruolo delle reti		Il ruolo del DSO nella gestione del dispacciamento sulle reti di distribuzione non è disciplinato così come le modalità di cooperazione con il TSO.

La valorizzazione degli sbilanciamenti in Italia prevede modalità e meccanismi di calcolo differenziati per unità abilitate e unità non abilitate (le FRNP sono valorizzate come unità non abilitate con un meccanismo di perequazione). I meccanismi esistenti non favoriscono una responsabilizzazione di tutti gli operatori in fase di programmazione, generando un comportamento inefficiente sui mercati dell'energia che si traduce in un aumento continuo degli oneri di sistema.

La gestione commerciale delle partite economiche per singolo punto non permette agli operatori, soprattutto se gestori commerciali di unità di piccole dimensioni, di poter ottimizzare la propria posizione a mercato. L'assenza di meccanismi premianti o penalizzanti che incentivino gli operatori a mantenere una posizione bilanciata sui mercati contribuisce a rendere inefficaci i segnali di prezzo in esito agli stessi.

Per garantire la sicurezza del sistema e fornire chiari segnali di prezzo di medio-lungo termine, attualmente assenti o inefficaci, l'Autorità ha previsto l'istituzione di mercati della capacità. Il quadro normativo inerente ai mercati della capacità non è però completo (la regolazione deve essere ancora approvata a livello comunitario). Un altro strumento efficace per fornire corretti segnali di prezzo agli operatori è quello della contrattazione di lungo periodo che dovrebbe essere favorita con strumenti ed interventi ad hoc con particolare riferimento alle fonti rinnovabili.

Il mercato MGP fornisce segnali di prezzo poco affidabili e spesso inefficaci, a causa di distorsioni strutturali quali:

- Presenza di tecnologie con strutture di costo e modalità operative differenti
- Mancata partecipazione attiva di tutte le fonti alla programmazione della generazione e del consumo che non permette di definire programmi di immissione/prelievo eseguibili in esito a questo mercato
- Fenomeno di "erosione" dei prezzi generato dalle fonti rinnovabili supportate da remunerazioni "fuori mercato" per l'energia prodotta
- Meccanismi di Cap e Floor (a zero) che non permettono di riflettere il Costo intertemporale di Breve Termine (costo opportunità di spegnimento-accensione dell'impianto che deve riflettere una libera scelta dell'operatore, e non una costrizione eventualmente dettata da congestioni di rete e zonalità)
- Assenza di prodotti differenziati che riflettano le diverse condizioni di operatività del mercato
- Anomalia legata al ruolo "pivotale" del GSE che differenzia il sistema italiano rispetto altri paesi europei
- Presenza di forme di remunerazione amministrata per determinati impianti convenzionali che godono di priorità di dispacciamento volto alla gestione in sicurezza delle reti (fenomeno che dovrebbe ridursi nel medio periodo).

Le distorsioni di mercato originate su MGP vengono riflesse anche su MI, MSD e Bilanciamento, mercati questi ultimi che presentano le seguenti criticità:

- Chiusura dei mercati infra-giornalieri e di bilanciamento lontana dal tempo reale che non favorisce l'ottimizzazione della programmazione e la liquidità su questi mercati
- Assenza di mercati e prodotti con orizzonte di pianificazione di medio-lungo termine che garantiscano una migliore gestione in sicurezza del sistema e contribuiscano a ridurre il rischio prezzo e volume per acquirenti e venditori
- Limitazioni alla partecipazione a MSD e MB di determinate tecnologie
- Impossibilità di offrire separatamente servizi «a salire» o «a scendere», mentre è invece prevista l'abilitazione a singoli servizi
- Inefficienze strutturali quali localizzazione degli impianti, localizzazione della domanda, struttura della rete e inefficiente programmazione a valle di MGP che contribuiscono a determinare elevati volumi movimentati su MSD e MB e conseguentemente elevati costi.

L'attuale quadro regolatorio e di mercato non prevede la partecipazione delle FRNP, della generazione distribuita e della domanda a MSD e MB. L'attuale struttura e requisiti dei prodotti e servizi negoziabili rende difficoltosa l'integrazione di queste unità.

L'integrazione delle unità connesse alle reti di distribuzione, che rappresentano una preziosa risorsa per il mantenimento in sicurezza del sistema elettrico, deve essere accompagnata dalla definizione di un modello di cooperazione tra i DSO e il TSO attualmente non definito.

3 SCENARIO EVOLUTIVO

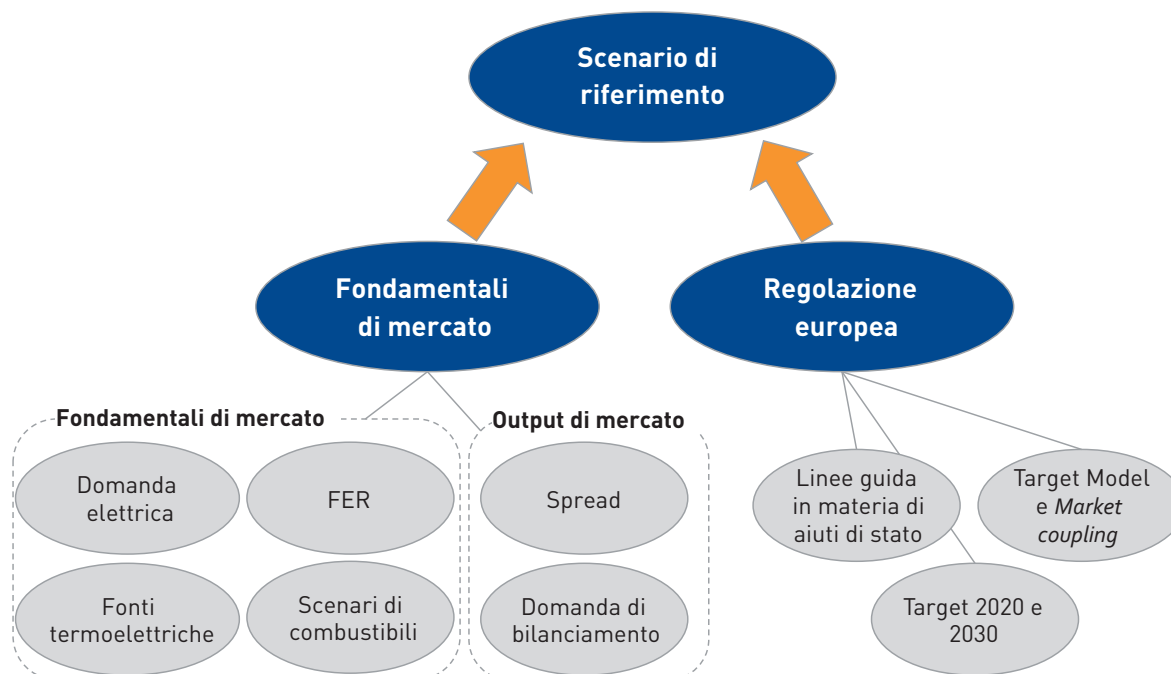
La definizione del nuovo paradigma di mercato deve essere inserita in una visione d'insieme sulla possibile evoluzione del mercato elettrico italiano. È stato quindi definito uno scenario di riferimento al 2020 e un'evoluzione dello stesso al 2030. I due periodi individuati sono in linea con i termini definiti dalla politica energetica europea.

Lo scenario di riferimento è definito in considerazione dell'attesa evoluzione dei fondamentali del mercato elettrico e degli effetti, e vincoli, della regolazione europea sul contesto nazionale. In particolare, lo scenario è definito in funzione dell'evoluzione di de:

- La domanda elettrica e di bilanciamento
- L'offerta da fonti convenzionali, fonti rinnovabili e nuove tecnologie
- I prezzi dei combustibili
- La redditività sui mercati
- La regolazione europea quali, ad esempio, Linee Guida sugli Aiuti di Stato, *Target Model* e nuovo Pacchetto Clima Energia al 2030.

FIGURA 21

Lo scenario di riferimento





3.1 Fondamentali di mercato

3.1.1 Domanda di energia elettrica

L'analisi dell'evoluzione della domanda elettrica tiene conto di tutti gli elementi che possono influenzarne l'andamento, quali:

- Andamento del PIL
- Politiche di efficienza energetica
- Penetrazione di veicoli elettrici
- Uso di elettricità per il condizionamento degli ambienti
- Perdite di rete.

L'evoluzione ipotizzata per la domanda elettrica si colloca in uno scenario intermedio tra lo "scenario base" e lo "scenario di sviluppo" ipotizzato dal TSO nel suo piano previsionale di evoluzione della domanda elettrica nel periodo 2014-2024¹, rappresentata nella Figura 22.

Il tasso di crescita annuale della domanda elettrica al 2020 non supera il punto percentuale, mentre nello scenario evolutivo di Terna la crescita prevista è di circa +1,3%. Lo scenario ipotizzato è influenzato non solo dalla situazione macro-economica, che continua a mostrare bassi tassi di crescita del PIL, ma anche dall'impatto delle politiche di efficienza energetica sulla domanda elettrica. Al 2025 e al 2030, come mostrato nella Figura 23, la crescita della domanda elettrica, positivamente influenzata dalla penetrazione di veicoli elettrici e consumi elettrici per la generazione di calore, è compensata dall'effetto sconto dell'efficienza energetica. Il combinato disposto di tali fattori determina un tasso di crescita inferiore al punto percentuale, intermedio tra lo scenario base e lo scenario di sviluppo ipotizzato dal TSO.

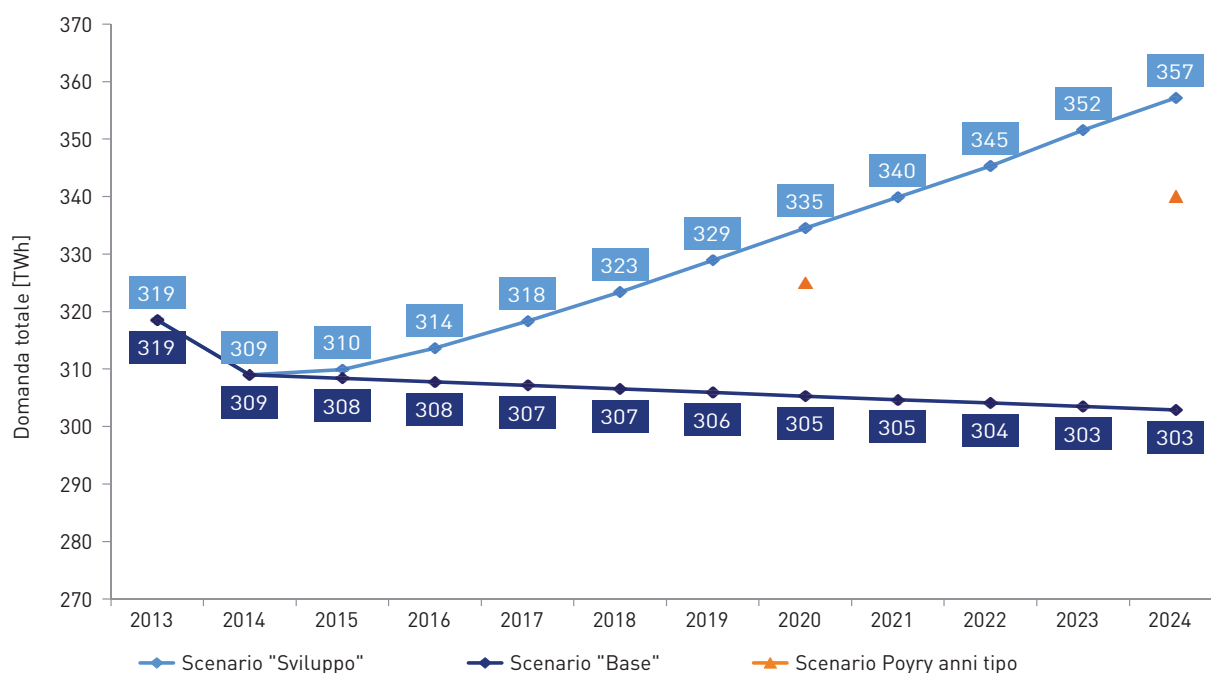
Di seguito si illustrano i fattori che potrebbero influenzare nel medio-lungo periodo l'andamento della domanda elettrica:

- L'effetto più significativo, in linea con l'andamento del PIL, non può che derivare dalle variazioni dei consumi industriali, anche alla luce del peso di questo settore nella struttura dei consumi elettrici (43% nel 2013). Il comparto industriale soffre da tempo di una congiuntura negativa, e una ripresa può essere ipotizzata in un contesto di recupero di competitività soprattutto per quel che riguarda le imprese definite energivore, a valle di una revisione delle tariffe elettriche.
- Gli interventi di efficientamento energetico nel settore residenziale, terziario ma soprattutto in quello industriale hanno un impatto depressivo sulla domanda elettrica. In base alle stime del TSO, i risparmi attesi sono compresi tra il 5% e il 20%. La maggiore efficienza, a parità di diffusione delle nuove applicazioni, comporta una minore domanda elettrica e viceversa. I nuovi obiettivi europei in termini di efficientamento energetico definiti per il 2030 prevedono un target del 27% a livello comunitario; tale obiettivo non è stato ancora definito a livello nazionale.

¹ Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario, anni 2014 – 2024 (Terna). Il documento propone due possibili scenari di evoluzione: uno "di sviluppo", che ipotizza una stabilità dell'intensità elettrica complessiva, e un secondo scenario "base" sviluppato su un'ipotesi di risparmio energetico con un conseguente calo dell'intensità elettrica. L'intensità energetica è un indicatore approssimato dell'efficienza energetica di un'economia e mette in rapporto quantità di energia consumata e livello di produzione economica, quest'ultimo rappresentato dal PIL.

FIGURA 22

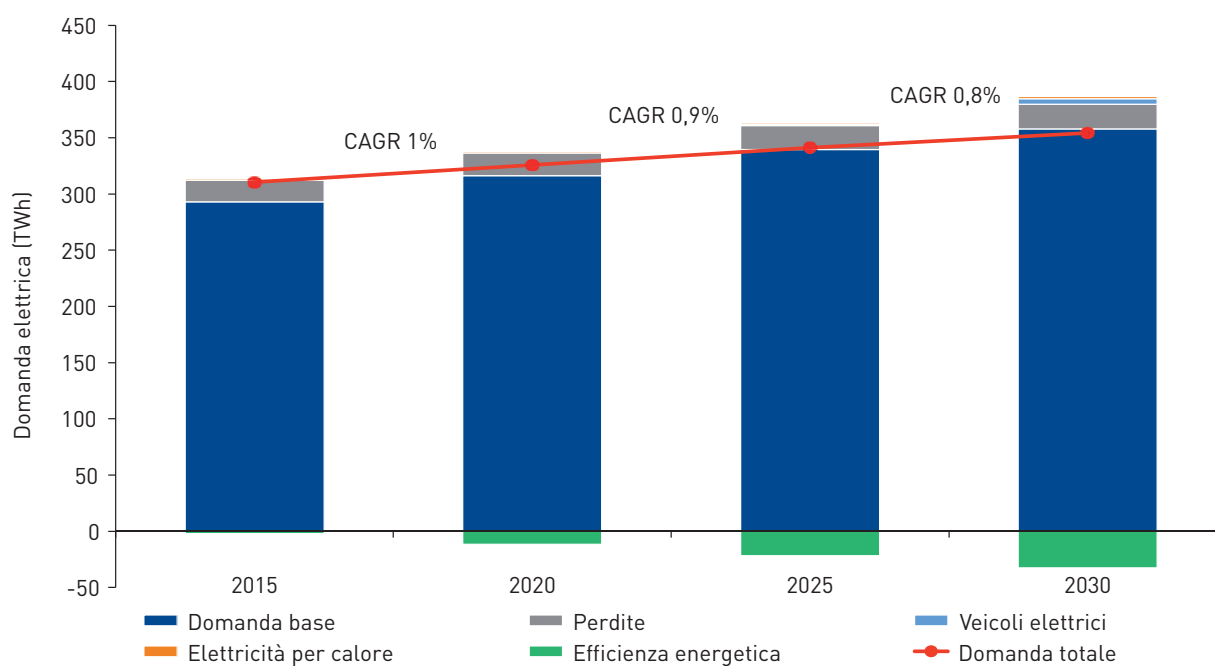
Evoluzione della domanda elettrica nello "scenario base" e nello "scenario di sviluppo"



Fonte: Pöyry, Terna

FIGURA 23

Potenziale scenario evolutivo della domanda elettrica in Italia





- La diffusione delle auto elettriche può essere un elemento incrementale della domanda di energia elettrica. Le potenzialità legate a questa filiera tecnologica sono ancora incerte e dipenderanno dal suo potenziale sviluppo, ad oggi oggetto di numerosi studi internazionali e nazionali. Con riferimento a tale materia è stato attivato un gruppo di lavoro internazionale in ambito G015 *Reliable and Sustainable Power Grids*, cui partecipa il TSO. Stime del TSO stesso indicano che per ogni milione di auto elettriche, i consumi di energia elettrica possano aumentare nel *range* di 2 TWh.
- L'utilizzo di energia elettrica per il condizionamento degli ambienti a funzionamento estivo e invernale può altresì impattare positivamente sull'evoluzione della domanda elettrica. Nonostante tali applicazioni non siano una novità nel contesto attuale, la loro limitata diffusione presenta potenzialità di ampliamento in un'ottica di ridefinizione delle tariffe elettriche ai clienti finali.
- I bassi tassi di crescita della domanda elettrica, con una domanda di picco (GW) che tendenzialmente segue un andamento simile a quello dei consumi di elettricità (TWh), possono rappresentare un segnale di limitato fabbisogno di nuova capacità di generazione, andando ad influenzare le decisioni di investimento degli operatori e le decisioni regolatorie nazionali ed europee per quanto riguarda la capacità esistente. Nel corso del mese di Luglio 2015 si è verificato il picco massimo assoluto dei consumi in Italia.

3.1.2 Offerta

Il mercato italiano si trova in una situazione di sovraccapacità. Nel 2013 e 2014 si è verificata una prima ondata di dismissioni e *mothballing*², riguardante gli impianti OCGT più obsoleti, come evidenziato dal Ministero dello Sviluppo Economico tramite il "Rapporto sull'andamento delle autorizzazioni concernenti la realizzazione o il potenziamento di centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MW termici (art. 1-quater, comma 8 della Legge 27.10.2003, n. 290)", pubblicato rispettivamente nei mesi di Gennaio 2014 e Febbraio 2015. Si stima che lo stesso *trend* di dismissioni di impianti OCGT possa proseguire fino al 2020, mentre al 2030 e post-2030 molti impianti a carbone raggiungeranno la fine della loro vita utile.

Per quanto riguarda la capacità rinnovabile, che ad oggi rappresenta circa il 43% della capacità installata totale, al 2020 si prevede una crescita moderata in linea con il raggiungimento degli obiettivi ambientali in materia di sviluppo delle fonti rinnovabili.

L'incertezza regolatoria riguardo all'incentivazione delle FRNP diverse dal fotovoltaico, così come l'andamento del "contatore delle FER"³ e la scadenza del V Conto Energia, pongono una serie di dubbi sull'evoluzione futura del settore. L'intenzione del regolatore nazionale di non prevedere ulteriori forme di incentivazione diretta per la generazione solare, oltre che forme di incentivazione indiretta come ad esempio le detrazioni fiscali, implica che l'evoluzione di questa tecnologia dipenda dall'evoluzione dei costi di investimento e dal prezzo elettrico che un impianto fotovoltaico sarà in grado di ottenere nel mercato in un contesto puramente *merchant* (senza forme di incentivazione).

² Messa in riserva di impianti che non contribuiscono più attivamente alla generazione di energia elettrica.

³ Il contatore degli oneri delle fonti rinnovabili misura il "costo indicativo cumulato annuo degli incentivi" riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici.

Il raggiungimento della *grid parity*⁴ per alcune tipologie di impianti fotovoltaici è già una realtà, in particolare per gli impianti in regime SEU⁵. In base all'evoluzione dei costi di investimento delle diverse tecnologie e all'evoluzione del prezzo elettrico all'ingrosso è ragionevole ipotizzare una crescita moderata e costante della generazione FRNP.

Un sempre più diffuso sviluppo delle nuove tecnologie, quali i sistemi di accumulo di energia elettrica, è in corso e nel prossimo quinquennio si passerà dalle applicazioni di tipo sperimentale a quelle mass market. In particolare già oggi il quadro normativo e quello regolatorio sono completati e soprattutto nell'ambito residenziale, in accoppiamento agli impianti FRNP, si registra una crescente domanda di *battery storage solutions* alla quale l'industria del settore sta rispondendo con soluzioni sempre più performanti ed economicamente sostenibili. Nel mondo si sta registrando una crescita molto significativa dell'installazione di sistemi di accumulo, sia *on-grid* che *off-grid*, in quanto tali sistemi sono considerati un fattore abilitante per l'integrazione sempre più massiccia delle FRNP nei sistemi elettrici e per la fornitura di servizi di rete e flessibilità.

Un ulteriore fattore endogeno avente impatto sull'offerta è rappresentato dalla capacità di interconnessione transfrontaliera, in Italia pari oggi a circa 8 GW (7% della capacità installata totale). L'Italia è interconnessa con quattro paesi confinanti (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia) e con la Grecia tramite un cavo sottomarino. Il TSO ha programmato investimenti in capacità di interconnessione transfrontaliera addizionale, al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico e di aumentare la concorrenza sui mercati dell'energia elettrica. Al 2020 si prevede un limitato aumento della capacità di interconnessione prevalentemente derivata dal potenziamento dei cavi esistenti con Francia e Austria. In un orizzonte di entrata in funzione post-2020, il TSO è coinvolto nella realizzazione di due nuove linee di interconnessione con la Francia e il Montenegro e nel potenziamento dell'esistente cavo con la Svizzera. Si ipotizza che la realizzazione di queste due linee possa condurre ad un incremento moderato dei flussi di esportazione e ad un allineamento dei prezzi dell'energia all'ingrosso, favorendo un parziale recupero di redditività per gli impianti termoelettrici.

⁴ Una tecnologia raggiunge la *grid parity* quando il costo dell'energia elettrica prodotta (meglio definito come LCOE, Levelized Cost of Energy) equivale al costo di acquisto dell'energia elettrica, ossia il prezzo a cui l'energia deve essere prodotta da una specifica fonte per compensare i costi nel periodo utile di vita dell'impianto.

⁵ I SEU sono Sistemi Efficienti di Utenza: "un sistema in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza nominale non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentato da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, è direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'impianto per il consumo di un solo cliente finale ed è realizzato all'interno dell'area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente". Per un impianto fotovoltaico in regime SEU, è previsto il pagamento del 5% (percentuale destinata progressivamente a salire) degli oneri dovuti sulla quota autoconsumata.



FIGURA 24

Scenario evolutivo di offerta e interconnessioni

	Situazione attuale	2020	2030
Fondamentali di mercato	Evoluzione capacità termoelettrica	Sottoutilizzo della capacità produttiva	<ul style="list-style-type: none"> • Dismissioni impianti OCGT • <i>Mothballing</i> di impianti CCGT
	Evoluzione capacità FRNP	Le FER rappresentano il 43% della capacità installata	<ul style="list-style-type: none"> • Crescita moderata in base ai contingenti ad asta e al contatore FER • <i>Grid parity</i> per impianti PV di piccole dimensioni in regime SEU • No <i>grid parity</i> per impianti PV a terra
	Nuove tecnologie	Non vi sono sistemi operativi	Limitato impatto di nuove tecnologie quali gli stoccaggi
	Interconnettori	Circa 8 GW, pari al 7% dell'installato totale	Incremento delle interconnessioni quali ad esempio Francia e Austria

Evoluzione della capacità installata rinnovabile - analisi della grid parity

La diffusione della generazione distribuita e l'ulteriore penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix generativo italiano potrebbero avere un impatto non trascurabile sull'evoluzione della domanda elettrica, sulla domanda residua e sull'andamento dei prezzi dell'energia elettrica, con conseguenti effetti sul sistema elettrico nel suo complesso. Al fine di collocare su una scala temporale questi effetti, a titolo esemplificativo, è stata svolta un'analisi della sostenibilità di un investimento nella tecnologia fotovoltaica in assenza di un'incentivazione diretta dell'energia prodotta.

Tale analisi si basa sulla valutazione della *grid parity* di impianti tipo in diverse configurazioni (autoproduzione/vendita a mercato)⁶.

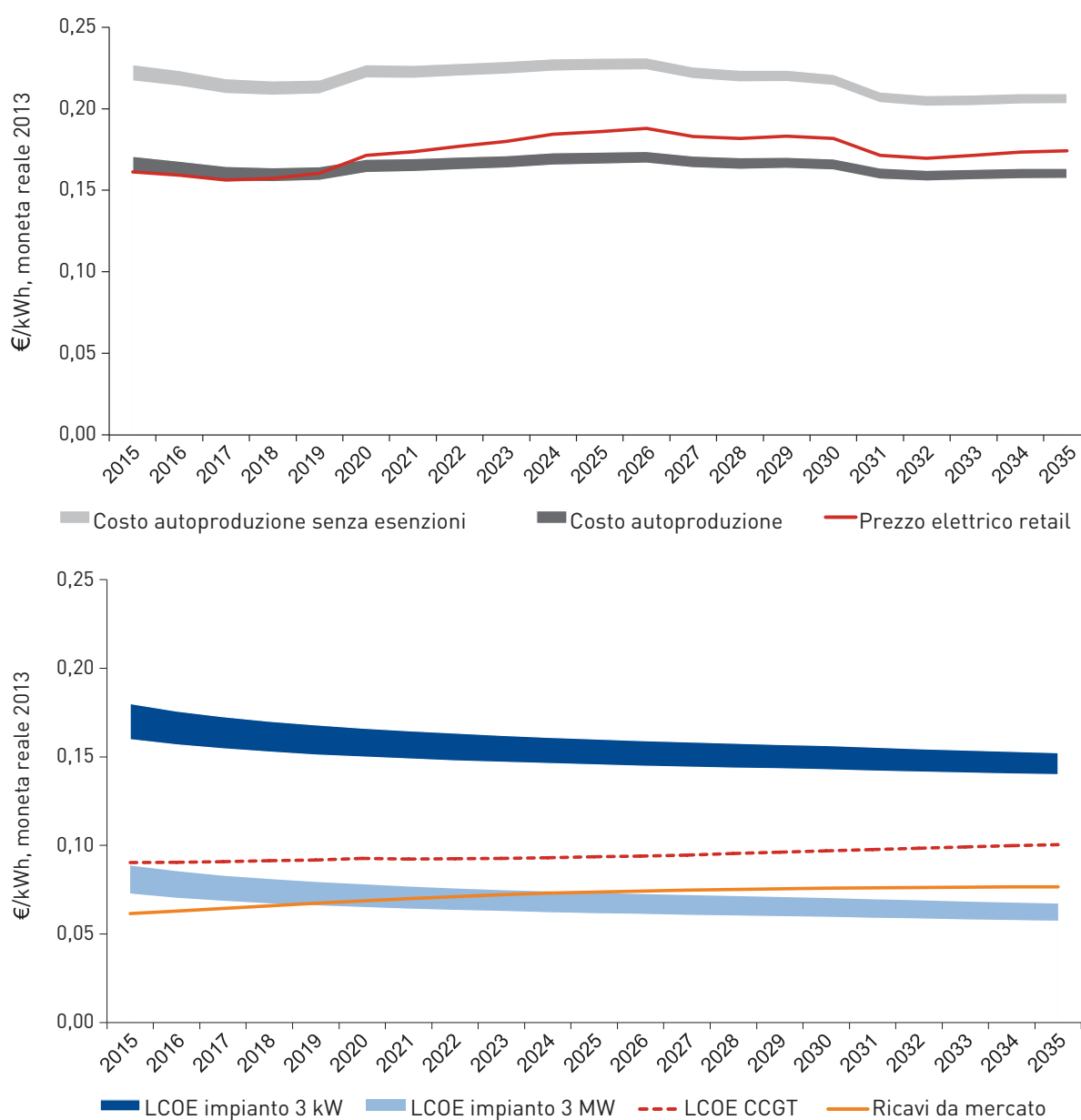
⁶ In particolare sono state considerate le seguenti classi: impianti domestici di piccola taglia (3 kW) in configurazione di autoproduzione, connessi alla rete di bassa tensione con potenza impegnata pari a 3 kW e un consumo annuo di 3,750 kWh; impianti di taglia più elevata, 3 MW, con vendita di energia a mercato. Per gli impianti domestici di piccola taglia è stato assunto un profilo di consumo semplificato di tipo baseload, con utilizzo di 50% di energia autoprodotta e 50% di energia prelevata dalla rete. La valutazione degli oneri di sistema sull'energia autoprodotta è stata effettuata considerando la normativa attualmente in vigore che esonera gli impianti fotovoltaici di taglia inferiore a 20 kW in regime SEU dal pagamento del 5% degli oneri di sistema anche sull'energia prodotta e consumata direttamente. Il pagamento del 5% degli oneri di sistema sull'energia autoprodotta è stato introdotto dal Decreto Competitività (91/2014) così come convertito in legge (116/2014). Tale decreto prevede però l'esenzione dal pagamento di tali oneri per impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 20 kW.

Dai risultati dell'analisi, rappresentati in Figura 25, è emerso quanto segue:

- In media, a livello nazionale, gli impianti domestici di piccola taglia in regime di autoproduzione sono già in "retail grid parity" grazie alle esenzioni sugli oneri di sistema di cui godono. Gli effetti legati ad una potenziale diffusione di questa tipologia di impianti vanno perciò collocati nel breve termine.
- Per quanto riguarda invece gli impianti di taglia più elevata fino a 3 MW che vendono l'energia prodotta a mercato, si prevede che questi possano raggiungere la "wholesale grid parity" solo a partire dal 2019/2020 con conseguenti effetti sul sistema nel medio/lungo termine.

FIGURA 25

Grid parity per impianti fotovoltaici





Inoltre, il confronto tra i *Levelized Cost of Electricity* (LCOE)⁷ degli impianti considerati con quello di un CCGT “tipo” da 800 MW mostra come gli impianti fotovoltaici di grossa taglia siano già competitivi in termini di costi di produzione dell’elettricità.

Va sottolineato che l’analisi svolta rappresenta una valutazione semplificata che non tiene in considerazione il potenziale abbassamento dei prezzi all’ingrosso legato alla diffusione su larga scala di impianti rinnovabili che si potrebbe verificare in seguito al raggiungimento della *grid parity*. La riduzione dei prezzi dell’elettricità all’ingrosso posticiperebbe di fatto il raggiungimento della *grid parity* stessa, pertanto un’analisi più accurata dovrebbe seguire un procedimento iterativo in grado di cogliere questo effetto.

BOX 2

METODOLOGIA DI CALCOLO DELLA GRID PARITY

Metodologia e principali assunzioni

La valutazione della “*wholesale grid parity*” è stata effettuata tramite il confronto tra il *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) dell’impianto e una stima dei ricavi medi attualizzati derivanti dalla vendita dell’energia elettrica a mercato. Secondo questo approccio, l’incrocio tra la curva dei ricavi e quella dei costi indica il raggiungimento della *grid parity*.

La valutazione della “*retail grid parity*” per impianti domestici in configurazione di autoproduzione è stata valutata in maniera semplificata confrontando il prezzo sul mercato *retail* con il costo medio dell’elettricità in configurazione di autoproduzione. Il prezzo dell’elettricità sul mercato *retail* è stato ottenuto come somma tra il prezzo all’ingrosso e gli oneri di sistema, inclusa la componente di commercializzazione dell’energia, mentre il costo dell’elettricità in configurazione di autoproduzione è stato considerato pari alla somma tra:

- LCOE dell’impianto più la sola componente degli oneri di rete relativa alla misura che esprime il costo dell’energia autoprodotta e direttamente consumata
- Prezzo retail ottenuto come somma del prezzo all’ingrosso e degli oneri di sistema.

Ciascuna componente è stata considerata con un peso pari al 50%, coerentemente con il profilo di consumo ipotizzato. Anche in questo caso l’incrocio tra le due curve indica il raggiungimento della *grid parity*.

Levelized cost of electricity

I principali parametri utilizzati per il calcolo dell’LCOE sono riportati in Tabella 1. Questi dati fanno riferimento ad uno studio pubblicato dal *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems* sui LCOE di impianti alimentati da fonti rinnovabili¹.

¹ Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Levelized cost of electricity renewable energy technologies, Novembre 2013.

⁷ Secondo l’International Energy Agency (IEA): “La nozione di LCOE è uno strumento molto agevole per confrontare i costi unitari di diverse tecnologie di generazione elettrica lungo il loro intero ciclo di vita economica o in un lasso di tempo determinato. LCOE corrisponde ai costi che dovrebbe assumersi un investitore ipotizzando la costanza della quantità e dei costi di produzione. In sostanza il tasso di attualizzazione utilizzato nel calcolo dell’LCOE riflette il ritorno sul capitale investito in assenza di specifici rischi tecnologici o di mercato”.

I costi operativi sono stati considerati costanti su tutto il periodo di analisi, mentre per i costi di investimento è stata ipotizzata una riduzione secondo la curva di apprendimento suggerita nello studio del *Fraunhofer*.

TABELLA 1

Principali assunzioni per il calcolo dell'LCOE degli impianti fotovoltaici

	Impianto da 3 KW	Impianto da 3 MW
Costi di investimento @ 2013 (€/kW)	1.300-1.800	1.000-1.400
Costi fissi operativi (€/kW/anno)	140	42
Costi variabili operativi (€/kWh)	-	-
Ore equivalenti di funzionamento	1.250	1.250
Vita operativa dell'impianto (anni)	25	25
Tasso di interesse reale	4%	4%

Fonte: *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Levelized cost of electricity renewable energy technologies, November 2013*

Ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica a mercato e prezzo wholesale

La stima dei ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica a mercato si basa su proiezioni Pöyry relative al prezzo catturato per impianti fotovoltaici² nello scenario di sviluppo centrale. Ai fini di questa analisi è stato considerato un valore medio a livello nazionale. Il prezzo dell'elettricità sul mercato *wholesale* rappresenta la base per il calcolo dell'evoluzione del prezzo dell'energia prelevata dalla rete per impianti domestici in configurazione di autoproduzione. Anche in questo caso sono state utilizzate le proiezioni Pöyry.

Evoluzione degli oneri di sistema

Per la valutazione della *retail grid parity* di impianti fotovoltaici domestici in configurazione di autoproduzione è stato necessario effettuare una stima dell'evoluzione degli oneri di sistema. Le assunzioni alla base della stima effettuata sono le seguenti:

- Per le componenti trasmissione e distribuzione è stato ipotizzato un tasso di crescita annuo costante
- Per gli oneri di misura è stato considerato un andamento decrescente, dovuto alla riduzione nel medio termine degli investimenti necessari all'attività di *metering*.

L'evoluzione degli oneri generali di sistema è dominata dalla componente A3, il cui andamento si basa su stime della variazione di capacità incentivata nel medio termine e sull'assunzione che il peso della componente si mantenga costante tra i vari segmenti.

² Pöyry Management Consulting (Italia), Italian Electricity Market Report Q1 2015 – Solar Annex, March 2015.



Evoluzione dei principali combustibili

Nel periodo tra agosto 2014 e gennaio 2015 i prezzi del petrolio sono diminuiti del 50%. Tale situazione contingente si è verificata in risposta ad una crescente produzione di petrolio negli Stati Uniti, a una riduzione della domanda da parte della Cina, all'andamento dei tassi di cambio (rafforzamento del dollaro) e alla decisione dell'OPEC di mantenere inalterate le quote di produzione. L'andamento del prezzo del petrolio ha generato un effetto simile, anche se più contenuto, nell'andamento di breve termine del prezzo di altri combustibili quali carbone e gas.

In un'ottica di evoluzione al 2020, si stima che la ripresa del PIL globale e della domanda possano portare a una ripresa dei prezzi dei combustibili sottostanti al prezzo elettrico e una netta crescita dei prezzi della CO₂ post-2020, in linea con gli obiettivi clima ed energia al 2030 e con la maggior restrittività degli obiettivi di decarbonizzazione. La Figura 26 illustra sinteticamente i principali elementi che influenzano l'evoluzione dei prezzi dei combustibili e delle emissioni CO₂ al 2020 e 2030.

FIGURA 26

Scenario evolutivo di offerta e interconnessioni



L'evoluzione dei prezzi di combustibili quali petrolio, carbone, gas, ha un impatto diretto sull'evoluzione dei prezzi dell'energia e sui margini che gli impianti convenzionali possono catturare. L'evoluzione del prezzo della CO₂ invece riveste un ruolo fondamentale anche nell'indirizzare le scelte tecnologiche. Un aumento del prezzo della CO₂, a parità di condizioni, favorirà investimenti in tecnologie con basse emissioni ad effetto serra.

3.1.3 Equilibrio di domanda e offerta – Principali output di mercato

Come conseguenza della diminuzione della domanda di energia elettrica e della sovraccapacità di offerta, il PUN ha subito una netta contrazione nel 2014. Al 2020, si stima una moderata ripresa del PUN, in linea con l'andamento dei combustibili sottostanti, in particolare con il prezzo gas che potrebbe rimanere la tecnologia marginale sul mercato all'ingrosso.

Nel periodo 2020-2030, l'evoluzione dei fondamentali di mercato potrebbe portare il prezzo elettrico a mostrare un moderato, ma continuo, *trend* crescente.

Nel contesto attuale le ore di funzionamento equivalenti degli impianti CCGT si sono notevolmente ridotte mentre gli impianti a carbone si sono confermati come tecnologia *baseload*. La riduzione delle ore di funzionamento conseguente allo sviluppo della generazione rinnovabile, così come l'effetto di erosione del prezzo elettrico, ha comportato che gran parte degli investimenti in impianti convenzionali non siano remunerati alle attuali condizioni di mercato.

L'attenuarsi dell'attuale situazione di sovraccapacità si stima possa portare al 2020 a un incremento moderato delle ore di funzionamento degli impianti CCGT, grazie anche a un aumento della generazione in *export*, con gli impianti a carbone in una posizione di mercato in linea con quella attuale. L'aumento dei flussi in *export* è dovuto ad un generale allineamento dei prezzi dell'energia elettrica ed all'entrata in funzione di nuovi interconnettori quali quello con il Montenegro e la Francia. La dismissione di alcuni impianti obsoleti nella zona Nord, unitamente ad un prezzo gas prevalentemente stabile e maggiormente allineato alle dinamiche dei prezzi *spot*, potrebbe portare ad un parziale recupero di redditività su MGP da parte degli impianti termoelettrici.

Al 2030, la dismissione di alcuni impianti a carbone, dovuta al raggiungimento della fine della loro vita utile, supporterà l'incremento dell'operatività dei CCGT, favorita anche dall'aumento della capacità di interconnessione transfrontaliera e generazione in *export*, conseguenza diretta di un maggior allineamento del prezzo elettrico italiano con quello dei mercati limitrofi. Nonostante l'aumento delle ore di funzionamento, l'evoluzione attesa dei combustibili fossili, ma soprattutto del prezzo della CO₂, si stima possano condurre ad una contrazione degli *spread* nel lungo periodo.

L'evoluzione della domanda di bilanciamento, conseguenza diretta dell'evoluzione del mix generativo, è collegata alla:

- Penetrazione delle FRNP, che comporta un aumento dei fabbisogni di riserva secondaria e terziaria
- Localizzazione del mix generativo, che insieme ai vincoli di rete non permette un utilizzo efficiente della già presente flessibilità sul sistema
- Struttura fisica della rete di trasmissione nel continente e collegamenti con le isole maggiori
- Modalità di approvvigionamento dei servizi di bilanciamento.

L'incremento della generazione FRNP negli ultimi anni, e la presenza di congestioni a livello locale, implica che oggi in Italia la domanda di bilanciamento sia ancora significativa rispetto ai volumi totali movimentati sull'MGP (circa il 9% dei volumi su MGP come da Figura 11, Paragrafo 2.2.1). Al 2020, dato il lasso temporale necessario per il completamento degli investimenti pianificati dal TSO per la risoluzione delle congestioni interne e all'aumento della capacità transfrontaliera, si presume una domanda di bilanciamento prevalentemente in linea con la situazione attuale a fronte di un incremento della generazione FRNP. L'evoluzione della domanda di bilanciamento al 2030



è da valutare in funzione della ristrutturazione del disegno di mercato e delle modalità di approvvigionamento della capacità di riserva, unitamente ad un rafforzamento della rete di trasmissione, che congiuntamente dovrebbero portare ad una riduzione dei quantitativi movimentati per il bilanciamento.

La Figura 27 illustra sinteticamente lo scenario evolutivo dei principali *output* di mercato al 2020 e 2030, come conseguenza diretta dell'evoluzione dei fondamentali di mercato sottostanti.

FIGURA 27

Scenario evolutivo dei principali output di mercato

	Situazione attuale	2020	2030
PUN	Contrazione del prezzo elettrico	Moderata ripresa dei prezzi all'ingrosso in linea con l'andamento dei combustibili sottostanti	Si conferma una moderata crescita dei prezzi
Ore di funzionamento equivalenti	<ul style="list-style-type: none"> • CCGT: 1.000 – 1.550 nel 2014 • Carbone: → 5.000 	<ul style="list-style-type: none"> • CCGT: Moderato incremento • Carbone: in linea con la situazione attuale 	Significativo incremento dell'operatività dei CCGT
Spread / redditività	Gran parte degli investimenti in impianti convenzionali non sono remunerati nelle condizioni di mercato attuale	Parziale recupero di redditività su MGP per gli impianti termoelettrici in particolare nella zona Nord grazie alle dismissioni di alcuni impianti ed alla contrazione del prezzo gas	Parziale recupero nei primi anni e contrazione nel lungo periodo per effetto dei prezzi della CO ₂
Domanda di bilanciamento	Significativa rispetto alla dimensione del mercato del giorno prima	Domanda di bilanciamento in linea con la situazione attuale	Da valutare in funzione dell'evoluzione del disegno di mercato e del rafforzamento della rete

3.2 Regolazione europea

L'Unione europea si è prefissata l'obiettivo di creare un mercato unico europeo dell'energia elettrica con lo scopo di assicurare una fornitura di energia elettrica al minor costo possibile.

Mercati europei sempre più integrati e politiche energetiche comuni stanno progressivamente riducendo lo spazio di manovra dei regolatori nazionali e influenzando le dinamiche evolutive dei mercati. Il diritto degli Stati membri di definire una politica energetica indipendente, e in partico-

lare di scegliere fra le varie fonti energetiche, è stato fortemente ridimensionato dall'emanazione della Direttiva 2009/28/CE (Pacchetto Clima Energia). Successivamente, i provvedimenti su:

- Realizzazione del mercato elettrico unico (*Target Model*)
- Linee Guida Europee in materia di Aiuti di Stato
- Nuovo Pacchetto Clima Energia al 2030

hanno ulteriormente rafforzato l'intervento europeo. La Figura 28 illustra sinteticamente l'evoluzione attesa dei principali elementi esogeni dello scenario di riferimento trattati nei paragrafi successivi.

Il *Target Model* indica i principali aspetti del futuro disegno del mercato elettrico europeo. La sua attuazione è un passo fondamentale verso la creazione di un mercato interno unico, insieme all'armonizzazione delle norme tecniche per la connessione alla rete, il funzionamento del sistema in tempo reale, e un aumento della capacità di interconnessione fisica.

Le Linee Guida europee in materia di Aiuti di Stato fissano i criteri che ogni Stato membro dovrà rispettare nella definizione delle politiche di aiuto a favore dell'energia e dell'ambiente. Le forme di incentivazione alle fonti rinnovabili, così come i meccanismi di remunerazione della capacità, dovranno rispettare le disposizioni contenute nelle stesse e ricevere l'approvazione a livello comunitario. Inoltre, le Linee Guida comprendono nuove disposizioni in materia di aiuti per le infrastrutture energetiche e misure per rafforzare il mercato interno dell'energia e garantire la sicurezza degli approvvigionamenti.

Il nuovo Pacchetto Clima Energia al 2030 ha fissato gli obiettivi europei in materia di riduzione delle emissioni di CO₂, sviluppo delle fonti rinnovabili ed efficienza energetica. Al 2030 il 27% dell'energia dovrà provenire da fonti rinnovabili. La definizione di specifici target nazionali è tuttavia lasciata ai singoli Stati membri che dovranno trovare le soluzioni più appropriate per lo sviluppo futuro della generazione rinnovabile.

La revisione dei mercati dell'energia in Italia, così come l'implementazione dei mercati della capacità, non può prescindere dalla normativa comunitaria in materia. Il processo di integrazione dovrà consistere in un'armonizzazione delle regole di funzionamento dei mercati e di gestione delle reti e di adattamento del quadro regolatorio nazionale.

L'integrazione dei mercati, grazie anche allo sviluppo della capacità di interconnessione a livello continentale e al completamento del mercato unico, costituisce un passo fondamentale per la competitività dell'Europa e dell'Italia in particolare. Mercati più integrati, fisicamente e a livello di piattaforme utilizzate, rappresentano un'opportunità concreta in grado di produrre notevoli benefici per il parco di generazione italiano caratterizzato da un elevato grado di flessibilità, così come per la competitività del tessuto industriale.



FIGURA 28

Scenario evolutivo dei principali elementi esogeni

		Situazione attuale	2020	2030	
Elementi esogeni	Mercati	Target Model e Market Coupling	Allineamento del MGP e go live del <i>Market Coupling</i> con la Francia e l'Austria	Completamento del processo di <i>Market Coupling</i> con i paesi confinanti e integrazione di MGP ed MI	Operatività completa del <i>Target Model</i> , allineamento dei mercati di bilanciamento.
		Linee guida in materia di aiuti di stato – Mercato della capacità	Attualmente in discussione un meccanismo transitorio	Inizio del Mercato della Capacità in Italia, funzionamento a regime in Francia (potenziale “ <i>strategic reserve</i> ” in Germania)	Non definibile
	Integrazione FRNP, GD e domanda	Linee guida in materia di aiuti di stato – Incentivi alle FRNP	La regolazione attuale parzialmente recepisce le regole definite nelle Linee Guida	Piena attuazione di tutti i punti previsti dalle Linee Guida in materia di incentivazione alle FRNP	Non definibile
		Pacchetto Clima Energia - Target 2020 e Target 2030	In linea per il completo raggiungimento dei <i>target</i> 2020	Completo raggiungimento dei target europei in materia di sviluppo delle fonti rinnovabili al 2020	Completo raggiungimento dei target europei in materia di sviluppo delle fonti rinnovabili al 2030
	Ruolo delle reti	Integrazione delle reti elettriche	Limitata integrazione delle infrastrutture di rete	Massima priorità al raggiungimento del 10% delle infrastrutture energetiche strategiche in comune tra gli Stati Membri (<i>Target</i> non vincolante)	Soglia del 15% delle infrastrutture strategiche in comune entro il 2030 (<i>Target</i> non vincolante)
		Orientamenti CER sul ruolo TSO-DSO	Vuoto normativo – argomento trattato nel Piano Strategico dell’Autorità	Completamento della definizione del modello di cooperazione	Implementazione del modello di cooperazione TSO-DSO scelto

3.2.1 Target Model

Il *Target Model* definisce regole comuni per l’integrazione dei mercati dell’energia elettrica partendo dai mercati a termine e arrivando a MGP, MI e MB. Inoltre, il modello stabilisce le norme in materia di bilanciamento e valorizzazione degli sbilanciamenti. La Figura 29 rappresenta il modello, progettato per fornire un quadro di riferimento volto ad un’efficiente scambio transfrontaliero di energia elettrica in tutta Europa. Un allineamento al *Target Model* comporta tuttavia modifiche alla struttura dei mercati nazionali dell’energia e alle modalità di allocazione della capacità di interconnessione, in particolare in relazione a:

- Modalità di allocazione della capacità infra-zonale in relazione agli scambi commerciali di energia elettrica (box arancioni): il *Target Model* si pone l’obiettivo di rendere efficienti gli scambi

tra zone di mercato (che possono essere a livello sub-nazionale oppure estendersi oltre i confini nazionali) tramite la definizione di norme comuni per l'allocazione delle capacità di connessione tra le zone di offerta (o di prezzo). Di conseguenza, le regole per l'allocazione di capacità si applicano alla capacità di trasmissione tra zone ("capacità intra-zonale", come ad esempio accade in Italia tra le varie zone di mercato) piuttosto che alla capacità di interconnessione, tipicamente definita come la capacità di trasmissione tra paesi diversi.

- Meccanismo e regole per l'allocazione della capacità infra-zonale in ogni orizzonte temporale (box grigio), che determinano se gli operatori partecipanti al mercato possono acquistare capacità di connessione in quanto prodotto separato dal prodotto energia attraverso un'asta esplicita⁸, oppure se i flussi infra-zonali sono determinati come parte del processo di scambio dell'energia attraverso un'asta implicita⁹.
- Armonizzazione del mercato di bilanciamento e delle disposizioni sulla valorizzazione degli sbilanciamenti (box verdi). La normativa include lo sviluppo di meccanismi che permettano agli operatori partecipanti al mercato di fornire riserva di bilanciamento e/o energia al TSO di un altro paese e l'armonizzazione delle disposizioni in base alle quali ogni TSO recupera il costo di bilanciamento nel proprio sistema (modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti).

La revisione dei mercati dell'energia in Italia, così come l'implementazione dei mercati della capacità, non può prescindere dalla normativa comunitaria in materia. Il processo di integrazione dovrà consistere in un'armonizzazione delle regole di funzionamento dei mercati e di gestione delle reti e di adattamento del quadro regolatorio nazionale.

Mentre l'MGP italiano, a Febbraio 2015, è stato allineato ai mercati elettrici di Francia e Austria, in aggiunta al già esistente *market coupling*¹⁰ con la Slovenia, al 2020 si aspetta un completamento del *market coupling* con tutti i paesi confinanti relativamente all'integrazione di MGP ed MI, al fine di aumentare la liquidità su questi mercati e di allineare ai principali mercati europei il prezzo in esito agli stessi.

Data la complessità legata all'allineamento dei mercati di bilanciamento, una piena integrazione degli stessi può essere prevista solo in un'ottica di lungo termine. L'omogeneizzazione delle procedure, prodotti e tempistiche dei mercati di bilanciamento richiederà rilevanti cambiamenti in tutti i mercati europei – da cui la disposizione di un lasso temporale maggiore per l'attuazione delle modifiche richieste in questo ambito. Il *Balancing Network Code*, la cui entrata in vigore è attesa per il prossimo anno, introdurrà infatti delle disposizioni vincolanti volte ad assicurare l'integrazione dei mercati di bilanciamento dei singoli Stati membri che richiederanno una revisione complessiva dell'attuale disciplina del dispacciamento e delle modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti.

⁸ In un'asta esplicita la capacità di trasmissione di una connessione è trattata come un normale prodotto che viene posto all'asta. La capacità di trasporto della connessione viene assegnata ai soggetti che ne fanno richiesta, proporzionalmente alla quantità di potenza impegnata da ciascuna transazione.

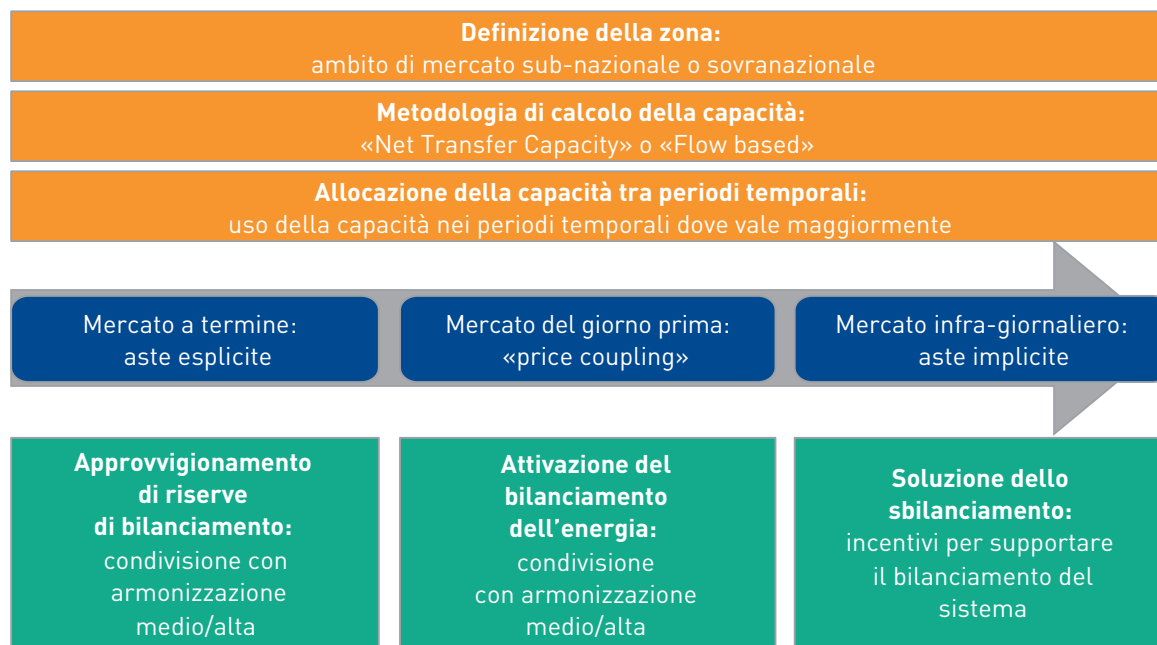
⁹ Quando l'assegnazione della capacità avviene sulla base delle offerte di acquisto/vendita presentate dai soggetti sul mercato dell'energia, il diritto di utilizzare la capacità di connessione viene attribuito a coloro che presentano le offerte più convenienti. Poiché l'attribuzione del prodotto "capacità di trasporto" è implicita nel meccanismo della borsa dell'energia, si dice che essa avviene mediante una modalità di "asta implicita".

¹⁰ In presenza di *Market Coupling* l'utilizzo della capacità di trasmissione tra diversi paesi è implicitamente determinato, contestualmente al valore dell'energia elettrica nei diversi mercati.



FIGURA 29

Target Model Europeo del mercato elettrico



3.2.2 Linee Guida Europee in materia di Aiuti di Stato – Mercati della capacità

L'introduzione di un mercato della capacità in Italia è finalizzata ad "assicurare il raggiungimento e il mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva, ossia di una disponibilità di capacità di generazione tale da soddisfare i consumi attesi di energia elettrica più i margini di riserva di potenza necessari promuovendo uno sviluppo coordinato della capacità produttiva del parco elettrico nazionale e della capacità di trasmissione della rete rilevante".

I mercati della capacità forniscono agli operatori segnali di prezzo di medio-lungo termine per il mantenimento della capacità esistente e per gli investimenti in nuova capacità. Questi mercati, se non presenti, sono tipicamente introdotti quando i mercati dell'energia da soli non riescono a fornire segnali di prezzo tali da garantire l'adeguatezza del sistema nel lungo termine.

L'istituzione di mercati di capacità negli Stati membri è soggetta al rispetto delle disposizioni contenute nelle Linee Guida per gli Aiuti di Stato. In base a quanto definito da tali Linee Guida, il meccanismo di remunerazione della capacità dovrà essere aperto alla partecipazione di tutte le fonti, con possibili restrizioni legate solo a requisiti tecnici. Pertanto, la remunerazione della capacità negli Stati membri dovrà strutturarsi secondo meccanismi di mercato e dovrà:

- Presentare un'analisi adeguata delle cause che ne hanno portato all'introduzione ("come fallimenti regolamentari o del mercato, compresi, ad esempio, i massimali sui prezzi all'ingrosso") e dimostrare che sono stati analizzati meccanismi alternativi per l'incentivazione degli investimenti in capacità

- Giustificare le restrizioni alla partecipazione, sulla base di prestazioni tecniche insufficienti ad affrontare il problema dell'adeguatezza della capacità di produzione. Dovrà essere aperta la partecipazione a potenziali aggregatori della domanda o dell'offerta.
- Fare in modo che il meccanismo non incida sull'obiettivo di eliminare gradualmente le sovvenzioni dannose a livello ambientale o economico
- Fare in modo che il meccanismo supporti unicamente la disponibilità di capacità, ossia l'impegno a rendersi disponibile a fornire energia elettrica (remunerazione per MW di capacità resa disponibile)
- Fornire adeguati incentivi ai produttori esistenti e futuri così come agli operatori che utilizzano tecnologie sostitutive (es. *Demand Side Management*, stoccaggi)
- Essere permessa la partecipazione della generazione di altri Paesi membri
- Evitare di avere un effetto negativo sulla concorrenza e sugli scambi nel mercato energetico dell'UE.

Il processo di introduzione di un mercato della capacità in Italia è stato avviato nel 2011. La regolazione tecnica definita dal TSO ha rappresentato il risultato di un lungo processo di consultazione tra operatori e istituzioni pubbliche sfociato nell'approvazione della regolazione finale da parte dell'MSE nel giugno del 2014. L'MSE ha approvato la regolazione richiedendo che venisse modificata e integrata nel rispetto delle disposizioni contenute nelle Linee Guida.

Con la Delibera 95/2015 l'Autorità ha voluto anticipare gli effetti pro-competitivi del mercato della capacità, richiedendo un avvio anticipato delle aste già a partire da settembre 2015. Tuttavia, la Delibera 95/2015, soggetta all'approvazione dell'MSE, ad oggi non è ancora stata implementata. La regolazione finale del mercato deve ancora essere approvata a livello comunitario.

Lo scenario al 2020 considera un mercato della capacità in Italia in linea con il disegno attuale già approvato dall'MSE e con le Linee Guida europee. Al 2030 tale scenario risulta incerto, data l'elevata dipendenza dall'evoluzione del percorso regolatorio e di mercato a livello nazionale ed europeo.

3.2.3 Obiettivi europei per lo sviluppo delle fonti rinnovabili – Target 2020 e 2030

L'UE ha definito obiettivi comuni anche per quanto riguarda la composizione del parco generativo comunitario in termini di obiettivi di sostenibilità ambientale, prima con il Pacchetto Legislativo Europeo Clima - Energia "20-20-20" approvato nel 2009 e successivamente nel 2014 con il "Quadro per le politiche del clima e dell'energia all'orizzonte 2030".

L'attuazione degli obiettivi europei vincolanti in termini di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, di aumento dell'efficienza energetica (obiettivo non vincolante), e di aumento di energia da fonti rinnovabili ha portato ad una ridefinizione del *mix* generativo di molti Stati membri, con un crescente peso della generazione FRNP, specialmente in Germania, Spagna e Italia. Una limitata crescita (o decrescita) della domanda elettrica rispetto a quanto inizialmente previsto, insieme a fattori contingenti e di sistema, ha contribuito a generare una situazione di sovraccapacità in molti mercati europei.



Gli obiettivi di generazione elettrica da fonti rinnovabili definiti per l'Italia nell'ambito della Politica 2020, e tradotti in un piano d'azione nel NREAP¹¹, erano basati su previsioni del consumo energetico finale sviluppate nel 2009 quando le aspettative di crescita della domanda erano molto ottimistiche. Il costante calo della domanda elettrica osservato negli ultimi anni e le nuove previsioni di crescita della domanda definite dal TSO (Paragrafo 3.1.1), fanno sì che l'Italia, con l'attuale generazione rinnovabile e la crescita prevista per i consumi energetici, abbia già raggiunto il target del 26% riferito all'energia elettrica.

Le *policy* per il 2030, non ancora recepite dal Governo italiano, non saranno tradotte in obiettivi specifici per ogni Stato membro, bensì sarà lasciata maggiore libertà e flessibilità agli Stati membri nel trovare le soluzioni più appropriate rispetto alle specifiche condizioni nazionali.

Obiettivi dell'Unione Europea per il clima e l'energia al 2020

Nel marzo 2007, il Consiglio europeo ha ratificato, come parte delle disposizioni post-protocollo di Kyoto, l'impegno da parte dei 27 Stati membri a raggiungere un *target* obbligatorio per le fonti di energia rinnovabile pari al 20% del totale del consumo energetico dell'Unione europea.

Gli elementi centrali della Direttiva sull'Energia Rinnovabile (*Renewable Energy Directive*, RED) pubblicata nel giugno 2009¹² sono i seguenti:

- Riduzione delle emissioni di gas serra del 20% rispetto al 1990 (*target* vincolante)
- Raggiungimento del 20% del fabbisogno di energia ricavato da fonti rinnovabili (*target* vincolante)
- Aumento del 20% dell'efficienza energetica (*target* non vincolante).

All'interno delle disposizione RED, i governi nazionali hanno adottato un Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (NREAP), formalizzando il *target* specifico allocato ad ogni Stato membro e le misure previste per il suo raggiungimento. All'Italia è stato assegnato un *target* obbligatorio equivalente al 17% di energia rinnovabile al 2020.

Il NREAP definisce i pilastri per il raggiungimento dei *target* fissati dall'Unione europea al 2020. Il Piano stabilisce infatti le modalità attraverso le quali l'Italia prevede di raggiungere il *target* del 17% come quota di generazione rinnovabile sul totale del consumo energetico finale.

In particolare, il Piano fissa gli obiettivi specifici (da raggiungere nei tre settori di riferimento che compongono il consumo energetico finale), quali:

- Energia elettrica, *target* del 26%
- Calore & raffreddamento, *target* del 17%
- Trasporti, *target* del 17%.

¹¹ Il National Renewable Energy Action Plan (NREAP) è il documento programmatico che gli Stati membri UE hanno predisposto ai sensi della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. L'adozione da parte di tutti gli Stati membri di uno specifico modello, stabilito a norma dell'articolo 4 della suddetta direttiva, garantisce la completezza e la comparabilità delle informazioni contenute nei diversi piani nazionali.

¹² EU, Directive 2009/28/EC, Official Journal of the European Union, 23 aprile 2009.

Obiettivi dell'Unione europea per il clima e l'energia al 2030

Nel Gennaio 2014 la Commissione europea ha definito gli obiettivi per il clima e l'energia al 2030 nel documento "2030 climate and energy goals for a competitive, secure and low-carbon EU economy" (European Commission – IP/14/54 22/01/2014).

L'obiettivo della definizione di un quadro regolatorio integrato per il 2030 è molteplice:

- Fornire agli investitori una certezza sul contesto normativo di riferimento
- Garantire un approccio condiviso e coordinato tra gli Stati membri
- Sostenere il progresso verso un'economia a bassa intensità di emissioni.

Il quadro regolatorio proposto dalla Commissione europea è finalizzato a:

- Creare un sistema energetico competitivo e sicuro, che fornisca ai consumatori finali energia a condizioni accessibili
- Garantire la sicurezza delle forniture energetiche all'interno dell'Unione europea
- Ridurre la dipendenza dall'import energetico
- Creare nuove opportunità di crescita, sviluppo ed impiego.

I pilastri del quadro regolatorio proposto sono:

- Riduzione delle emissioni di gas serra del 40% rispetto al 1990. Tale obiettivo comporta, per i settori rientranti nel meccanismo EU ETS, di ridurre le emissioni del 43%, mentre per i settori non EU ETS del 30% rispetto ai livelli del 2005. La riduzione annuale del tetto di emissioni dai settori EU ETS potrebbe essere innalzato dall'attuale 1,74% a 2,2% dopo il 2020, impattando sullo scenario evolutivo dei prezzi della CO₂, come da proposta di revisione del meccanismo EU-ETS presentata dalla Commissione nel *Summer Package*.
- Aumento della quota di energia rinnovabile rispetto al consumo energetico dell'Unione europea ad un minimo di 27% entro il 2030. I target nazionali non saranno definiti a livello europeo ma sarà lasciata maggiore libertà e flessibilità agli Stati membri nel trovare le soluzioni più appropriate rispetto alle specifiche condizioni nazionali
- Riforma del sistema di contrattazione delle emissioni noto come EU ETS, al fine di aumentare la solidità ed efficacia nel promuovere investimenti a bassa intensità di emissioni di CO₂
- Introduzione di una serie di indicatori chiave al fine di valutare i progressi nel corso del tempo e di fornire una base fattuale per una azione politica, ove necessario (es. diversificazione dell'offerta, dipendenza da fonti energetiche nazionali e capacità di interconnessione tra Stati membri)
- Definizione di un nuovo meccanismo di *governance* basato su piani nazionali preparati dagli Stati membri, all'interno di una linea d'azione condivisa per garantire, ad esempio, una maggiore trasparenza, coerenza e coordinamento.

3.2.4 Ruolo delle reti e orientamenti CEER sul modello di cooperazione TSO-DSO

Per accelerare i tempi di realizzazione del mercato unico, la Commissione Europea si è inoltre posta l'obiettivo di incrementare la capacità di interconnessione tra gli Stati Membri dall'attuale 8% al 15% entro il 2030. Al 2020 la priorità sarà rappresentata dal raggiungimento del 10% delle infrastrutture energetiche strategiche in comune tra gli Stati Membri. Il miglioramento delle interconnessioni energetiche tra gli Stati Membri consentirebbe un accesso più agevole ai mercati energetici a livello transfrontaliero favorendo prezzi più accessibili dell'energia e migliorando la competitività per i cittadini e le imprese.



La liberalizzazione dei mercati energetici, la gestione della domanda flessibile, le nuove tecnologie e l'evoluzione della generazione distribuita sono alcune delle considerazioni che hanno spinto il CEER¹³ ad aprire una consultazione sul "Futuro ruolo dei DSO", consultazione terminata il 28 Febbraio 2015. Il CEER ha quindi raccolto le risposte degli operatori al documento di consultazione presentandone le conclusioni nel documento "*The Future Role of DSOs – A CEER Conclusions Paper*" datato 13 Luglio 2015.

Gli orientamenti del CEER assegnano un ruolo sempre più rilevante ai DSO in Europa, poiché considerati come soggetti importanti per la sicurezza del sistema e come facilitatori del mercato. Il documento di consultazione considera diversi strumenti regolatori, per riflettere i differenti profili delle attività dei DSO, le questioni di *unbundling* e tecnico-strutturali, ma senza imporre un'unica soluzione per tutti i DSO europei.

A livello nazionale l'AEEGSI, con la Delibera 427/2014¹⁴ e tramite il DCO 354/2013, ha avviato un dibattito pubblico sulle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento che è approfonditamente affrontato ai Paragrafi 4.3 e 7.3.

¹³ Council of European Energy Regulators.

¹⁴ Delibera 427/2014 sul monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2012.

4 QUADRO REGOLATORIO

Le riforme avviate dal Governo e dall'Autorità negli ultimi anni hanno inteso aumentare la versatilità e la funzionalità dei mercati dell'energia, al fine di affrontare le crescenti inefficienze emerse a seguito del rapido mutamento del settore elettrico.

Il contesto regolatorio nazionale si è sviluppato nella prospettiva di disciplinare la progressiva integrazione con i mercati europei (es. *Market Coupling* e *Target Model*) e di recepire ed implementare le nuove politiche ambientali (es. politiche comunitarie in materia di sviluppo delle fonti rinnovabili, efficienza energetica e riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra). Il regolatore ha agito parallelamente:

- Su scala nazionale, attraverso la revisione ed integrazione del quadro normativo, al fine di rispondere e risolvere le criticità determinate dall'evoluzione del sistema elettrico italiano
- Su scala comunitaria, per la definizione di un assetto di mercato condiviso e coerente con le politiche e gli obiettivi europei.

L'analisi del quadro regolatorio ha l'obiettivo di rappresentare sinteticamente¹ i provvedimenti rilevanti rispetto alle criticità ed agli strumenti, identificati nel Capitolo 2, su cui la riforma intende agire:

- Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati
- Struttura dei mercati
- Ruolo delle reti.

Per ciascuno degli elementi elencati sono analizzate:

- Le recenti modifiche al quadro regolatorio
- I provvedimenti in fase di discussione e gli eventuali punti aperti
- Gli orientamenti strategici dell'Autorità per il periodo 2015-2018 delineati nel DCO 528/2014 e approvati tramite la Deliberazione 3/2015. Gli Orientamenti strategici rappresentano le linee di intervento che l'Autorità ritiene prioritarie per il prossimo quadriennio, alla luce dell'evoluzione del contesto settoriale di riferimento nazionale ed europeo.

4.1 Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati

Negli ultimi anni le regole di dispacciamento e la disciplina degli sbilanciamenti sono state oggetto di numerosi interventi del regolatore.

La disciplina degli sbilanciamenti prevede attualmente modalità differenziate di valorizzazione del costo dello sbilanciamento tra le unità abilitata alla partecipazione a MSD e le unità non abilitate². I principali elementi di differenziazione sono:

- Il prezzo di valorizzazione degli sbilanciamenti: *dual price* per le unità abilitate e *single price* per unità non abilitate
- Il periodo rilevante per il calcolo degli sbilanciamenti: un quarto d'ora per le unità abilitate e un'ora per quelle non abilitate
- Forme di perequazione esclusivamente per le FRNP.

¹ Per un dettaglio sul quadro regolatorio si veda l'Allegato A.

² Per un dettaglio sulle regole di valorizzazione degli sbilanciamenti si veda Paragrafo 7.1.1



La Delibera 522/2014 ha introdotto per le FRNP il pagamento del costo di sbilanciamento a partire da gennaio 2015 con la possibilità di poter scegliere se essere considerate come unità singole (coerentemente con le disposizioni dell'Art. 40.3, Allegato A, della Delibera 111/06) oppure optare per una procedura specifica di valutazione del costo di sbilanciamento che comporta una parziale perequazione dei costi imputati alle FRNP raggruppate per area o tecnologia. Le due opzioni hanno meccanismi di calcolo e valorizzazione degli sbilanciamenti differenti e sono trattati nel Paragrafo 7.1.1.2.

L'Autorità, tramite la Delibera 525/2014, ha modificato e integrato la disciplina degli sbilanciamenti effettivi di energia elettrica riducendo inoltre da quattro a due le macro-aree di calcolo del costo dello sbilanciamento, al fine di ridurre i fenomeni di arbitraggio e limitare gli oneri di sistema.

L'Autorità auspica un percorso di *“modifica dei prezzi di sbilanciamento al fine di riflettere il corretto valore dell'energia elettrica in tempo reale”*.

FIGURA 30

Lo scenario di riferimento

		Riferimento normativo	Descrizione
Recenti modifiche normative	Sbilanciamenti	Delibera 522/2014 Delibera 525/2014	<ul style="list-style-type: none"> • Modalità di applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento per le fonti rinnovabili non programmabili a seguito della sentenza 2936/14 del Consiglio di Stato • Riduzione delle Macro-zone di riferimento per il calcolo degli sbilanciamenti
	Accumuli	Delibere: 574/2014 642/2014	<ul style="list-style-type: none"> • Regolazione in materia di integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale • Ulteriori provvedimenti su installazione e utilizzo dei sistemi di accumulo
	“Energivori”	Decreto 5 Aprile 2013	Definizione di imprese a forte consumo di energia
	Tariffe di consumo	“Taglia-bollette” DL 91/2014	Riduzione delle componenti tariffarie A3, A4 e UC3 per le utenze non domestiche in MT e BT (con potenza disponibile superiore a 16,5 kW) non “energivore”
Orientamenti strategici dell'Autorità	Integrazione a mercato delle fonti rinnovabili		<ul style="list-style-type: none"> • Responsabilizzazione degli operatori grazie anche a chiusure dei mercati più vicine al tempo reale • Rimozione degli ostacoli e valorizzazione del contributo delle fonti rinnovabili alla fornitura di servizi ancillari anche tramite la ridefinizione della tipologia di servizi e dei meccanismi di remunerazione degli stessi • Permettere la partecipazione della Generazione Distribuita al Mercato della Capacità
	Partecipazione attiva della domanda		<ul style="list-style-type: none"> • Sviluppo della figura del consumatore-piccolo produttore di energia elettrica (<i>prosumer</i>) • Favorire lo sviluppo dell'offerta di servizi per il risparmio, l'efficienza energetica e la gestione attiva dei consumi (<i>demand response</i>)

Il regolatore ha affrontato anche il tema dei sistemi di accumulo, che ricopriranno un ruolo crescente nel mercato. A partire dal 1 gennaio 2015, è possibile installare sistemi di accumulo su impianti incentivati e/o che beneficiano dei prezzi minimi garantiti. Su tali impianti dovranno essere installati i necessari strumenti di misura al fine di consentire al GSE la rilevazione dell'energia incentivata.

Per promuovere la competitività del comparto industriale a livello internazionale sono state previste forme di agevolazione per le imprese a forte consumo di energia, in linea con quanto previsto

in altri paesi, e la riduzione di alcune componenti tariffarie per le utenze non domestiche in media e bassa tensione. Tramite il DM del 5 Aprile 2013 sono stati stabiliti i criteri per la definizione delle imprese a forte consumo di energia e la regolamentazione sull'applicazione degli oneri di sistema.

Il pacchetto "Taglia bollette", previsto nel DL 91/2014, fa parte dei provvedimenti varati dal governo per favorire la competitività delle imprese italiane attraverso la riduzione degli oneri generali di sistema che gravano sulla bolletta elettrica.

Infine, mediante gli "Orientamenti per le linee strategiche 2015-2018" l'Autorità ha auspicato una maggiore partecipazione attiva della domanda attraverso lo sviluppo di comportamenti "attivi" dei consumatori, che dovranno essere supportati dalla cosiddette *smart grid* e dalla presenza di segnali di prezzo efficaci.

4.2 Struttura dei mercati

Negli ultimi anni l'Autorità è intervenuta in modo significativo sulla struttura dei mercati dell'energia, al fine di adeguarne le regole di funzionamento ai requisiti determinati dai cambiamenti del settore. In tal senso, oltre alle modifiche regolatorie già operative, sono presenti provvedimenti in fase di discussione e orientamenti espressi dall'Autorità stessa, che avranno impatto su diversi ambiti del mercato.

FIGURA 31

Principali provvedimenti in ambito

		Riferimento normativo	Descrizione
Recenti modifiche	MGP	Delibera 265/2014	<ul style="list-style-type: none"> Chiusura MGP posticipata alle 12:00 in un'ottica di armonizzazione del mercato Italiano con i mercati UE Introduzione di una nuova sessione infragiornaliera di MI e di una nuova e successiva sottofase infragiornaliera di MSD
	MI		
	MSD		
Provvedimenti in discussione	MSD	DCO 557/2013 DCO 354/2013	<ul style="list-style-type: none"> Indicazione circa le condizioni per la selezione e remunerazione della flessibilità, della disponibilità di capacità di riserva e partecipazione delle FRNP a MSD Riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento a generazione distribuita e FRNP
	Mercato flessibilità / capacità	<ul style="list-style-type: none"> Delibera 320/2014 Decreto MSE 30/06/2014 	<ul style="list-style-type: none"> Integrazione della disciplina del meccanismo transitorio di remunerazione della capacità per far fronte alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico Approvazione e proposte di integrazione alla disciplina del Mercato della Capacità
	Prezzi negativi	DCO 356/2014	Proposta l'adozione di prezzi negativi anche in Italia nell'ottica di mercati integrati
Orientamenti strategici dell'Autorità	Timing mercati	Responsabilizzazione dei produttori di energia elettrica nella programmazione dei propri impianti con possibilità di aggiustamento delle posizioni commerciali in prossimità del tempo reale	
	MSD/MB	<ul style="list-style-type: none"> Rimozione di ogni forma di discriminazione fra fornitori di servizi (produttori, consumatori, accumuli), attraverso la definizione, selezione e remunerazione dei servizi di dispacciamento Modifica dei prezzi di sbilanciamento con una regolazione su base nodale per le unità abilitate Possibilità di offrire i servizi di dispacciamento attraverso la figura dell'aggregatore 	
	Mercato della Capacità	<ul style="list-style-type: none"> Progressiva apertura del mercato della capacità ai carichi ed alla generazione distribuita Introduzione di uno o più segmenti per la negoziazione di capacità flessibile aperti anche alle fonti rinnovabili e ai sistemi di accumulo Flessibilizzazione della componente di costo di prenotazione della capacità 	



■ 4.2.1 Recenti modifiche al quadro regolatorio

L'architettura dei mercati a pronti dell'energia ha subito nel corso del 2014 importanti modifiche, in una prospettiva di integrazione europea attraverso la Delibera 265/2014 che prevede:

- La posticipazione della chiusura dell'MGP alle ore 12:00 al fine di armonizzare il disegno di mercato italiano con quelli di altri paesi europei e di favorire il *market coupling* previsto dall'iniziativa del *Price Coupling* delle Regioni
- L'introduzione di una nuova sessione del mercato infra-giornaliero (MI5) e di una successiva sottofase di MSD.

■ 4.2.2 Provvedimenti in fase di discussione

La riforma dell'MSD è parte integrante degli Orientamenti Strategici dell'Autorità per il periodo 2015-2018, e già nel corso del 2013 e del 2014 l'Autorità ha continuato a sviluppare ed integrare il progetto di riforma dell'MSD avviato nel 2010, al fine di:

- Incrementare l'efficienza del servizio di dispacciamento
- Rimuovere ogni forma di discriminazione fra fornitori di servizi di dispacciamento.

Con i documenti di consultazione 557/2013 e 354/2013 l'Autorità ha delineato le condizioni per la selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità, della disponibilità di capacità di riserva e della partecipazione delle FRNP a MSD.

L'Autorità ha seguito un percorso progressivo, grazie anche all'istituzione di una *task force* interfunzionale interna dedicata alla riforma del dispacciamento, per favorire la partecipazione di tutte le risorse a MSD. Tale percorso prevede la revisione e l'allineamento delle regole di partecipazione e la rimozione degli ostacoli alla partecipazione ai mercati così come la progressiva omogeneizzazione delle regole di valorizzazione degli sbilanciamenti.

L'Autorità auspica inoltre una crescente integrazione delle fonti rinnovabili attraverso:

- La responsabilizzazione degli operatori in fase di programmazione e immissione, grazie anche a chiusure dei mercati più vicine al tempo reale
- La rimozione degli ostacoli alla partecipazione e la valorizzazione del contributo delle fonti rinnovabili alla fornitura di servizi ancillari, anche tramite la ridefinizione della tipologia di servizi e dei meccanismi di remunerazione degli stessi. L'Autorità propone, ove ritenuta efficiente, una partecipazione in forma aggregata a questo mercato.

Per quanto concerne il mercato della capacità, nel corso del 2014 e agli inizi del 2015 sono stati prima approvati (Decreto MSE del 30 Giugno 2014) e successivamente rivisti (Delibera 95/2015) i provvedimenti inerenti l'istituzione di tale mercato in Italia.

Con l'introduzione del mercato della capacità il mercato italiano passa da un mercato con prodotti di sola energia a un mercato con prodotti di energia e capacità.

La Delibera 320/2014, il cui fine era integrare il meccanismo transitorio di remunerazione della capacità per far fronte alle esigenze di flessibilità del sistema, non è stata implementata nei tempi previsti, in quanto non ancora approvata dal MiSE, e non ha quindi trovato seguito nella pubblicazione della Delibera 95/2015. I provvedimenti contenuti nella Delibera 95/2015 mirano ad anticipare l'implementazione del mercato della capacità in Italia con l'istituzione della prima asta da parte di Terna già a partire dal mese di settembre dell'anno corrente.

Negli “Orientamenti strategici” per il periodo 2015-2018 l’azione dell’Autorità è prioritariamente rivolta alla:

- Progressiva apertura del mercato della capacità ai carichi ed alla generazione distribuita
- Introduzione di uno o più segmenti del mercato della capacità per la negoziazione di capacità flessibile, al fine di offrire un segnale di lungo termine sul valore della flessibilità
- Definizione di una metodologia condivisa con gli altri paesi europei per la valutazione dell’adeguatezza del sistema elettrico.

4.3 Ruolo delle reti

L’Autorità, con la Delibera 427/2014³ e tramite il DCO 354/2013, ha avviato un dibattito pubblico sulle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento. Tale dibattito ha preso spunto dalle proposte individuate dal Politecnico di Milano in uno studio commissionato dall’Autorità stessa, che include sia una panoramica dei servizi di dispacciamento che potrebbero essere offerti da FNRP, generazione distribuita e domanda, sia un’analisi dei modelli che potrebbero essere adottati per il dispacciamento. Lo studio del Politecnico propone tre possibili modelli di coordinamento tra TSO e DSO, descritti ed analizzati nel Paragrafo 7.3.3 del presente documento.

In materia di definizione delle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura, l’Autorità ha delineato le proprie proposte nell’ambito del “Quinto periodo regolatorio” con i DCO 255/2015, 293/2015, 335/2015 e 415/2015. In tal senso, l’Autorità ritiene che la regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica debba essere inquadrata nel contesto di evoluzione del mercato dell’energia elettrica e debba favorire uno sviluppo infrastrutturale e modalità di erogazione dei servizi adeguato rispetto ai mutamenti in corso.

Gli “Orientamenti strategici” dell’Autorità affrontano specificatamente il tema della remunerazione degli investimenti infrastrutturali proponendo una logica *output based* orientata ai risultati e simile a quanto già implementato nel Regno Unito. Nel “Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018” è stato infatti individuato un obiettivo relativo all’attuazione di una regolazione ancor più selettiva degli investimenti infrastrutturali. Secondo tale obiettivo “*la regolazione tariffaria dovrà evolvere aumentando l’attenzione rivolta ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali nazionali e locali (ad esempio, benefici in termini di social welfare, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in logica output-based*”.

In relazione alle infrastrutture di distribuzione, l’evoluzione della regolazione dovrà portare al rafforzamento e all’estensione della regolazione della qualità del servizio, e dovrà accompagnare il processo di “smartizzazione” della rete al fine di favorire l’integrazione delle fonti rinnovabili.

³ Delibera 427/2014 sul monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l’anno 2012.



FIGURA 32

Ruolo delle reti – Principali provvedimenti regolatori

		Riferimento normativo	Descrizione
Provvedimenti in discussione	Modelli di Cooperazione TSO-DSO	DCO 354/2013	Modalità di approvvigionamento di risorse per il servizio di dispacciamento dalla Generazione Distribuita (GD) e dalle FRNP
	Tariffe trasmissione distribuzione e misura	DCO 293/15 DCO 335/15 DCO 415/15	<ul style="list-style-type: none"> Proposte per la definizione delle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura nel quinto periodo regolatorio Revisione componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici Revisione della qualità del servizio di trasmissione, distribuzione e misura
	Smart Distribution System	255/2015	Promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica
Orientamenti strategici dell'Autorità	Cooperazione TSO-DSO	<ul style="list-style-type: none"> Attenta rivalutazione del ruolo del DSO come facilitatore neutrale del mercato e il suo rapporto con gli altri soggetti (TSO, venditori/consumatori, altri soggetti terzi) 	
	Remunerazione investimenti <i>output based</i>	<ul style="list-style-type: none"> Attuazione di una regolazione degli investimenti infrastrutturali sviluppata secondo criteri di selettività e in una logica <i>output-based</i> In relazione alle infrastrutture di distribuzione, l'evoluzione della regolazione dovrà portare al rafforzamento e all'estensione della regolazione della qualità del servizio e dovrà accompagnare il processo di "smartizzazione" della rete 	

5 MODELLI DI MERCATO

L'analisi dei possibili modelli di mercato ha l'obiettivo di identificare il modello di riferimento per la revisione del mercato italiano in considerazione della situazione attuale, delle caratteristiche fisiche della rete, degli obiettivi che tale modello intende perseguire e della regolazione europea.

A tale scopo l'analisi si concentra su:

- Identificazione delle principali caratteristiche dei possibili modelli di mercato, convenzionalmente definiti come centralizzati e decentralizzati
- Confronto tra l'attuale modello italiano, il modello proposto dall'AEEGSI negli orientamenti strategici e il modello previsto dal *Target Model*
- Definizione delle linee guida per la scelta del modello di riferimento su cui sviluppare la proposta di riforma per il mercato italiano e conseguente identificazione del modello
- Approfondimento delle caratteristiche dei mercati europei decentralizzati.

5.1 Mercati centralizzati e decentralizzati

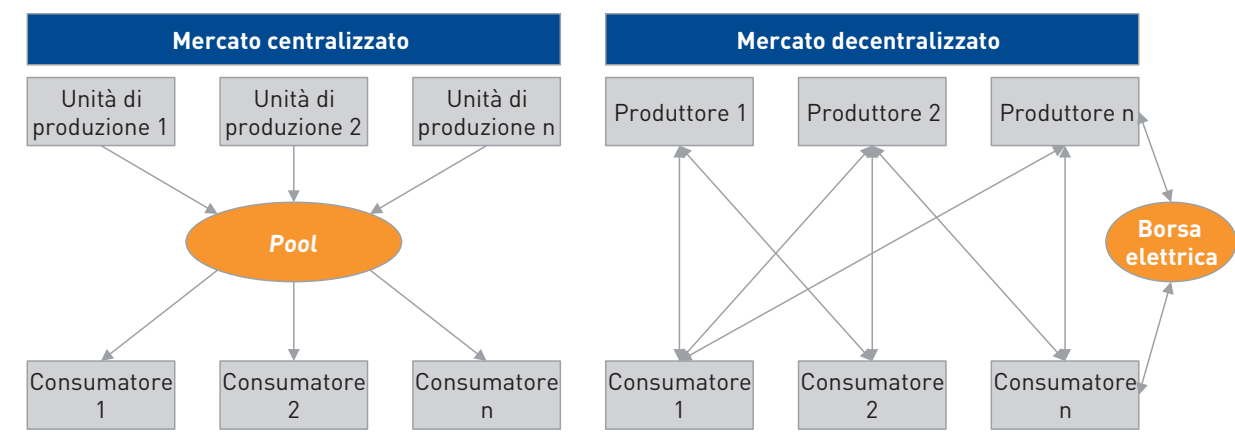
Convenzionalmente i modelli di mercato sono suddivisi tra centralizzati e decentralizzati; nel tempo si sono sviluppati anche modelli ibridi che mutuano soluzioni da entrambi i modelli "estremi".

In termini generali i due modelli di mercato presentano le seguenti caratteristiche:

- Come rappresentato nella Figura 33, nei mercati centralizzati tutta l'energia è venduta ed acquistata tramite un *Pool* caratterizzato da scambi unidirezionali dell'energia dai produttori al *Pool* e dal *Pool* ai consumatori. Nei mercati decentralizzati gli scambi sono invece bidirezionali.
- La partecipazione al *Pool* è obbligatoria, la programmazione è centralizzata ed il bilanciamento avviene su base continua. Nei mercati decentralizzati, in cui la borsa e le negoziazioni bilaterali ricoprono un ruolo fondamentale, tutti gli operatori partecipano su base volontaria e sono liberi di programmare i propri profili di produzione e consumo e di negoziare bilateralmente o tramite i mercati.

FIGURA 33

Struttura mercati centralizzati vs. decentralizzati





Le principali differenze tra i due modelli sono di natura infrastrutturale e di disegno di mercato.

Sotto il **profilo infrastrutturale** i modelli centralizzati sono tipicamente caratterizzati da reti estese e frammentate con livelli di congestione e vincoli di rete elevati; un esempio è fornito dal mercato PJM, in cui i centri di consumo sono dispersi in aree molto grandi. Una discreta magliatura della rete caratterizza invece i modelli decentralizzati. Sotto questo profilo la situazione italiana rappresenta un ibrido in quanto la frammentazione della rete è contenuta ma la magliatura è ancora bassa se confrontata con altri Paesi europei.

Sotto il profilo di **disegno di mercato** le peculiarità dei mercati centralizzati e decentralizzati sono confrontabili rispetto ad una serie di elementi:

- **Pianificazione della generazione:** nei mercati centralizzati il TSO fornisce linee di indirizzo sulla pianificazione e localizzazione della generazione in funzione dello stato della rete. Nei mercati decentralizzati il TSO non svolge alcun ruolo nella pianificazione della generazione e nella localizzazione delle unità produttive, coerentemente con regole di connessione *Fit & Forget*¹.
- **Bilanciamento:** il dispacciamento fisico gestito punto a punto è tipico dei modelli centralizzati in cui il TSO ha una visione completa anche in tempo reale delle unità di produzione e consumo. I soggetti privati, attraverso forme di aggregazione a livello di portafoglio, assumono responsabilità in fase di bilanciamento nei mercati decentralizzati. In un *Pool*, la programmazione finale della produzione di tutti gli impianti di produzione è determinata centralmente dal gestore del mercato che coincide con il TSO. Ciò significa che il TSO decide la programmazione (oraria) di ogni unità di generazione e definisce il prezzo dell'energia che dovrà essere pagato dai consumatori. Al contrario, nei mercati decentralizzati è favorita l'auto-programmazione, ovvero ogni produttore può liberamente decidere il programma di produzione o di consumo delle proprie unità.
- **Formazione del prezzo:** il prezzo nodale dei mercati centralizzati ha il vantaggio di rappresentare e valorizzare a mercato i costi di congestione, particolarmente rilevanti in contesti con reti frammentate; il prezzo zonale, utilizzato nei mercati decentralizzati, mitiga il rischio di contrazione del mercato e fornisce maggiore trasparenza sulla formazione del prezzo
- **Mercati energia e capacità:** i mercati centralizzati sono naturalmente predisposti alla presenza di un mercato della capacità mentre l'introduzione dei mercati della capacità in mercati decentralizzati è fattibile ma va correttamente ed efficacemente gestita l'integrazione e interazione tra i mercati
- **Dispacciamento:** nei modelli centralizzati è più diffuso il *Centralized dispatching* mentre nei modelli decentralizzati è più comune il *Self-dispatching*. Nel primo caso il gestore del sistema ha diretto controllo sul dispacciamento di ogni unità di generazione mentre, nel secondo, il dispacciamento può essere svolto individualmente da ogni produttore sulla base del programma di produzione concordato, soggetto a ogni modifica che il gestore del sistema può richiedere in tempo reale.

¹ I generatori sono connessi alla rete secondo l'approccio *Fit & Forget*, ovvero all'atto della connessione viene verificato che essi rispettino le regole tecniche di connessione e che il loro funzionamento non determini problemi alla rete in qualsiasi situazione di carico la rete si venga a trovare (fase di *Fit*). L'impianto di generazione, una volta connesso alla rete di distribuzione, è libero di produrre secondo le esigenze del produttore con l'unico vincolo di rispettare il valore massimo di potenza immessa e le regole tecniche di immissione. Il gestore di rete, non potendo gestire in esercizio il generatore, è come se si dimenticasse della sua esistenza (*Forget*), considerandolo un carico di segno negativo (che cioè immette anziché prelevare), in quanto anche i carichi non sono gestiti in esercizio dal distributore.

Singole soluzioni adottate nei due modelli di mercato possono coesistere in modelli ibridi come ad esempio quello italiano. Seppur strutturato come un mercato decentralizzato, il mercato italiano presenta elementi tipici dei mercati centralizzati: il dispacciamento fisico punto a punto, il previsto avvio del mercato della capacità e il ruolo rilevante del TSO nella gestione del dispacciamento in tempo reale.

Il confronto riportato nella Tabella 2 mostra come le caratteristiche attuali del mercato italiano si discostino meno dal *Target Model* rispetto alla visione di mercato dell'AEEGSI definita negli orientamenti strategici. I principali elementi di differenziazione dell'attuale modello di mercato rispetto al *Target Model* sono:

- L'assenza di forme di aggregazione sui mercati che, come si vedrà nella proposta di riforma, possono essere combinate con il dispacciamento punto a punto.
- La chiusura dei mercati infra-giornalieri, ancora lontana dal tempo reale, non favorisce l'ottimizzazione dei profili di produzione e consumo e richiede un ruolo più significativo del TSO in fase di bilanciamento in tempo reale.

TABELLA 2

Confronto tra Mercato italiano oggi - *Target Model* – Visione AEEGSI

Elementi di disegno di mercato	Mercato italiano oggi	Target Model	Mercato italiano nella visione dell'AEEGSI
Pianificazione della generazione	Decentralizzato (Il TSO ha l'obbligo di connessione di tutti gli impianti che ne fanno richiesta. Priorità di connessione degli impianti FRNP)		
Bilanciamento	Centralizzato (Dispacciamento punto a punto)	Decentralizzato (Responsabilità di bilanciamento dei singoli operatori/aggregatori)	Ibrido (Dispacciamento punto a punto con apertura a forme di aggregazione di impianti FRNP)
Formazione del prezzo	Decentralizzato (Prezzi zonali su MGP, Nodali su MSD)	Decentralizzato (Prezzi zonali, macro-zonali)	Ibrido (Prezzo zonale su MGP. Apertura a prezzi nodali su MB)
Mercato energia e capacità	Ibrido (Previsto avvio del mercato della capacità)	Ibrido (Apertura a introduzione di mercato della capacità)	Ibrido (Previsto avvio del mercato della capacità)
Dispacciamento	Ibrido (Centralized dispatching con ruolo rilevante dei mercati)	Decentralizzato* (Ruolo centrale dei mercati)	Ibrido (Centralized dispatching con ruolo rilevante dei mercati)

*Il Centralized dispatching non è in contrasto con la disciplina del Target Model



La linea guida di sviluppo della proposta di riforma è quella di **perseguire le logiche sottostanti ai mercati decentralizzati** in considerazione dei seguenti fattori:

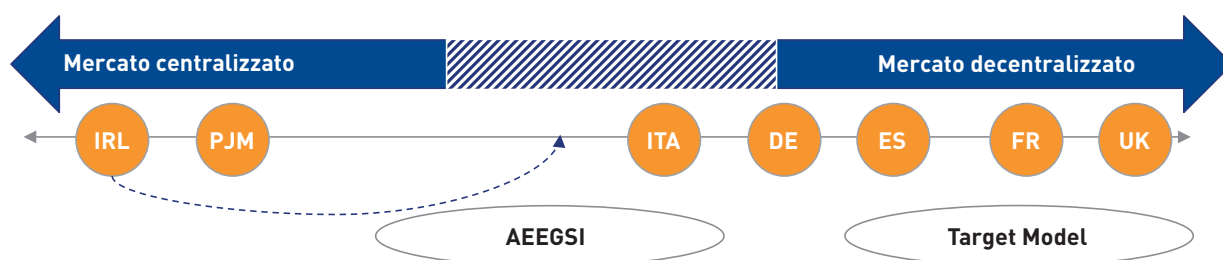
- La crescente integrazione con i mercati limitrofi è favorita dall'adozione di modelli di mercati simili. Tutti i principali mercati europei adottano modelli decentralizzati o ibridi
- La coerenza con la disciplina del *Target Model* Europeo
- La coerenza con la struttura attuale del mercato che, ad eccezione della gestione del bilanciamento punto a punto, presenta caratteristiche tipiche dei modelli decentralizzati o ibridi
- Lo scenario evolutivo che prevede minori tassi di crescita delle fonti rinnovabili e il miglioramento della magliatura della rete, la risoluzione progressiva dei vincoli di rete e una maggiore interconnessione con i mercati limitrofi.

5.2 Focus sui mercati europei decentralizzati

In Europa tutti i principali paesi hanno adottato un modello di mercato decentralizzato o ibrido ad eccezione dell'Irlanda, che ha però recentemente avviato un percorso di riforme per adeguare il mercato ai requisiti del *Target Model*.

FIGURA 34

Struttura mercati centralizzati vs. decentralizzati



L'analisi di alcuni paesi che hanno adottato modelli centralizzati o decentralizzati è stata svolta, con un livello di dettaglio differente, nell'ottica di comprendere le diverse soluzioni adottate per i temi oggetto di proposta. I paesi oggetto dell'analisi sono: Irlanda, PJM, Germania, Spagna, Francia e Regno Unito oltre all'Italia. Un dettaglio di tale analisi si trova nell'Allegato B; le principali differenze riscontrate tra l'Italia e questi paesi, in particolare quelli che hanno adottato modelli decentralizzati, sono:

- **Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati**
 - È l'unico paese in cui sono presenti forme differenziate di valorizzazione degli sbilanciamenti tra tipologie di unità di produzione e consumo (differenziazione tra unità abilitate a MSD e non abilitate, e, tra le unità non abilitate, differenziazione tra FRNP ed altre fonti). Lo sbilanciamento è valorizzato punto per punto ad eccezione delle unità non rilevanti, mentre in Germania, Regno Unito ed anche in Francia lo sbilanciamento è calcolato in forma aggregata
 - Non prevede la partecipazione ai mercati in forma aggregata ad eccezione delle unità di produzione non rilevanti. In tutti i paesi l'aggregazione non presenta vincoli sulla taglia delle

unità di produzione o consumo. In Germania e Francia è consentita l'aggregazione di domanda e offerta.

- **Struttura dei mercati**

- È l'unico mercato suddiviso in zone mentre Germania, Regno Unito, così come anche la Francia, hanno un mercato unico. Si evidenzia come la zonalità del mercato non sia ad ogni modo in contrasto con il *Target Model*
- Non prevede la negoziazione di prodotti capacità sui mercati a termine
- Sta avviando un percorso di introduzione del mercato della capacità di lungo termine così come fatto nel Regno Unito ed in Francia, seppur con modalità e meccanismi di funzionamento differenti. In Germania non è prevista tale ipotesi
- Non prevede la possibilità di negoziare blocchi di ore su MGP e MI
- Prevede la chiusura di MI sei ore prima della consegna / prelievo fisico di energia rispetto ai 45 minuti della Germania e i 30 minuti del Regno Unito. La negoziazione in questi paesi è continua con meccanismi "ex post" di valorizzazione degli interconnettori, mentre in Italia sono previste sessioni multiple
- Non prevede la partecipazione delle FRNP, della generazione distribuita e della domanda all'MSD ed al mercato di bilanciamento. Nei paesi analizzati la partecipazione di tali risorse avviene su base volontaria. In Germania, in particolare, sono stati previsti dei meccanismi di supporto agli investimenti per gli adeguamenti tecnici delle unità alla fornitura dei servizi di rete
- È l'unico mercato che non prevede la formazione di prezzi negativi su tutti mercati

- **Ruolo delle reti**

Non ha adottato, come ad esempio il Regno Unito, forme di incentivazione per l'ottimizzazione delle performance dei TSO e DSO attraverso modelli di remunerazione *output-based*.

6 PROPOSTA DI RIFORMA

Le criticità e le inefficienze del mercato elettrico richiedono un intervento significativo in termini di modello e strumenti a disposizione degli attori attivi sul mercato. Le principali criticità che la proposta intende affrontare e risolvere sono:

- Gli elevati oneri di sistema, in particolare per il bilanciamento, limitano la competitività del sistema paese
- L'incapacità del mercato di fornire segnali di prezzo efficaci su differenti orizzonti temporali
- La limitata integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) e della generazione distribuita
- Le modalità di cooperazione tra TSO e DSO nel mantenimento in sicurezza del sistema elettrico e nella gestione del bilanciamento.

Gli attuali strumenti di mercato risultano inefficaci nel rispondere alle esigenze del sistema e alla risoluzione delle criticità, in particolare in termini di:

- **Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati**
 - Le modalità di valorizzazione e calcolo degli sbilanciamenti favoriscono forme di arbitraggio tra i mercati e generano elevati oneri di sistema
 - La limitata possibilità di partecipazione ai mercati in forma aggregata non permette l'ottimizzazione dei programmi di produzione e prelievo e la gestione del rischio prezzo e volume, in particolare per le FRNP.
- **Struttura dei mercati**
 - Il quadro normativo dei mercati della capacità non è completo, in quanto la disciplina proposta non è ancora stata approvata a livello europeo
 - L'evoluzione del mix generativo, con il conseguente disequilibrio tra domanda ed offerta, e la presenza sul mercato di fonti con strutture di costo differenti hanno reso insufficiente il Mercato del Giorno Prima (MGP) nella capacità di fornire segnali di prezzo e programmi affidabili
 - I mercati MI, MSD e MB presentano criticità in termini di struttura, tempistiche, prodotti negoziati, modalità di accesso e capacità di fornire segnali di prezzo in prossimità del tempo reale
 - Le FRNP e la generazione distribuita sono poco integrate nel sistema da un punto di vista sia fisico che di mercato. Le attuali regole di mercato limitano la partecipazione di queste fonti e della domanda a MSD/MB.
- **Ruolo delle reti**
 - Il ruolo del DSO nella gestione del bilanciamento sulle reti di distribuzione non è disciplinato, così come le modalità di cooperazione con il TSO.

Allo stesso tempo le proposte di modifica del mercato devono tenere in considerazione lo scenario evolutivo identificato ed essere in grado di affrontarne le nuove sfide:

- Tassi di crescita contenuti della domanda elettrica
- Razionalizzazione del parco di generazione, volta a favorire il progressivo riequilibrio tra domanda ed offerta, e necessità di sfruttamento di tutte le risorse disponibili per il mantenimento in sicurezza del sistema



- Sviluppo di nuova capacità produttiva da fonti rinnovabili a ritmi più ridotti rispetto al passato recente
- Riduzione progressiva dei vincoli di rete nel medio periodo
- Integrazione di nuove tecnologie.

La proposta di riforma si prefigge di risolvere le attuali criticità e supportare la competitività del sistema paese attraverso:

- L'introduzione di nuovi strumenti di gestione operativa e commerciale che permettano un trattamento indifferenziato di tutte le fonti e l'integrazione fisica e di mercato di FRNP e generazione distribuita con un processo progressivo e mirato
- La responsabilizzazione di tutti gli operatori nell'attività di programmazione dei profili di produzione e consumo e nell'operatività sui mercati
- La conformità con i modelli decentralizzati e la regolamentazione europea, come il *Target Model* e le Linee Guida sugli Aiuti di Stato
- L'introduzione di strumenti in grado di fornire segnali di prezzo affidabili su tutti gli orizzonti temporali, dal lungo termine al tempo reale
- Un approccio di mercato volto a favorire la competitività, l'innovazione tecnologica e lo sviluppo di nuovi soggetti e modelli di business in un contesto in cui il TSO rimane responsabile del mantenimento in sicurezza del sistema
- L'integrazione dell'attuale architettura di mercato e il superamento dell'attuale centralità dei mercati a pronti a vantaggio di strumenti di medio e lungo termine, per gestire anche la presenza di risorse con strutture di costo differenti
- La minimizzazione dei costi di sistema, *in primis* quelli legati alle inefficienze del mercato.

La proposta prevede una revisione del quadro regolatorio attuale da operare attraverso un processo che coinvolga i soggetti istituzionali quali il Ministero dello Sviluppo Economico, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, gli Organismi comunitari ove necessario, i Gestori di rete e gli Operatori di mercato.

La proposta comporterà quindi:

- **Riforme strutturali**
- **Nuovi strumenti a disposizione degli operatori**
- **Nuovi strumenti per il TSO e i DSO per il mantenimento in sicurezza del sistema elettrico.**

In dettaglio:

1. Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati

- **La proposta interviene sulle modalità di calcolo e valorizzazione degli oneri di sbilanciamento per incentivare comportamenti virtuosi** attraverso:
 - L'introduzione di un meccanismo di valorizzazione degli sbilanciamenti indifferenziato tra le fonti, volto a evitare comportamenti distorsivi e in grado di ridurre gli oneri di bilanciamento in capo ai consumatori finali
 - La valorizzazione dell'energia sbilanciata con un *single price* calcolato come prezzo medio ponderato delle risorse di bilanciamento attivate in tempo reale dal TSO
 - L'avvio di un percorso di calcolo dello sbilanciamento, come prezzo medio ponderato su una quota progressivamente minore di risorse di bilanciamento attivate in tempo reale

fino all'introduzione di un prezzo marginale. Si propone che l'efficacia del meccanismo e del percorso evolutivo sia oggetto di monitoraggio e analisi da parte dell'AEEGSI di concerto con il TSO e gli altri operatori

- L'introduzione di forme di impegno da parte del TSO volte ad ottimizzare i costi di gestione del bilanciamento anche in considerazione dei maggiori strumenti di gestione del rischio prezzo e volume introdotti dalla presente proposta di riforma. Tali impegni si inseriscono nell'ambito del percorso di discussione sulle modalità di remunerazione del TSO secondo logiche *output-based*¹.
- **La proposta interviene sulle modalità di partecipazione al mercato e sulla gestione del dispacciamento fisico** attraverso:
 - L'introduzione di modalità di partecipazione al mercato in forma aggregata su base zonale, con portafogli separati per generazione e domanda senza limiti di taglia dell'unità
 - La conferma del dispacciamento fisico per singolo punto per le unità connesse alla rete di trasmissione e in forma aggregata per quelle connesse alle reti di distribuzione
 - La valutazione nel medio-lungo termine della possibilità di aggregazione a livello di impianto con unità di produzione sullo stesso livello di tensione
 - L'inquadramento del GSE come un soggetto attivo solo nella promozione e incentivazione delle FNRP.

2. Struttura dei mercati:

- **La proposta interviene sul mercato della capacità creando un ulteriore strumento in grado di fornire segnali di prezzo che aiutino a ottimizzare il parco produttivo rispetto ad esigenze di flessibilità e capacità**, attraverso:
 - L'avvio in tempi brevissimi del mercato della capacità (strategica) così come definito nella regolazione tecnica predisposta dal TSO, approvata da AEEGSI/MSE e in fase di scrutinio presso la Commissione europea
 - L'avvio e revisione del segmento della flessibilità (capacità flessibile) in qualità di mercato a termine dei servizi ancillari e di bilanciamento. Questo mercato risponde all'esigenza di dotare il TSO e gli operatori di uno strumento di copertura del rischio rispetto all'esposizione sul mercato di bilanciamento, e di fornire segnali di prezzo su diversi orizzonti temporali a tutti gli *stakeholder*. La soluzione proposta sosterrà in modo efficace e mirato gli investimenti esistenti e nuovi
 - La conferma del ruolo centrale del TSO nella gestione del mercato della capacità.
- **La proposta interviene sulle tempistiche del mercato infra-giornaliero per favorire l'ottimizzazione dei programmi di produzione e prelievo e sulla struttura del mercato MSD e di bilanciamento** attraverso:
 - L'introduzione di un mercato dell'energia infra-giornaliero con chiusura prossima al tempo reale al fine di dotare gli operatori degli strumenti necessari per l'ottimizzazione delle proprie posizioni. Potrà essere definito un percorso di implementazione progressivo in considerazione delle esigenze operative degli operatori.

¹ Così come previsto negli Orientamenti Strategici dell'AEEGSI.



- L'introduzione di un'ultima sessione del mercato della capacità flessibile per la negoziazione di risorse per i servizi ancillari e il bilanciamento nel giorno D-2
 - La conferma nel breve termine delle sessioni dell'attuale MSD nel giorno D-1 e D in una logica di gestione tecnica efficiente del sistema
 - L'avvio nel medio termine di un percorso di revisione della fase di programmazione del mercato che preveda l'introduzione di sessioni del mercato della capacità flessibile nel giorno D-1 successive alla chiusura di MGP, coerentemente con l'introduzione del mercato infra-giornaliero con chiusura prossima al tempo reale.
- **La proposta interviene sull'integrazione delle FRNP, della generazione distribuita e della domanda sui mercati della capacità e del bilanciamento** attraverso:
 - La progressiva partecipazione di tutte le fonti, ivi incluse FRNP, generazione distribuita e domanda, al mercato di bilanciamento e della capacità
 - L'introduzione dei prezzi negativi in linea con quanto previsto dalle Linee Guida Europee in materia di Aiuti di Stato a valle del completamento della riforma del mercato della capacità e del bilanciamento.

3. Ruolo delle reti:

- **La proposta interviene sul ruolo del DSO e sulla sua interazione con il TSO per favorire la partecipazione al mercato del bilanciamento di tutte le fonti connesse alle reti di distribuzione:**
 - La responsabilità del bilanciamento del sistema rimarrà in capo al TSO
 - Il DSO opera come facilitatore tecnico nel pieno rispetto delle regole di *unbundling*, per permettere alle unità connesse alle reti di distribuzione di partecipare in modalità aggregata ai servizi di bilanciamento
 - L'evoluzione dello scenario di riferimento in termini di sviluppo e diffusione dei sistemi di stoccaggio, auto elettriche, *Smart Grid* e *Demand Side Management* potrà richiedere nel lungo periodo un'ulteriore ottimizzazione del ruolo del DSO e del modello di cooperazione tra TSO e DSO per la gestione del dispacciamento.

Rispetto alla visione dell'AEEGSI maggiormente orientata, ad esempio, verso un mercato con prezzi nodali, la proposta allinea il modello italiano a quello dei mercati europei ed al *Target Model*. La conferma dei prezzi zonal, l'introduzione di forme di partecipazione ai mercati in forma aggregata e le modalità di revisione della valorizzazione degli sbilanciamenti sono elementi distintivi della proposta rispetto agli orientamenti strategici dell'AEEGSI.

FIGURA 35

Le singole proposte di riforma



La Figura 35 riassume la struttura della proposta e le singole proposte di riforme.

Road map di implementazione

L'implementazione della proposta di riforma dovrà seguire un percorso progressivo che preveda dei regimi transitori volti ad accompagnare il cambiamento e l'ottimizzazione delle soluzioni identificate.

Per definire la *road map*² di implementazione della proposta sono stati utilizzati tre macro-criteri volti a valutare il livello di fattibilità di ciascuna delle soluzioni identificate in relazione ai tempi di implementazione:

- Complessità della disciplina regolatoria
- Complessità tecnica di implementazione
- Investimenti richiesti.

Si ritiene ragionevole ipotizzare che tutte le soluzioni possano essere operative entro il 2020, ad eccezione della partecipazione al mercato di bilanciamento e della capacità delle unità connesse in bassa tensione. I tempi di implementazione di alcune proposte sono tra loro fortemente interdipendenti (ad esempio la revisione degli oneri di sbilanciamento, la revisione del mercato di bilanciamento e della capacità flessibile) e di conseguenza l'entrata in esercizio delle modifiche sarà quasi simultanea.

² Per un dettaglio della definizione della *Road map* si veda il Capitolo 8.



La *road map* è stata definita assumendo un tipico percorso di approvazione delle riforme che vede un ruolo attivo dei soggetti istituzionali quali il Ministero dello Sviluppo Economico e l'AEEGSI, eventualmente coadiuvati dai Gestori di rete e gli altri Operatori di mercato.

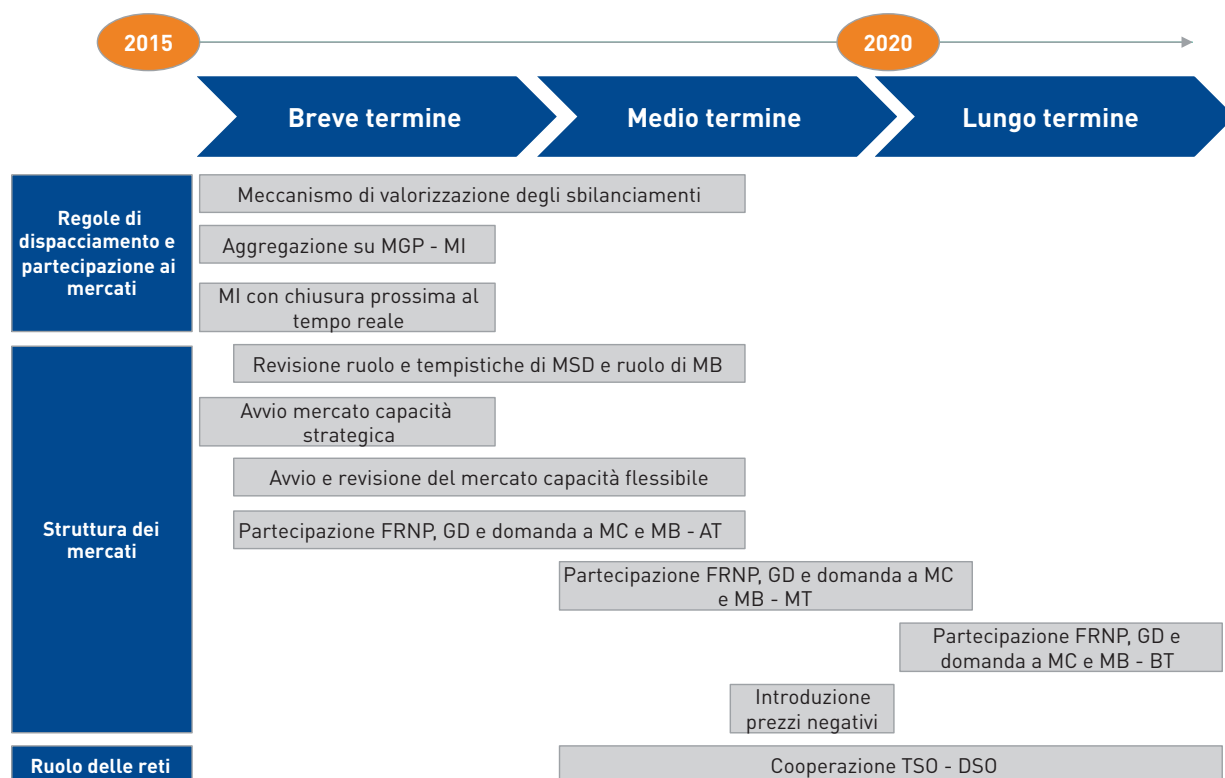
Nel breve termine si ritiene possa essere implementato il mercato della capacità (strategica) ed avviato un tavolo di lavoro che porti alla definizione delle modalità di aggregazione commerciale su MGP ed MI e la revisione dei tempi di chiusura di MI.

Nel medio termine è sostenibile ipotizzare la finalizzazione della revisione del nuovo meccanismo di valorizzazione degli sbilanciamenti contestualmente alla riforma dell'architettura di mercato, incluso l'avvio del mercato della capacità flessibile. Su medesimo orizzonte temporale potranno essere introdotti i prezzi negativi.

La definizione del modello di cooperazione TSO e DSO va inteso in modo dinamico e continuativo, richiedendo tempi di implementazione più lunghi rispetto alle altre proposte così come la partecipazione ai mercati della capacità e del bilanciamento delle risorse connesse alle reti di bassa tensione.

FIGURA 36

Road map di implementazione della proposta



7 ANALISI E DETTAGLIO DELLE SINGOLE PROPOSTE DI RIFORMA

In questo Capitolo si affrontano in modo specifico gli elementi della riforma presentati nel Capitolo 6 in termini di contesto attuale del mercato italiano, esperienze dei principali mercati europei ove rilevanti e dettagli della proposta di riforma.

L'analisi è strutturata secondo le tre macro-aree di intervento della riforma: regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati, struttura dei mercati e ruolo delle reti. Ciascuna di esse è declinata rispetto alle singole soluzioni che costituiscono la proposta di riforma:

1. Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati

- Oneri di sbilanciamento
- Regole di partecipazione ai mercati e dispacciamento fisico.

2. Struttura dei mercati

- Ruolo e funzionamento dei mercati
 - Architettura del mercato
 - Mercato della capacità (MC)
 - Mercato del giorno prima e mercato infra-giornaliero (MGP ed MI)
 - Mercato dei servizi ancillari e di bilanciamento (MSD ed MB)
- Partecipazione delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), generazione distribuita (GD) e domanda ai servizi di rete
- Prezzi negativi.

3. Ruolo delle reti



7.1 Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati

7.1.1 Oneri di sbilanciamento

7.1.1.1 Criteri di definizione del costo degli sbilanciamenti

Il TSO è chiamato a mantenere il sistema in equilibrio garantendo la continuità e la sicurezza della fornitura del servizio ed evitando il rischio di interruzione dello stesso. A tale scopo esso monitora i flussi di energia elettrica in tempo reale e, se necessario, interviene con ordini di dispacciamento per correggere i livelli di immissione, in modo che immissioni e prelievi siano perfettamente bilanciati. Nel tempo reale accade, infatti, che un'unità si trovi ad immettere/prelevare quantità di energia elettrica diverse da quanto programmato, determinando così uno sbilanciamento.

Gli elementi chiave nel calcolo del costo di sbilanciamento sono rappresentati da:

- **Modalità di calcolo dei volumi di sbilanciamento:** i volumi di sbilanciamento sono calcolati come la differenza tra il programma di immissione/prelievo e l'effettivo immesso/prelevato nel tempo reale.

Il riferimento per il calcolo dei volumi di sbilanciamento è solitamente il programma in esito all'ultima sessione del mercato infra-giornaliero, laddove l'unità non partecipi all'MSD/MB e contribuisca alla fornitura di risorse di bilanciamento per il TSO.

- **Modalità di definizione del prezzo di sbilanciamento: il prezzo di sbilanciamento è il riferimento per quantificare economicamente i volumi sbilanciati**

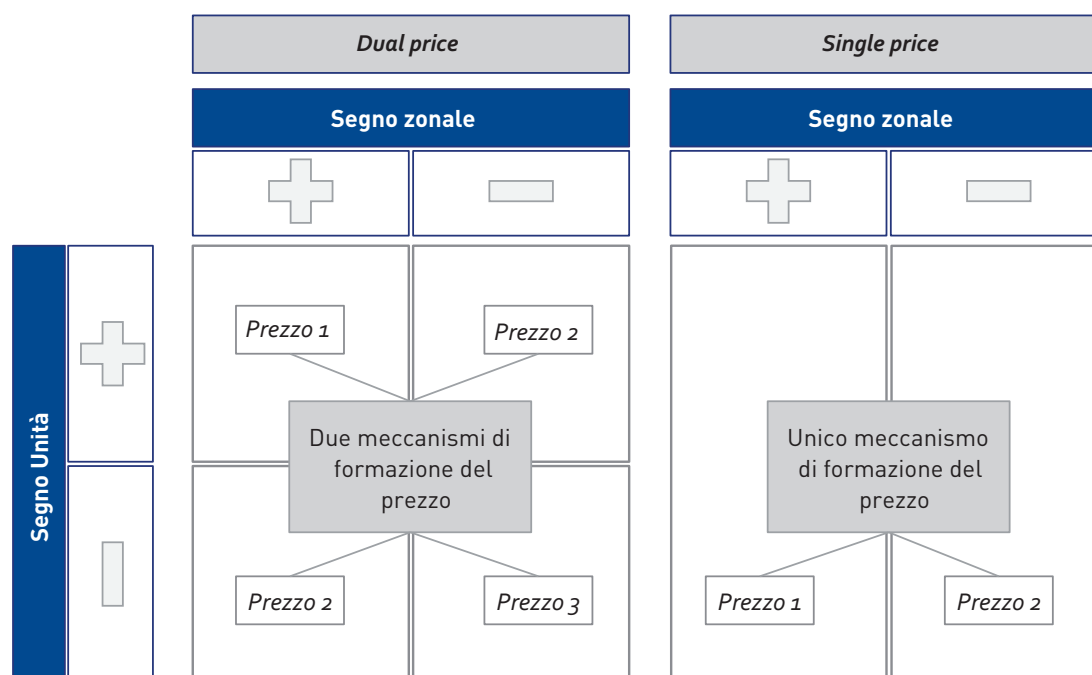
La formazione del prezzo dello sbilanciamento può avvenire mediante due metodologie, alternative fra loro, *single price* o *dual price*, a seconda degli elementi che contribuiscono alla sua formazione, come mostrato nella Figura 37. In un meccanismo *single price* solo il segno zonale¹ concorre alla formazione del prezzo di sbilanciamento mentre nel *dual price* rilevano il posizionamento della singola unità e il segno della zona di mercato. Il prezzo di sbilanciamento, *single* o *dual*, può essere calcolato:

- In base al **prezzo marginale dell'ultima risorsa attivata**: ha il beneficio di fornire segnali di prezzo agli investimenti in flessibilità ed agli interventi infrastrutturali sulla rete. Tuttavia, l'adozione di un prezzo marginale può essere effettuata più facilmente nel momento in cui siano sostanzialmente risolte le problematiche di determinazione del valore dei segni zionali e della scelta delle attivazioni in tempo reale rilevanti ai fini del bilanciamento. A regole vigenti il prezzo marginale, pur stimolando l'ottimizzazione dei piani di produzione/prelievo, da un lato incrementa il rischio di penalizzazione per gli operatori, dall'altro può esaltare i fenomeni di arbitraggio
- Come **media ponderata** ad esempio delle offerte accettate su MSD/MB ed attivate in tempo reale: ha il vantaggio di riflettere l'effettivo costo sostenuto dal TSO per il bilanciamento in un sistema basato sul *pay-as-bid* come quello italiano. Il prezzo medio può rappresentare una corretta indicazione del valore del bilanciamento sempre che siano risolte le problematiche di determinazione dei segni zionali e di identificazione delle vere risorse attivate per il bilanciamento del sistema.

¹ Il segno dell'unità identifica se questa sta producendo/immettendo più/meno energia rispetto a quanto programmato. Il segno zonale identifica se una zona di mercato non è in equilibrio in quanto c'è maggiore/minore energia sul mercato rispetto alla produzione/domanda.

FIGURA 37

Meccanismi di formazione del costo dello sbilanciamento



Tipicamente il riferimento per la valorizzazione degli sbilanciamenti è rappresentato dai prezzi del mercato di bilanciamento in caso di *single price* e dal mercato del giorno prima e quello di bilanciamento in caso di *dual price*.

Il costo dello sbilanciamento è calcolato come prodotto tra volumi sbilanciati e prezzo di sbilanciamento.

Il calcolo del costo di sbilanciamento può essere differenziato tra le diverse unità con l'obiettivo di tenere in considerazione le caratteristiche peculiari di ciascuna di esse. Ad esempio, la non programmabilità di alcune fonti rinnovabili ha spinto il regolatore italiano a prevedere dei meccanismi differenziati di definizione del prezzo degli sbilanciamenti per mitigare gli effetti propri della non programmabilità. Il trattamento indifferenziato delle fonti si inserisce in una prospettiva di integrazione fisica e di mercato di tutte le unità e quindi di equiparazione delle opportunità e dei rischi. La differenziazione di calcolo del costo di sbilanciamento rappresenta inoltre una barriera all'implementazione di forme aggregate di partecipazione al mercato. L'esperienza dei principali paesi europei e non solo, dimostra come la differenziazione nel calcolo del costo di sbilanciamento sia una peculiarità del sistema italiano, e che l'uniformità di trattamento debba essere accompagnata da opportuni strumenti di gestione del rischio.

7.1.1.2 La gestione degli sbilanciamenti in Italia

Lo sbilanciamento effettivo di un punto di dispacciamento è la differenza, in ciascun periodo rilevante, tra la misura dell'energia immessa/prelevata nel sistema elettrico e il programma finale



di immissione/prelievo di energia in esito alla chiusura dei mercati dell'energia o del MSD per le unità abilitate.

Il punto di dispacciamento coincide:

- Per le Unità di Produzione (UP) rilevanti (UP con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MW), con il punto di immissione di energia elettrica relativo al singolo punto
- Per le Unità di Consumo (UC) con l'insieme di uno o più punti di prelievo localizzati in un'unica zona
- Per le UP non rilevanti (< 10 MW) con l'insieme di uno o più punti di immissione localizzati in un'unica zona.

Il periodo rilevante:

- Per le UP abilitate alla partecipazione in MSD è pari al quarto d'ora
- Per le UP non abilitate a MSD (queste possono essere sia unità rilevanti sia unità non rilevanti) e per le UC (tutte le unità di consumo sono non rilevanti) è pari all'ora.

FIGURA 38

Variabili per il *settlement* degli sbilanciamenti



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su Codice di Rete, Delibera 111/06, Delibera 522/2014

Per ciascun periodo rilevante e per ciascun punto di dispacciamento, il TSO calcola **lo sbilanciamento effettivo (MWh)**, **il segno zonale** e **il prezzo di sbilanciamento (€/MWh)** applicabile in base alla tipologia di punto di dispacciamento.

Lo sbilanciamento effettivo dell'unità è calcolato come segue:

- Per le UP abilitate, come differenza tra l'effettivo immesso e il programma vincolante modificato e corretto in esito al MSD o MB (qualora l'unità vi abbia partecipato), coerentemente con gli ordini di dispacciamento inviati dal TSO in tempo reale
- Per le UP non abilitate e le UC, come differenza tra l'effettivo immesso/prelevato e l'ultimo programma modificato in esito all'MGP/MI.

Il segno zonale (che identifica se in una zona di mercato c'è un eccesso di energia – zona lunga – oppure una carenza di energia per mantenere la zona in equilibrio – zona corta) è valutato come la somma di tutte le quantità accettate su MSD/MB² in una specifica zona di bilanciamento³, in cui le offerte di vendita sono considerate con segno negativo e le offerte di acquisto con segno positivo, al netto dei transiti tra le zone. Il risultato è uguale alla somma degli sbilanciamenti in immissione e prelievo di tutte le unità localizzate in quella zona, da cui deriva lo sbilanciamento zonale netto che determina il segno della zona.

Il prezzo dello sbilanciamento è differente per:

- UP abilitate a MSD
- UP e UC non abilitate a MSD
- All'interno delle UP non abilitate è prevista un'ulteriore differenziazione per le FRNP.

Per le UP abilitate a MSD il prezzo dello sbilanciamento è definito nel seguente modo:

- Se la zona è lunga e l'unità è corta (l'unità ha immesso meno di quanto programmato) il prezzo dello sbilanciamento è uguale al prezzo MGP
- Se la zona è lunga e l'unità è lunga (l'unità ha immesso più di quanto programmato) il prezzo dello sbilanciamento è uguale al **prezzo minimo** tra il prezzo MGP e l'ultima offerta "a scendere" accettata sull'MSD/MB per altri servizi, e attivata in tempo reale
- Se la zona è corta e l'unità è corta il prezzo dello sbilanciamento è uguale al **prezzo massimo** tra il prezzo MGP e il prezzo dell'ultima offerta "a salire" accettata sull'MSD/MB per altri servizi, e attivata in tempo reale
- Se la zona è corta e l'unità è lunga il prezzo dello sbilanciamento è uguale al prezzo MGP.

Per le unità non abilitate a MSD, comprese le unità rinnovabili non programmabili che, sulla base di quanto definito dalla Delibera 522/2014, scelgono di essere considerate come unità singole (coerentemente con le disposizioni dell'Art. 40.3, Allegato A, della Delibera 111/06), **il prezzo dello sbilanciamento è definito nel seguente modo:**

- Se la zona è lunga, il prezzo dello sbilanciamento è uguale al minimo tra il prezzo zonale su MGP e **la media ponderata del prezzo delle offerte "a scendere"** accettate in tempo reale nel mercato del bilanciamento per la riserva secondaria e gli altri servizi nelle altre zone

² Include MSD ex-ante e MB (Mercato del Bilanciamento).

³ Il precedente quadro regolatorio prevedeva quattro zone di bilanciamento: zona A (Nord), zona B (Sicilia e Priolo), zona C (Sardegna) e zona D (Centro Nord, Centro Sud, Sud e rimanenti poli di produzione limitata). La Delibera AEEG 525/2014 approvata nell'Ottobre 2014, ha modificato l'aggregazione geografica introducendo due macro-zone: Nord, che corrisponde alla zona di mercato Nord; e Sud, che corrisponde all'insieme di tutte le altre zone di mercato (cioè Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna) ed i poli di produzione limitata.



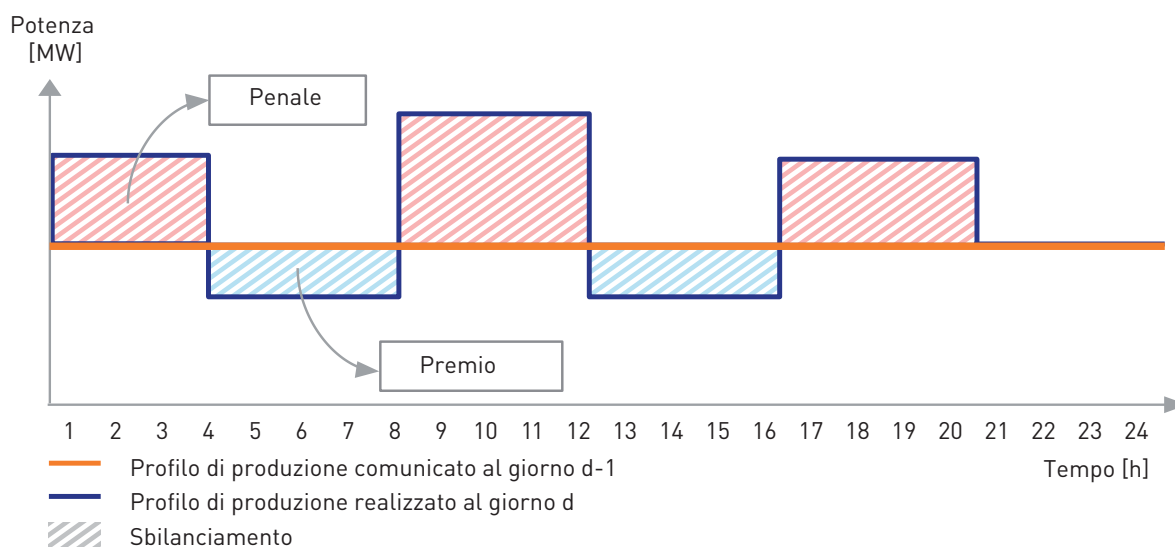
- Se la zona è corta, il prezzo dello sbilanciamento è uguale al massimo tra il prezzo zonale su MGP e la media ponderata del prezzo delle offerte “a salire” accettate in tempo reale nel mercato del bilanciamento per la riserva secondaria e gli altri servizi nelle altre zone.

Di conseguenza, come riportato nella Figura 39:

- Un’unità non abilitata corta in una zona lunga deve pagare al TSO il valore minimo tra il prezzo zonale MGP ed il prezzo MSD di riferimento moltiplicato per l’energia sbilanciata. Nel MGP, la stessa quantità di energia era stata valorizzata al prezzo zonale MGP, quindi il costo opportunità dell’unità è uguale alla differenza tra il prezzo zonale MGP ed il valore minimo tra il prezzo zonale MGP ed il prezzo MSD di riferimento nella zona di bilanciamento corrispondente (cioè la media ponderata del prezzo “a scendere” su MSD).
- Viceversa, un’unità non abilitata lunga in una zona lunga riceve dal TSO il valore minimo tra il prezzo zonale MGP ed il prezzo MSD di riferimento moltiplicato per l’energia sbilanciata. Se l’energia sbilanciata fosse stata venduta nel MGP, l’unità avrebbe ricevuto il prezzo zonale MGP. Quindi, l’unità paga una penale corrispondente alla differenza tra il prezzo zonale MGP ed il prezzo MSD di riferimento nella zona di bilanciamento corrispondente (cioè la media ponderata del prezzo “a scendere” su MSD).

FIGURA 39

Costo opportunità per un’unità non abilitata in una zona lunga



La Figura 40 riassume le differenti modalità di calcolo del prezzo e relativo costo di sbilanciamento.

FIGURA 40
Modalità di calcolo del costo degli sbilanciamenti in Italia

	Unità Abilitate (Delibera 111/06)	Unità Non Abilitate (Delibera 111/06)	FRNP ¹ (Delibera 522/2014)
	<i>Dual price</i>	<i>Single price</i>	<i>Single price</i> (con meccanismo di perequazione)
	Prezzo marginale	Prezzo medio ponderato	Prezzo medio ponderato
ZONA	<p>+ Riceve: Valore minimo tra il prezzo zonale su MGP e il <i>prezzo massimo macrozonale</i> "a scendere" accettato su MSD</p> <p>- Paga: Prezzo MGP</p>	<p>Riceve: Valore minimo tra il prezzo zonale su MGP e il <i>prezzo medio ponderato macrozonale</i> "a scendere" accettato su MSD</p>	<p>Sbilanciamento fuori franchigia</p> <p>a Costo dello sbilanciamento come UP non abilitata</p> <p>Valorizzazione sbilanciamenti all'interno delle franchigie</p> <p>b Sbilanciamento effettivo (positivo o negativo) all'interno della franchigia valorizzato al prezzo zonale MGP</p> <p>c Sbil. (TWh) in termini assoluti nella franchigia * parametro di perequazione (€/MWh) uguale a $[(\text{Sbil. totale valorizzato come unità non abilitata} - a) - b]$ $[\sum \text{Volumi sbilanciati nella zona all'interno delle franchigie}]$</p>
ZONA	<p>+ Riceve: Prezzo MGP</p> <p>- Paga: Valore massimo tra il prezzo zonale su MGP e il <i>prezzo Massimo macrozonale</i> "a salire" accettato su MSD</p>	<p>Riceve: Valore massimo tra il prezzo zonale su MGP e il <i>prezzo medio ponderato macrozonale</i> "a salire" accettato su MSD</p>	

¹ FRNP che non scelgono di essere considerate come unità singole, coerentemente con le disposizioni dell'Art. 40.3, Allegato A, della Delibera 111/06

A differenza del **meccanismo di calcolo del costo di sbilanciamento in essere per le unità abilitate** che:

- **Non premia** le unità nel caso in cui queste contribuiscano positivamente allo sbilanciamento zonale (es. unità corta in zona lunga) ma valorizza l'energia al prezzo MGP
- **Le penalizza al prezzo massimo su MSD** nel caso in cui queste contribuiscano a peggiorare lo sbilanciamento zonale (es. unità lunga in zona lunga, o unità corta in zona corta);

il meccanismo in essere per **le unità non abilitate**:

- **Premia** le unità nel caso in cui queste contribuiscano positivamente all'equilibrio del sistema



- **Le penalizza** nel caso in cui queste contribuiscano a peggiorare lo sbilanciamento zonale.

Per le FRNP che non scelgono di essere considerate come unità singole, coerentemente con le disposizioni dell'Art. 40.3, Allegato A, della Delibera 111/06, **il costo dello sbilanciamento è definito secondo le disposizioni della Delibera 522/2014.**

La Delibera 522/2014 ha introdotto la possibilità per gli operatori di impianti rinnovabili non programmabili di optare per una procedura specifica di calcolo degli oneri di sbilanciamento, che comporta una parziale perequazione dei costi di sbilanciamento imputati alle unità non programmabili. L'obiettivo della perequazione è di ridurre il *gap* tra il valore minimo ed il valore massimo dei costi di sbilanciamento attribuibili ad ogni unità nella stessa zona di mercato, al fine di ridurre il rischio legato agli sbilanciamenti.

Il costo dello sbilanciamento, come definito nella Delibera 522/2014, è quindi determinato come segue:

- I volumi di sbilanciamento non rientranti nella franchigia specifica per fonte, come da Figura 41, sono valorizzati secondo la normativa in essere per le unità non abilitate
- Gli sbilanciamenti all'interno della franchigia sono valorizzati al prezzo MGP (non comportando quindi un onere)
- Gli sbilanciamenti all'interno della franchigia sono altresì valorizzati secondo un parametro di perequazione definito dal TSO.

FIGURA 41

Franchigie specifiche per FRNP

Tecnologia	Unità rilevanti (> 10 MW)	Unità non rilevanti (≤ 10 MW)
Eolico	49%	8%
Solare	31%	8%
Acqua fluente	8%	8%
Altre fonti	1,5%	8%

Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su Delibera 522/14

La redistribuzione dei costi di sbilanciamento degli impianti rinnovabili non programmabili tende a favorire le unità dotate di una bassa capacità di programmare la produzione.

7.1.1.3 Criticità della disciplina vigente

La presenza di più modalità di calcolo del costo degli sbilanciamenti non permette di riflettere il costo effettivo in capo al TSO per il bilanciamento del sistema, così come i costi o i benefici effettivamente causati al sistema dallo sbilanciamento degli operatori.

Il costo dello sbilanciamento calcolato *ex-post* e il valore dell'energia acquistata e venduta dal TSO nel tempo reale hanno continuato a subire un continuo disallineamento.

La criticità attuale consiste nel fatto che nel prezzo di sbilanciamento rientrano ordini non rappresentativi del reale costo di bilanciamento del sistema. Si fa riferimento, in particolare, ad attivazioni di risorse per motivi diversi dal bilanciamento, quali ad esempio la risoluzione delle congestioni e il mantenimento della tensione. A ciò si aggiunge il fatto di considerare le attivazioni nette sul mercato di bilanciamento come volumi sbilanciati (cambiati di segno) della zona. Operativamente un'attivazione di bilanciamento in una zona "A" può essere dedicata al bilanciamento di un'altra zona attigua "B". L'approssimazione oggi utilizzata fa figurare come zona corta la zona "A", che in realtà potrebbe essere bilanciata, in quanto in tale zona viene attivato "a salire" un impianto.

Il meccanismo di calcolo del costo dello sbilanciamento risulta quindi sempre meno *cost-reflective* e le risorse, acquistate su MSD/MB, ma utilizzate per la risoluzione delle congestioni, contribuiscono ad aumentare i costi sostenuti dai clienti finali per i servizi di dispacciamento, costi che sono aumentati di circa 600 milioni di euro tra il 2011 e il 2013. Il meccanismo attuale, inoltre, non fornisce al sistema alcun segnale di prezzo sulla flessibilità e sulla necessità di interventi infrastrutturali.

Al momento dell'introduzione della disciplina del *single price* per le unità non abilitate (Deliberazione n. 293/05), l'intenzione del regolatore era quella di ridurre l'onere medio di sbilanciamento per queste unità e, in particolare, per i consumatori (quantomeno per la cosiddetta "utenza diffusa"). La crescita della generazione distribuita e delle FRNP negli ultimi anni ha notevolmente aumentato il peso rivestito dalle unità non abilitate nel sistema.

Le unità soggette al *single price*, per come è attualmente disegnato tale meccanismo, potrebbero cogliere delle opportunità di arbitraggio tra i mercati sfruttando il disallineamento sistematico tra il prezzo dell'energia nel tempo reale e il prezzo di sbilanciamento.

A differenza del *single price*, il *dual price* in vigore per le unità abilitate segue logiche differenti. La logica sottostante è quella di dissuadere le unità abilitate dal discostarsi dal programma definito in esito a MB.

7.1.1.4 Gestione degli sbilanciamenti nei paesi analizzati

La differenziazione nel calcolo del costo degli sbilanciamenti tra unità abilitate e unità non abilitate è una peculiarità del sistema italiano, in quanto nei principali mercati europei non esiste tale distinzione. Unità convenzionali, FRNP, generazione distribuita e domanda sono assoggettate alle stesse regole.

Nei mercati centralizzati il calcolo dei volumi di sbilanciamento avviene tipicamente a livello di singolo impianto, mentre nei mercati decentralizzati, quali Germania e Regno Unito, il calcolo avviene a livello di portafoglio aggregato.

La Germania adotta un *single price*, definito come la media ponderata delle risorse movimentate per il bilanciamento del sistema in tempo reale. Il Regno Unito attualmente adotta un meccanismo *dual price*, anche se il regolatore ha approvato la normativa per il **passaggio ad un *single price* definito come prezzo marginale sul mercato di bilanciamento a partire da gennaio 2016.**

Molti mercati europei hanno già implementato un *single price* o sono in fase di consultazione circa una potenziale introduzione. **In Belgio è già attivo un *single price* valorizzato al costo marginale di attivazione delle risorse, in Olanda è invece attivo un meccanismo misto di valorizzazione tra**



single price e dual price al costo marginale delle risorse attivate. Nel Nord Pool esiste un *single price*, mentre in Francia si sta discutendo circa una sua potenziale introduzione.

Il Box 3 propone una breve descrizione dei diversi meccanismi di valorizzazione degli sbilanciamenti in Germania, Regno Unito e PJM al fine di evidenziarne le principali caratteristiche.

Box 3

ESEMPI DI MECCANISMI DI VALORIZZAZIONE DEGLI SBILANCIAMENTI IN MERCATI ESTERI

Germania

Nel giugno 2010 in Germania è stato introdotto un unico prezzo di sbilanciamento, comune ai quattro TSO e valido sia per le unità di produzione, sia per le unità di consumo. Il costo di sbilanciamento è calcolato con un *single price* definito come media ponderata dei prezzi delle risorse attivate secondo il merito economico.

FIGURA 42

Modalità di calcolo del costo degli sbilanciamenti in Germania



Impianti convenzionali, FRNP che partecipano al mercato e domanda sono assoggettati alle stesse regole (gli impianti FRNP dispacciati dal TSO sono soggetti a sbilanciamenti non penalizzanti), e non vi sono differenziazioni di trattamento tra le diverse unità. Il TSO calcola ogni 15 minuti i volumi di sbilanciamento come differenza tra l'effettivo immesso e il programma vincolante in esito al MI (in Germania non è presente il MB, ma il TSO si approvvigiona settimanalmente di riserva secondaria e giornalmente di riserva terziaria che poi attiva in tempo reale). I volumi sbilanciati sono inviati dal TSO a livello aggregato al soggetto responsabile della gestione a mercato del portafoglio (*Balance Responsible Party - BRP*), ed è questi, in seguito, a suddividere tali volumi secondo gli accordi contrattuali in essere con le differenti unità che compongono il portafoglio. Il prezzo dello sbilanciamento è unico. I costi di attivazione della riserva secondaria e terziaria concorrono alla formazione del costo dello sbilanciamento. Il meccanismo premia gli operatori quando questi contribuiscono involontariamente ad aiutare il bilanciamento del sistema, mentre, in caso contrario, risulta in una penalizzazione per l'operatore che contribuisce a peggiorare lo sbilanciamento del sistema. **Il TSO svolge controlli periodici volti ad analizzare il comportamento degli operatori di mercato in funzione dei volumi sbilanciati. Un trend di**

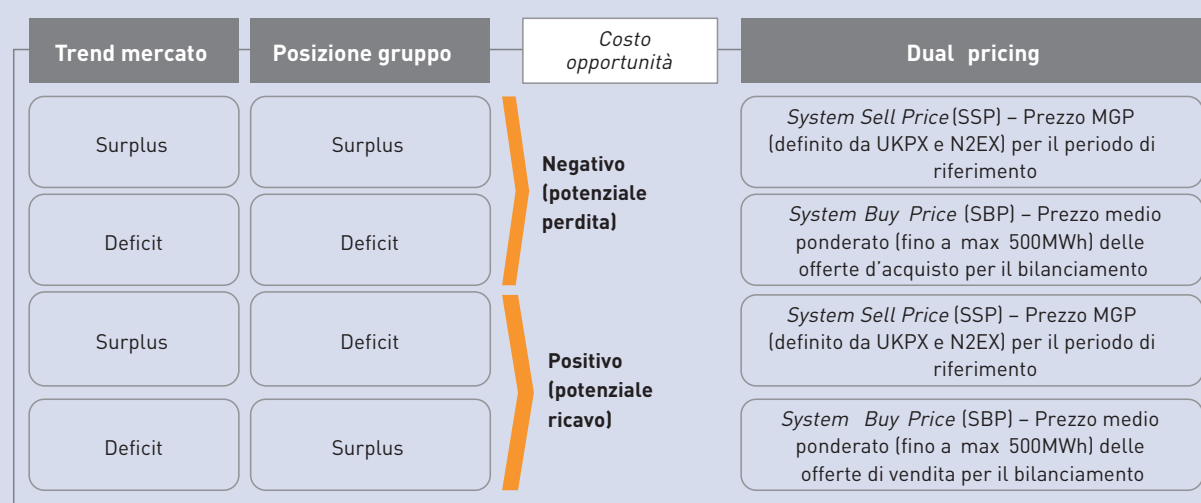
sbilanciamento continuo in una specifica direzione per un determinato periodo di tempo può risultare in una penalizzazione del comportamento del BRP.

Regno Unito

Attualmente il prezzo di sbilanciamento nel Regno Unito è duale; tuttavia, il regolatore ha approvato il passaggio ad un *single price* che avverrà a partire da gennaio 2016. Il prezzo dello sbilanciamento è definito come il prezzo marginale in esito al mercato di bilanciamento ogni 30 minuti, e non vi è differenza di trattamento tra domanda e offerta.

FIGURA 43

Modalità di calcolo del costo degli sbilanciamenti nel Regno Unito



Il Prezzo *SBP-System Buy Price* (applicabile quando il sistema è «corto») è sempre uguale o maggiore del *SSP-System Sell Price* (applicabile quando il sistema è «lungo»). Questo genera una situazione peculiare nel Regno Unito in cui le unità, per non incorrere in costi penalizzanti (SBP), tendono a mantenere sul mercato una posizione lunga. Il TSO calcola i volumi di sbilanciamento come differenza tra l'effettivo immesso e il programma vincolante in esito al MB per ogni portafoglio di domanda e di offerta. Il volume sbilanciato è inviato dal TSO a livello aggregato al soggetto responsabile della gestione a mercato del portafoglio, e questi in seguito ripartisce il volume tra le differenti unità che compongono il portafoglio.

PJM

In PJM il costo degli sbilanciamenti è calcolato con un *single price* applicabile sia alle unità di domanda, sia alle unità d'offerta. Il bilanciamento del sistema avviene ogni 5 minuti mentre il prezzo di riferimento ha granularità oraria. Impianti convenzionali, FRNP e domanda sono assoggettati alle stesse regole.

Esiste tuttavia in questo mercato una differenziazione, non tanto nel meccanismo di calcolo del costo totale degli sbilanciamenti o nei costi che concorrono alla sua formazione, quanto alla



modalità di assegnazione del costo alle diverse unità. Il costo dello sbilanciamento per le cosiddette “Risorse Capacità¹” è calcolato a livello di singola unità, mentre il costo generato dalle “Risorse Energia” e dalla domanda è calcolato a livello di portafoglio, in quanto la partecipazione ai mercati dell’energia avviene in forma aggregata.

Il TSO calcola i volumi di sbilanciamento come differenza tra l’effettivo immesso e il programma vincolante in esito all’MGP (al netto dei volumi per le movimentazioni avvenute nell’MB).

FIGURA 44

Modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti in PJM



Il prezzo dello sbilanciamento è invece definito come media ponderata a livello orario del prezzo in esito all’MB ogni 5 minuti nello specifico nodo di riferimento. Il prezzo è infatti nodale. Il meccanismo premia gli operatori quando questi contribuiscono involontariamente ad aiutare il bilanciamento del sistema mentre, in caso contrario, l’andamento dei prezzi MGP e MB risulta in una penalizzazione per l’operatore che contribuisce a peggiorare lo sbilanciamento del sistema.

¹ In fase di connessione alla rete un impianto può decidere se offrirà solo energia, o se offrirà energia e capacità (es. servizi ancillari, partecipazione al mercato della capacità). Le «Risorse Capacità» devono sottoporsi a requisiti tecnici più stringenti.

7.1.1.5 Proposta

La revisione dell’attuale meccanismo di calcolo del costo degli sbilanciamenti ha l’obiettivo di stimolare gli operatori ad ottimizzare i profili di produzione/prelievo e il TSO ad ottimizzare l’approvvigionamento di risorse di bilanciamento e gli investimenti infrastrutturali al fine di ridurre gli oneri di sistema.

La proposta prevede di rivedere l’attuale meccanismo come segue:

- L’energia sbilanciata sarà valorizzata con un **single price** in quanto, rispetto al *dual price*:
 - Incentiva gli operatori a mantenere una posizione contraria al segno zonale, favorendo indirettamente il bilanciamento del sistema e **riflette in modo efficace il costo totale sostenuto dal sistema**
 - È in linea con il *trend* dei paesi europei e può favorire il processo di integrazione delle unità di piccole dimensioni (soprattutto se FRNP)

FIGURA 45

Single vs Dual price

	PRO	CONTRO
Single price	<ul style="list-style-type: none"> Riflette meglio il costo totale sostenuto a livello di sistema Incentiva i singoli operatori a mantenere una posizione contraria al segno zonale, favorendo indirettamente il bilanciamento del sistema È maggiormente cost-reflective in caso di separazione dei servizi (es. regolazione a salire, regolazione a scendere) Il <i>single price</i> è in linea con trend Paesi Europei (UK, Germania, Belgio, Nordics) e possibile scelta nell'ottica Balancing Code Può favorire il processo di integrazione delle unità di piccole dimensioni (soprattutto se FRNP) 	<ul style="list-style-type: none"> <i>Single price</i> applicato ad un mercato zonale potrebbe favorire operatori con posizioni dominanti La contemporanea movimentazione di energia in entrambe le direzioni ("a salire" e "a scendere") non è riflessa nel costo dello sbilanciamento
Dual price	<ul style="list-style-type: none"> La definizione del prezzo dello sbilanciamento favorisce il bilanciamento dei singoli operatori (<i>self-balancing</i>) Può contribuire maggiormente alla riduzione degli arbitraggi in caso di aree di riferimento ridotte 	<ul style="list-style-type: none"> Minore visione sistemica nella definizione del prezzo dello sbilanciamento (meno <i>cost-reflective</i> a livello di sistema) Non fornisce adeguati segnali di prezzo agli impianti flessibili

- I volumi di sbilanciamento delle unità non abilitate saranno calcolati come differenza tra l'effettivo immesso e l'ultimo programma in esito a MGP/MI. Per le unità abilitate i volumi di sbilanciamento saranno calcolati come differenza tra l'energia immessa/prelevata e l'ultimo programma vincolante modificato e corretto
- Il *single price* sarà calcolato inizialmente **come prezzo medio ponderato delle risorse di bilanciamento attivate in tempo reale dal TSO**
- Si prevede un percorso evolutivo di calcolo dello sbilanciamento** in funzione del prezzo medio ponderato di una quota progressivamente minore delle risorse di bilanciamento attivate in tempo reale **fino all'introduzione di un prezzo marginale**⁴. Le condizioni necessarie per completare tale percorso sono che le problematiche di determinazione del segno di sbilanciamento zonale e di identificazione delle offerte effettivamente attivate da Terna per il bilanciamento del sistema siano risolte⁵
- La proposta intende inoltre stimolare l'avvio di un percorso di monitoraggio di forme alternative/evolutive di calcolo degli sbilanciamenti e degli impatti sul *settlement* degli operatori. A tale scopo **si suggerisce che l'efficacia del meccanismo e del percorso evolutivo proposti siano oggetto di monitoraggio e analisi da parte dell'AEEGSI di concerto con il TSO e gli altri operatori di mercato**

⁴ La valorizzazione degli sbilanciamenti al prezzo marginale fornirebbe:

- Un incentivo alla corretta programmazione degli operatori per minimizzare gli oneri di sbilanciamento
- Un segnale di prezzo al sistema per la riduzione degli oneri di sistema nel medio - lungo periodo attraverso nuovi investimenti in capacità flessibile ed infrastrutture

Le attuali condizioni di mercato non permettono l'utilizzo di questo meccanismo quanto meno nel breve termine.

⁵ La criticità attuale consiste nel fatto che nel prezzo di sbilanciamento rientrano ordini non rappresentativi del reale costo di bilanciamento del sistema quali ad esempio le attivazioni di risorse per la risoluzione delle congestioni e il mantenimento della tensione.



- In caso di mancato rispetto di un ordine di dispacciamento da parte degli operatori che hanno ceduto capacità a termine e non abbiano dichiarato situazioni di indisponibilità prevedere opportuni corrispettivi per incentivare il rispetto degli ordini
- Nell’ambito del percorso di discussione sulle modalità di remunerazione del TSO secondo logiche *output-based*⁶ dovranno essere considerate forme di impegno da parte del TSO volte ad ottimizzare i costi di gestione del bilanciamento anche in considerazione dei maggiori strumenti di gestione del rischio prezzo e volume introdotti dalla presente proposta di riforma. Inoltre si segnala come un ulteriore obiettivo per Terna sia quello di favorire la trasparenza sull’attività di gestione e risoluzione delle congestioni nonché rivedere i relativi obblighi informativi.

FIGURA 46

Modalità proposta di calcolo degli sbilanciamenti



	Unità Abilitate	Unità Non Abilitate	FRNP
	Single price		
	Prezzo medio ponderato delle risorse di bilanciamento attivate in tempo reale		
	L'unità con una posizione lunga incassa oppure paga se ha una posizione corta il valore minimo tra il prezzo zonale su MGP e il prezzo medio ponderato «a scendere» su MB		
	L'unità con una posizione lunga incassa oppure paga se ha una posizione corta il valore massimo tra il prezzo zonale su MGP e il prezzo medio ponderato «a salire» su MB		

FIGURA 47

Vantaggi e svantaggi della proposta

	PRO	CONTRO
Valorizzazione sbilanciamenti	<ul style="list-style-type: none"> • Potenziale riduzione degli oneri di sistema • Riduzione delle possibilità di arbitraggio • Stimolo agli operatori ad ottimizzare i profili di produzione/prelievo • Un unico meccanismo di valorizzazione degli sbilanciamenti semplifica la gestione operativa • Una revisione efficace dei costi da includere nella valorizzazione degli sbilanciamenti porterebbe ad un'ulteriore riduzione degli oneri sui clienti finali 	<ul style="list-style-type: none"> • Inefficacia del segnale di prezzo di lungo periodo per investimenti in capacità flessibile
Penalizzazione sbilanciamenti	<ul style="list-style-type: none"> • Disincentivo ad attività di arbitraggio • Stimolo al rispetto degli ordini di dispacciamento e responsabilizzazione degli operatori 	<ul style="list-style-type: none"> • Nessuna evidente contro indicazione

⁶ Così come previsto anche negli Orientamenti Strategici dell'AEEGSI.

7.1.2 Regole di partecipazione ai mercati e dispacciamento fisico

7.1.2.1 Modalità di partecipazione ai mercati dell'energia in Italia

Gli Utenti del Dispacciamento (UdD) sono i titolari di un'Unità di Produzione (UP) o di un'Unità di Consumo (UC)⁷ e sono tenuti a stipulare con il TSO, direttamente o attraverso l'interposizione di un terzo, un contratto per il servizio di dispacciamento e con il distributore un contratto per il servizio di trasporto affinché possano “*immettere energia elettrica nella rete con obbligo di connessione di terzi*”⁸.

Le principali relazioni contrattuali nell'attuale modello di mercato possono essere riassunte in:

- Contratto di dispacciamento tra UdD e TSO necessario per il prelievo/immissione di energia elettrica dalla/nella rete
- “Contratto di adesione al mercato” sottoscritto da produttore/consumatore/trader per la partecipazione ai mercati dell'energia, la cui controparte centrale è il GME
- Contratti bilaterali per l'acquisto e la vendita di energia elettrica registrati sulla Piattaforma Conti Energia (PCE) gestita dal GME
- Contratto tra impianti di generazione/unità di consumo e DSO per la connessione alla rete di distribuzione, e con il TSO per la connessione alla rete di trasmissione.

La partecipazione ai mercati dell'energia è prevista a livello di singola unità per le UP rilevanti (UP con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MW). La partecipazione può essere in forma aggregata per le UP non rilevanti e le UC⁹ nella titolarità di un unico UdD, appartenenti alla medesima zona e della stessa tipologia.

Il programma vincolante modificato e corretto in esito all'ultimo mercato a cui partecipa l'unità (tipicamente MI per le unità non abilitate e MSD/MB per le unità abilitate) è il programma vincolante per il calcolo degli sbilanciamenti.

Solo le unità abilitate alla fornitura dei servizi di dispacciamento possono partecipare all'MSD/MB. L'offerta di servizi avviene a livello di singola unità e l'attivazione degli stessi in tempo reale è responsabilità del TSO.

7.1.2.2 Partecipazione ai mercati dell'energia nei paesi analizzati

Per valutare le opzioni e i benefici di alternative modalità di partecipazione ai mercati è stata svolta un'analisi sulle regole previste nei principali mercati elettrici europei con dimensioni comparabili al mercato italiano: Germania, Regno Unito e Francia.

A differenza del mercato italiano, in molti paesi europei è permessa la partecipazione ai mercati in forma aggregata, caratteristica tipica dei mercati decentralizzati¹⁰. In Germania e Francia è

⁷ Gli Utenti del Dispacciamento sono anche l'Acquirente Unico, per le unità di consumo comprese nel mercato di maggior tutela e i titolari di reti interne di utenza e di linee dirette, a partire dalla data indicata dall'Autorità con proprio provvedimento.

⁸ Articolo 4.3.1.2 del Codice di Rete.

⁹ Tutte le unità di consumo sono non rilevanti (Articolo 4.3.3.1 del Codice di Rete).

¹⁰ Per una descrizione dei mercati centralizzati e decentralizzati si veda Paragrafo 5.1.



permessa l'aggregazione di domanda e offerta tramite i perimetri di equilibrio, mentre nel Regno Unito è permessa l'aggregazione della domanda distinta dall'aggregazione dell'offerta. Il bilanciamento dei portafogli dei perimetri di equilibrio, così come la gestione di portafogli aggregati, è un'attività di mercato che si conclude con la chiusura del MI. La partecipazione a livello aggregato nel mercato di bilanciamento è permessa in forma limitata nel Regno Unito ed in Francia: nel Regno Unito, gli impianti che non hanno assunto a termine obblighi di riserva partecipano al MB in forma aggregata, mentre in Francia è facoltà del TSO permettere o meno una partecipazione aggregata al MB.

La gestione del bilanciamento in tempo reale differisce tra Germania, unico paese in cui il bilanciamento non è centralizzato, e Francia e Regno Unito, che invece hanno un modello centralizzato simile a quello italiano.

In Germania il TSO non dispone dei programmi di immissione/prelievo delle singole unità. Di conseguenza, gli ordini di bilanciamento per l'attivazione di riserva terziaria sono inviati in prossimità del tempo reale a livello aggregato ai *Balance Service Provider – BSP*¹¹ (si veda il Box 4 per un dettaglio sul ruolo del BSP), i quali autonomamente selezionano gli impianti da attivare secondo logiche di natura puramente economica.

Nel modello francese, i BRP sono invece tenuti ad inviare al TSO i programmi di immissione e prelievo, a livello di singolo impianto per gli impianti connessi in AT e, a livello aggregato, per gli impianti connessi alle reti di distribuzione. La partecipazione al mercato della riserva e di bilanciamento è prevista a livello di singolo impianto per gli impianti connessi in AT e considerati dal TSO come "impianti di grandi dimensioni"¹². Nonostante sia permessa la partecipazione aggregata ai mercati della riserva e del bilanciamento, la possibilità di aggregare unità deve essere autorizzata dal TSO il quale, a sua discrezione, può permettere o meno l'aggregazione di impianti ai fini della fornitura di risorse di bilanciamento e per la risoluzione delle congestioni.

La partecipazione alla fornitura di risorse di bilanciamento è aperta, in forma aggregata, anche agli impianti connessi alle reti di distribuzione in Germania e Francia.

In caso di attivazione da parte del TSO di una risorsa sulla rete di distribuzione, sarà compito del BSP, di concerto con il DSO, l'implementazione fisica dell'ordine inviato dal TSO a livello di portafoglio.

Nel Regno Unito, dove gli impianti connessi alla rete di distribuzione sono direttamente controllati dal TSO, l'attivazione delle risorse per il bilanciamento del sistema segue una curva di merito economico. Solo **nel Regno Unito e in Francia, in presenza di congestioni locali, il TSO attiva, fuori curva di merito, gli impianti più in prossimità dell'area congestionata**. La differenza tra il prezzo medio delle risorse attivate per il bilanciamento e il prezzo pagato all'unità per la risoluzione della congestione viene posta a carico del consumatore finale.

¹¹ Il Balance Service Provider (BSP) è un soggetto che ricopre un ruolo attivo sia nei mercati della riserva, sia nell'attivazione della riserva terziaria in tempo reale. Il BSP assume obblighi di riserva con il TSO sui mercati della riserva. In tempo reale il TSO richiede al BSP l'attivazione della riserva approvigionata a livello aggregato. Il BSP, all'interno del proprio portafoglio, seleziona l'impianto o gli impianti con cui eseguire l'ordine di dispacciamento inviato dal TSO.

¹² Il TSO francese non fornisce un'indicazione di taglia minima per essere considerato un "grande impianto".

BOX 4 IL MODELLO TEDESCO

Tre fondamentali rapporti contrattuali sottendono il funzionamento del sistema elettrico tedesco (evidenziati in Figura 48), ognuno con un determinato ambito di applicazione e specifici obblighi e responsabilità in capo alle parti coinvolte:

- Il *Balance Responsible Party* (BRP), soggetto responsabile del Gruppo di Bilanciamento, offre energia e assume un ruolo puramente commerciale e di gestione delle contrattazioni a mercato o bilateralmente. È il soggetto che presenta i programmi aggregati su MGP e MI e provvede alla regolazione delle partite economiche in esito ai mercati dell'energia. Il BRP non è tenuto ad inviare al TSO i programmi di immissione/prelievo delle singole unità parte del proprio aggregato
- Il *Balance Service Provider* (BSP), soggetto che ricopre un ruolo attivo sia nei mercati della riserva, sia nell'attivazione della riserva terziaria in tempo reale. Il BSP assume obblighi di riserva con il TSO sui mercati a termine della riserva. Quando in tempo reale, il TSO richiede al BSP l'attivazione della riserva approvvisionata, il BSP seleziona l'impianto o gli impianti con cui eseguire l'ordine di dispacciamento inviato dal TSO all'interno del proprio portafoglio
- Il contratto di "redispach" è stipulato dal TSO con un singolo impianto per l'approvvigionamento di riserva addizionale. Qualora l'attivazione della riserva terziaria da parte del BSP non contribuisse a risolvere lo sbilanciamento, il TSO attiva direttamente i singoli impianti con i quali ha in essere un contratto di "redispach".

FIGURA 48
Modalità di gestione del sistema elettrico in Germania

	Da Y-1 fino a D-1	Giorno D-1	Giorno D	Tempo reale		D+30
	Mercato riserva (ex-ante)	MGP	MI	Attivazione riserve	Gestione congestioni	Regolazione sbilanciamenti
BRP (Balance Responsible Party)	✗	✓	✓	✗	✗	✓
BSP (Balance Service Party)	✓	✗	✗	✓	✗	✗
Singola unità (Redispatch)	✓	Parte dell'aggregato di BRP e/o BSP	Parte dell'aggregato di BRP e/o BSP	✗	✓	✗

Legenda
✓ Si ✗ No

Gruppo di Bilanciamento e Balance Responsible Party (BRP)

In Germania, per poter avere il diritto ad immettere o prelevare energia elettrica in una determinata "area di controllo", l'operatore deve risultare all'interno di un Gruppo di Bilanciamento e aver stipulato un contratto di *Balance Responsible Party* (BRP) con il TSO (es. contratto di utente del dispacciamento in Italia).



Gli operatori possono alternativamente risultare nel gruppo di bilanciamento di un altro operatore tramite la definizione di un contratto comune senza dover necessariamente stipulare un separato contratto di BRP con il TSO.

In un gruppo di bilanciamento sono raggruppati tutti i punti di immissione e di prelievo all'interno del perimetro di equilibrio di un unico BRP, insieme ai "programmi di scambio" (transazioni di *import/export/scambio*) con altri gruppi di bilanciamento o zone estere. L'aggregazione riguarda tutti i tipi di unità indipendentemente dal livello di connessione alla rete (AT+MT+BT). Fornitori, produttori, *trader* e consumatori possono assumere il ruolo di BRP per il gruppo di bilanciamento.

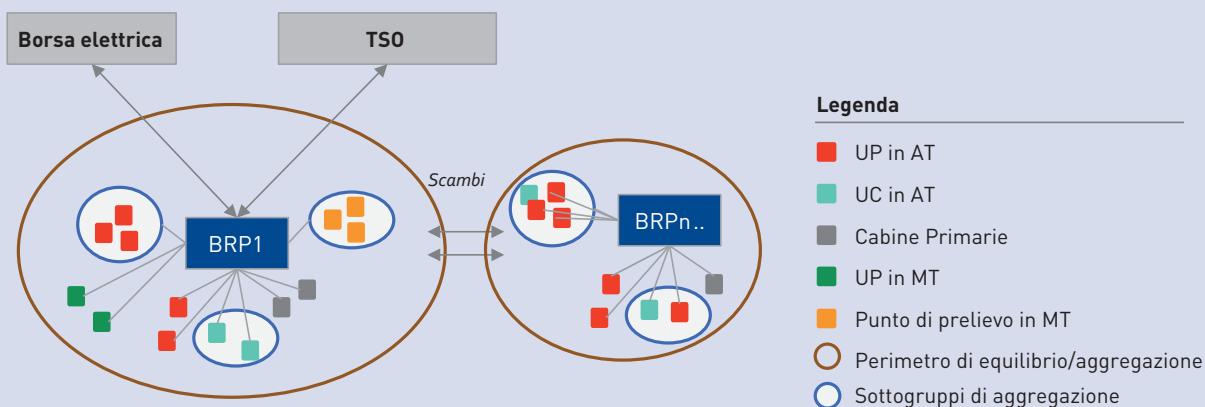
Il BRP nel modello tedesco deve garantire un profilo equilibrato tra domanda e offerta all'interno del proprio gruppo di bilanciamento, ossia "Generazione - Consumi +/- Scambi = 0". Il portafoglio dei BRP può essere composto da:

- Generazione connessa in AT - MT - BT
- Domanda connessa in AT - MT - BT
- Scambi (*trading*) con altri BRP all'interno del PE
- Scambi da/verso altri PE
- Scambi da/verso l'estero

La Figura 49 illustra un possibile schema di aggregazione delle fonti operato da un BRP. Il perimetro di equilibrio rappresenta l'area del portafoglio aggregato del singolo BRP.

FIGURA 49

BRP – schema illustrativo di aggregazione delle fonti



Il BRP:

- Gestisce le contrattazioni a mercato o bilateralmente
- Può rinegoziare nell'MI la posizione assunta nell'MGP, o alternativamente può contrattualizzare bilateralmente con altri BRP o zone estere
- Assume obblighi di bilanciamento del portafoglio a mercato e la responsabilità economica dell'energia sbilanciata per conto degli operatori parte del Gruppo di Bilanciamento
- Fino alla chiusura dei mercati dell'energia il BRP può utilizzare tutti gli strumenti a sua disposizione per assicurarsi un portafoglio equilibrato

- Non è tenuto ad inviare al TSO i programmi di immissione/prelievo delle singole unità parte del proprio aggregato (il TSO dispone unicamente dei profili aggregati)
- Non interviene nella gestione dei flussi fisici in tempo reale.

Nell'ambito dell'attività di *settlement* degli sbilanciamenti il TSO svolge controlli periodici volti ad analizzare il comportamento dei BRP nel mercato. **Un trend di sbilanciamento continuo in una specifica direzione, per un determinato periodo di tempo, può risultare in una penalizzazione del comportamento del BRP.** Tali attività di controllo del TSO sono finalizzate all'eliminazione di potenziali arbitraggi nella gestione dello sbilanciamento tra le attività di mercato e il tempo reale.

Balance Service Provider (BSP)

Il BSP fornisce servizi di bilanciamento a uno o più TSO all'interno di una o più aree di controllo in seguito ad un processo di pre-qualifica delle proprie unità alla fornitura di Riserva Primaria (RP), Riserva Secondaria (RS) e Riserva Terziaria (RT).

All'interno del portafoglio del BSP possono coesistere unità appartenenti a portafogli aggregati di diversi BRP. Un BRP può costituirsi come *Balance Service Provider* (BSP). Il BSP partecipa al Mercato della Riserva settimanalmente per la fornitura di RP e RS, e giornalmente per la fornitura di RT. Il Mercato della Riserva è gestito da una piattaforma comune ai 4 TSO.

La Figura 50 presenta una panoramica del Mercato della Riserva in Germania.

FIGURA 50

Struttura del mercato della riserva in Germania

	Riserva Primaria (RP)	Riserva Secondaria (RS)	Riserva Terziaria (RT)
Frequenza aste	Settimanalmente	Settimanalmente	Giornalmente
Prodotti-struttura temporale	1-24 h della settimana	Picco: Lun- Ven 8-20 h	6 x 4 blocchi di ore
Differenziazione prodotti	Nessuna differenziazione	Riserva «a salire» oppure riserva «a scendere»	Riserva «a salire» oppure riserva «a scendere»
Offerta minima	1 MW	5 MW	5 MW (permessa offerta a blocco di 25 MW)
Ordine di merito	Ordine di merito basato sul prezzo della capacità	Ordine di merito basato sul prezzo dell'energia	Ordine di merito basato sul prezzo dell'energia
Remunerazione	Pay-as-bid (solo capacità)	Pay-as-bid (capacità ed energia)	Pay-as-bid (capacità ed energia)



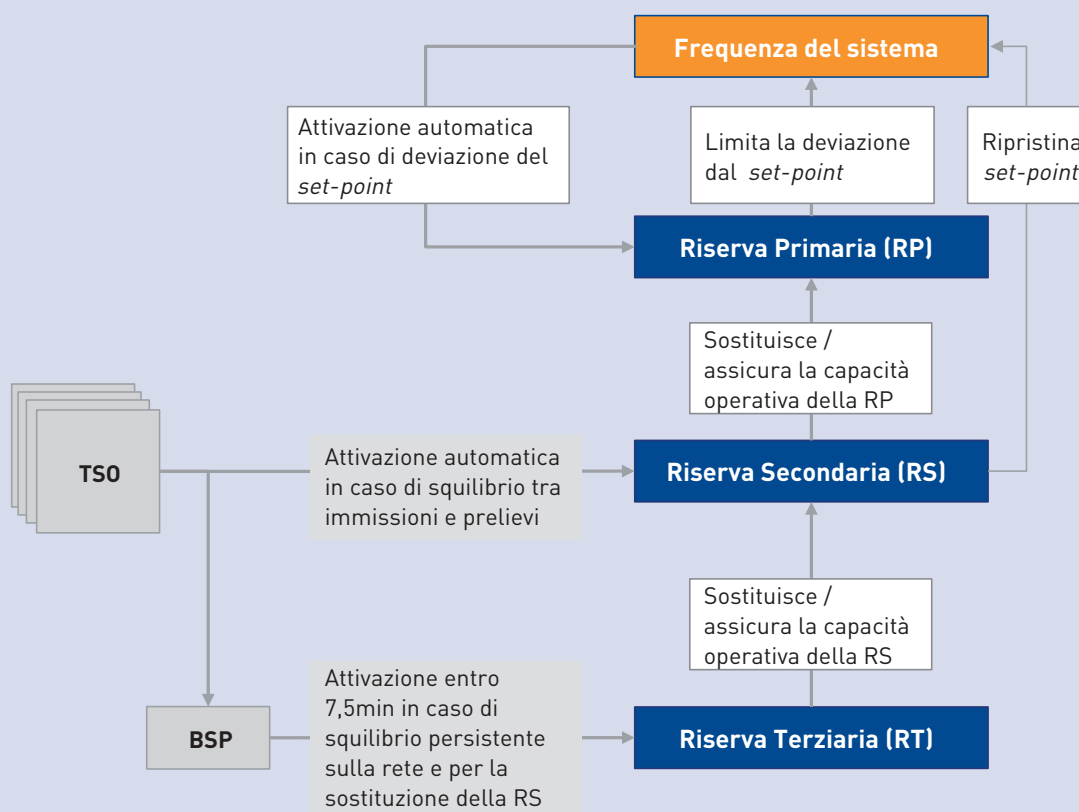
I BSP partecipano al Mercato della Riserva offrendo capacità a livello di portafoglio e non procedono ad una nomina di singoli impianti. Solamente agli operatori che hanno contrattualizzato con il TSO servizi di riserva potrà essere richiesta l'attivazione del servizio di bilanciamento in tempo reale.

Il TSO recupera i costi della riserva primaria attraverso la componente di addebito per l'utilizzo della rete mentre il costo di attivazione della riserva secondaria e terziaria è considerato per il calcolo degli sbilanciamenti.

La Figura 51 presenta una panoramica generale delle modalità di attivazione delle riserve approvvisionate.

FIGURA 51

Modalità di attivazione delle riserve in Germania



L'attivazione della RP non avviene tramite una gestione centralizzata; al contrario, le unità tecniche con contratti di fornitura di RP forniscono continuamente RP in base alle variazioni di frequenza della rete misurata localmente. La RS è attivata automaticamente dal regolatore di potenza-frequenza che considera le deviazioni tra immissioni e prelievi di energia elettrica, nonché la frequenza dei corrispondenti *set-point*. La RS è attivata secondo l'ordine di merito comune ai 4 TSO indipendentemente dal regolatore al quale è collegata l'unità.

A differenza di RP e RS, la RT è attivata a programma. Ciò significa che, nel caso in cui sia necessaria la fornitura di RT, questa è richiesta giornalmente da parte del TSO al BSP per l'attivazione durante specifici blocchi di ore. Il segnale per l'attivazione è inviato dal TSO al centro di controllo del BSP, il quale deve procedere ad attivarlo entro e non oltre 7,5 minuti. È nella facoltà del BSP scegliere l'unità alla quale inviare l'ordine di attivazione di RT. La RT infatti non è attivata direttamente dal TSO a uno specifico impianto, bensì l'ordine passa per il tramite del BSP.

Il BSP riceve un ordine di dispacciamento di RT da parte del TSO ed ha la facoltà di attivare l'impianto che all'interno del proprio portafoglio risulta avere il minor costo di attivazione. Non essendoci vincoli di localizzazione per l'attivazione della riserva, il BSP potrebbe implementare l'ordine di dispacciamento di RT su un impianto appartenente ad un'area di controllo gestita da un differente TSO. Nel caso più estremo potrebbe risultare che la problematica di bilanciamento si sia verificata nella zona più a nord della Germania mentre il BSP attiva un impianto localizzato nella zona più a sud.

Contratto di re-dispacciamento o "redispatch"

Laddove in tempo reale venisse a determinarsi una congestione su una specifica porzione di rete e tale congestione non fosse risolta dall'attivazione di RT da parte dei BSP, il TSO interviene direttamente sugli impianti con i quali ha sottoscritto un contratto di re-dispacciamento localizzati in prossimità delle porzioni di rete interessate da congestioni. L'attività di re-dispacciamento è residuale rispetto all'attività di attivazione della RT da parte del BSP dietro ordine del TSO.

Attualmente in Germania è in corso un'indagine conoscitiva da parte dei TSO sulle modalità di attivazione da parte dei BSP degli ordini di dispacciamento inviati dai TSO e sulle potenziali rendite da localizzazione. Può infatti risultare che all'interno dello stesso portafoglio di un BSP coesistano impianti con i quali il BSP ha contrattualizzato riserva con il TSO ed impianti che hanno un contratto diretto con il TSO per l'attività di re-dispacciamento. I TSO stanno congiuntamente valutando la potenzialità di rendite opportunistiche da parte degli operatori.

Considerazioni finali sul modello tedesco

Nonostante la responsabilità di bilanciamento e sicurezza del sistema in tempo reale ricada sul TSO come soggetto di ultima istanza, i BSP sono soggetti attivi nell'attività di bilanciamento in tempo reale. Assumendo obblighi di riserva a livello di portafoglio, sono i BSP a selezionare in tempo reale gli impianti sui quali attivare gli ordini di dispacciamento indipendentemente dalla localizzazione fisica degli stessi.

Il BSP in Germania opera come un operatore del dispacciamento in tempo reale che basa le sue azioni su logiche di pura ottimizzazione economica del proprio portafoglio. Si rileva come non tutti i soggetti operino con lo stesso livello di informazione e competenze sui mercati elettrici tedeschi. Alcuni operatori di grandi dimensioni dispongono di tutte e tre le tipologie contrattuali esistenti in Germania, ossia sono sia BRP, sia BSP e possono anche stipulare contratti di "re-dispatch". Questi operatori dispongono di un vantaggio competitivo.



Il meccanismo tedesco presenta delle inefficienze in termini di minimizzazione degli oneri di bilanciamento.

Demandare la scelta della risorsa da attivare in fase di bilanciamento al BSP può infatti determinare comportamenti che massimizzano i ricavi per questi ma possono costringere il TSO ad attivare ulteriori risorse perché la risorsa scelta del BSP non è stata in grado di risolvere le criticità evidenziate dal TSO. Ad esempio a fronte di una congestione nella parte Sud del paese il BSP può attivare risorse al Nord che a causa di vincoli di rete non siano in grado di risolvere tale congestione. In questo caso il TSO sarà obbligato ad attivare direttamente gli impianti con i quali ha stipulato un contratto di re-dispacciamento incorrendo nel pagamento di questa risorsa e di quella attivata dal BSP.

Tale modalità di gestione della partecipazione a mercato e attivazione dei servizi è figlia di una struttura di mercato e della rete tipica della Germania. Nonostante Germania e Italia presentino molteplici similitudini in termini di mix generativo, specialmente per quanto riguarda la penetrazione FRNP, la struttura fisica della rete e la posizione geografica dei due paesi favorisce lo sviluppo di differenti modelli di gestione e utilizzo della capacità flessibile locale ed estera. La Germania è geograficamente posizionata al centro dell'Europa e dispone di un'ottima capacità di interconnessione con i paesi limitrofi, tale da permetterle un miglior utilizzo della flessibilità fornita in tempo reale anche da paesi come Polonia, Svizzera e Austria.

In Italia invece, unicamente nella macro-area Nord possono trovare corrispondenza le logiche di gestione adottate in Germania; la macro-area sud, al contrario, presenta maggiori vincoli di interconnessione e problematiche di congestione interna tale da rendere il modello tedesco impercorribile.

7.1.2.3 Proposta

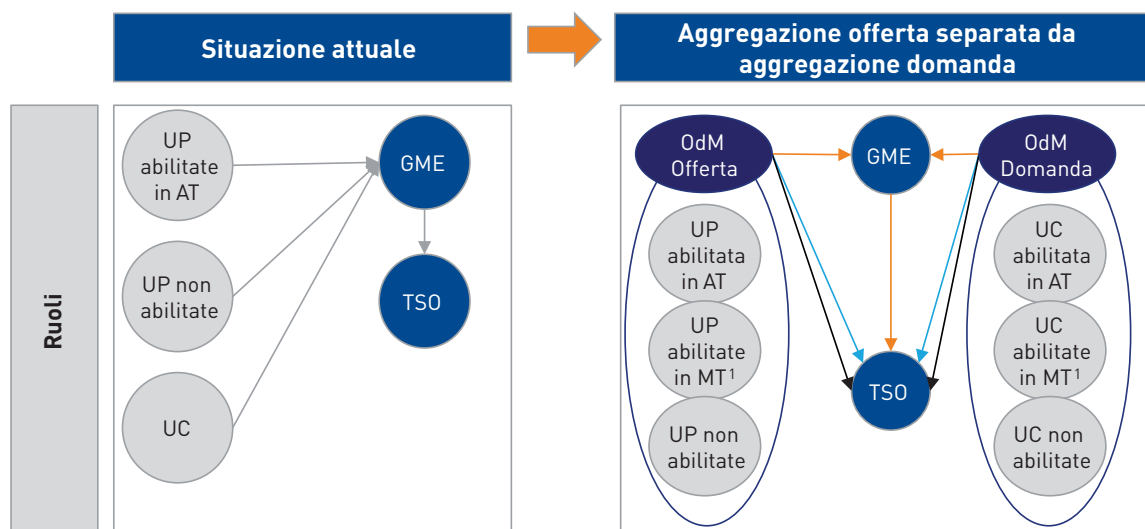
Regole di partecipazione ai mercati e dispacciamento fisico

La proposta interviene sulle regole di partecipazione ai mercati e sulle modalità di gestione del dispacciamento fisico in tempo reale:

- a) La proposta introduce la possibilità di **partecipazione ai mercati con portafogli aggregati di unità di produzione senza limiti di taglia e distinzione di tecnologia, separati da portafogli aggregati di unità di consumo strutturati con le medesime logiche**. La partecipazione al mercato della capacità in forma aggregata per aree di riferimento non è oggetto di modifiche.
- b) **Il nuovo assetto di mercato prevede nuovi soggetti responsabili della gestione dei portafogli aggregati su MGP e MI, gli Operatori di Mercato (OdM), e soggetti responsabili della negoziazione di risorse di bilanciamento, gli Operatori di Bilanciamento (OdB)**. Il TSO rimane l'unico soggetto responsabile del bilanciamento del sistema in tempo reale mentre il DSO opera come facilitatore tecnico nell'integrazione a mercato della generazione e della domanda connessa alle proprie reti.

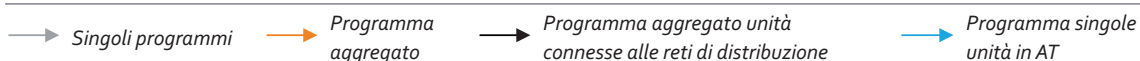
FIGURA 52

Modalità di aggregazione su MGP ed MI



1) Profilo aggregato delle unità abilitate e connesse alle reti di distribuzione

Legenda



I soggetti attivi sui mercati e le relative responsabilità sono:

- Operatore di Mercato: responsabile della regolazione commerciale a livello aggregato dell'energia immessa/prelevata e della gestione economica dell'energia sbilanciata.** È un soggetto puramente commerciale attivo in MGP e MI per la gestione di portafogli aggregati, in particolare:
 - Stipula, per conto delle unità parte del proprio portafoglio, un "Contratto di adesione al mercato" con il GME e/o provvede alla registrazione dei contratti bilaterali presso la PCE
 - È responsabile della presentazione a mercato di un unico profilo aggregato per tutte le unità parte del proprio portafoglio d'offerta e di domanda
 - Invia al TSO e all'OdB (qualora l'OdM e l'OdB non coincidessero) i singoli programmi delle unità di generazione e consumo connesse in AT e, a livello aggregato, il programma delle unità connesse alle reti di distribuzione in esito a MI
 - Non interviene nella gestione del tempo reale
 - È responsabile della gestione economica degli sbilanciamenti nei confronti del TSO per conto delle unità parte del portafoglio e a tale scopo dovrà stipulare con questi un contratto
- Operatore di Bilanciamento:** gestisce un portafoglio di unità abilitate alla partecipazione ai mercati della capacità e alla fornitura di servizi di bilanciamento e servizi ancillari, ed in particolare:
 - Offre capacità nel mercato della capacità strategica e flessibile in forma aggregata per area di riferimento
 - Comunica all'Operatore di Mercato gli impegni di consegna di capacità a termine assunti con il TSO al fine di definire i programmi da presentare sui mercati dell'energia (cioè MGP e MI)



- Riceve dall'Operatore di Mercato i programmi in esito ai mercati dell'energia (MGP e MI)
 - Partecipa al Mercato di Bilanciamento presentando offerte a livello di singola unità, se connessa in AT, e a livello aggregato, per unità connesse alle reti di distribuzione¹³. Le offerte su MB sono presentate sia per l'attivazione a mercato della capacità riservata a termine che per la fornitura di servizi di bilanciamento a pronti.
 - Facilita la partecipazione al mercato della capacità e del bilanciamento delle risorse abilitate connesse alle reti di distribuzione
 - Stipula con il DSO contratti per la fornitura di servizi ancillari locali da parte delle unità connesse alle reti di distribuzione (tali contratti avranno un ruolo residuale in quanto la priorità di approvvigionamento e di attivazione delle risorse rimane in capo al TSO)
 - Si coordina con il DSO, sotto il profilo tecnico, per l'attivazione in tempo reale dei servizi di bilanciamento e ancillari contrattualizzati col TSO dagli impianti sulla rete di distribuzione
- **TSO: unico soggetto responsabile del bilanciamento del sistema elettrico con facoltà di attivare ordini di dispacciamento per singola unità se connessa in AT e a livello aggregato se connessa alle reti di distribuzione;** il TSO è:
 - Controparte centrale dei mercati della capacità
 - Controparte centrale del mercato di bilanciamento
 - Soggetto responsabile dell'attivazione in tempo reale della capacità contrattualizzata a termine dagli impianti connessi in AT, e per il tramite dell'Operatore di Bilanciamento, dagli impianti aggregati connessi alle reti di distribuzione
 - **DSO: opera come facilitatore tecnico e si coordina con l'Operatore di Bilanciamento per l'attivazione dei servizi di bilanciamento offerti dalle unità connesse alle reti di distribuzione;** il DSO è:
 - Soggetto responsabile della gestione in sicurezza della rete di distribuzione
 - Facilitatore di mercato che si coordina in prossimità del tempo reale con l'Operatore di Bilanciamento per l'attivazione dei servizi di bilanciamento offerti da quest'ultimo sulle reti di distribuzione.

L'Operatore di Mercato e l'Operatore di Bilanciamento possono essere lo stesso soggetto che gestisce il proprio portafoglio e/o singoli impianti attraverso due forme contrattuali differenti.

- c) Date le peculiarità del mercato italiano in termini di localizzazione della domanda e dell'offerta e dei vincoli di transito tra le zone, **nel modello di mercato proposto si prevede un'aggregazione su base zonale**. La struttura zonale risponde all'esigenza di rendere trasparente la risoluzione delle congestioni e la valorizzazione della capacità di transito. Inoltre la presenza del PUN¹⁴ non permette una aggregazione tra i due portafogli di produzione e di domanda in sede di MGP dovendo valorizzare le produzioni a prezzo zonale e i consumi al PUN. La valorizzazione al PUN delle offerte di acquisto delle unità di consumo ha infatti la finalità di uniformare a livello nazionale i prezzi di acquisto dell'energia elettrica ed evitare disparità per i consumatori delle diverse zone mercato.

¹³ Teoricamente le unità connesse alle reti di trasmissione possono partecipare direttamente al mercato di bilanciamento mentre quelle connesse alle reti di distribuzione possono partecipare solo attraverso l'Operatore di Bilanciamento.

¹⁴ In Italia l'energia immessa in rete è valorizzata al prezzo zonale mentre quella prelevata è valorizzata al Prezzo Unico Nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi delle zone geografiche ponderata per le quantità acquistate in tali zone.

FIGURA 53

Soggetti attivi nei mercati nel modello proposto

	Ruoli e responsabilità	Mercati a cui partecipano			
		MC	MGP	MI	MB
Operatore di mercato (Odm)	Responsabile della regolazione commerciale a livello aggregato dell'energia immessa/prelevata e della gestione economica dell'energia sbilanciata	✗	✓	✓	✗
Operatore di bilanciamento (OdB)	Gestisce un portafoglio di unità abilitate alla partecipazione ai mercati della capacità e alla fornitura di servizi di bilanciamento e servizi ancillari	✓	✗	✗	✓
TSO	Unico soggetto responsabile del bilanciamento del sistema elettrico con facoltà di attivare ordini di dispacciamento per singola unità se connessa in AT ed a livello aggregato se connessa alle reti di distribuzione	✓	✗	✗	✓
DSO	Opera come facilitatore tecnico e si coordina con l'Operatore del bilanciamento per l'attivazione dei servizi di bilanciamento offerti dalle unità connesse alle reti di distribuzione	✗	✗	✗	✗

Legenda

✓ Si ✗ No

BOX 5**LA GESTIONE DEL TEMPO REALE**

Nel tempo reale il TSO seleziona le singole unità, connesse in AT, e le offerte aggregate delle risorse connesse alle reti distribuzione, secondo la curva di merito in esito al MB. L'attivazione delle risorse in AT è svolta puntualmente con le medesime logiche e procedure attualmente in vigore.

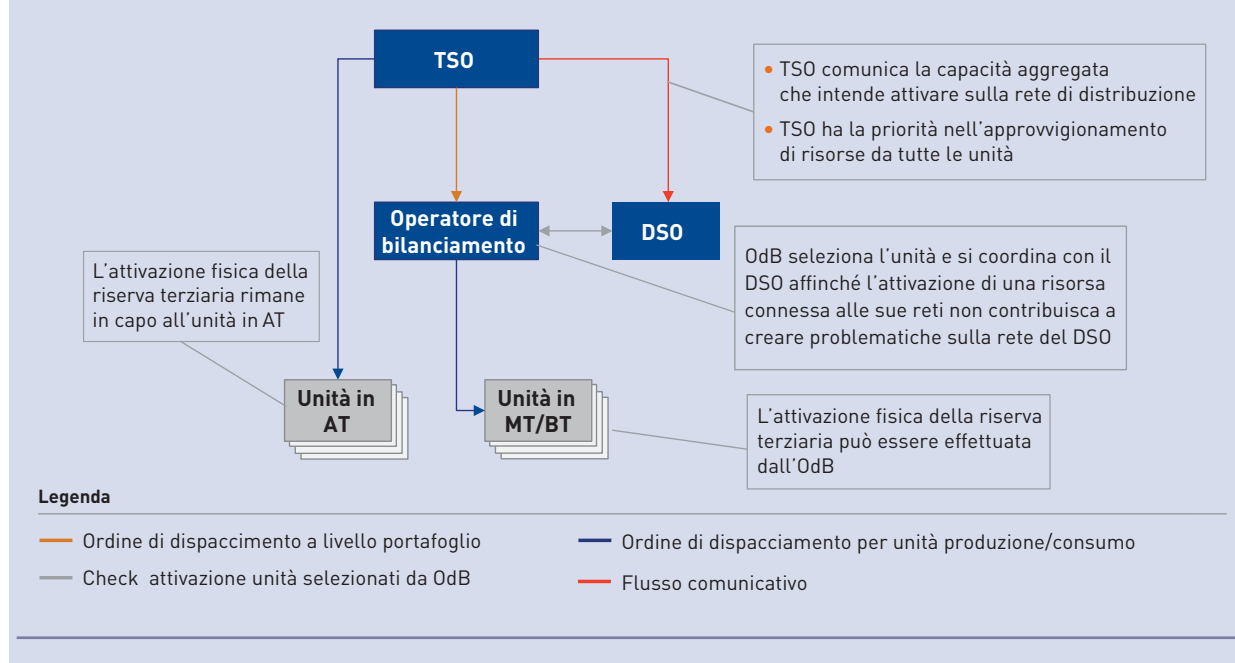
La possibilità che il DSO approvvigioni direttamente servizi locali (es. regolazione della tensione) dalle unità connesse alle reti di distribuzione deve rispettare il *merit order* globale di attivazione delle risorse in un'ottica di utilizzo efficiente delle risorse.

Per l'attivazione delle risorse connesse sulle reti di distribuzione il TSO invierà l'ordine di dispacciamento al OdB, che di concerto con il DSO selezionerà gli impianti chiamati ad eseguire tale ordine. L'interazione dell'OdB con il DSO in tempo reale è finalizzata ad identificare, all'interno del portafoglio dell'OdB, eventuali criticità che l'utilizzo delle diverse unità possano generare sulla rete del DSO. La responsabilità dell'implementazione dell'ordine di dispacciamento è in capo all'OdB che sarà altrettanto responsabile del pagamento di eventuali penali per il mancato rispetto dell'ordine di dispacciamento.



FIGURA 54

Gestione del bilanciamento in tempo reale



Nel medio termine, a valle di un progressivo consolidamento del modello di partecipazione ai mercati e del dispacciamento fisico proposto, si prevede:

- La possibilità di ampliamento del perimetro di aggregazione per la partecipazione ai mercati dell'energia, in linea con l'evoluzione della struttura fisica della rete, e la possibilità di aggregazione di domanda e offerta in un unico portafoglio
- Un percorso di valutazione nel medio – lungo termine sulla possibilità di aggregazione a livello di impianto con unità di produzione sullo stesso livello di tensione.

La proposta presenta i seguenti benefici:

- Dota gli operatori, in particolare i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, di uno strumento di gestione del rischio volume
- Semplifica la gestione operativa dei dati e flussi informativi in fase di *settlement* degli sbilanciamenti
- Favorisce l'accesso al mercato delle unità connesse alle reti di distribuzione attraverso la figura di un soggetto aggregatore sia su MGP ed MI che su MB
- Supporta l'innovazione tecnologica e commerciale, lo sviluppo di nuovi modelli di business e il superamento del ruolo pivotale del GSE
- Allinea il modello italiano a quello dei mercati europei mutuando le soluzioni più efficaci implementate nel Regno Unito, in termini di modalità di aggregazione su MGP e MI, ed in Francia, come modalità di partecipazione al mercato di bilanciamento.

FIGURA 55

La proposta rispetto al modello adottato in Germania, Regno Unito e Francia

		Attuale ITALIA	Germania	Regno Unito	Francia	Proposta ITALIA
Capacità a termine	Partecipazione unità in AT	Non applicabile (n.a.)	Aggregato di unità	Singola unità o aggregato di unità	Singola unità	Singola unità
	Partecipazione unità connesse alle reti di distribuzione				Aggregato di unità	Aggregato di unità
	TSO ha evidenza di capacità assegnata alle singole unità		✗	✓	✓	✓
MGP + MI	Partecipazione a livello aggregato	✗	✓	✓	✓	✓
	Aggregazione domanda e offerta	✗	✓	✗	✓	✗
	Invio al TSO dei programmi delle singole unità in AT	✗	✗	✓	✓	✓
MB	Partecipazione unità in AT	Singola unità	n.a.	Singola unità se con capacità a termine	Singola unità	Singola unità
	Partecipazione unità connesse alle reti di distribuzione			Aggregato di unità	Aggregato di unità	
Attivazione riserve	TSO → OdB → Unità scelta da OdB secondo logiche proprie	n.a.	✓	✗	✗	✗
	TSO → Singola unità in AT selezionata dal TSO	✓	✗	✓	✓	✓

Legenda
 ✓ Si ✗ No

FIGURA 56

Vantaggi e svantaggi della proposta

PRO	CONTRO
<ul style="list-style-type: none"> • Strumento di gestione del rischio volume, soprattutto per le FRNP • Semplifica la gestione operativa in fase di <i>settlement</i> degli sbilanciamenti • Favorisce l'accesso al mercato delle unità connesse alle reti di distribuzione attraverso la figura di un soggetto aggregatore • Supporta l'innovazione tecnologica e commerciale e il superamento del ruolo pivotale del GSE • Allinea il modello italiano a quello dei mercati europei 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitato ruolo dell'OdB nella gestione delle fonti connesse in AT • Rischia di inibire la partecipazione delle risorse distribuite per mancata verifica ex-ante di criticità su rete di distribuzione



Il ruolo del GSE nel modello di mercato proposto

A seguito della revisione delle regole di dispacciamento e delle modalità di partecipazione delle fonti rinnovabili al mercato, **si propone di inquadrare il GSE come un soggetto attivo solo nella promozione e incentivazione delle FNRP** in quanto:

- I nuovi modelli di business si dovranno sviluppare in uno scenario competitivo senza asimmetrie informative. L'Operatore di Mercato privato, aggregatore di impianti rinnovabili, sarebbe in competizione con un soggetto a partecipazione interamente pubblica, che dispone di un vantaggio competitivo in termini di informazioni disponibili e attuale posizionamento sul mercato. Una maggiore competizione favorisce l'innovazione tecnologica e commerciale.
- La figura di un soggetto quale il GSE non si riscontra in nessuno dei mercati analizzati, dove è il TSO a ricoprire un ruolo di ultima istanza per gli impianti che scelgono il ritiro dedicato (generalmente impianti di piccole o piccolissime dimensioni).

Rimangono perfettamente compatibili con il modello proposto le attività amministrative del GSE, sia legate all'erogazione degli incentivi che alle verifiche tecniche sugli impianti rinnovabili. Il GSE (o il TSO) potrebbe svolgere il ruolo di ultima istanza per gli impianti di piccole dimensioni che partecipano al mercato.

■ 7.2 Struttura dei mercati

■ 7.2.1 Ruolo e funzionamento dei mercati

In questo paragrafo è analizzata l'architettura del mercato elettrico italiano e sono descritte le modalità di funzionamento dei mercati in essere e di quelli di cui è prevista l'entrata in esercizio a breve, come il mercato della capacità.

In considerazione della forte interazione tra i mercati, la proposta di revisione del ruolo e del funzionamento dei mercati stessi è presentata in un'ottica di insieme e strutturata secondo un criterio temporale tra i mercati.

■ 7.2.1.1 Architettura dei mercati a pronti

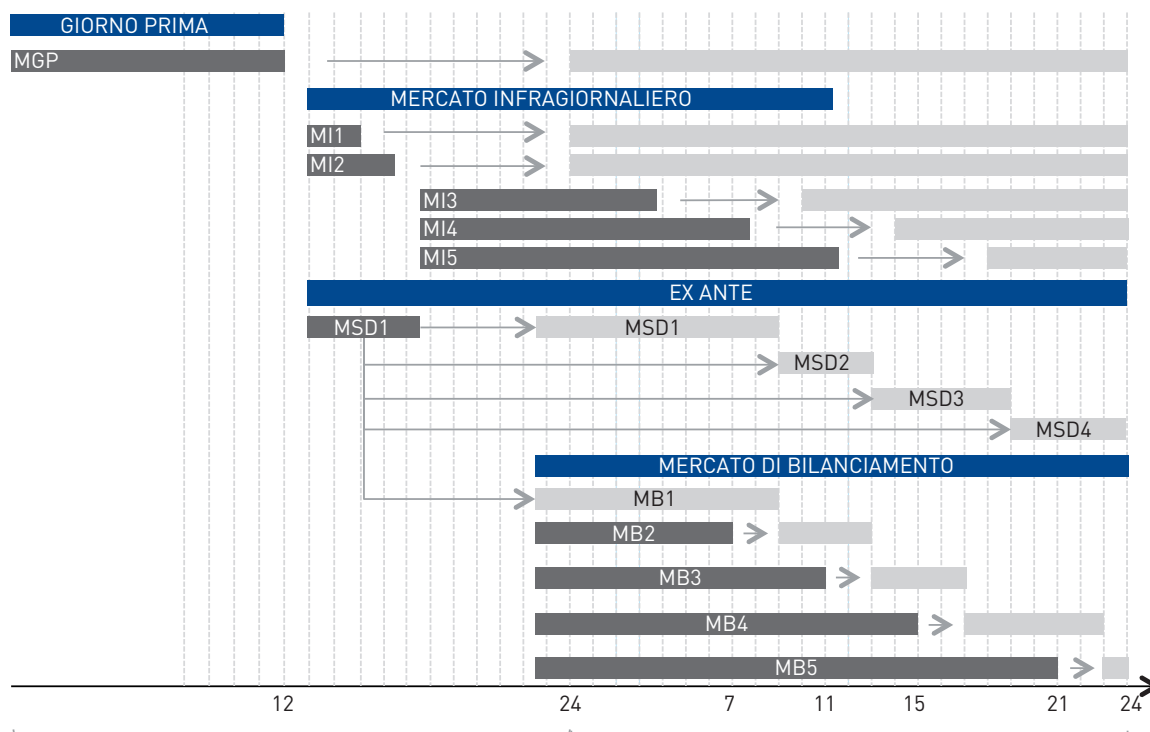
Come tutti i paesi europei, in Italia sono stati sviluppati mercati regolamentati a pronti (MPE) e a termine (MTE) dell'energia elettrica. Nell'attuale architettura non sono invece previsti mercati a termine per la negoziazione di capacità.

I mercati a pronti si articolano nel Mercato del Giorno Prima (MGP), nel Mercato Infragiornaliero (MI), nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e nel Mercato di Bilanciamento (MB).

Le tempistiche e la struttura di alcuni mercati sono stati rivisti dell'Autorità nel 2014 con la Deliberazione 265/2014, volta ad armonizzare il disegno del mercato italiano con quelli di altri paesi europei al fine di favorire il *Market Coupling* previsto dall'iniziativa del *Price Coupling* delle Regioni (Delibera 265/2014). Nell'ambito del progetto *Pre and Post Coupling* sono state individuate le condizioni necessarie per l'integrazione del disegno di mercato italiano con quello degli altri paesi europei.

FIGURA 57

Overview sulle tempistiche dei mercati a pronti



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su informazioni GME

In questo contesto è emersa la necessità di armonizzare l'orario di chiusura del MGP con le tempistiche adottate nei mercati esteri e di riorganizzare coerentemente le successive sessioni di mercato. Le modifiche apportate consistono in:

- Posticipazione della chiusura del MGP dalle ore 9:30 alle 12:00
- Introduzione di una nuova sessione di mercato infra-giornaliera e di una successiva sotto-fase di MSD
- Anticipazione di 30 minuti della pubblicazione degli esiti di MI2 in modo da consentire agli operatori che lo ritenessero opportuno di presentare le proprie offerte su MSD1 facendo riferimento a tali esiti.

Nonostante le recenti modifiche, le tempistiche di chiusura dell'MI differiscono ancora da quelle di paesi come il Regno Unito e la Germania in cui il mercato chiude rispettivamente 30 e 45 minuti prima del tempo reale.

Mercato del giorno prima (MGP)

Il Mercato del Giorno Prima (MGP) è un mercato dell'energia all'ingrosso nel quale ha luogo la maggior parte degli scambi di energia elettrica. Su MGP sono selezionate offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica relative ai periodi rilevanti (ogni ora) del giorno di calendario successivo a quello in cui termina la seduta.



Su questo mercato l'energia è scambiata attraverso un meccanismo di asta implicita, tale per cui l'MGP è un mercato d'asta e non un mercato a contrattazione continua. Il GME agisce come controparte centrale in tutte le transazioni.

La seduta dell'MGP apre nove giorni prima rispetto al giorno di consegna, e termina alle ore 12:00 del giorno di calendario precedente a quello a cui le offerte si riferiscono. La comunicazione degli esiti del MGP avviene entro le ore 12:55 del giorno precedente il giorno di consegna. Una volta determinati gli esiti dell'MGP, il GME comunica tali informazioni a Terna e sono resi noti i programmi preliminari cumulati di immissione e prelievo nella/dalla rete, per punto di dispacciamento e periodo rilevante. Tali programmi indicano l'energia immessa o prelevata nella/dalla rete nel punto di dispacciamento.

Sull'MGP gli operatori possono presentare offerte semplici, multiple o predefinite:

- Le offerte semplici specificano una singola coppia quantità-prezzo di offerta dell'energia in vendita o acquisto
- Le offerte multiple sono costituite da una serie di massimo quattro offerte semplici riferite ad uno stesso periodo rilevante e ad uno stesso punto di offerta
- Le offerte predefinite sono costituite da offerte standard che il GME utilizza nel caso in cui l'operatore decidesse di non presentare alcuna preferenza.
- Le offerte di vendita esprimono la disponibilità a vendere una quantità di energia non superiore a quella indicata ad un prezzo unitario non inferiore a quello indicato nell'offerta stessa. Analogamente, le offerte di acquisto esprimono la disponibilità ad acquistare una quantità di energia non superiore a quella indicata nell'offerta ad un prezzo unitario non superiore a quello presentato nell'offerta stessa.

Per la costruzione delle curve aggregate è utilizzato il criterio dell'ordine di merito economico: le offerte di vendita ricevute sono ordinate per prezzo crescente, a partire da quelle con prezzo più basso, mentre le offerte di acquisto sono aggregate in ordine decrescente, a partire da quelle con prezzo più alto.

L'intersezione delle due curve così costituite permette di ottenere la quantità e il prezzo di equilibrio (*clearing quantity* e *clearing price*, rispettivamente). E' evidente che il meccanismo in essere comporta l'accettazione delle sole offerte di vendita con prezzo uguale o inferiore al prezzo di equilibrio e delle offerte di acquisto con prezzo superiore o uguale a quello di equilibrio.

L'algoritmo di mercato può intervenire per modificare la programmazione ottenuta per puro merito economico al fine di rispettare i vincoli di rete. Tali vincoli sono rappresentati dai limiti di transito tra le zone identificati dal TSO prima dell'apertura della sessione di mercato. Il mercato è separato in più zone (*market splitting*), una in esportazione e una in importazione. Per ciascuna zona l'algoritmo ripete la procedura di intersezione, determinando così un prezzo zonale maggiore nella zona che importa, e minore nella zona che esporta.

Le offerte di vendita da parte di tutte le unità di produzione accettate sull'MGP, incluse le unità di pompaggio, sono valorizzate al prezzo marginale (*marginal price*), cioè al prezzo zonale. Le offerte di acquisto, invece, sono tutte valorizzate al cosiddetto prezzo unico nazionale (PUN), che è definito come la media dei prezzi zionali ponderati per i consumi zionali. Il PUN si applica solo ai punti di prelievo che si trovano nelle zone geografiche nazionali, mentre si applica il prezzo zonale sia in

vendita che in acquisto ai punti di offerta in immissione, misti e in prelievo relativi alle zone virtuali estere. Ai fini della determinazione dell'esito del mercato, le offerte di vendita e di acquisto comprendono anche i programmi registrati sulla Piattaforma dei Conti Energia (PCE), cioè l'energia elettrica scambiata attraverso contratti bilaterali, dal momento che essa contribuisce a impegnare una quota di capacità di trasmissione disponibile sui transiti e a determinare i consumi in base ai quali è effettuata la ponderazione del PUN. I programmi registrati su PCE vengono inviati a MGP nella forma di offerte virtuali di vendita e di acquisto.

Da febbraio 2015 l'MGP italiano è parte dell'algoritmo di *coupling* con Francia e Austria, in aggiunta al già implementato *market coupling* con la Slovenia.

Mercato Infra-giornaliero (MI)

Il Mercato Infra-giornaliero (MI), che dal 2009 ha sostituito Mercato di Aggiustamento, è la sede di negoziazione nella quale gli operatori possono modificare i loro impegni di acquisto e/o vendita di energia elettrica rispetto a quelli contrattati sull'MGP.

Il GME agisce come controparte centrale anche in tutte le transazioni su MI. Attualmente il MI è strutturato in cinque sessioni: MI1, MI2, MI3, MI4 e MI5, il cui programma dettagliato di apertura-chiusura e pubblicazione dei risultati è mostrato nella Tabella 3.

TABELLA 3

Programma delle cinque sessioni del MI

Sessione	Programma (apertura-chiusura)	Pubblicazione dei risultati
MI1	La seduta del MI1 si svolge dopo la chiusura del MGP, si apre alle ore 12:55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 15:00 dello stesso giorno.	Gli esiti del MI1 vengono comunicati entro le ore 15:30 del giorno precedente il giorno di consegna.
MI2	La seduta del MI2 si apre alle ore 12:55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 16:30 dello stesso giorno.	Gli esiti del MI2 vengono comunicati entro le ore 17:00 del giorno precedente il giorno di consegna.
MI3	La seduta del MI3 si apre alle ore 17:30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 03:45 del giorno di consegna.	Gli esiti del MI3 vengono comunicati entro le ore 04:15 del giorno di chiusura della seduta.
MI4	La seduta del MI4 si apre alle ore 17:30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 7:45 del giorno di consegna.	Gli esiti del MI4 vengono comunicati entro le ore 8:15 del giorno di chiusura della seduta.
MI5	La seduta del MI5 si apre alle ore 17:30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 11:30 del giorno di consegna.	Gli esiti del MI5 vengono comunicati entro le ore 12:00 del giorno di chiusura della seduta.



Almeno un'ora prima della chiusura di ogni sessione dell'MI, il GME riceve da Terna i margini residui di scambio di energia rispetto ai limiti ammissibili dei transiti orari tra le zone geografiche e tra i punti di interconnessione con l'estero, tenendo conto dei programmi preliminari di immissione e prelievo dal MGP e dei limiti di transito eventualmente aggiornati.

Sull'MI le offerte di acquisto e vendita sono selezionate sulla base dello stesso criterio descritto per MGP, con regole di formazione dei prezzi tra loro omogenee. L'unica differenza è dovuta al fatto che anche le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al *system marginal price* e non al PUN. Per tenere conto nel MI dell'applicazione del PUN ai punti di offerta in prelievo situati nelle zone geografiche, il GME applica il corrispettivo di non arbitraggio a tutte le offerte accettate e riferite a quei punti.

In questo modo sono stati posti vincoli ai prezzi riconosciuti alle offerte di acquisto e vendita accettate sul MI:

- Le offerte di acquisto sono valorizzate ad un prezzo pari al maggior valore tra il prezzo calcolato sulla base del modello di mercato zonale e il PUN determinato sull'MGP
- Le offerte di vendita sono valorizzate ad un prezzo pari al minor valore tra il prezzo calcolato sulla base del modello di mercato zonale e il PUN determinato sull'MGP.

L'obiettivo del corrispettivo di non arbitraggio è quello di evitare la possibilità che l'energia acquistata ad un prezzo inferiore sull'MGP sia rivenduta ad un prezzo maggiore su MI. Di conseguenza, anche se su MI non è prevista la determinazione del PUN, attraverso le suddette disposizioni si replica l'effetto di tale prezzo anche su questo mercato.

Mercato dei Servizi di Dispacciamento e di Bilanciamento (MSD ed MB)

Il Mercato per i Servizi di Dispacciamento (MSD) è lo strumento attraverso il quale Terna coordina i flussi di energia attraverso la rete elettrica nazionale, approvvigionandosi delle risorse necessarie alla gestione del sistema, con i seguenti obiettivi:

- Risoluzione delle congestioni intrazonali
- Costituzione di opportuni margini di riserva secondaria di potenza
- Costituzione di opportuni margini di riserva terziaria di potenza
- Bilanciamento in tempo reale della rete, garantendo l'equilibrio tra immissioni e prelievi di potenza (sia in fase di programmazione che in tempo reale).

Terna agisce come controparte centrale in tutte le transazioni, mentre il GME ha la responsabilità delle operazioni e della gestione dei dati.

A differenza dell'MGP e dell'MI, le offerte accettate sono remunerate al prezzo presentato (meccanismo di *pay as bid*). Tipicamente le tipologie di offerta sono:

- Offerte di vendita, riferite alla disponibilità dell'operatore di vendere energia che è remunerata da parte di Terna. Dunque, l'operatore si impegna ad aumentare la propria produzione realizzando dei ricavi (offerte a salire).
- Offerte di acquisto che, al contrario, sono legate alla disponibilità dell'operatore di ridurre la propria produzione acquistando energia, che è pagata a Terna. Queste sono offerte a scendere in cui Terna percepisce un guadagno mentre l'operatore un esborso monetario.

L'MSD è essenzialmente articolato in due fasi:

- Una fase di programmazione, MSD ex-ante
- Una fase di gestione in tempo reale, Mercato del Bilanciamento, MB.

L'MSD ex-ante si svolge in un'unica sessione il giorno precedente la consegna fisica dell'energia. Si articola in quattro sotto-fasi di programmazione: MSD1, MSD2, MSD3 e MSD4.

La seduta per la presentazione delle offerte è unica, con apertura alle ore 12:55 del giorno precedente il giorno di consegna e chiusura alle ore 17:30 dello stesso giorno. Sul MSD ex-ante Terna intende risolvere le congestioni intrazonali residue e costituire i margini di riserva.

Gli esiti del MSD1, relativi alle offerte accettate da Terna, sono resi noti agli operatori entro le ore 21:10 del giorno precedente il giorno di consegna, mentre gli esiti del MSD2 entro le ore 6:15 del giorno di consegna. Il GME comunica agli operatori gli esiti del MSD3 entro le ore 10:15 del giorno di consegna, in particolare per le "zone estere virtuali" (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia, Corsica), che sono utilizzate per gestire i vincoli infra-nazionali attraverso l'allocazione di capacità di trasmissione con gli altri paesi. Infine, gli esiti dell'ultima sessione MSD4 sono comunicati entro le ore 14:15 del giorno di consegna.

Sull'MB Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine di svolgere il servizio di regolazione e mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissione e prelievi di energia sulla rete.

Il MB, costituito da cinque sessioni, MB1, MB2, MB3, MB4 e MB5 si svolge nello stesso giorno a cui le offerte si riferiscono. Per la prima sessione dell'MB sono considerate le offerte valide presentate dagli operatori nella precedente sessione dell'MSD ex-ante. Per le altre sessioni, le relative sedute per la presentazione delle offerte si aprono tutte alle ore 22:30 del giorno precedente il giorno di consegna (e comunque non prima che siano stati resi noti gli esiti della precedente sessione dell'MSD ex-ante).

Per ogni servizio di dispacciamento esistono criteri specifici per individuare quali utenti sono abilitati. In generale, la partecipazione all'MB è obbligatoria per tutti gli utenti del servizio di dispacciamento abilitati a partecipare al mercato MSD.

Con il servizio di risoluzione delle congestioni in fase di programmazione, il TSO elimina le congestioni sulla rete originate dai programmi di immissione e prelievo. Gli UdD, rendendosi disponibili a tale servizio, accettano la possibilità che ci siano eventuali modifiche, in incremento o decremento, ai propri programmi.

La riserva secondaria di potenza ha lo scopo di compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema elettrico nazionale, riportando quindi gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma e contribuendo, di conseguenza, al ristabilimento della frequenza europea. Al fine della fornitura del servizio le unità di produzione abilitate devono rendere disponibile una banda di capacità, in aumento e in diminuzione rispetto al loro punto di funzionamento, e asservire in tempo reale l'immissione in rete al regolatore centralizzato del Gestore di Rete.

La riserva terziaria di potenza serve per creare opportuni margini di riserva. Il servizio prevede che le unità di produzione rendano disponibile, prevalentemente nella fase di programmazione di MSD, una banda di capacità "a salire" o "a scendere" per il successivo utilizzo in tempo reale, a fini di bilanciamento.



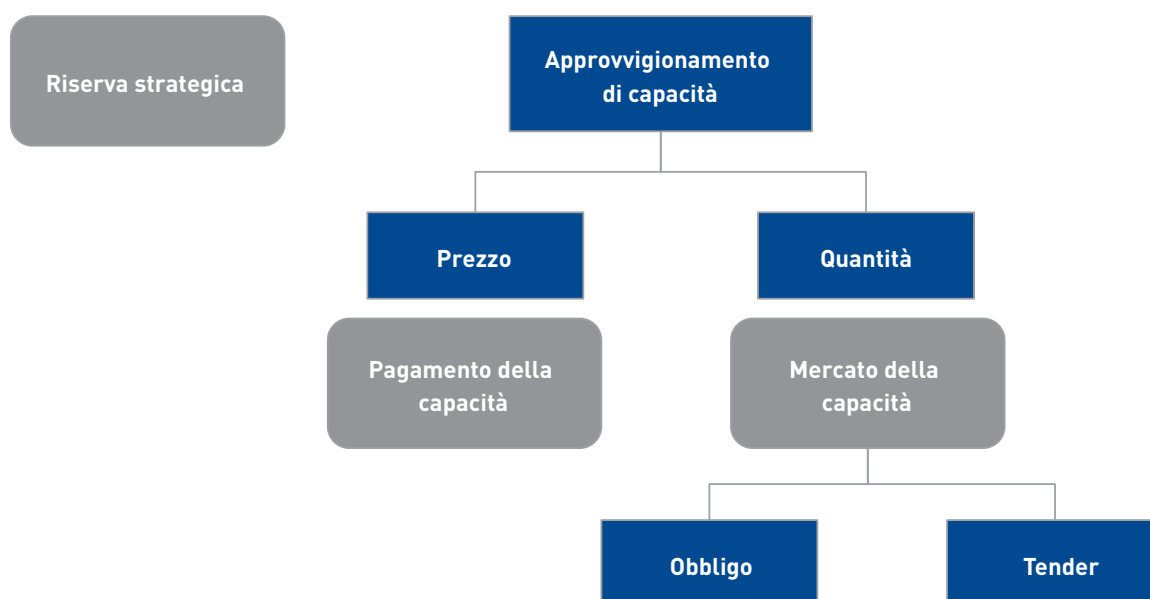
Mercato della capacità (MC)

Modelli di mercato

I modelli di remunerazione della capacità possono essere raggruppati sotto tre macro tipologie: riserva strategica, pagamento della capacità (noto come “*capacity payment*”) e mercato della capacità. Tali meccanismi costituiscono misure correttive volte a risolvere specifiche criticità dei mercati, ed è pertanto importante identificare le esigenze sottostanti alla scelta di un modello.

FIGURA 58

Principali categorie di remunerazione della capacità



L'esigenza di risolvere criticità locali causate dalla possibile fuori uscita dal mercato di alcuni impianti ha portato all'introduzione della riserva strategica.

Criticità legate invece a un problema di inadeguatezza delle capacità rispetto alla domanda di picco, oppure l'esigenza di disporre di capacità flessibile al fine di rispondere a variabilità di brevissimo periodo della domanda, hanno portato nella direzione dei meccanismi della capacità. Questi meccanismi rispondono anche all'esigenza di garantire un'adeguata remunerazione degli investimenti.

Le modalità di approvvigionamento, nonché la definizione del livello di remunerazione, costituiscono le differenze fondamentali tra le tre tipologie descritte:

- Gli impianti remunerati tramite la **riserva strategica** ricevono un pagamento, tipicamente definito tramite contratti bilaterali con il TSO e non partecipano ai mercati dell'energia. Si tratta di impianti che tipicamente l'operatore intende chiudere ed il TSO cerca di mantenere nella disponibilità del sistema per motivi di sicurezza. L'attivazione da parte del TSO avviene in casi di emergenza per necessità di sistema.

- Il **pagamento della capacità** si basa sulla definizione *ex-ante* da parte del TSO di un prezzo di remunerazione per la disponibilità di capacità. Questa è la differenza fondamentale con un mercato della capacità in cui la remunerazione è il risultato di meccanismi di mercato. Inoltre, nelle forme più semplici, non è prevista una differenziazione tra impianti sulla base delle caratteristiche tecniche e diviene impossibile garantire un'adeguata flessibilità della capacità contrattualizzata in periodi critici per il soddisfacimento della domanda.
- I **mercati della capacità** presentano un *target* di capacità (quantità di MW da approvvigionare) definito *ex-ante* e il loro livello di remunerazione è l'esito di un meccanismo di mercato. L'approvvigionamento può avvenire tramite l'imposizione di un obbligo sui distributori o venditori in termini di capacità da approvvigionare per garantire livelli di adeguatezza dell'offerta rispetto alla domanda; oppure tramite la definizione centralizzata di requisiti di adeguatezza da parte del TSO, il quale, tramite meccanismi di mercato, approvvigiona la capacità necessaria al raggiungimento di tale obiettivo.

Esempio di riserva strategica – Germania

In Germania, è in vigore il meccanismo della riserva strategica, tramite il quale, una parte della capacità, definita dal TSO, viene mantenuta a riserva e non partecipa ai mercati dell'energia. Nel biennio 2015-2016 è prevista l'introduzione di un nuovo meccanismo di remunerazione della capacità, ed in tal caso tra il 2020 e il 2022 è possibile che si esaurisca il modello di riserva strategica.

Esempio di pagamento della capacità – Spagna

In Spagna è presente un meccanismo di pagamento della capacità. Il sistema è stato esplicitamente definito per supportare gli impianti CCGT con un basso *load factor* a causa dell'alta penetrazione di generazione rinnovabile.

Il meccanismo definisce un incentivo per gli impianti che rendono disponibile la propria capacità per il 90% delle ore di picco definite dal TSO (ore critiche). Se tale requisito è soddisfatto, gli impianti sono remunerati ogni mese con un corrispettivo (€/MW) differenziato a seconda della tecnologia (carbone, CCGT o idroelettrico). Oltre alla distinzione per tecnologia vi è una differenziazione, dovuta ad una maggiorazione della remunerazione, valida per 10 anni, per gli impianti che investono in nuova capacità.

Attualmente è in discussione l'implementazione di un fondo per il *mothballing* degli impianti CCGT esistenti, a partire dal 2015. Il meccanismo sarà strutturato in aste di capacità e si prevede possa impattare circa 4-6 GW degli attuali 25 GW di CCGT installati in Spagna. Tuttavia la regolazione finale non è ancora stata definita.

Esempio di mercato della capacità con definizione della quantità tramite obbligo sui venditori – Francia

In Francia, è stato adottato un meccanismo di remunerazione della capacità, al fine di garantire disponibilità di capacità sul sistema (e non necessariamente la flessibilità) per coprire la domanda di picco in determinati periodi dell'anno (tipicamente in inverno a seguito dell'utilizzo di sistemi di riscaldamento elettrici).



Il sistema prevede l'obbligo per i venditori di energia elettrica di detenere un determinato numero di certificati di capacità in base al consumo dei propri clienti finali. L'obbligo è definito centralmente dal TSO sulla base della domanda di picco.

Tutte le fonti di produzione e la domanda sono ammessi al mercato ma, al momento, non è prevista la possibilità di accesso al mercato per i soggetti stranieri.

I potenziali fornitori di capacità devono accreditarsi con il TSO al fine di ottenere certificati negoziabili. I venditori sono obbligati a stipulare contratti dalla durata quadriennale al fine di soddisfare il proprio obbligo.

Esempio di mercato della capacità con definizione della quantità tramite tender – Regno Unito

Il mercato della capacità è attivo nel Regno Unito dal 2014. La partecipazione al mercato è volontaria e la controparte è il TSO. I soggetti ammessi sono impianti nuovi ed esistenti, come singola unità o aggregati con capacità maggiore di 2 MW, non supportati da sistemi incentivanti, la domanda, gli stoccaggi e le importazioni.

L'approvvigionamento di capacità avviene tramite aste di medio termine (a quattro anni dalla consegna) e di breve termine (a un anno dalla consegna).

La validità dei contratti ha durata differenziata a seconda della tipologia di unità: durata annuale per le unità esistenti, durata triennale per quelle ripotenziante e di quindici anni per quelle nuove. I prodotti negoziati sono sia *baseload* sia di picco con consegna nelle ore 9:00-11:00 e 16:00-20:00.

Il mercato prevede un unico prezzo marginale (SMP), €/MW/anno applicabile a tutte le tecnologie. Inoltre, è imposto un *cap* al prezzo massimo, e un *floor* indicato da ogni offerente. Se il SMP è minore del *floor*, l'offerta viene rigettata. Nel Regno Unito è stato implementato anche un mercato di breve-medio termine per la negoziazione di servizi di rete.

BOX 6

RISERVA OPERATIVA DI BREVE TERMINE NEL REGNO UNITO ("SHORT TERM OPERATING RESERVE" – STOR)

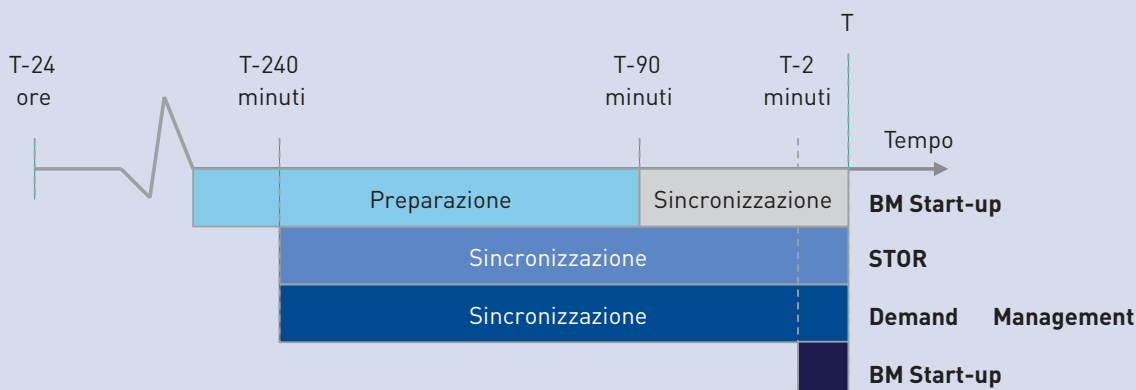
Nel Regno Unito il TSO ha la possibilità di approvvigionarsi di differenti servizi di riserva per la fornitura di potenza attiva.

I servizi di riserva sono:

- *Start-up e Hot Stand-by*: è un accordo contrattuale tra singolo impianto e TSO. Su richiesta del TSO l'impianto inizia il processo di preparazione a generare
- **STOR**: è un servizio per la fornitura di ulteriore potenza attiva lato generazione e/o riduzione della domanda
- *STOR Runway (Demand Management)*: è un segmento del mercato STOR a supporto della crescita dei volumi di riserva a scendere potenzialmente offribili dalla domanda flessibile
- *Riserva veloce*: servizio utilizzato in aggiunta ai servizi di bilanciamento precedentemente elencati, per controllare i cambiamenti di frequenza derivanti da improvvisi, e talvolta imprevedibili, variazioni di generazione o domanda.

FIGURA 59

Servizi di riserva disponibili nel Regno Unito



Fonte: National Grid

Il meccanismo STOR è un servizio di bilanciamento contrattualizzato dal TSO con un singolo impianto o un aggregatore in base al quale il fornitore del servizio offre riserva con un orizzonte temporale di breve termine.

Il totale di riserva STOR da approvvisionare a breve termine è determinata dal TSO tenendo in considerazione i requisiti tecnici di sistema, l'energia approvvisionabile tramite il mercato di bilanciamento, il volume totale di generazione FRNP e potenziale errore di *forecasting* nonché il costo di potenziali alternative di approvvisionamento di riserva o energia di bilanciamento rispetto allo STOR.

La riserva STOR è approvvisionata dal TSO tramite un meccanismo ad asta con prezzo *pay-as-bid*. In un singolo anno il TSO organizza 3 turni di aste ai quali possono partecipare unicamente gli operatori/aggregatori con impianti pre-qualificati (impianti per i quali è stato verificato il rispetto dei vincoli tecnici imposti dal TSO).

Gli operatori possono offrire riserva per un unico periodo di consegna (un anno è suddiviso in 6 periodi di consegna) oppure per periodi multipli fino a un totale di 2 anni, ossia 12 periodi di consegna.

Le offerte presentate dagli operatori devono contenere sia un'indicazione di prezzo per la capacità (€/MW) sia un'indicazione di prezzo per l'energia (€/MWh). Il fornitore di riserva / aggregatore deve rendere disponibile i MW contrattualizzati con il TSO in determinate "finestre" di disponibilità durante le 24 ore del giorno.

La partecipazione alla fornitura di STOR è permessa:

- Alle unità o siti esistenti connessi alla rete di trasmissione e alla rete di distribuzione (le unità in costruzione possono partecipare purché entrino in funzione prima dell'inizio del periodo di consegna)
- Alle unità abilitate al mercato di bilanciamento e alle unità non abilitate indipendentemente dalla risorsa primaria utilizzata per la generazione.



Le unità con una taglia inferiore a 3 MW possono partecipare in forma aggregata, mentre le unità con taglia superiore a 3 MW partecipano per singola unità. Gli operatori che sottoscrivono con il TSO un contratto STOR per un determinato impianto non possono far partecipare lo stesso impianto al mercato di bilanciamento per la fornitura di energia di bilanciamento addizionale.

Il TSO dispaccia le unità o i siti a propria discrezione basando la propria decisione principalmente su considerazioni di natura economica (curva di merito). Altri fattori possono essere presi in considerazione dal TSO, tra cui (ma non solo) i tempi di risposta, la localizzazione, la dimensione dell'unità, l'indice di affidabilità storica.

I requisiti per la fornitura di STOR variano a seconda del periodo dell'anno, settimana e giorno, essendo una funzione del profilo di domanda a livello di sistema in una determinata ora o blocco di ore. Per riflettere la funzione di domanda il TSO suddivide l'anno in 6 periodi di consegna, a loro volta suddivisi in giorni lavorativi e giorni festivi all'interno dei quali il TSO definisce periodi o "finestre" di disponibilità di riserva. Un fornitore di STOR deve rendere disponibile la capacità riservata in tutte le "finestre" di disponibilità indicate nel contratto con il TSO. Le dichiarazioni di disponibilità vengono inviate al TSO per ogni unità STOR settimanalmente (per "settimana" si intendono i 7 giorni dalle ore 05.00 di Lunedì).

La chiamata ad attivare la riserva STOR avviene nel mercato di bilanciamento per le unità abilitate a tale mercato e tramite uno strumento chiamato STOR *Despatch* per le unità non abilitate al mercato di bilanciamento.

- Nel primo caso i fornitori di STOR devono presentare nel mercato di bilanciamento un'offerta che rispecchi i parametri tecnici e il prezzo per l'attivazione dell'energia (€/MWh) accettata in sede d'asta, sarà nella discrezionalità del TSO accettare o meno l'offerta
- Nel secondo caso, il TSO installerà a spese proprie presso l'impianto del fornitore lo STOR *Despatch* (o "Standing Reserve Despatch" – SRD). Tale strumento, installato prevalentemente per le unità connesse alla rete di distribuzione, comunica direttamente con la *Control Room* del TSO per la comunicazione delle disponibilità e l'attivazione automatica della riserva.

Il fornitore di STOR riceve una doppia remunerazione:

- La remunerazione per la disponibilità di capacità in tutte le "finestre" di disponibilità
- La remunerazione per l'energia attivata basato sul prezzo €/MWh offerto in sede d'asta.

Il DSO è responsabile della raccolta ed elaborazione delle misure per le unità connesse alle proprie reti, e per il loro invio al TSO, ma non ha un ruolo attivo durante le attività di bilanciamento della rete in tempo reale.

La situazione in Italia

Attualmente nel mercato italiano sono negoziati solo prodotti "energia", convenzionalmente può essere definito un mercato "energy only".

L'introduzione dei mercati della capacità trasformerà il mercato italiano da un mercato "energy-only" a un mercato "energia e capacità".

La normativa relativa all'introduzione del mercato della capacità in Italia ha seguito due filoni distinti ma interdipendenti:

- **La riformulazione del meccanismo transitorio già esistente di remunerazione regolata della capacità**

Il meccanismo transitorio di remunerazione della capacità nella sua versione precedente¹⁵ ha avuto un limitato impatto sui mercati dell'energia e sul prezzo in esito agli stessi, in quanto applicato a poche unità di generazione durante periodi critici.

L'evoluzione del regime transitorio, come previsto dalla Delibera 320/2014, in un segmento della capacità flessibile è invece previsto avere un impatto maggiore sui mercati elettrici, in particolare sull'MSD, essendo previsto un *cap* massimo alle offerte presentate su questo mercato dagli operatori con obblighi di consegna di capacità riservata a termine. Gli impatti sul livello dei prezzi per i servizi ancillari e di bilanciamento dipenderanno, tuttavia, dalla capacità di riserva contrattualizzata in questo mercato e dalla spesa massima disponibile attribuibile allo stesso.

- **L'introduzione del Mercato della Capacità (MC)**

L'introduzione del mercato della capacità potrà avere un impatto su MGP ed MI e sul loro funzionamento, in quanto si prevede che la capacità contrattualizzata in questo mercato possa essere significativa. Il *cap* ai prezzi previsto per le offerte su MGP, in presenza di un'ampia quota di capacità riservata a termine, si prevede possa generare un effetto depressivo sui prezzi elettrici. Un *trend* simile si prevede anche per l'andamento dei prezzi su MSD ed MB.

Evoluzione del quadro normativo

a) Riformulazione del meccanismo transitorio di remunerazione della capacità (Segmento flessibilità)

L'introduzione del meccanismo di remunerazione regolata della capacità risale al Decreto Legislativo 379/2003, a cui ha fatto seguito la Risoluzione 48/04, che ha definito la formula di prezzo per il premio dovuto alla capacità contrattualizzata. Attualmente sono in vigore disposizioni temporanee per la remunerazione della capacità termica e la redistribuzione del fondo derivante dal meccanismo transitorio di remunerazione della capacità¹⁶. Queste disposizioni hanno avuto un impatto limitato sul funzionamento del mercato e sui prezzi dell'energia elettrica e hanno coinvolto un numero limitato di unità di generazione nei periodi critici.

Il DdL Stabilità, approvato il 27 dicembre 2013, ha previsto la riformulazione dell'allora meccanismo transitorio di remunerazione della capacità termica, rendendo l'AEEGSI responsabile della riformulazione della nuova regolazione. Il 16 gennaio 2014 l'AEEGSI ha pubblicato la "Risoluzione 06/2014" che ha segnato l'inizio del processo di revisione. Sulla base di tale Risoluzione, l'AEEGSI aveva il compito di definire il segmento di mercato dedicato al *trading* di capacità flessibile riformulando il meccanismo transitorio entro la fine di marzo.

Il 22 maggio 2014 l'AEEGSI ha pubblicato il Documento di Consultazione 234/2014 (DCO 234/2014) illustrando le disposizioni principali del nuovo meccanismo transitorio di remunerazione regolata

¹⁵ Decreto Legislativo 379/2003 seguito dalla Delibera 48/04.

¹⁶ A seguito dell'Art. 34, comma 7.bis del Decreto Crescita 83/2012 e del relativo Decreto applicativo "Emendamento Saglia" dell'Agosto 2012.



della capacità e concedendo agli operatori un tempo limitato per fornire eventuali commenti, dal momento che si riteneva molto urgente l'implementazione di queste disposizioni.

Il 20 giugno 2014 l'AEEGSI ha pubblicato la Risoluzione 320/2014 confermando parzialmente, e integrando, le disposizioni inizialmente introdotte attraverso il DCO 234/2014. Sulla base di questo documento, il nuovo meccanismo transitorio dovrebbe essere applicabile al periodo 2015-2017, gestito da Terna e strutturato in modo da remunerare principalmente la capacità flessibile offerta da impianti con determinati parametri tecnici. I parametri tecnici suggeriti nel DCO 234/2014 sono:

- Tempo di avviamento inferiore a 2h
- Tempo minimo in servizio e tempo minimo fuori servizio inferiori a 4h
- Gradiente, durante la fase di avviamento, uguale a quello necessario alla fornitura della Riserva Secondaria

La Risoluzione 320/2014 ha affidato a Terna la responsabilità per la definizione dei livelli minimi e massimi di questi parametri. Terna sarà altresì responsabile della definizione dei requisiti di capacità all'interno del periodo di applicabilità del nuovo meccanismo transitorio (2015-2017) e dell'acquisto, dagli operatori qualificati, di opzioni reali sulla capacità (con le specifiche tecniche definite e per quantità pari ai requisiti precedentemente definiti). Tali opzioni saranno negoziate attraverso procedure d'asta competitive e caratterizzate da:

- Un periodo di consegna uguale a 3 anni, al fine di garantire agli operatori il tempo necessario per recuperare i costi degli investimenti specifici realizzati per rafforzare la flessibilità degli impianti
- Un'area di consegna definita come il nodo specifico dove è localizzata l'unità di produzione
- Un prezzo di esercizio, per i servizi "a salire", pari ai costi variabili di una turbina a gas a ciclo aperto (OCGT) e, per i servizi "a scendere", pari al minimo tra i costi variabili dell'OCGT e il 90% del prezzo zonale MGP. Un prezzo di esercizio applicato alle offerte di avviamento, offerte di cambio di configurazione e *warming offers* (se introdotte) uguali a zero
- Un premio annuale determinato come esito delle procedure d'asta.

La Risoluzione 320/2014 specifica anche che, prima di implementare il nuovo meccanismo transitorio di remunerazione della capacità, fungerà da ponte verso il Regime di Mercato della Capacità, è necessaria una riforma completa del MSD.

b) Introduzione del Mercato della Capacità (MC)

Il 10 Marzo 2015 l'Autorità ha pubblicato la Risoluzione 95/2015 proponendo al MiSE una "*Prima fase di implementazione*" anticipata del Mercato della Capacità (MC) con l'obiettivo di anticipare gli effetti pro-competitivi e di sicurezza del sistema attesi nella "*Fase di piena implementazione*".

L'approvazione della regolazione sul MC in Italia risale al giugno 2014, quando il MSE ha approvato, con alcune ulteriori integrazioni, la regolazione tecnica preparata dal TSO e ha dato il via libera alla relativa implementazione operativa. A settembre 2014 l'AEEGSI ha dichiarato che, a causa di ritardi nelle procedure d'asta, il primo anno di consegna sotto il Regime di Mercato della Capacità sarebbe stato il 2020.

La Risoluzione 95/2015 ha previsto di anticipare l'implementazione dell'MC con una "*Prima fase di implementazione*" che preveda il primo termine di consegna il 1 gennaio 2017 e prevedeva l'esecuzione della prima asta entro il 30 settembre 2015. Il meccanismo di remunerazione della capacità rimane un "*Reliability Payment*" con un Contratto per Differenza ad una direzione. La struttura delle procedure d'asta del MC è semplificata al fine di consentire al TSO di minimizzare il suo

tempo di implementazione. Il periodo di consegna della “*Prima fase di implementazione*” dovrà essere annuale con un orizzonte di pianificazione non più breve di un anno (l’orizzonte di pianificazione sarà prolungato per i periodi di consegna successivi al primo), mentre l’ultimo periodo di consegna non può concludersi oltre il 31 dicembre 2020, segnando l’inizio della “*Fase di piena implementazione*”. La partecipazione sarà aperta alle importazioni e alla domanda dato che queste saranno conteggiate ai fini della definizione della domanda per la capacità che deve essere messa all’asta dal TSO.

Centoventi giorni prima dell’inizio di ciascuna procedura d’asta, l’AEEGSI dovrà comunicare *cap* e *floor* del premio per la capacità esistente, e il *cap* del premio per la nuova capacità. Il *floor* del premio per la capacità esistente non deve superare i costi fissi evitabili di un CCGT. Il *cap* del premio sarà invece conservativamente definito dal TSO sulla base del costo di un nuovo entrante che risulti dalla futura domanda per la capacità.

La “*Prima fase di implementazione*” del MC considererà solo capacità “*baseload*” mentre dovrebbe essere previsto un segmento dedicato alla capacità flessibile durante la “*Fase di piena implementazione*”.

BOX 7

IL FUNZIONAMENTO DEL MERCATO DELLA CAPACITÀ

La partecipazione al mercato della capacità in Italia sarà su base volontaria ed anche gli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili (nuovi ed esistenti, con una capacità installata maggiore di 10 MW), non supportati da alcun meccanismo di incentivazione, sono qualificati per partecipare allo schema.

Il mercato sarà gestito ed organizzato da Terna, sulla base di un meccanismo di aste per la capacità. L’implementazione del Mercato della Capacità Secondaria (*Secondary Capacity Market*), basato su un meccanismo di contrattazione, è prevista dalla normativa tecnica. Prima che le aste possano svolgersi, Terna deve:

- Calcolare la curva di domanda di capacità per ogni area di mercato (le quali non necessariamente corrispondono alle zone di mercato) per ogni anno
- Identificare la tecnologia di picco affinché l’AEEGSI possa calcolare i valori di *cap/floor* della capacità offerta sul mercato sulla base dei costi fissi standard della stessa tecnologia.

Una volta raccolte le informazioni relative ai punti sopramenzionati, Terna potrà calcolare e comunicare ad ogni operatore di mercato la quota di capacità da poter offrire ed i relativi valori di *cap/floor* ai prezzi.

Tutte le offerte accettate sul mercato della capacità saranno riportate interamente sul mercato MGP, mentre soltanto le offerte non accettate su MGP potranno essere offerte su MSD.

L’operatore di mercato che presenta un’offerta accettata ad un prezzo superiore rispetto al valore del “*price cap*” definito da Terna (es. prezzo di esercizio calcolato sulla base dei costi variabili standard della tecnologia di picco), sarà obbligato a restituire a Terna la differenza positiva tra il prezzo accettato ed il “*price cap*”. I ricavi che un operatore di mercato ha quindi diritto di ricevere da Terna sono calcolati come la differenza positiva tra il premio di capacità ricevuto e



la componente variabile (es. la differenza positiva tra il prezzo elettrico offerto ed accettato con il *price cap*) che l'operatore deve restituire a Terna.

Il risultato delle procedure d'asta definirà la capacità totale riservata (come somma della capacità offerta da tutti gli operatori partecipanti al mercato). Gli operatori dovranno stipulare con Terna un contratto standard per la consegna della capacità. Attraverso il processo di nomina, Terna progressivamente identificherà gli operatori che dovranno consegnare la capacità prenotata nelle aree di mercato relative alla qualificazione d'asta.

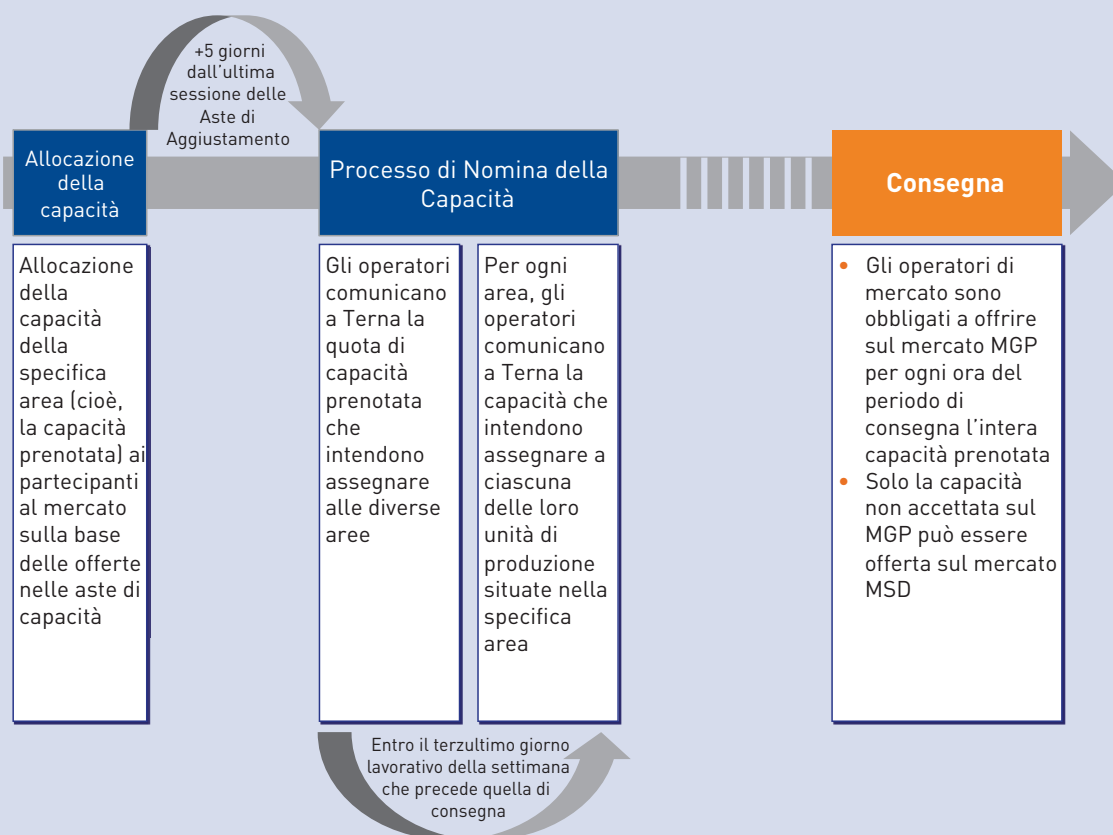
Le unità di generazione sono obbligate a:

- Comunicare a Terna entro cinque giorni dopo la chiusura dell'ultima Asta di Aggiustamento, la quota di capacità prenotata che intendono assegnare alle diverse zone di mercato
- Comunicare a Terna entro cinque giorni dopo la chiusura dell'ultima sessione del Mercato Secondario la quota della capacità prenotata che intendono assegnare a ciascuna delle loro unità di produzione situate nell'area di mercato.

Gli operatori saranno obbligati ad offrire sul mercato MGP, per ogni ora del periodo di consegna, l'intera capacità prenotata. Solo la capacità non accettata sul MGP sarà offerta su MSD. La Figura 60 presenta un'overview del processo di nomina e consegna.

FIGURA 60

Overview del processo di nomina e consegna

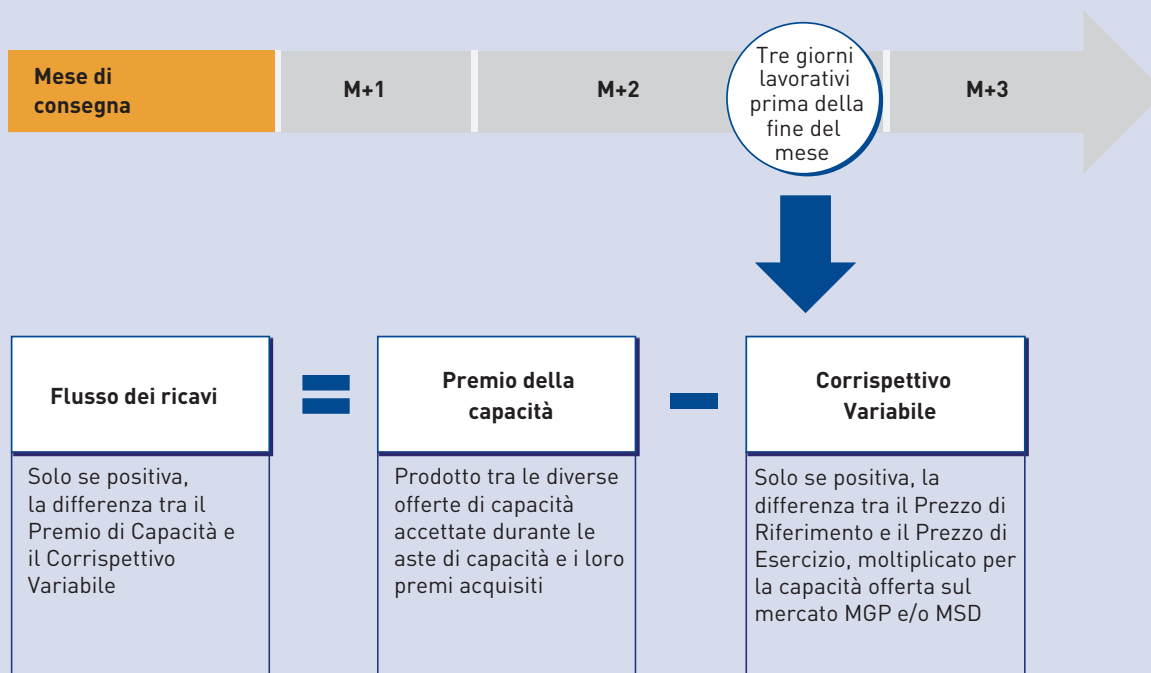


Per il servizio offerto, gli operatori registrano ricavi calcolati come la differenza positiva tra il premio di capacità ricevuto da Terna e la componente variabile (es. la differenza positiva tra il prezzo elettrico offerto ed accettato con il *price cap*) che l'operatore deve restituire a Terna, come mostrato nella Figura 61:

- Il premio di capacità che un operatore di mercato ha diritto di ricevere è calcolato come il prodotto tra la diverse offerte di capacità accettate sul mercato e i loro rispettivi premi
- Il corrispettivo variabile che un operatore è obbligato a restituire a Terna è definito come la differenza positiva tra il Prezzo di Riferimento ("*Reference Price*") e il Prezzo di Esercizio ("*Operating Price*"), moltiplicata per la capacità qualificata offerta sul mercato (MGP o MSD, per le offerte non accettate sul mercato MGP):
 - Il Prezzo di Esercizio è definito da Terna su base mensile per ogni ora di consegna e si basa sul costo variabile standard della tecnologia di picco
 - La definizione del Prezzo di Riferimento è definito sulla base delle diverse situazioni di mercato che possono accadere. Il prezzo offerto si riferisce al prezzo di offerta su MGP o MSD associato alla capacità offerta sul mercato.

FIGURA 61

Overview del meccanismo di ricavo del mercato della capacità



Un meccanismo a cascata prevede la sostituzione dei contratti con durate più lunghe in posizioni equivalenti di contratti più brevi nell'ultimo giorno di negoziazione. I contratti relativi al mese successivo è previsto che vadano in consegna.



Sulla base del meccanismo di remunerazione definito da Terna, si può affermare che:

- Il meccanismo di remunerazione è costruito in modo tale che gli operatori siano “forzati” ad offrire la loro capacità al *price cap* (es. Prezzo di Esercizio), definito da Terna, ed evitare un comportamento di offerta strategico
- L'introduzione del meccanismo della capacità potrà quindi generare una pressione al ribasso dei prezzi elettrici, poiché gli operatori non avranno convenienza a presentare offerte di vendita ad un prezzo superiore rispetto al *price cap* definito da Terna.

7.2.1.2 Altri mercati

Completano la struttura dei mercati elettrici:

- **Il Mercato elettrico a termine (MTE)** è la sede per la negoziazione di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro, le cui negoziazioni si svolgono in modalità continua e sono gestite dal GME (controparte centrale). Su MTE sono negoziabili contratti della tipologia *Base-load* e *Peak-load* con periodi di consegna mensili, trimestrali e annuali. È previsto il meccanismo della “cascata” per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno. Su MTE sono automaticamente ammessi tutti gli operatori del mercato elettrico, i quali devono aver fornito sufficienti garanzie bancarie per coprire il valore totale delle transazioni chiuse. Gli operatori partecipano presentando proposte nelle quali indicano tipologia e periodo di consegna dei contratti, numero dei contratti e prezzo al quale sono disposti ad acquistare/vendere. I contratti con periodo di consegna mensile, terminato il periodo di negoziazione, sono registrati in corrispondenti transazioni sulla PCE previa verifiche di congruità previste nel regolamento PCE. Le sessioni dell'MTE si svolgono dal lunedì al venerdì, dalle ore 09.00 fino alle ore 17.30, salvo il penultimo giorno di mercato aperto di ciascun mese, quando l'orario di chiusura della sessione viene anticipato alle ore 14.00.
- **IDEX** fa parte dell'*Italian Derivatives Markets (IDEM)* gestito da Borsa Italiana, una società sussidiaria di *London Stock Exchange Group*. I prodotti scambiati su questo mercato sono *futures* mensili, quadrimestrali e annuali. I prodotti sono valorizzati rispetto al PUN, con l'opzione di consegnare i quantitativi fisici sottostanti invece di concludere con un pagamento. La richiesta per una consegna fisica deve essere sottoposta al GME tre giorni prima la scadenza del periodo di consegna.
Consegna Derivati Energia (CDE) è la Piattaforma del GME su cui sono registrati i contratti derivati conclusi sull'IDEX rispetto ai quali l'operatore abbia deciso di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico, dell'energia sottostante il contratto stesso.

7.2.1.3 Proposta

Architettura del mercato

La proposta di revisione dell'architettura di mercato prevede l'integrazione di mercati della capacità a termine, la modifica del ruolo e delle tempistiche di MSD ed infine della struttura e delle tempistiche di MI. In particolare è prevista:

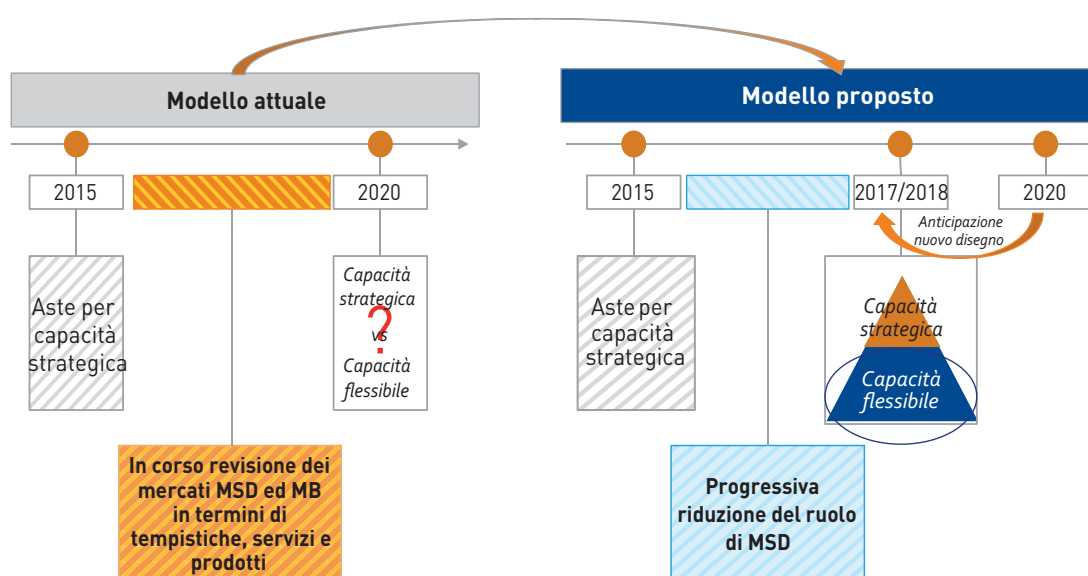
- **L'introduzione dei mercati a termine della capacità:**
 - Avvio del mercato della capacità (strategica) di lungo periodo così come approvato da AEEGSI/MiSE e in fase di scrutinio alla Commissione Europea con un orizzonte di pianificazione fino a quattro anni
 - Revisione ed avvio anticipato del segmento della flessibilità (capacità flessibile) **in qualità di mercato a termine delle risorse di bilanciamento e dei servizi ancillari.**
- **La revisione dei mercati a pronti da attuare in più fasi:**
 - **Introduzione di un'ultima sessione di negoziazione delle risorse per i servizi ancillari e il bilanciamento nel giorno D-2**
 - **Nel breve termine: conferma delle sessioni dell'attuale MSD nel giorno D-1 e D in logica di gestione tecnica efficiente del sistema**
 - **Nel medio termine: avvio di un percorso di revisione della fase di programmazione del mercato che preveda l'introduzione di sessioni del mercato della capacità flessibile nel giorno D-1 successive alla chiusura di MGP coerentemente con l'introduzione dei mercati infra-giornalieri in H-1**
 - **Chiusura di MI in prossimità del tempo reale** (es. un'ora prima) per favorire l'ottimizzazione dei programmi di immissione/prelievo attraverso la riduzione dell'errore di *forecasting*.

Mercato della capacità (MC)

- La proposta intende stimolare l'avvio in tempi brevi del mercato della capacità (strategica) così come già definito nella regolazione tecnica preparata dal TSO, approvata da AEEGSI/MSE e in fase di scrutinio alla Commissione Europea**
- Ad integrazione del mercato della capacità la proposta prevede di rivedere il segmento della flessibilità (capacità flessibile) ed anticiparne l'avvio.**

FIGURA 62

Mercato della capacità – dal modello attuale a quello proposto





- **Introduzione di un'ultima sessione di negoziazione di capacità flessibile e dei servizi ancillari.** La capacità approvvigionata potrà essere attivata dal TSO, controparte unica del mercato, sul mercato di bilanciamento sulla base della curva di merito.
- **La partecipazione al mercato dovrà essere aperta a tutte le unità** che rispettino i requisiti tecnici dei differenti prodotti¹⁷ che dovranno essere definiti coerentemente con il principio di neutralità tecnologica
- In termini di prodotti, le principali caratteristiche del mercato si prevede possano essere:
 - La negoziazione di *Reliability options*, ovvero uno strumento che dà all'acquirente (il TSO) il diritto, ma non l'obbligo, di acquistare un titolo, in questo caso l'energia elettrica, a un dato prezzo di esercizio (*strike price*)¹⁸. In questo meccanismo i produttori sono obbligati a pagare la differenza, qualora positiva, tra il prezzo di mercato dell'energia elettrica e un dato prezzo di esercizio (*strike price*), con l'effetto indiretto di ridurre i picchi di prezzo sul mercato di bilanciamento¹⁹.
 - Il mantenimento di offerte con l'indicazione della sola componente capacità (€/MW) non fornisce un segnale di prezzo al mercato
 - **La negoziazione degli stessi prodotti approvvigionati da Terna su MB con** orizzonte di pianificazione annuale/biennale
 - Laddove l'orizzonte di negoziazione delle opzioni fosse superiore alla liquidità dei mercati delle commodity/combustibili utilizzati da alcuni impianti di produzione (es. CCGT), i prodotti saranno negoziati con l'indicazione della sola componente capacità (€/MW). Gli operatori saranno tenuti a presentare l'indicazione dello *strike price* (€/MWh) del prodotto già negoziato nel corso della prima asta di negoziazione che si terrà almeno un anno prima della consegna fisica (N-1), orizzonte minimo di liquidità dei mercati delle *commodity*. In alternativa è possibile prevedere un meccanismo di indicizzazione dello *strike price* ai costi marginali di una tecnologia di riferimento.
- Prodotti con orizzonte di consegna inferiore all'anno come ad esempio trimestri, mesi, giorni e finestre orarie. Il mercato della capacità strategica ricoprirà un ruolo residuale a valle dell'implementazione del mercato della capacità flessibile. Terna in fase di definizione della curva di domanda sul mercato della capacità strategica dovrà considerare i possibili effetti legati al mercato della capacità flessibile
- Per favorire l'interazione tra il mercato della capacità strategica e flessibile è possibile ipotizzare aste di capacità uniche in cui attribuire priorità di assegnazione a parità di prezzo alla capacità flessibile.

I principali benefici legati all'introduzione del mercato della capacità flessibile sono:

- Dotare il TSO di uno strumento di gestione del rischio prezzo e volume attraverso la possibilità di approvvigionare risorse di bilanciamento e servizi ancillari a termine

¹⁷ La proposta di partecipazione delle FRNP, della GD, della domanda e degli stoccaggi al mercato della capacità e del bilanciamento è dettagliata nel Paragrafo 7.2.2.3.

¹⁸ A fronte dell'acquisto di tale diritto l'acquirente paga un premio espresso in €/MW. Il vantaggio del TSO è che il suo rischio è limitato al costo del premio e, se non avrà effettivamente la necessità di attivare la risorsa opzionata, non pagherà la componente di prezzo variabile espresso in €/MWh. Per un venditore, ovvero le controparti del TSO, il beneficio è legato alla certezza di incassare il premio ed alla possibilità di generare ricavi aggiuntivi qualora il TSO esercitasse l'opzione sul mercato di bilanciamento.

¹⁹ La definizione delle caratteristiche tecniche di questo mercato, ivi incluso le modalità di definizione dello strike price dei prodotti, richiede l'avvio urgente di un confronto che veda la partecipazione dell'AEEGSI, del MISE, del TSO e degli operatori

- Dotare gli operatori di uno strumento di gestione del rischio grazie alla possibilità di coprire a termine una parte della capacità produttiva
- Fornire un segnale di prezzo sulla flessibilità nel breve – medio termine
- Sostenere le unità in grado di soddisfare la domanda di flessibilità e garantire la sicurezza del sistema
- Sostenere in modo efficace e mirato gli investimenti esistenti e nuovi
- Ridurre i picchi di prezzo sul mercato di bilanciamento
- Ridurre i costi legati al mercato della capacità (strategica) nel lungo periodo
- Ridurre gli oneri di sistema nel medio – lungo periodo.

FIGURA 63

Vantaggi e svantaggi della proposta

PRO	CONTRO
<ul style="list-style-type: none"> • Dotare il TSO di uno strumento di gestione del rischio prezzo e volume • Dotare anche gli operatori di uno strumento di gestione del rischio volume • Fornire un segnale di prezzo sulla flessibilità nel breve – medio termine • Sostenere le unità in grado di soddisfare la domanda di flessibilità e garantire la sicurezza del sistema • Sostenere in modo efficace e mirato gli investimenti esistenti e nuovi • Ridurre i picchi di prezzo sul mercato di bilanciamento • Ridurre i costi legati al mercato della capacità (strategica) nel lungo periodo • Ridurre degli oneri di sistema nel medio – lungo periodo 	<ul style="list-style-type: none"> • Complessità implementativa • Potenziale incremento dei costi di sistema nel breve termine

Mercato del Giorno Prima (MGP)

Il ruolo, la modalità di funzionamento e la struttura di MGP sono oggetto di modifica ma tali modifiche non passeranno per un re-design di mercato, che richiederebbe un intervento di norma primaria, ma per una revisione di disciplina e disposizioni di regolazione secondaria/tecnica. Cambiano le regole e le modalità di mercato in funzione dell'introduzione di forme di aggregazione dell'offerta e della domanda. Gli effetti migliorativi sul segnale di prezzo in esito al MGP derivano dall'implementazione delle altre soluzioni proposte.

Mercato Infra-giornaliero (MI)

La proposta prevede di modificare la tempistica di chiusura del mercato infra-giornaliero e la modalità di negoziazione. Si prevede un percorso che porti progressivamente il mercato infra-giornaliero, aperto agli Operatori di Mercato, a chiudere almeno ad un'ora dalla consegna fisica e con negoziazione su base continua. Potrà essere definito un percorso di implementazione progressivo in considerazione delle esigenze operative degli operatori.

- a) L'avvicinamento della chiusura del mercato al tempo reale permette di promuovere la responsabilizzazione degli operatori in fase di programmazione,** fornendo loro gli strumenti

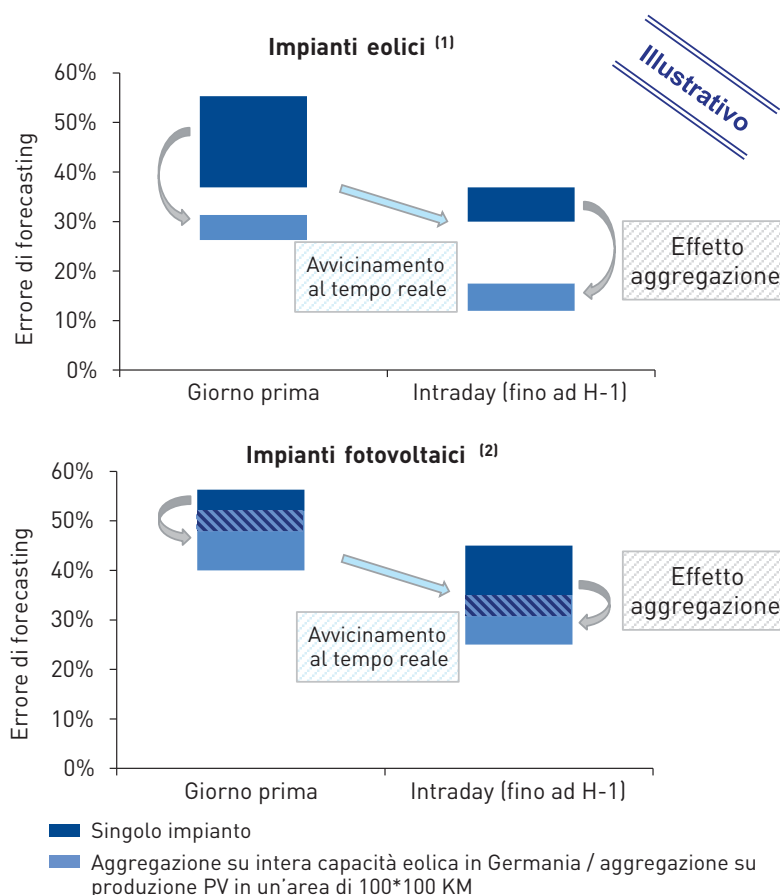


necessari a migliorare l'affidabilità dei profili di produzione (in particolare delle FRNP) e consumo, riducendo quindi l'insorgere di sbilanciamenti fisici. Il ricorso a tale mercato, in particolare da parte delle fonti non programmabili, può inoltre favorirne l'incremento della liquidità. Il miglioramento dei programmi di produzione e consumo comporta una riduzione degli sbilanciamenti e quindi dei volumi movimentati sul mercato di bilanciamento e dei relativi costi.

L'avvicinamento della chiusura del MI al tempo reale è inoltre in linea con le indicazioni del Target Model e rappresenta una condizione necessaria per il *coupling* con i mercati Europei. Il *Target Model* richiede infatti un'armonizzazione delle modalità di *trading*, dei prodotti e delle tempistiche dei mercati infra-giornalieri con una chiusura al più presto a un'ora dal tempo reale. Anche le Linee Guida Europee sugli Aiuti di Stato auspicano mercati infra-giornalieri liquidi. La liquidità su tali mercati può essere incrementata dalla reale opportunità data agli operatori di ottimizzare le proprie posizioni stimolati anche dal rischio di pagamento degli sbilanciamenti nella modalità ipotizzata nella presente proposta.

FIGURA 64

Benefici di MI con chiusura a un'ora combinati con aggregazione



1) Fonti: Tradewind - Forecast error of aggregated wind power; Wind power - Forecasting error distributions over multiple variables; Energy and meteo systems - State of the art in wind power prediction in Germany and international developments; EirGrid Power system seminar presentation - Wind forecasting and dispatch 7July 2011.

2) Fonti: Dr. James W. Ha - Forecasting Solar Power Adaptive Models- A pilot study; Mesor - Management and Exploitation of solar Resources; IEA Photovoltaic and Solar Forecasting: State of the Art

La riforma avvicina il modello italiano a quello dei mercati europei dove i mercati infra-giornalieri chiudono tra i 45 e i 30 minuti prima del tempo reale.

La modifica delle tempistiche di MI non accompagnata da meccanismi di gestione del tempo reale, può aumentare il rischio di mantenimento in sicurezza del sistema in capo al TSO ed i relativi costi. In quest'ottica dovranno essere previste delle soluzioni che vincolino gli operatori nella possibilità di modificare in MI lo *unit commitment* definito sul mercato di bilanciamento al fine di evitare costi addizionali su questo mercato.

- b) La negoziazione su base continua, come previsto ad esempio nel Regno Unito ed in Germania, presenta il vantaggio di fornire maggiore flessibilità temporale nella gestione delle transazioni.** La negoziazione continua comporta un incrocio automatico delle offerte con la possibilità di presentazione di nuove proposte in modo continuo. La capacità di interconnessione sarà allocata attraverso aste implicite. Il modello proposto è in linea con il progetto XBID, promosso dagli operatori di mercato di 12 Paesi europei, incluso il GME. Con la soluzione XBID il MI unico sarà basato su una piattaforma IT comune che permetterà di connettere i *book* di *trading* locali e le disponibili capacità di trasmissione transfrontaliere fornite dai gestori di rete. Le offerte di acquisto e vendita presentate dagli operatori con riferimento a una specifica zona saranno abbinare, tramite un meccanismo di negoziazione continua, con gli ordini inoltrati in maniera simile da operatori appartenenti ad altre zone coperte dalla soluzione XBID, sempre che vi sia una capacità transfrontaliera disponibile.

FIGURA 65

Vantaggi e svantaggi della proposta

PRO	CONTRO
<ul style="list-style-type: none"> • Ottimizzazione dei programmi di immissione /prelievo grazie alla possibilità di ridurre gli errori di forecasting • Riduzione dei volumi sul mercato di bilanciamento e potenzialmente degli oneri di dispacciamento se combinato con le altre proposte di stimolo agli operatori e il TSO (aggregazione, modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti, mercati a termine) • Uniformità con il <i>Target Model</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Rischio in capo al TSO legato alla limitata finestra temporale tra chiusura del mercato e tempo reale utile per eventualmente svolgere attività di re-dispacciamento • Necessità di efficace coordinamento ed integrazione con gli altri mercati dell'energia

Mercato dei Servizi di Dispacciamento e di Bilanciamento (MSD e MB)

La proposta prevede:

- a) L'introduzione di un'ultima sessione di negoziazione delle risorse per i servizi ancillari e il bilanciamento nel giorno D-2**

In questa sessione di mercato sarà possibile negoziare i medesimi prodotti previsti sul mercato della capacità flessibile, quali ad esempio bande di regolazione terziaria a salire e scendere.



L'obiettivo è duplice:

- permettere al TSO di approvvigionarsi di risorse da un portafoglio ampio e competitivo di offerte create nelle sessioni del mercato della capacità flessibile
- vincolare gli operatori a presentare le proprie offerte su MGP coerentemente con gli impegni assunti a termine sul mercato della capacità.

In questo modo si otterrà l'obiettivo di stabilizzare i programmi di produzione e prelievo in esito a MGP per la quota parte di capacità negoziata a termine, contribuendo a rendere maggiormente affidabili i risultati del mercato.

b) Nel breve termine la conferma delle sessioni dell'attuale MSD nel giorno D-1 e D in logica di gestione tecnica efficiente del sistema

c) Nel medio termine l'avvio di un percorso di revisione della fase di programmazione del mercato che preveda l'introduzione di sessioni del mercato della capacità flessibile nel giorno D-1 successive alla chiusura di MGP coerentemente con l'introduzione dei mercati intraday in H-1

Obiettivo della proposta è quello di incrementare ulteriormente la responsabilizzazione degli operatori nella definizione dei programmi di produzione/prelievo. Sarà infatti responsabilità degli operatori, in una logica di gestione del portafoglio, definire i programmi ottimali su MGP, MI e sulle differenti sessioni del mercato della capacità flessibile e del bilanciamento al fine di ottimizzare le proprie risorse.

In queste sessioni di mercato sarà possibile negoziare quanto meno gli stessi prodotti (*reliability options*) scambiati nelle precedenti sessioni del mercato della capacità flessibile e con le medesime forme di remunerazione. Ciò comporta che, a fronte dell'acquisto di un'opzione, il TSO dovrà riconoscere il premio (€/MW) alla controparte. Tutti i prodotti scambiati sul mercato della capacità flessibile, che abbiano tempi tecnici di attivazione compatibili confluiranno nel mercato di bilanciamento. Il TSO avrà comunque la facoltà di attivare anteriormente al mercato di bilanciamento, ossia nell'attuale fase di programmazione, i servizi con tempi tecnici di attivazione non compatibile con MB.

Il TSO si approvvigionerà quindi di risorse effettivamente disponibili sul mercato compatibilmente agli esiti di MGP/MI. I piani di produzione/prelievo in esito a MGP ed MI potranno essere modificati dal TSO sia attraverso l'attivazione delle opzioni approvvigionate sul mercato della capacità strategica e flessibile, che dei servizi approvvigionati nelle sessioni successive di mercato.

Queste sessioni di mercato dotano:

- Il TSO di un ulteriore strumento di gestione del rischio volume attraverso la possibilità di approvvigionare risorse di bilanciamento per il mantenimento in sicurezza del sistema maggiormente in prossimità del tempo reale ed alla luce degli esiti di MGP
- Gli operatori di un'ulteriore forma di ottimizzazione del portafoglio.

Tutti i soggetti abilitati alla partecipazione al mercato della capacità flessibile potranno partecipare a queste sessioni di mercato rispettando, nella presentazione delle offerte, gli impegni assunti nei mercati a termine e nei mercati dell'energia.

Si ritiene che la proposta completi la realizzazione di un mercato in cui è fondamentale la responsabilizzazione degli operatori nel mantenimento in equilibrio del sistema al fine di ridurre gli oneri di sbilanciamento.

La gradualità della proposta di modifica si rende necessaria:

- Per garantire che tale percorso non pregiudichi nel breve termine la sicurezza del sistema
- Perché l'attesa riduzione delle congestioni dovrebbe ridurre le necessità di un intervento "ottimizzatore" centralizzato consentendo il miglior dispiegamento degli effetti competitivi del mercato
- Per essere coerente con il percorso di miglioramento dell'efficienza dei mercati spot già avviato dal TSO
- Per offrire un tempo adeguato di implementazione delle proposte tale da evitare problemi tecnici che sorgerebbero a fronte di un cambiamento repentino, e permettere al TSO di adattare le modalità di approvvigionamento in una logica di gestione di portfolio.

d) Il mercato di bilanciamento dovrà ricoprire un duplice ruolo:

- Mercato di attivazione della capacità flessibile approvvigionata a termine da parte del TSO
- Approvvigionamento di servizi di bilanciamento ed ancillari in prossimità e nel giorno di consegna/prelievo fisico dell'energia elettrica²⁰.

L'opzione acquistata sul mercato della capacità flessibile potrà essere esercitata dal TSO sul mercato di bilanciamento in funzione della curva di merito economico. Lo *strike price* dell'opzione entra nell'ordine di merito economico unitamente alle offerte presentate sul mercato di bilanciamento formando un'unica curva di merito. La partecipazione a MB dovrà essere aperta a tutti i soggetti su base competitiva a prescindere dal fatto che abbiano partecipato ai mercati della capacità. In questa logica si inserisce la proposta di offrire la possibilità di partecipare al mercato anche alle FRNP, alla generazione distribuita ed alla domanda.

Si prevedono, come esposto Paragrafo 7.1.1.5., forme di impegno da parte del TSO volte ad ottimizzare i costi di gestione del bilanciamento anche in considerazione dei maggiori strumenti

FIGURA 66

Vantaggi e svantaggi della proposta

PRO	CONTRO
<ul style="list-style-type: none"> • La chiusura di MSD prima dell'apertura di MGP ha l'obiettivo di stabilizzare i programmi di produzione e prelievo in esito a MGP per la quota parte di capacità negoziata a termine, contribuendo a rendere maggiormente affidabili i risultati del mercato • Limitazione all'intervento strutturale del TSO nella revisione dei programmi in esito a MGP • Riduzione dei picchi di prezzo in funzione della capacità riservata a termine. La riduzione dei picchi di prezzo potrebbe favorire una contrazione di costi di approvvigionamento delle risorse di bilanciamento • Fornitura di segnali di prezzo di breve termine sulla flessibilità del sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • La riduzione dei picchi di prezzo su MB rischia di non fornire un segnale utile a responsabilizzare gli operatori in fase di bilanciamento (soggetto a modalità di calcolo prezzo di sbilanciamento)

²⁰ L'apertura di MB è prevista nel giorno D-1 come nella disciplina attuale.



di gestione del rischio prezzo e volume introdotti dalla presente proposta di riforma.

7.2.2 Partecipazione di FRNP, generazione distribuita e domanda ai servizi di rete

7.2.2.1 FRNP, generazione distribuita e servizi di rete

Contesto italiano

L'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico (AEEGSI) ha avviato un dibattito pubblico²¹ in merito alla "riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili" e in merito alla "revisione delle regole per il dispacciamento", proponendo in particolare l'estensione alle FRNP dell'abilitazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

Terna ha svolto un'analisi, riportata nell'Allegato A al Documento per la Consultazione 557/2013/R/EEL, in cui evidenzia come il sistema elettrico italiano abbia subito negli ultimi anni alcuni cambiamenti destinati ad avere effetti di medio/lungo periodo:

- L'elevata penetrazione di FRNP ha raggiunto i 37 GW nel 2014 e il *trend* di crescita è destinato a proseguire, seppure a ritmi meno sostenuti rispetto agli ultimi anni
- La dinamica di (de)crescita della domanda elettrica
- Il conseguente cambiamento nelle modalità di dispacciamento delle fonti termoelettriche (e in particolare delle fonti abilitate alla partecipazione all'MSD) ha generato una scarsità di risorse di capacità di regolazione di frequenza e tensione, in particolare in condizioni di basso carico ed elevata produzione da FRNP.

Tali *trend* hanno creato alcune criticità nella gestione del Sistema Elettrico Nazionale (SEN):

- L'approvvigionamento di riserva "a scendere" nei periodi di basso carico ed elevata produzione FRNP
- L'incremento del fabbisogno di riserva "a salire" per far fronte all'aleatorietà della generazione da FRNP
- L'inseguimento di sempre più rapide rampe di carico (come ad esempio la punta serale) conseguenti alla contemporanea variazione della domanda (ad esempio in salita) e dell'immissione da FRNP (ad esempio in discesa)
- La risoluzione delle congestioni a causa dell'elevata concentrazione della generazione FRNP in determinate aree della rete
- La regolazione di tensione, in particolare nei regimi di alta tensione durante i periodi di basso carico, a causa della ridotta presenza in servizio di unità di produzione in grado di regolare la tensione nella rete di trasmissione.

Di conseguenza, Terna ha evidenziato come le principali esigenze per la gestione in sicurezza del sistema elettrico siano:

- L'attivazione di riserva terziaria (e, in particolare, di riserva terziaria di sostituzione) il più possibile vicino al tempo reale
- La necessità di inseguimento delle rampe congiunte di fabbisogno e produzione da FRNP
- La necessità di incrementare la quantità di risorse in grado di garantire una riduzione della propria produzione a seguito di un ordine di dispacciamento.

²¹ Con i Documenti per la Consultazione (DCO) 508/2012/R/EEL, 354/2013/R/EEL e 557/2013/R/EEL.

A questo fine, oltre a modifiche alla disciplina del mercato finalizzate a favorire il soddisfacimento delle precedenti esigenze, l'AEEGSI ha proposto l'ampliamento delle risorse di dispacciamento in grado di ridurre la produzione per garantire i margini di riserva "a scendere", e in particolare (nel Documento per la Consultazione 557/2013/R/EEL) di estendere l'abilitazione alla partecipazione al MSD ad alcune delle unità di produzione attualmente non abilitate²².

Il quadro regolatorio attuale non prevede, infatti, la partecipazione delle FRNP al Mercato dei Servizi di Dispacciamento, seppur con le seguenti eccezioni:

- L' Allegato 17 al Codice di Rete prevede la fornitura della regolazione di tensione tramite potenza reattiva per gli impianti eolici
- La riduzione della produzione (es. mancata produzione) può essere considerata come una forma di bilanciamento "a scendere".

Il DCO 557/2013 ha quindi proposto:

- La partecipazione a MSD, su base volontaria, di tutte le unità di produzione, comprese le FRNP, con una potenza compresa tra 1 MVA e 10 MVA che rispettino i requisiti del Codice di Rete (CdR)
- Un meccanismo analogo dovrebbe intendersi prioritariamente applicabile anche alle FRNP con potenza superiore a 10 MVA
- La possibilità di aggregare più UP per la presentazione di offerte su MSD.

L'esperienza degli altri Paesi europei

Per analizzare lo stato dell'arte sulla possibilità da parte delle fonti rinnovabili di fornire servizi di rete, è stato realizzato un *benchmark*²³ sulla struttura e le regole dei mercati dell'energia e dei servizi ancillari offerti dalle FRNP in altri paesi quali Spagna, Germania, Regno Unito e nel mercato PJM²⁴ negli Stati Uniti.

Nonostante l'architettura di questi mercati presenti delle differenze con quella italiana, dall'analisi emerge come la partecipazione delle FRNP alla fornitura di servizi di rete sia un tema fortemente innovativo con poche esperienze anche nei mercati più maturi, in particolare:

- Per le fonti non programmabili connesse alla rete di trasmissione:
 - Il servizio di riserva primaria è obbligatorio in Spagna e Regno Unito e può essere fornito tramite partecipazione volontaria al mercato in Germania e PJM
 - In alcuni paesi come la Germania ed il Regno Unito le fonti non programmabili possono fornire servizi ancillari (regolazione a scendere e salire e bilanciamento) su base volontaria
 - La regolazione di tensione è un servizio obbligatorio in Spagna, Germania e Regno Unito
 - La partecipazione alla fornitura del servizio di telescatto è obbligatoria in tutti i paesi.

²² Il punto 4.45 del DCO recita: "la partecipazione delle FRNP a MSD debba essere necessariamente la soluzione da adottare a regime per risolvere le problematiche evidenziate da Terna. Su questa tematica l'Autorità ha recentemente avviato un pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento con particolare riferimento alle FRNP (vedi deliberazione 354/2013/R/EEL)". La deliberazione 354/2013, così come definita nel Documento per la Consultazione 557/2013/R/EEL, è il Documento di Consultazione 354/2013/R/EEL pubblicato in data 1 agosto 2013.

²³ I paesi sono stati selezionati sulla base dell'elevata penetrazione di generazione da fonti rinnovabili non programmabili e/o la presenza di particolari meccanismi di regolazione o supporto alla partecipazione delle FRNP ai servizi di rete.

²⁴ Il mercato PJM (Pennsylvania, New Jersey e Maryland Interconnection) è strutturato in un insieme di mercati regionali con prezzi nodali e comprende gli Stati di Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia e il Distretto di Columbia.



- Per le fonti non programmabili connesse alle reti di distribuzione:
 - In tutti i paesi, ad eccezione del Regno Unito in cui la partecipazione avviene su base volontaria, non è ancora prevista la fornitura di servizi di regolazione di potenza attiva (con l'eccezione della regolazione primaria)
 - Sono previsti in forma obbligatoria (in tutti i paesi con l'eccezione dell'area servita da PJM) i servizi di telescatto e di fornitura di potenza reattiva (con soglie minime variabili e definite in base alla taglia degli impianti).

Al fine di promuovere l'adesione di tali impianti al mercato dei servizi di dispacciamento, sebbene in nessun paese (con l'eccezione di PJM) siano previsti sistemi di supporto diretti per la partecipazione, Spagna e Germania hanno creato meccanismi di remunerazione volti a favorire alcuni adeguamenti tecnici agli impianti FRNP necessari per l'erogazione di tali servizi.

In tutti i paesi (ad eccezione della Germania per gli impianti FRNP che decidono di non partecipare al mercato dell'energia), le FRNP sono soggette alla medesima disciplina degli sbilanciamenti delle unità convenzionali, con la previsione però di meccanismi di aggregazione nazionale per ogni tipo di tecnologia.

In conseguenza dell'uso limitato di queste fonti a scopo di regolazione, nei paesi considerati si è riscontrato un ridotto livello di innovazione gestionale per le fonti connesse alle reti di distribuzione. In quasi tutti i casi è stato mutuato il modello di gestione utilizzato sulla rete di trasmissione, che prevede un monitoraggio degli impianti da parte del TSO, un ruolo passivo dei distributori e un ruolo rilevante degli aggregatori privati.

Il tema della partecipazione delle FRNP ai servizi di rete è in fase di studio ed analisi in tutti i paesi considerati.

Fattibilità tecnica, efficacia ed investimenti

In termini generali, i servizi di rete di potenziale interesse per le FRNP sono i seguenti:

- Servizi finalizzati alla **regolazione della frequenza**:
 - **Riserva primaria** per garantire la stabilità della frequenza rendendo disponibile una banda di capacità e modulando la propria immissione in rete, in aumento o diminuzione, a seguito di variazioni della frequenza
 - **Riserva secondaria** per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema elettrico nazionale, riportando quindi gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma e contribuendo, di conseguenza, al ristabilimento della frequenza europea. Al fine della fornitura del servizio le unità di produzione devono rendere disponibile una banda di capacità, in aumento e in diminuzione rispetto al loro punto di funzionamento, e asservire in tempo reale l'immissione in rete al regolatore centralizzato del Gestore di Rete
 - **Riserva terziaria** per creare opportuni margini di riserva. Il servizio prevede che le unità di produzione rendano disponibile, prevalentemente nella fase di programmazione di MSD, una banda di capacità "a salire" o "a scendere" per il successivo utilizzo in tempo reale, a fini di bilanciamento
 - **Bilanciamento** utilizzato in tempo reale "a salire" o "a scendere" per il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi, per la risoluzione delle congestioni e per il ripristino della banda di riserva secondaria

- Servizi finalizzati alla **regolazione della tensione** tramite immissione o assorbimento di potenza reattiva sulla rete di trasmissione
- **Telescatto** per la disconnessione automatica di un gruppo di produzione al verificarsi di eventi specifici o su ordine del Gestore di Rete
- **Rialimentazione del sistema**, ovvero la disponibilità di un gruppo di generazione a partecipare all'attuazione del piano di riaccensione definito e coordinato dal Gestore di Rete.

Al fine di valutare la possibilità per le FRNP di partecipare attivamente ai servizi di rete sono stati presi in considerazione i seguenti elementi:

- La fattibilità tecnica delle diverse tecnologie ad erogare i servizi di rete, se dotate delle migliori tecnologie disponibili sul mercato ("*Best Available Technologies*", BAT)
- Gli investimenti necessari per la fornitura dei servizi con riferimento all'attuale parco di generazione
- Efficacia dei servizi offerti dalle FRNP in termini di affidabilità, fruibilità e precisione del servizio fornito.

Le FRNP, con l'utilizzo delle BAT, sono in grado, da un punto di vista tecnico, di fornire i servizi di rete con alcune limitazioni, in particolare:

- Il servizio di telescatto è fattibile seppure in considerazione delle limitazioni di alcuni impianti (es. generatori eolici), così come rappresentate dai costruttori delle macchine, circa il numero massimo consigliabile di distacchi annui
- Per la fornitura del servizio di rialimentazione del sistema elettrico non sembrano invece sussistere, al momento, le condizioni per un vantaggioso utilizzo di tali fonti in considerazione della dispersione geografica degli impianti e delle difficoltà tecniche per un loro impiego ottimale.

TABELLA 4

Analisi di fattibilità tecnica del servizio con B.A.T.²⁵

		Fattibilità tecnica					
		Eolico		Fotovoltaico		Idro-fluente	
		Salire	Scendere	Salire	Scendere	Salire	Scendere
Regolazione di frequenza	Riserva primaria	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile
	Riserva secondaria	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile
	Riserva terziaria	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile
	Bilanciamento	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile
Regolazione di tensione	Primaria	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile
	Secondaria	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile	Fattibile
Telescatto	-		Fattibile		Fattibile		Fattibile
Rialimentazione	-	Non fattibile		Non fattibile		Non fattibile	

Fonte: Pöyry Management Consulting, Terna, Assorinnovabili

²⁵ La capacità di offrire servizi di regolazione di potenza/frequenza da parte di impianti FRNP può richiedere l'integrazione con sistemi di accumulo/impianti modulabili.



Anche nel caso di adozione delle migliori tecnologie disponibili, le FRNP presentano ad oggi caratteristiche intrinseche che rendono l'efficacia del servizio offerto diversa da quella degli impianti attualmente abilitati alla fornitura del servizio, come descritto nella Tabella 5.

TABELLA 5

Analisi di efficacia del servizio ²⁶

		Efficacia del servizio					
		Eolico		Fotovoltaico		Idro-fluente	
		Salire	Scendere	Salire	Scendere	Salire	Scendere
Regolazione di frequenza	Riserva primaria	Parzialmente efficace	Efficace	Parzialmente efficace	Efficace	Parzialmente efficace	Efficace
	Riserva secondaria	Parzialmente efficace	Efficace	Parzialmente efficace	Efficace	Parzialmente efficace	Efficace
	Riserva terziaria	Parzialmente efficace	Efficace	Parzialmente efficace	Efficace	Parzialmente efficace	Efficace
	Bilanciamento	Efficace	Efficace	Efficace	Efficace	Efficace	Efficace
Regolazione di tensione	Primaria	Efficace	Efficace	Efficace	Efficace	Efficace	Efficace
	Secondaria	Parzialmente efficace	Parzialmente efficace	Parzialmente efficace	Parzialmente efficace	Parzialmente efficace	Parzialmente efficace
Telescatto	-		Efficace		Efficace		Efficace
Rialimentazione	-	Non fattibile		Non fattibile		Non fattibile	

Fonte: Pöyry Management Consulting, Terna, Assorinnovabili

L'attuale parco di generazione da FRNP non è però adeguato alle migliori tecnologie disponibili e di conseguenza, al fine di fornire tali servizi, il parco di produzione rinnovabile dovrà sostenere costi operativi e d'investimento addizionali²⁷ nelle seguenti aree:

- **Equipaggiamento degli impianti;** sarà necessario intervenire sugli impianti al fine di garantire in particolare il controllo dinamico del carico con interventi specifici per tecnologia, quali ad esempio:
 - per gli impianti eolici, modifiche al sistema di controllo delle pale (qualora sia necessaria una variazione continua dell'energia immessa) e interventi sulle protezioni, nonché installazione di sistemi SCADA (per impianti meno recenti) e sistemi di comunicazione fra le turbine
 - nel caso di impianti fotovoltaici, modifiche agli inverter e installazione, dove non presenti, di sistemi SCADA o di altro *hardware* necessario per il controllo centralizzato dell'impianto
 - modifiche ai regolatori di frequenza, ai circuiti di eccitazione e di controllo (inclusa la parte di potenza), alle automazioni e protezioni nel caso degli impianti idro – fluenti.
- **Miglioramento dei sistemi di misura e previsione della risorsa primaria;** la capacità di prevedere in modo efficace la risorsa primaria permette di definire un piano di produzione il più

²⁶ L'indicatore di efficacia riportato in Tabella 5 è stato definito in conformità con quanto previsto dalle disposizioni del Codice di Rete (relativamente ai servizi elencati), costruite in considerazione delle caratteristiche degli impianti abilitati quali, ad esempio, le fonti convenzionali e idroelettriche programmabili.

²⁷ Differenziati per servizio e fonte produttiva.

- preciso possibile, minimizzando gli sbilanciamenti. Una parte del parco generativo potrebbe richiedere interventi per migliorare l'efficacia degli strumenti di misura della risorsa primaria
- **Vettori di comunicazione;** così come previsto per le unità abilitate, è necessario installare canali di comunicazione affidabili tra il Gestore della Rete e i centri di controllo degli impianti per la ricezione e attuazione degli ordini di dispacciamento²⁸ e da questo verso gli impianti
 - Sarà inoltre necessaria la creazione di **opportuni centri di controllo per il monitoraggio e la gestione degli impianti in tempo reale**, nonché per l'implementazione degli ordini di dispacciamento inviati dal Gestore di Rete. Tale esigenza rappresenta o un costo d'investimento per quei soggetti che intendono svilupparlo internamente o un costo operativo addizionale per gli operatori che opteranno per un'esternalizzazione dell'attività²⁹.

Una valutazione completa dei costi operativi e d'investimento necessari per estendere il parco di generazione FRNP in grado di fornire servizi per il dispacciamento richiederebbe un'analisi di dettaglio dell'attuale situazione; il parco di generazione presenta infatti una forte diversificazione in termini di soluzioni tecnologiche adottate, anno di entrata in esercizio e configurazione degli impianti³⁰.

- Per quanto riguarda gli impianti eolici e fotovoltaici connessi in Alta Tensione, gli interventi di adeguamento e **l'ordine di grandezza degli investimenti:**
 - È più limitato per gli impianti eolici adeguati alla disciplina dell'Allegato A17 del Codice di Rete³¹ e per quelli fotovoltaici adeguati alla disciplina dell'Allegato A68 del Codice di Rete. Per tali impianti i principali investimenti consistono, come citato in precedenza, nell'implementazione di un sistema di telecontrollo in remoto (RTU) e di un centro di controllo in tempo reale, nell'installazione di un client BDE³² per la ricezione degli ordini di regolazione terziaria e (limitatamente agli impianti eolici) all'installazione e/o adeguamento di un controllore dinamico del carico con verifica del Programma Vincolante ogni quarto d'ora
 - Risulta invece più significativo per gli impianti non sottoposti alla disciplina dell'Allegato A17 che possono essere privi ad esempio di sistemi SCADA, non dotati di automazione adeguata o privi di capacità regolanti e richiedere modifiche ai sistemi di protezione e di interfaccia con la rete

²⁸ Si ritiene che i vettori di comunicazione attualmente utilizzati dalle unità abilitate, quali RTU (la Remote Terminal Unit o RTU è un apparato di telecontrollo per la ricezione e trasmissione dei dati) e client BDE (Bilanciamento Dinamico Energia), un apparato per la ricezione di ordini di regolazione secondaria e terziaria, sarebbero idonei anche per le FRNP. Per gli impianti eolici meno recenti sono inoltre necessari ulteriori interventi quali l'installazione dei sistemi SCADA (i Supervisory Control And Data Acquisition sono sistemi centralizzati che monitorano e controllano parti di o interi impianti di produzione).

²⁹ Il costo d'investimento e operativo di un centro di controllo è sostenibile solo in presenza di un portafoglio (in termini di produzione gestita) di dimensioni significative. L'esperienza di altri Paesi, come Regno Unito e Spagna, testimonia come la possibilità di aggregazione di portafogli di impianti anche di grandi dimensioni (es > 10 MW), abbia favorito lo sviluppo di un mercato di servizi correlato al monitoraggio e alla gestione degli impianti.

³⁰ Questo vale in particolare per il parco di generazione idroelettrico.

³¹ Si ricorda che l'Allegato A17 del CdR, per gli impianti eolici, e l'Allegato A68 del CdR, per gli impianti fotovoltaici, già prevedono che ai fini del controllo della frequenza gli impianti debbano essere in grado almeno di non ridurre la potenza immessa in caso di sotto-frequenza nei limiti previsti e di ridurla tempestivamente e automaticamente in caso di sovralfrequenza, senza disconnettersi dalla rete.

³² Client BDE (Bilanciamento Dinamico Energia), apparato per la ricezione di ordini di regolazione.



- Gli investimenti necessari per l'adeguamento degli impianti connessi in Media e Bassa Tensione, in particolare fotovoltaici, sono estremamente rilevanti anche in considerazione dell'elevato numero e della limitata dimensione di questi³³
- In termini assoluti l'ordine di grandezza degli interventi di adeguamento degli impianti idroelettrici fluenti, in particolare per le unità non rilevanti, è particolarmente significativo. Il parco generativo fluente, soprattutto di piccola taglia, è fortemente differenziato da un punto di vista tecnico.

Una valutazione qualitativa del costo complessivo degli investimenti necessari per adeguare le diverse tipologie d'impianto alla fornitura di servizi di rete è riportata nella successiva Tabella 6.

TABELLA 6

Costo complessivo degli investimenti di adeguamento

	Ordine di grandezza degli investimenti						
	Eolico		Fotovoltaico		Idro-fluente		
	Post-A17	Ante-A17 ⁽¹⁾	AT	MT - BT	>10MW AT	1<MW<10 AT	1<MW<10 MT
Costo complessivo degli investimenti per gli interventi di adeguamento degli impianti alla fornitura di servizi di rete	Limitato	Medio	Limitato	Altissimo	Medio	Alto	Altissimo

(1) Tra gli impianti eolici Ante-A17 sono compresi gli impianti in connessi in Media Tensione che in diversi casi non sono adeguabili
 Fonte: Pöyry Management Consulting, Terna, Assorinnovabili

7.2.2.2 Domanda e servizi di rete

Il ruolo svolto dai consumatori di energia elettrica nel mercato sta vivendo e vivrà sempre di più un profondo cambiamento. È necessario fornire ai consumatori la possibilità di adattare il proprio consumo di energia in modo da poter da un lato cogliere le opportunità che offre il mercato e dall'altro fornire al Gestore di Rete ulteriori risorse per il mantenimento in sicurezza del sistema al minore costo.

Allo stato attuale la domanda offre servizi di regolazione del carico attraverso il servizio di interrompibilità. Il servizio prevede la disponibilità da parte di alcune tipologie di clienti finali (es. tipicamente consumatori energivori), nel rispetto di requisiti tecnici abilitanti, ad interrompere il carico³⁴ a fronte di una remunerazione.

³³ Per tali impianti inoltre, come evidenziato nel Documento per la Consultazione 354/2013/R/EEL, è necessario definire le modalità di gestione sia ai fini commerciali sia ai fini gestionali per l'esecuzione degli ordini di dispacciamento. Si rileva comunque che l'Autorità ha già, con la Deliberazione 344/2012/R/EFR, verificato positivamente l'Allegato A72 al Codice di Rete per la riduzione della generazione distribuita tramite una procedura di distacco del carico.

³⁴ Le unità abilitate a fornire il servizio di interrompibilità sono le seguenti:

- Unità la cui capacità è maggiore di 10 MW per ogni punto di ritiro
- Unità aggregate con una capacità minima di 1 MW e con carico aggregato minimo di 10/15 MW, gestito in maniera unificata da un aggregatore (lo stesso gruppo o un consorzio).

L'interruzione corrisponde al distacco dalla rete, per un periodo non superiore all'ora, della potenza associata ad un punto di prelievo corrispondente a una risorsa in grado di garantire l'interruzione istantanea o di emergenza sulla base di un segnale inviato da Terna, che può essere:

- In tempo reale (< 200 ms)³⁵; oppure
- In tempo differito in emergenza (< 5 s).

La remunerazione è diversa in base al tipo di interrompibilità concordata, superiore in caso di istantanea e minore in caso di emergenza. La remunerazione è espressa in euro/MW resi disponibili all'interruzione.

Terna si approvvigiona delle risorse interrompibili istantaneamente nell'ambito del dispacciamento attraverso procedure concorrenziali trasparenti e non discriminatorie. Il servizio di interrompibilità, infatti, è parte integrante del sistema di difesa della rete nazionale e si configura come un servizio di ultimo ricorso che può essere attivato da Terna a seconda delle circostanze e condizioni d'esercizio, per garantire una gestione corretta del sistema elettrico e per mitigare il rischio di *black-out*.

La possibilità per i consumatori di partecipare al mercato della capacità e del bilanciamento con offerte di regolazione a scendere e salire si inserisce in una logica di ampliamento dell'offerta di servizi e di equiparazione delle opportunità tra gli attori del mercato.

In una visione prospettica tutti consumatori, compresi i residenziali, potrebbero offrire servizi di rete come regolazione a "salire o scendere", unitamente all'interruzione del carico nel caso in cui le risorse approvvigionate dal TSO siano insufficienti al mantenimento in sicurezza della rete.

I servizi di regolazione, tramite ad esempio il servizio di *demand response* che permette di gestire la regolazione del carico in modo automatico, si configurerebbero come servizi di rete offerti dai consumatori sul mercato della capacità e del bilanciamento in forma diretta o aggregata ed approvvigionati dal TSO.

La partecipazione dei consumatori in bassa tensione potrà essere abilitata dai contatori di seconda generazione. Il DCO 416/2015 prevede, tra le funzionalità del contatore 2G la possibilità che anche al cliente di bassa tensione possa essere ridotta o modulata la potenza disponibile (par. 3.18 DCO 416/2015). Il roll out del contatore di seconda generazione è previsto a partire del 2016 e si completerà nel 2020.

7.2.2.3 Proposta

Nel modello di mercato a regime le FRNP, la generazione distribuita, la domanda e gli stoccaggi dovranno partecipare ai mercati della capacità, dell'energia e del bilanciamento con le stesse modalità previste per le fonti tradizionali.

Si propone un percorso graduale di partecipazione di queste fonti al mercato della capacità e a MB coerentemente con la revisione dei requisiti di partecipazione e delle modalità di remunerazione.

Il pre-requisito per la partecipazione ai servizi di rete è la revisione dei requisiti tecnici, attualmente definiti per l'abilitazione degli impianti convenzionali che presentano caratteristiche tecniche differenti.

³⁵ "Terna asserva le risorse interrompibili istantaneamente a dispositivi automatici al fine di garantirne l'interruzione con la massima affidabilità" (Articolo 3.4 della Deliberazione 28 ottobre 2010 – ARG/elt 187/10)



Il percorso progressivo di partecipazione al mercato delle FRNP e della generazione distribuita prevede:

1. Una fase transitoria di partecipazione ai mercati attraverso l'avvio di progetti pilota
2. La partecipazione alla fornitura di tutti i servizi di rete degli impianti esistenti su base volontaria:
 - In questa fase si propone di aprire la partecipazione ai mercati agli impianti eolici con potenza > 10 MW adeguati ai requisiti dell'Allegato A17 del Codice di Rete, agli impianti fotovoltaici adeguati all'Allegato A68 del Codice di Rete e agli impianti idroelettrici fluenti identificati a valle di una dettagliata analisi tecnica
 - Dovranno essere valutati eventuali meccanismi di supporto per gli adeguamenti tecnici, qualora questi siano richiesti dal TSO perché propedeutici alla fornitura di servizi per la sicurezza del sistema, quali ad esempio la regolazione di tensione
 - Non dovrebbero essere previsti meccanismi di supporto per la fornitura di tutti gli altri servizi di rete, quali la regolazione terziaria.
3. La partecipazione degli impianti di nuova costruzione su base obbligatoria per la fornitura di servizi per la sicurezza del sistema, e su base volontaria per la fornitura degli altri servizi di rete:
 - In questa fase si propone di consentire la partecipazione al mercato di impianti eolici e fotovoltaici di nuova costruzione con una capacità installata superiore a 100 kW e dei nuovi impianti idroelettrici fluenti con una capacità superiore a 1 MW
 - Non dovranno essere previsti meccanismi di supporto per la fornitura dei servizi di rete in quanto i nuovi impianti dovranno essere già adeguatamente equipaggiati per la fornitura di tali servizi.

TABELLA 7

Il percorso di partecipazione al mercato

Percorso di partecipazione al mercato				
	Pre-requisito	Progetti pilota	Impianti esistenti	Impianti di nuova costruzione
Tipologia impianti	Revisione dei requisiti tecnici di partecipazione al mercato	Avvio di progetti pilota	<ul style="list-style-type: none"> • Eolici → 10 MW adeguati ad Allegato 17 (CdR) • Fotovoltaici adeguati ad Allegato 68 (CdR) • Idro fluenti (da valutare) 	<ul style="list-style-type: none"> • Eolici e fotovoltaici con taglia → 100 kW • Idro – fluenti con taglia → 1MW
Modalità di partecipazione			<ul style="list-style-type: none"> • Volontaria per tutti i tipi di servizi 	<ul style="list-style-type: none"> • Obbligatoria per servizi di sicurezza del sistema • Volontaria per altri servizi
Servizi erogabili con supporto ad adeguamenti tecnici			<ul style="list-style-type: none"> • Servizi per la sicurezza del sistema (es. regolazione di tensione) 	-
Servizi erogabili senza forme di supporto			Tutti gli altri servizi (es. regolazione terziaria)	Tutti i servizi
Costo di implementazione			Limitato	Medio
Modalità di remunerazione			<i>Da definire</i>	

Nel breve e medio periodo almeno i grandi consumatori avranno la possibilità di abilitarsi alla fornitura di servizi di rete a valle di una revisione dei requisiti tecnici per la partecipazione ai mercati della capacità e del bilanciamento. Nel lungo periodo, grazie all'innovazione tecnologica ed alla "flessibilizzazione" di tutta la domanda, anche i piccoli consumatori potranno ricoprire un ruolo importante nel bilanciamento del sistema.

La partecipazione di domanda e FRNP al mercato della capacità e di bilanciamento dota tali soggetti di strumenti per la gestione del rischio prezzo e volume, aprendo alla possibilità di introduzione dei prezzi negativi. I principali vantaggi della proposta consistono in:

- Le FRNP, la generazione distribuita e la domanda flessibile hanno la possibilità di ottimizzare le proprie posizioni sui mercati e di cogliere le opportunità offerte dal Mercato di Bilanciamento in connessione con quello della Capacità
- Un aumento della competitività sul mercato in termini di numero di operatori ed offerta che potrebbe portare ad un ribasso dei prezzi e dei costi di sistema
- Dotare tutti gli operatori dei medesimi strumenti di gestione del portafoglio e del rischio
- Dotare il TSO di maggiori risorse di bilanciamento, in particolare riserva e bilanciamento a "scendere".

Il principale rischio correlato alla proposta è quello sul possibile ruolo residuale delle nuove fonti abilitate alla partecipazione al mercato rispetto a quelle convenzionali per elementi di natura tecnica ed economica.

FIGURA 67

Vantaggi e svantaggi della proposta

PRO	CONTRO
<ul style="list-style-type: none"> • Le FRNP, la generazione distribuita e la domanda flessibile hanno la possibilità di ottimizzare le proprie posizioni sui mercati e di cogliere le opportunità offerte dal Mercato di Bilanciamento in connessione con quello della Capacità • Tutti gli operatori hanno a disposizione i medesimi strumenti di gestione del portafoglio • L'incremento della competitività ed offerta sul mercato può comportare una contrazione dei prezzi con benefici a livello di costi di sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Rischio di un ruolo residuale delle nuove fonti attive sul mercato rispetto a quelle convenzionali

7.2.3 Prezzi negativi

7.2.3.1 Quadro regolatorio

Nell'ottica di integrazione dei mercati europei e gestione delle fonti intermittenti, l'AEEGSI ha aperto alla possibilità di permettere la formazione di prezzi negativi anche sul mercato elettrico



Italiano. Nella Relazione Annuale del 2014, l'AEEGSI afferma che l'integrazione del mercato italiano prevista dal *Target Model* e la crescente penetrazione delle fonti intermittenti richiederanno la possibilità di introdurre anche in Italia prezzi negativi. L'orientamento è confermato anche nel DCO 356/2014/R/eel sulla "Adesione del mercato italiano al progetto di *market coupling* europeo, inquadramento normativo e proposte implementative" in cui si propone l'adozione di prezzi negativi anche in Italia in un'ottica di integrazione dei mercati.

A livello europeo il quadro regolatorio è piuttosto chiaro nel favorire un percorso di introduzione dei prezzi negativi nei mercati elettrici europei:

- Le Linee Guida per l'implementazione del *Target Model* europeo invitano gli Stati Membri ad integrare i mercati energetici sia da un punto di vista fisico che finanziario
- Le Linee Guida sugli Aiuti di Stato, operative dal 1 Luglio 2014, indirizzano gli Stati Membri verso l'adozione di politiche comuni in materia di incentivazione alle energie rinnovabili e gestione dei prezzi negativi.

L'attuale disciplina del mercato elettrico italiano non prevede la possibilità di offerte inferiori a 0 €/MWh, fissando di fatto un *floor* ai prezzi di mercato.

7.2.3.2 I razionali sottostanti alla formazione di un prezzo negativo

In assenza di un *floor* al prezzo dell'energia, il prezzo dell'energia elettrica può assumere un valore minore di zero quando si manifesta un disequilibrio tra offerta e domanda e vi sono quindi fattori per cui un produttore è disposto a "pagare" un consumatore purché ritiri parte dell'energia prodotta.

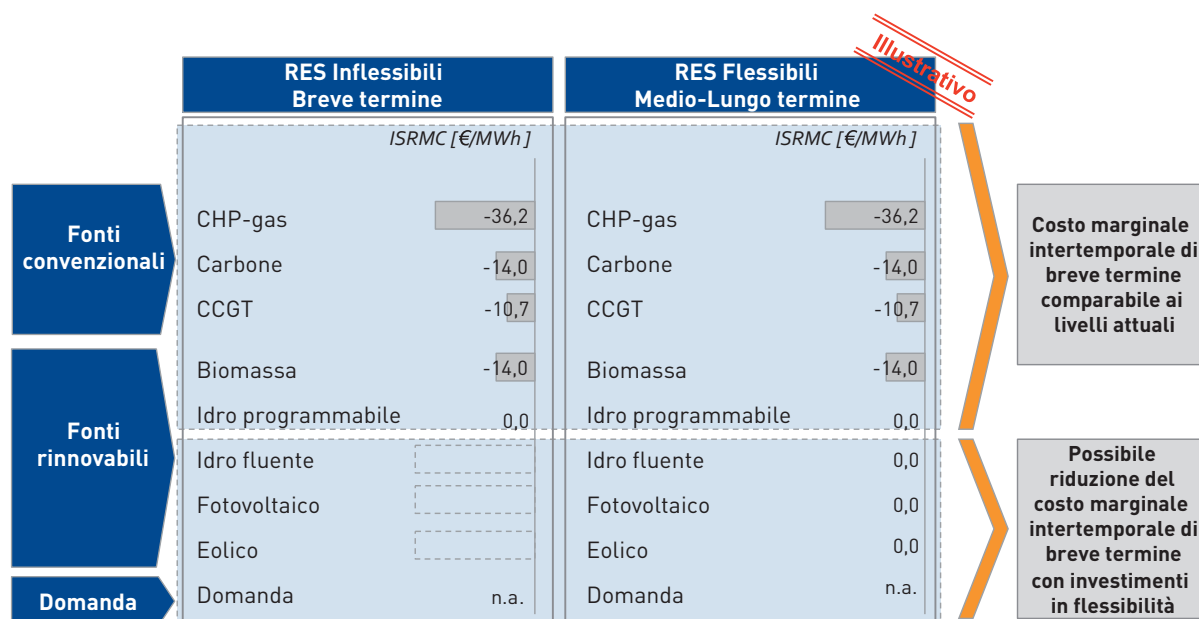
Tale condizione si verifica nel caso in cui l'offerta non sia sufficientemente in grado di modulare la produzione per compensare la volatilità della domanda e la presenza di vincoli di rete non permetta di esportare l'energia in eccesso prodotta da fonti con un costo marginale di produzione pressoché nullo come le FRNP.

La formazione di un prezzo elettrico negativo è quindi tipicamente la risposta del mercato alla inflessibilità della domanda e/o dell'offerta di energia elettrica.

La possibilità che un generatore possa offrire prezzi negativi è legata al suo costo marginale intertemporale di breve termine, ovvero il costo opportunità tra l'accensione/spengimento dell'impianto e il funzionamento di quest'ultimo. L'inflessibilità intrinseca degli impianti di generazione può portare infatti gli operatori ad offrire prezzi negativi pur di evitare elevati costi di fermata/avviamento. In termini generali, il costo marginale intertemporale di breve termine delle fonti programmabili tende a mantenersi costante nel breve e medio periodo, mentre quello delle fonti non programmabili poco flessibili, che al momento tende ad essere pari all'incentivo percepito, nel medio termine può ridursi a seguito di investimenti in flessibilità. Gli investimenti, oltre a ridurre il costo opportunità di tali fonti ed evitare quindi la necessità di offrire prezzi negativi, offrono loro la possibilità di fornire servizi di rete e cogliere eventuali *upside* sul mercato di bilanciamento.

FIGURA 68

Costo marginale intertemporale di breve termine - illustrativo



La presenza e l'efficacia dei prezzi negativi nel fornire segnali di prezzo al sistema è influenzata dalle caratteristiche fisiche e dal disegno di mercato.

I principali elementi fisici che hanno rilevanza nel fenomeno dei prezzi negativi sono:

- **Flessibilità del parco produttivo:** un parco flessibile compensa la variabilità tipica della generazione non programmabile, contribuendo a mitigare il fenomeno della comparsa di prezzi negativi, sintomo di inflessibilità del parco
- **Livello di penetrazione delle FRNP:** maggiore è la penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili, maggiore è la domanda di flessibilità del sistema e la possibilità che si manifestino prezzi negativi
- **Vincoli di rete:** la presenza di congestioni non permette un buon bilanciamento tra aree con bassa/alta domanda ed alta/bassa generazione. Nel primo caso si potrebbero formare prezzi negativi per l'impossibilità di «esportare» generazione.

I principali elementi di disegno di mercato che hanno rilevanza nel fenomeno dei prezzi negativi sono:

- **Tempistica dei mercati:** mercati più vicini al tempo reale, come previsto nella presente proposta (si veda Paragrafo 7.2.1.3), permettono di ottimizzare il *forecasting*, riducendo i costi di sbilanciamento ed il manifestarsi di prezzi negativi sul mercato del bilanciamento
- **Integrazione dei mercati:** mercati ben interconnessi ed una gestione ottimizzata delle interconnessioni mitigano il manifestarsi di ore a prezzo negativo grazie alla compensazione di domanda e offerta tra i Paesi
- **Aggregazione delle fonti di produzione o consumo:** l'aggregazione di differenti tecnologie, come previsto nella presente proposta (si veda Paragrafo 7.1.2.3), permette la gestione ottimizzata del portafoglio, mitigando di conseguenza il fenomeno della comparsa di prezzi negativi



- **Mercati della capacità:** la partecipazione delle fonti rinnovabili al mercato della capacità, come previsto nella presente proposta (si veda Paragrafo 7.2.1.3), comporta una ridefinizione della posizione delle stesse sui mercati dell'energia con un'ottimizzazione delle posizione ed una competizione sul prezzo.

Alcuni **elementi di disegno di mercato specifici per le fonti rinnovabili** hanno, a loro volta, effetti sul fenomeno in questione:

- **Priorità di dispacciamento:** la priorità di dispacciamento delle fonti rinnovabili rispetto alle altre fonti garantisce il dispacciamento delle prime, a parità di prezzo
- **Incentivi:** la presenza di meccanismi incentivanti può generare una distorsione delle offerte sul mercato. In presenza di meccanismi, quali i certificati verdi e contratti per differenza, un operatore potrà offrire un prezzo negativo fino al valore massimo dell'incentivo vedendo comunque riconosciuto lo stesso ricavo. Per eliminare questa distorsione è possibile introdurre delle soluzioni che limitino la possibilità per le fonti rinnovabili incentivate con certificati verdi o contratti per differenza ad offrire a prezzi negativi
- **Oneri di sbilanciamento:** un unico meccanismo di pagamento degli oneri di sbilanciamento, come previsto nella presente proposta (si veda Paragrafo 7.1.1.5), favorisce investimenti in flessibilità anche da parte delle fonti rinnovabili.

7.2.3.3 Il fenomeno a livello europeo

Al fine di fornire un confronto con il contesto italiano è stato analizzato il fenomeno dei prezzi negativi in una serie di paesi europei: Germania, Francia, Austria, Svizzera e Regno Unito.

Ad eccezione del Regno Unito, tutti gli altri paesi operano su un'unica piattaforma di mercato (EPEX).

Tutti i paesi analizzati presentano caratteristiche simili quali:

- La possibilità che si formino prezzi negativi sul mercato del giorno prima, sui mercati infragiornalieri e sul mercato di bilanciamento³⁶
- La presenza di mercati con chiusura prossima al tempo reale
- La possibilità di partecipare al mercato in forma aggregata
- Una forte integrazione con i mercati limitrofi, coerentemente con il processo di *market coupling*
- Le fonti rinnovabili sono soggette al pagamento degli oneri di sbilanciamento con alcune limitazioni³⁷.

In Germania e Regno Unito sono previste forme di penalizzazione per le fonti rinnovabili che offrono prezzi negativi per più di sei ore consecutive; in queste ore è prevista la perdita dell'incentivo.

Il fenomeno dei prezzi negativi è contenuto grazie alla presenza di condizioni fisiche, come i limitati vincoli di rete, e di disegno di mercato favorevoli:

- Il *Market Coupling* su MGP ed MI permette di bilanciare domanda e offerta tra diversi paesi ben interconnessi, esportando ad esempio la generazione rinnovabile verso mercati esteri nelle ore in cui internamente la domanda elettrica è bassa (Germania)

³⁶ In Germania non esiste il mercato di bilanciamento.

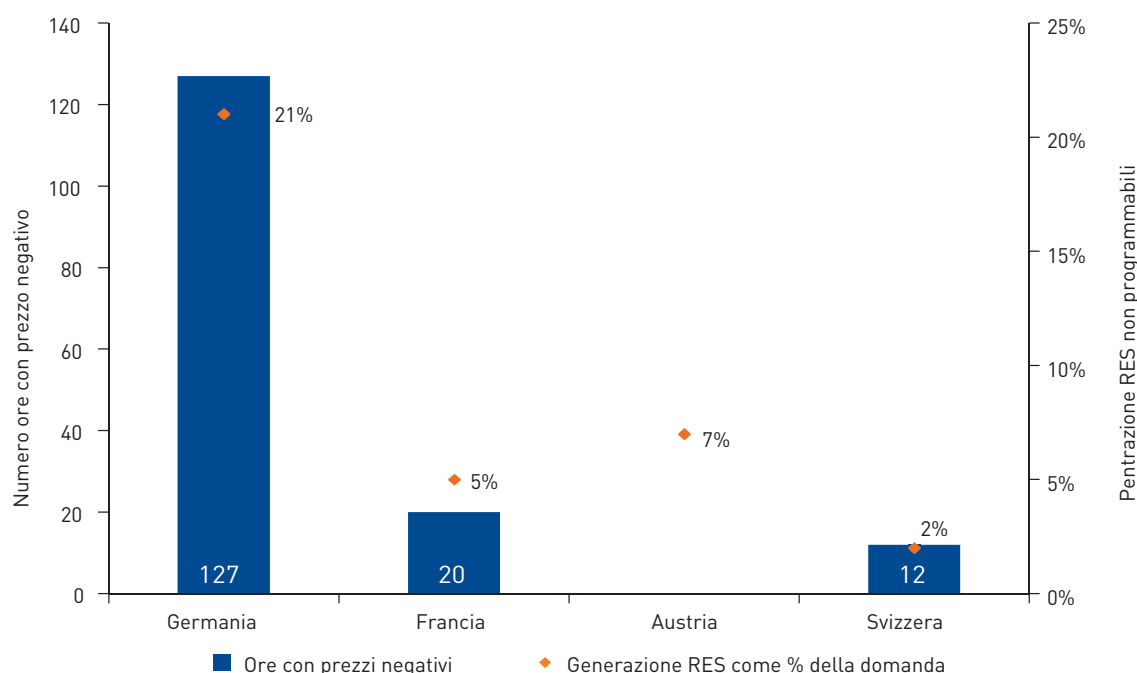
³⁷ In Germania, Francia e Austria le fonti rinnovabili sono soggette al pagamento degli oneri di sbilanciamento solo in caso di partecipazione al mercato. Gli impianti di taglia inferiore ai 500 kW non pagano gli oneri di sbilanciamento.

- Il timing dei mercati molto vicino al tempo reale permette alle fonti rinnovabili non programmabili di ottimizzare la loro posizione e ridurre i volumi sbilanciati
- L'aggregazione di impianti favorisce un'ottimizzazione di portafoglio sia in fase di *bidding* sui mercati che in fase di bilanciamento.

Il numero di ore con prezzi negativi nei differenti paesi è riportato nella Figura 69. Emerge in modo evidente come anche in Germania, dove il livello di penetrazione delle FRNP è significativo, il numero di ore nel 2013 sia stato limitato a 127, di cui 48 su MGP e 79 su MI.

FIGURA 69

Ore con prezzo negativo (MGP + MI) nel 2013



Fonte: Elaborazione Pöry Management Consulting su dati ENTSO-E

Il fenomeno dei prezzi negativi è ancora più contenuto sul mercato di bilanciamento; nel 2013 in Francia sono state nove ore e nel Regno Unito solo due, ovvero meno dello 0,02% di tutte le ore dell'anno.

7.2.3.4 La potenziale dimensione del fenomeno in Italia

Per stimare la potenziale dimensione del fenomeno dei prezzi negativi in Italia, sono state identificate le ore su MGP, MI, MSD ed MB in cui i prezzi sono risultati pari a zero negli ultimi tre anni. Le ore con prezzo pari a zero esprimono il massimo numero di ore in cui il mercato avrebbe potuto esprimere dei prezzi negativi.

Fino al 2011 non si sono mai verificati prezzi pari a zero, mentre il numero di ore totale in tutte le zone di mercato è triplicato nel 2013 (300h³⁸) rispetto al 2012 (111h) e sono aumentate del 68%

³⁸ Il numero di ore è calcolato come sommatoria di tutte le zone di mercato. Ciò significa che, per calcolare l'impatto relativo sulle ore totali dell'anno, è necessario dividere tale valore (es. 300 ore nel 2012) per 8.760 ore * il numero di zone.

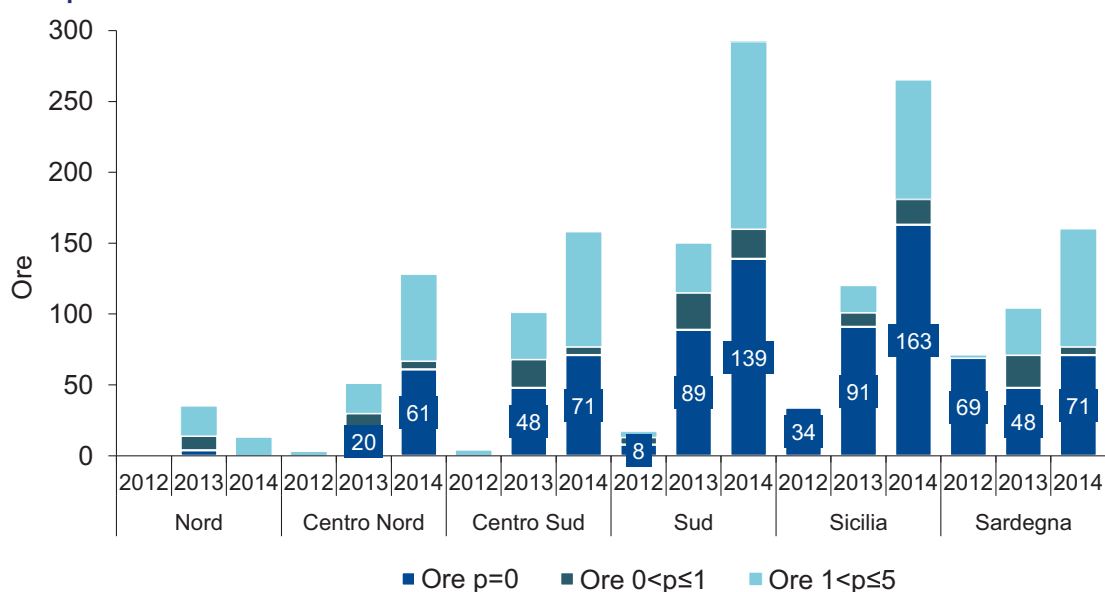


nel 2014 (505h) rispetto al 2013. In termini percentuali, il numero di ore a prezzo zero sul numero di ore totali sono state lo 0,2%, 0,6% e 1,0% rispettivamente nel 2012, 2013 e 2014.

Il fenomeno è più marcato nelle zone Sud e Sicilia dove la penetrazione di fonti rinnovabili intermittenti è più elevata e la domanda elettrica è minore. Anche in queste zone, in cui le ore a prezzo zero sono state maggiori, l'incidenza sul totale delle ore dell'anno rimane contenuta in un intervallo tra 1,6% e 1,9%. Si rileva una forte correlazione tra il livello di penetrazione delle fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaico, e l'incremento delle ore a prezzo zero, come testimoniato dalle zone a maggiore penetrazione di questa tecnologia.

FIGURA 70

Ore con prezzo < 5 €/MWh su MGP



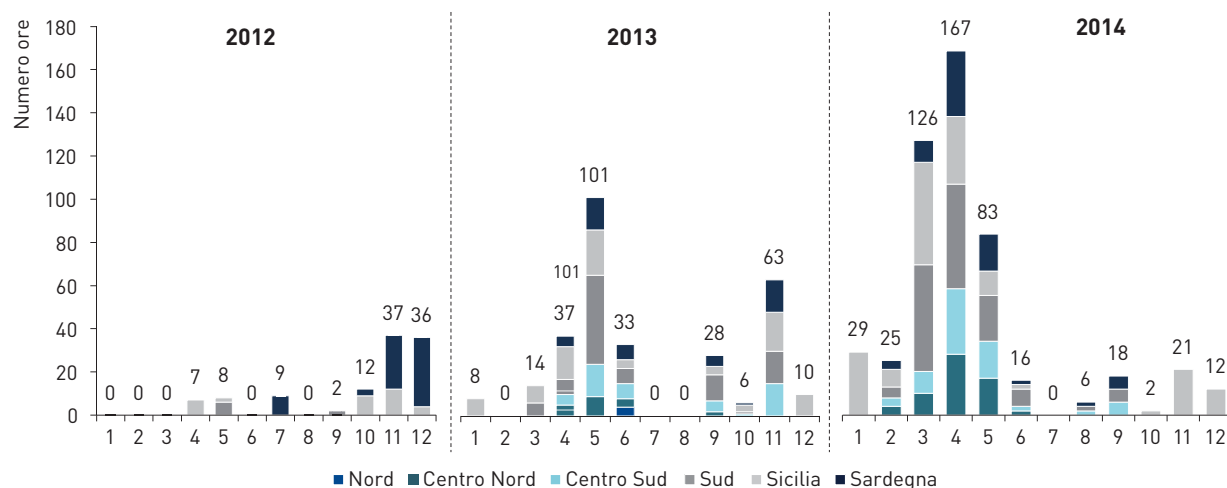
Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati GME

Tra il 2012 e il 2014 una serie di elementi di natura contingente ha inciso sui prezzi di mercato favorendo l'incremento del numero di ore a prezzo zero: condizioni climatiche, contesto macro-economico, riduzione della domanda ed incremento delle fonti rinnovabili.

Le ore con prezzo zero sono concentrate tra aprile-giugno, mesi in cui la domanda è inferiore alla media annuale, e nelle ore centrali del giorno quando la generazione solare raggiunge il suo picco, in particolare:

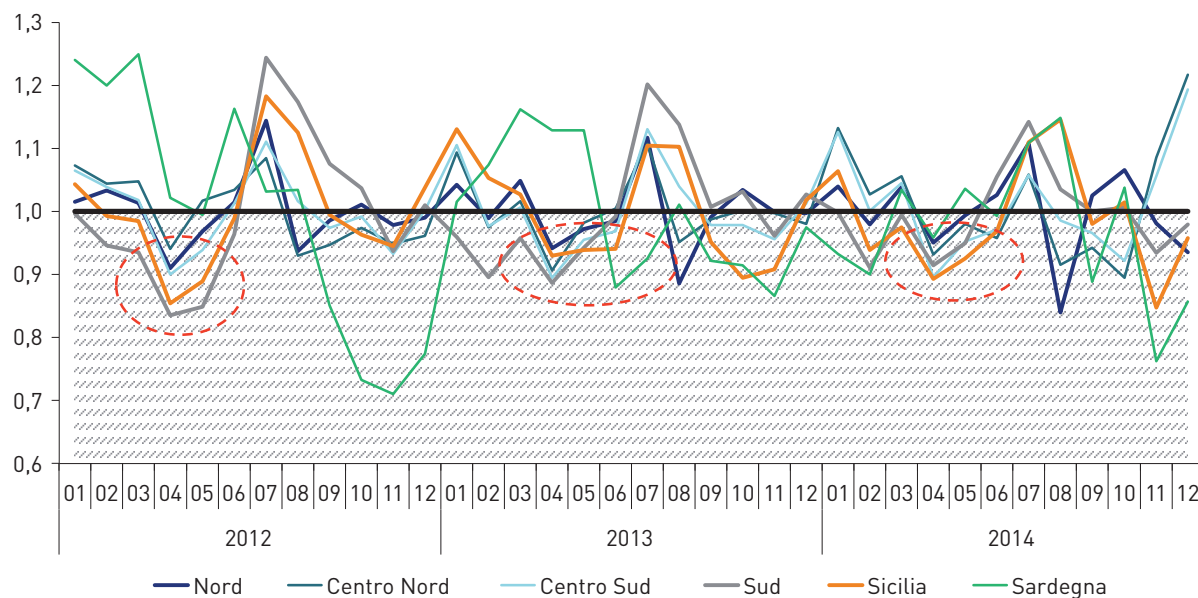
- Le ore con prezzo zero sono concentrate dalle ore 12 alle ore 16, quando la generazione solare raggiunge il suo picco
- La generazione solare, connessa per circa il 90% in MT e BT, è considerata come domanda negativa contribuendo quindi a ridurre la domanda in queste ore della giornata
- La generazione rinnovabile che partecipa al mercato ed ha priorità di dispacciamento determina una spinta ribassista sui prezzi.

FIGURA 71
Concentrazione mensile dei prezzi orari pari a zero (2012-2014)



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati GME

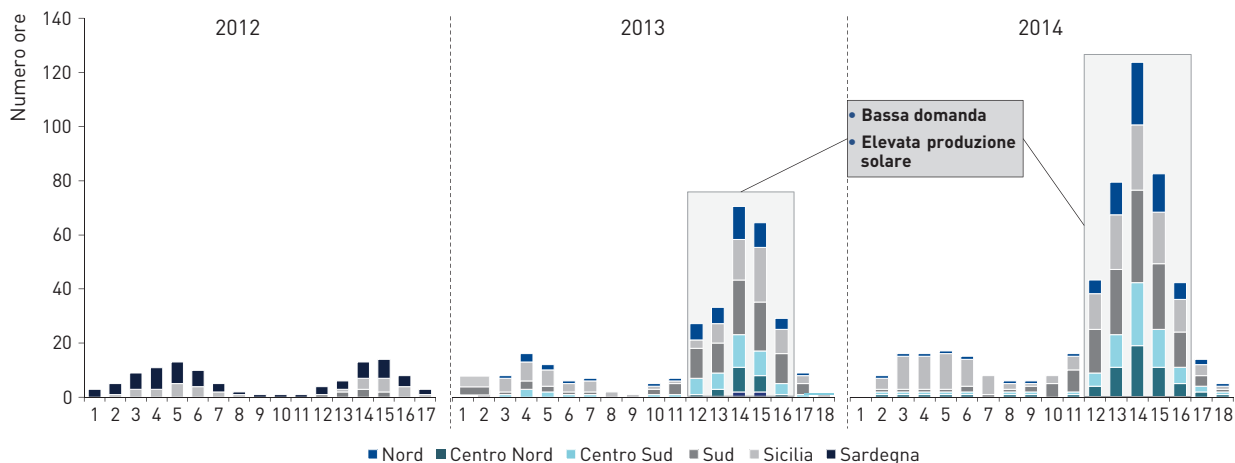
FIGURA 72
Domanda mensile normalizzata per la media annuale (2012-2014)



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati GME



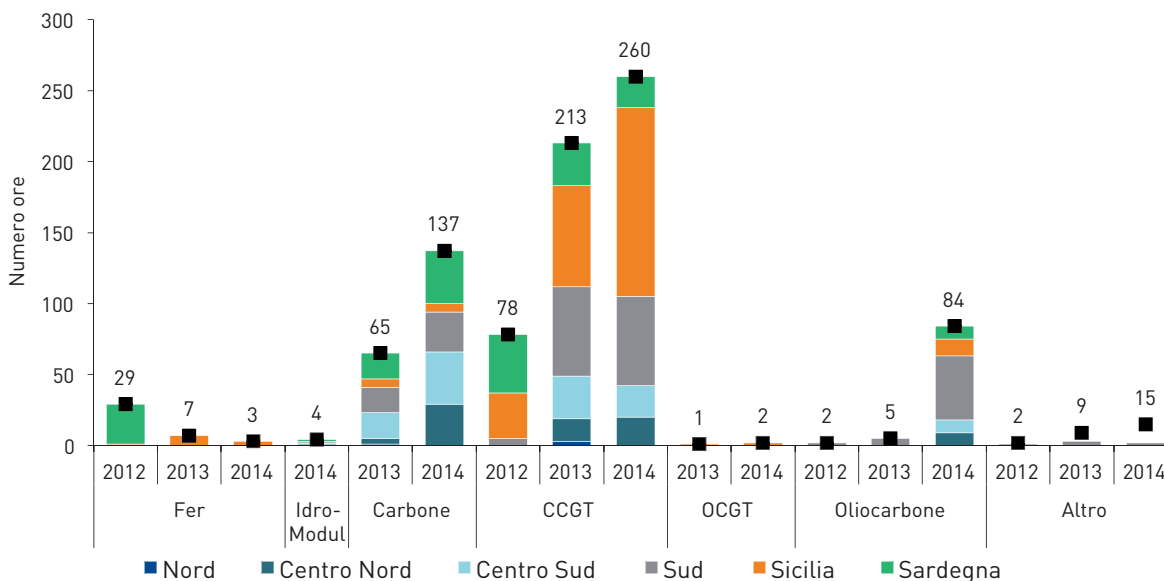
FIGURA 73
Distribuzione giornaliera delle ore con prezzo pari a zero (2012-2014)



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati GME

L'effetto combinato di bassa domanda ed elevata produzione FRNP porta al verificarsi di prezzi pari a zero. Le ore con prezzo pari a zero nella fascia notturna sono rimaste pressoché invariate in quanto la domanda è strutturalmente bassa, e il principale *driver* è rappresentato dalla variabilità della generazione eolica. In presenza di prezzo pari a zero la principale tecnologia marginale sono gli impianti CCGT, ed in seconda istanza gli impianti a carbone.

FIGURA 74
Tecnologia marginale nelle ore a prezzi orari zero (2012-2014)



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati GME

Lo scenario muta sensibilmente analizzando le tecnologie marginali nelle ore con prezzi minori o uguali a 5 €/MWh, come rappresentato nella Tabella 8.

TABELLA 8**Tecnologia marginale nelle ore a prezzi \leq 5 MWh nel 2014**

Tecnologia	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Carbone	0%	23%	23%	2%	2%	18%
CCGT	8%	20%	17%	67%	54%	17%
Eolico	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Idro Fluente	31%	6%	7%	4%	5%	5%
Idro Modulazione	15%	2%	2%	0%	0%	2%
Altre FER	8%	38%	41%	16%	27%	35%
Oliocarbone	0%	7%	6%	7%	8%	20%
Turbogas	0%	0%	0%	2%	1%	0%
Esteri	31%	2%	1%	1%	1%	1%
Altro	8%	3%	3%	1%	3%	3%

Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati GME

L'idro fluente e l'idro modulabile, quali i bacini, sono le tecnologie marginali nel 31% e 15% delle ore nella zona Nord. Le "Altre Fonti Rinnovabili", inclusi gli impianti fotovoltaici, sono le tecnologie marginali nel 38% delle ore in zona Centro Nord, addirittura il 41% delle ore in zona Centro Sud e circa il 30% in Sicilia e Sardegna. Ciò conferma la correlazione tra il livello di penetrazione delle fonti rinnovabili e i prezzi minimi di mercato.

L'introduzione dei prezzi negativi potrebbe avere un impatto più rilevante sul mercato di bilanciamento (MSD/MB), in cui il numero di ore potenziali con prezzi negativi è stato circa il 30% nel 2013 e nel 2014 in fase di regolazione a "scendere". Come descritto, i vincoli di rete e le dinamiche micro-zonali favorirebbero il fenomeno, in particolare in condizioni di scarsa competitività.

La partecipazione delle fonti rinnovabili al mercato di bilanciamento favorirebbe il fenomeno dei prezzi negativi in quanto queste tecnologie sarebbero spinte ad offrire a prezzi negativi, associati ad offerte di regolazione a "scendere", per poter recuperare i mancati ricavi dalla vendita di energia elettrica ed incentivi.

In conclusione, l'introduzione dei prezzi negativi in Italia potrebbe avere un impatto non marginale in alcune zone di mercato quali Sicilia e Sud, in cui la penetrazione delle FRNP è più elevata ed i vincoli di rete rappresentano una criticità strutturale. Un impatto più rilevante potrebbe manifestarsi sul mercato di bilanciamento (MSD/MB), in particolare in fase di regolazione a scendere ovvero in condizioni in cui gli operatori hanno la possibilità di recuperare marginalità offrendo prezzi negativi, ovvero la disponibilità ad essere "remunerati" per non produrre l'energia venduta su MGP e MI.



7.2.3.5 Proposta

L'introduzione dei prezzi negativi ha l'obiettivo di valorizzare la flessibilità della domanda e/o offerta di energia elettrica. Per risultare efficace il meccanismo deve essere accompagnato da una revisione del quadro regolatorio che eviti forme distorsive sul mercato.

L'introduzione dei prezzi negativi si inserisce in un percorso che prevede la progressiva partecipazione delle FRNP e della generazione distribuita alla fornitura dei servizi di rete, così come descritto nel Paragrafo 7.2.2, al fine di mettere a disposizione degli operatori strumenti idonei alla gestione dei rischi correlati.

L'introduzione dei prezzi negativi dovrà essere prevista a seguito:

- Del completamento della riforma del mercato della capacità e del bilanciamento
- Di una valutazione degli impatti derivanti dell'attuale configurazione zonale, le cui peculiarità potrebbero potenzialmente contribuire ad amplificare il fenomeno a svantaggio del sistema
- Dell'integrazione fisica ed a mercato della generazione distribuita la cui maggiore controllabilità aumenterebbe l'efficacia dei prezzi negativi quale strumento di selezione delle risorse da dispacciare.

A valle del percorso che prevede la dotazione di strumenti opportuni agli operatori per gestire l'eventuale manifestazione di prezzi negativi, si propone di rimuovere l'attuale *floor* ai prezzi elettrici sui mercati MGP, MI e MB. Questa proposta si inserisce nella logica di allineamento del quadro regolatorio nazionale ai provvedimenti del *Target Model* e delle Linee Guida europee. Nella definizione del quadro regolatorio di riferimento dovranno essere previste misure che disincentivino offerte di energia a prezzi strutturalmente negativi da parte di impianti incentivati. Soluzioni di questo tipo sono mutuabili, ad esempio, dal modello tedesco e dal Regno Unito al fine di rendere il mercato il più possibile *cost reflective* e disincentivare comportamenti che determinano delle inefficienze a livello di sistema.

Conformemente con quanto disciplinato dall'articolo 16, paragrafo 2, punto c della direttiva europea 2009/28/CE³⁹ si conferma la priorità di dispacciamento a parità di prezzo delle fonti rinnovabili.

L'introduzione dei prezzi negativi nel mercato italiano presenta i seguenti benefici:

- Fornire **segnali di prezzo** sulla necessità di investimenti in sistemi di stoccaggio ed infrastrutture quali il rafforzamento/ampliamento degli interconnettori o sull'opportunità di dismissione di impianti poco flessibili
- **Rendere la regolazione italiana conforme con gli altri Paesi europei e con le Linee Guida sugli Aiuti di Stato**
- **Ridurre il costo di sistema** determinato dal fatto che in presenza di prezzi negativi alcune fonti incentivate perderebbero una parte dell'incentivo. Le fonti rinnovabili non flessibili, infatti, saranno stimolate ad offrire il minor prezzo di mercato per poter essere dispacciate ed evitare problemi di natura tecnica e contrattuale a seguito degli spegnimenti ed accensioni degli impianti.

³⁹ "Gli Stati membri assicurano che, nel dispacciamento degli impianti di produzione dell'elettricità, i gestori del sistema di trasmissione diano la priorità agli impianti di produzione che utilizzano le fonti energetiche rinnovabili nella misura consentita dal funzionamento sicuro del sistema elettrico nazionale e sulla base di criteri trasparenti e non discriminatori. Gli Stati membri assicurano che siano adottate appropriate misure operative relative al mercato e alla rete, affinché vi siano meno limitazioni possibili dell'elettricità prodotta dalle fonti rinnovabili".

FIGURA 75

Vantaggi e svantaggi della proposta

PRO	CONTRO
<ul style="list-style-type: none"> • Segnali di prezzo sulla necessità di investimenti in sistemi di stoccaggio ed infrastrutture quali il rafforzamento/ ampliamento degli interconnettori • Conformità con le Linee Guida sugli Aiuti di Stato • Riduzione del costo di sistema determinato dal fatto che in presenza di prezzi negativi alcune fonti incentivate perderebbero una parte dell'incentivo 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento dei costi per gli operatori con impianti rinnovabili non programmabili in assenza di forme di compensazione per gli investimenti in flessibilità degli impianti

Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati GME

7.3 Ruolo delle reti

7.3.1 Orientamenti europei sul futuro ruolo del DSO

La liberalizzazione dei mercati energetici, la gestione della domanda flessibile, lo sviluppo di nuove tecnologie e l'evoluzione della generazione distribuita sono alcune delle considerazioni che hanno spinto il CEER⁴⁰ ad aprire una consultazione sul "Futuro ruolo dei DSO", terminata il 28 febbraio 2015. Il CEER ha quindi raccolto le risposte degli operatori al documento di consultazione presentandone le conclusioni nel documento (DCO) "The Future Role of DSOs – A CEER Conclusions Paper" datato 13 luglio 2015.

Gli orientamenti del CEER assegnano un ruolo sempre più rilevante ai DSO in Europa, poiché considerati come soggetti responsabili della sicurezza del sistema e come facilitatori del mercato. Il DCO considera diversi strumenti regolatori per riflettere i differenti profili delle attività dei DSO, le questioni di *unbundling* e tecnico-strutturali, senza però imporre un'unica soluzione per tutti i DSO europei.

I principi chiave che dovrebbero guidare la regolamentazione delle attività del DSO possono essere sintetizzati come segue:

- Il DSO deve svolgere la propria attività in modo da riflettere le ragionevoli aspettative degli utenti della rete e degli altri stakeholder
Il ruolo del DSO prevede una serie di interazioni, ad esempio con il TSO, con la generazione distribuita, con gli altri DSO, con le ESCO ("Energy Service Companies") e con i fornitori di servizi di ricarica delle auto elettriche. Tutti questi soggetti sono portatori di interessi verso i DSO, e pertanto i gestori della rete di distribuzione avranno differenti livelli di responsabilità ed obblighi nei loro confronti. I DSO dovranno operare nel pieno interesse dei consumatori finali
- Il DSO deve operare in qualità di facilitatore neutrale del mercato nello svolgimento delle proprie attività caratteristiche

⁴⁰ Council of European Energy Regulators



In quanto mono-oligopolisti naturali, l'attività dei DSO è regolata e monitorata dal regolatore in tutti i paesi europei. Per evitare distorsioni di mercato attraverso l'esercizio del proprio potere monopolistico, i DSO dovranno operare come facilitatori neutrali di un mercato competitivo. Nel caso in cui il DSO fosse parte di un operatore verticalmente integrato, questi non deve in alcun modo favorire l'attività della società e dovrà operare coerentemente con le regole sull'*unbundling*

- Il DSO deve agire nel pubblico interesse tenendo in considerazione i costi e benefici della propria attività

La fornitura di energia elettrica è un servizio essenziale ed è quindi fondamentale che le reti siano gestite ed operate nel pubblico interesse. Il legislatore e/o il regolatore dovrebbero definire degli obblighi in capo ai DSO affinché essi svolgano una serie di attività anche nel caso non sia di esclusivo interesse del DSO in termini di *business*. Qualora un nuovo servizio pubblico fosse imposto al DSO, risulta importante che questo servizio sia oggetto di un'analisi costi-benefici dalla quale emerga un beneficio netto per i consumatori

- I consumatori detengono la proprietà dei propri dati e questo principio deve essere rispettato e salvaguardato dal DSO in fase di trattamento delle informazioni

La classificazione delle possibili attività del DSO adotta come linea guida la logica di supportare il più possibile lo sviluppo della concorrenza in quanto modello più efficiente per soddisfare le esigenze dei clienti. Il DSO avrà la facoltà di svolgere una serie di attività anche nel caso vi sia un potenziale contesto concorrenziale, ma solo in presenza di particolari condizioni e giustificazioni.

Le attività sono classificate come segue:

1. Attività caratteristica del DSO
2. Attività potenzialmente consentita al DSO
 - 2.1 Attività consentita a certe condizioni: nessuna concorrenza potenziale
 - 2.2 Attività consentita a certe condizioni: concorrenza potenziale ma ragioni specifiche giustificano la partecipazione del DSO
 - 2.3 Attività non consentita: concorrenza potenziale e nessuna ragione specifica per la partecipazione del DSO
2. Attività vietata al DSO.

La Figura 76 presenta la classificazione proposta dal CEER per ciascuna delle attività in ambito.

Attività caratteristica del DSO

Tra le attività caratteristiche del DSO vi sono quelle strettamente correlate alla gestione e sviluppo dell'infrastruttura di rete sia elettrica che gas, tra cui si citano a titolo di esempio: pianificazione, sviluppo, gestione e manutenzione della rete ed allacciamento e connessione degli utenti. La gestione in sicurezza della rete e le conseguenti attività di gestione del carico e/o della generazione distribuita in condizioni di emergenza sono annoverate tra quelle caratteristiche del DSO, così come quelle legate alla gestione dei flussi di comunicazione con il TSO in materia di gestione dei dati tecnici.

FIGURA 76

Principali orientamenti europei sul ruolo del DSO

Attività analizzate dal CEER per il coinvolgimento dei DSO	Attività caratteristica	Potenzialmente consentita	Attività vietata
Attività attuali e possibile evoluzione			
<ul style="list-style-type: none"> Attività connesse con l'infrastruttura di rete Sicurezza del sistema Controllo qualità gas Gestione tecnica dei dati Gestione delle perdite di rete 	✓		
Attività in cui il DSO non dovrebbe essere coinvolto			
<ul style="list-style-type: none"> Produzione di energia Fornitura di energia 			✓
<ul style="list-style-type: none"> Eccezione per permettere la contrattazione temporanea di produzione locale per la continuità della fornitura Eccezione all'intervento oltre il misuratore per la sicurezza gas Eccezione alla fornitura di energia elettrica come soggetto di ultima istanza 		✓	
Attività connesse alla liberalizzazione del mercato retail			
Interazione con i fornitori	✓		
<ul style="list-style-type: none"> Attività per la salvaguardia dei ricavi dei fornitori (es. disconnessione del cliente finale in caso di mancato pagamento) Attività svolte dal DSO su richiesta dei fornitori (es. switch) Attività per la gestione dei dati commerciali 		✓	
Penetrazione di impianti FER e richiesta di flessibilità			
<ul style="list-style-type: none"> Dispacciamento «locale» di risorse locali Utilizzo di batterie e altri sistemi per l'accumulo di energia per risoluzione delle congestioni 		✓	
Infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici/gas			
Operare in maniera non discriminatoria verso operatori che possiedono e gestiscono infrastrutture di ricarica di veicoli elettrici	✓		
Sviluppo di infrastrutture di ricarica di veicoli elettrici / gas		✓	
Proprietà e gestione dei contatori elettrici			
DSO è proprietario e gestore dei contatori elettrici	✓		
Efficienza energetica			
Attività volte al miglioramento dell'efficienza energetica della rete di distribuzione	✓		
Attività «oltre» il contatore			✓
Fornitura di servizi ai consumatori finali volti al miglioramento dell'efficienza energetica		✓	
Attività non direttamente collegate alla fornitura di elettricità			
<ul style="list-style-type: none"> Offerta di servizi a società di telecomunicazione (condivisione di infrastrutture) Fornitura di servizi pubblici collegati al settore elettrico (es. illuminazione pubblica) Condivisione delle infrastrutture per gli smart meter al fine di creare sinergie ed economie di scala con altri settori (es. servizi di telecomunicazione) 		✓	
Gestione e raccolta di dati sui consumi			
Gestione dei dati dei consumatori finali a scopo commerciale		✓	
Gestione e raccolta dati ai fini della sicurezza del sistema	✓		

Fonte: Futuro ruolo del DSO – Documento di Consultazione CEER C14-DSO-09-03



Attività potenzialmente consentita al DSO

Tra le numerose attività che potrebbero vedere un potenziale ruolo attivo del DSO, seppur soggetto a specifiche condizioni di mercato, risultano particolarmente d'interesse quelle legate alla gestione della penetrazione delle fonti rinnovabili e della domanda di flessibilità. La crescente capacità rinnovabile connessa alle reti di distribuzione offre importanti spunti di riflessione circa le attività che i DSO potrebbero o dovrebbero svolgere per facilitarne l'integrazione fisica e di mercato. Tipicamente i DSO sono e rimarranno responsabili della connessione alla rete degli impianti mentre vi sono diverse opzioni e modelli circa la gestione del dispacciamento locale della generazione distribuita e della flessibilità offerta anche dai consumatori. I differenti modelli di gestione del dispacciamento locale e del conseguente coordinamento tra DSO e TSO sono approfonditi ed analizzati nel Paragrafo 7.3.3. Come successivamente descritto i differenti modelli prevedono un ruolo del DSO alternativamente:

- Sostanzialmente passivo, come nella situazione attuale
- Attivo nella gestione del dispacciamento locale e dell'approvvigionamento di risorse sul mercato di bilanciamento e dei servizi
- Intermedio, con responsabilità specifiche su attività di natura principalmente tecnica come nella soluzione proposta, compatibilmente con le attività caratteristiche.

Tra le attività potenzialmente consentite al DSO si segnalano anche quelle di utilizzo di stoccaggi per la risoluzione di congestioni locali e gestione delle infrastrutture, in particolari condizioni, coerentemente con il modello di dispacciamento prescelto.

I risultati dello studio del CEER confermano come su alcuni temi, quali il coordinamento tra TSO e DSO, le caratteristiche locali dei singoli paesi ricoprano un ruolo chiave nella scelta ed implementazione del modello. In quest'ottica le possibili linee guida a livello europeo sono da considerarsi puramente di indirizzo.

Attività vietata al DSO

La produzione e fornitura di energia elettrica, nonché le attività «oltre» il contatore nel settore dei servizi di efficienza energetica sono tipicamente vietate.

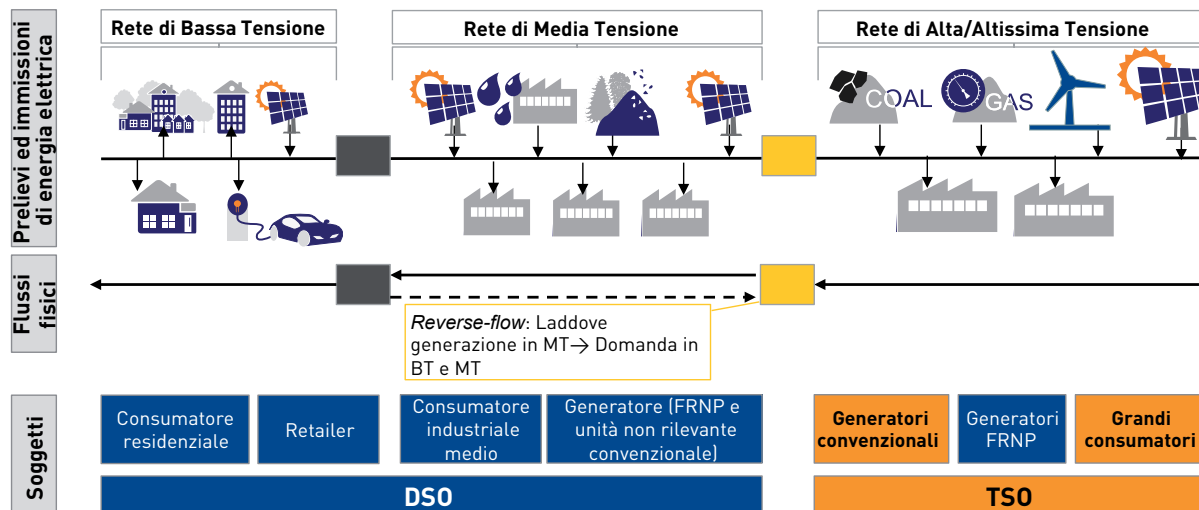
■ 7.3.2 L'attuale ruolo del DSO nel bilanciamento della rete

Nel modello italiano i DSO non ricoprono un ruolo attivo nelle attività di dispacciamento della propria rete.

L'unico soggetto responsabile per il mantenimento in sicurezza del sistema elettrico e per il bilanciamento della rete in tempo reale è Terna. Il TSO sviluppa e controlla la rete in alta tensione e dispone degli strumenti necessari alla gestione in remoto di ogni singola unità di generazione e consumo connessa alla propria rete come sinteticamente rappresentato nella Figura 77.

FIGURA 77

Principali flussi fisici e soggetti attivi nel bilanciamento in tempo reale



Legenda

■ Soggetti che hanno un ruolo attivo nel bilanciamento in tempo reale

■ Cabina primaria

Per il bilanciamento dell'intero sistema il TSO si approvvigiona di servizi ancillari ed energia di bilanciamento nell'MSD e MB unicamente da unità connesse alle proprie reti. Attualmente gli eventuali squilibri tra domanda ed offerta sulle reti di distribuzione sono risolti dal TSO con risorse connesse alla rete di alta tensione. In situazioni di emergenza il TSO ha la facoltà di richiedere al DSO di attivare delle procedure che prevedono il distacco di uno o più impianti connessi alle reti di distribuzione; questa richiesta è avanzata non nel tempo reale ma in anticipo rispetto alla consegna/prelievo fisico dell'energia dalla rete come nel caso della procedura RIGEDI⁴¹.

Anche in altri mercati, come la Germania, la Francia, il Regno Unito, l'Irlanda e PJM, i distributori ricoprono attualmente un ruolo sostanzialmente passivo nel bilanciamento della rete e non presentano soluzioni particolarmente innovative rispetto alla realtà italiana.

Le principali differenze tra i paesi europei sono la dimensione e il numero di gestori della rete di distribuzione ed il livello di *unbundling*.

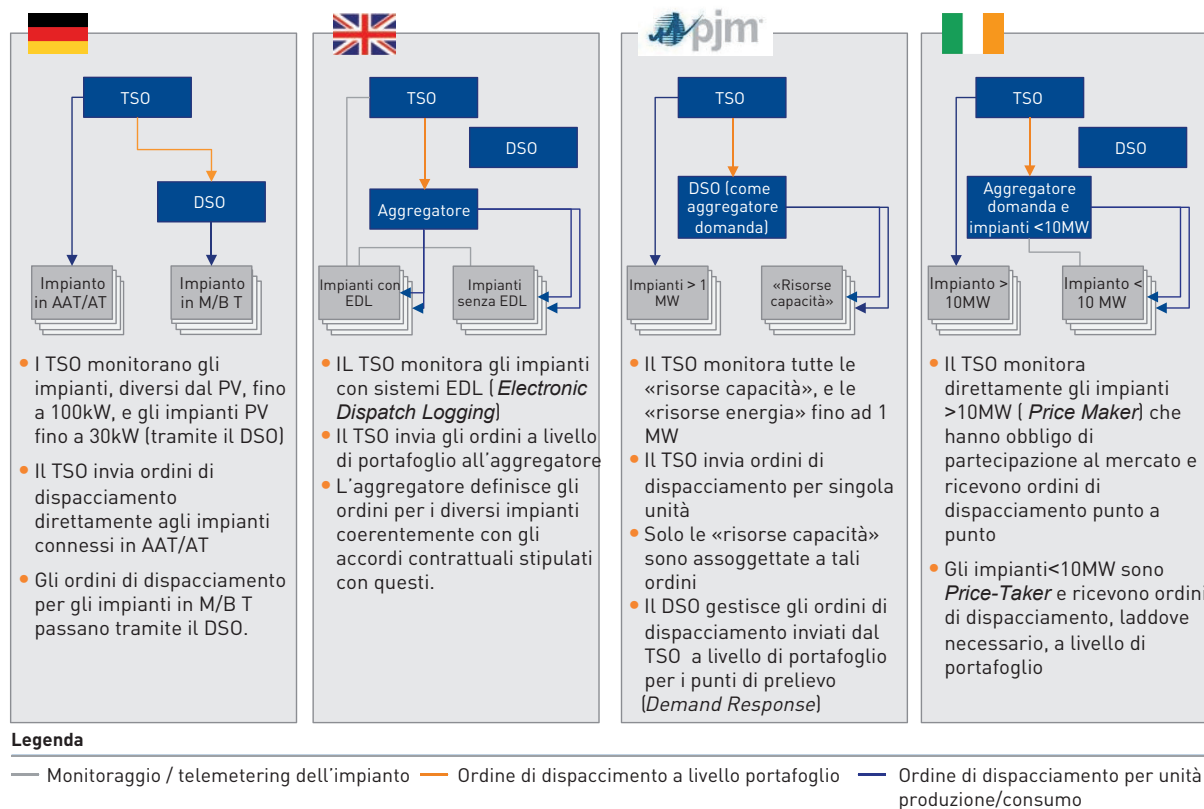
⁴¹ La procedura RIGEDI disciplinata nell'Allegato A72 del Codice di Rete (Delibera 421/2014) stabilisce i criteri di distacco degli impianti di produzione non programmabili > 100 kW, nel caso in cui si verificassero delle condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale:

- Per gli impianti del tipo GDTEL il distacco viene eseguito direttamente dall'impresa distributrice a seguito della comunicazione di Terna con un preavviso di 60 minuti
- Per gli impianti del tipo GDPRO l'ordine di distacco è comunicato da Terna almeno 7 giorni prima del "giorno obiettivo" all'impresa distributrice e da quest'ultima al produttore tramite PEC (o email). Il distacco è obbligatorio e deve essere effettuato autonomamente dal produttore.



FIGURA 78

Ruolo del DSO nel bilanciamento in tempo reale in altri paesi



Coerentemente con le criticità evidenziate e con l'obiettivo di identificare delle possibili soluzioni e azioni correttive alla situazione attuale, il ruolo del DSO e le modalità di coordinamento con il TSO nella gestione del dispacciamento della generazione distribuita, della domanda e della flessibilità sulle reti di distribuzione è l'elemento su cui è focalizzata la proposta di riforma del mercato. A tale scopo, oltre a valutare le possibili attività del DSO, è necessario approfondire i possibili modelli di coordinamento tra questi e il TSO.

7.3.2 Modelli di coordinamento TSO-DSO individuati dall'AEEGSI

La persistente crescita delle FRNP e della generazione distribuita connessa alle reti di distribuzione sta comportando una serie di cambiamenti nella gestione dei sistemi di controllo, regolazione, protezione e automazione delle reti per favorire la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Il concetto di reti di distribuzione "passive" sarà sempre più superato da una logica di reti "attive o intelligenti", denominate a livello internazionale *smart grid*. Le *smart grid* dovranno favorire il controllo e la gestione del carico, la promozione dell'efficienza energetica ed una maggiore partecipazione di tutte le fonti (domanda e offerta) al bilanciamento della rete. La partecipazione delle FRNP, della generazione distribuita e della domanda ai servizi di rete, così come descritta nel Paragrafo 7.2.2, è parte integrante di questo percorso di integrazione e ampliamento delle fonti attive nel mantenimento in sicurezza del sistema.

La partecipazione ai servizi di rete delle fonti connesse sulle reti di distribuzione richiede la definizione di modalità di coordinamento tra DSO e TSO per il bilanciamento della rete in tempo reale, ed in particolare:

- L'identificazione del/i soggetto/i responsabile/i dell'approvvigionamento dei servizi
- L'identificazione delle modalità di offerta dei servizi
- La definizione delle modalità di coordinamento tra i soggetti attivi nella gestione del bilanciamento in tempo reale quali TSO, DSO, soggetti attivi sul mercato
- La definizione delle modalità e delle piattaforme di approvvigionamento dei servizi.

In questo contesto l'AEEGSI, con la Delibera 427/2014⁴² e tramite il DCO 354/2013, ha avviato un dibattito pubblico sulle possibilità e le implicazioni relative al cambiamento delle modalità di gestione delle reti di distribuzione. Tale dibattito ha preso spunto dalle proposte individuate dal Politecnico di Milano in uno studio commissionato dall'Autorità stessa che include sia una panoramica dei servizi di dispacciamento che potrebbero essere offerti da FNRP, GD e domanda, sia un'analisi dei modelli che potrebbero essere adottati per il dispacciamento.

Lo studio propone tre possibili modelli di coordinamento tra TSO e DSO per la gestione del dispacciamento:

1. Dispacciamento centralizzato – Modello 1
2. Dispacciamento locale – Modello 2
3. Profilo di scambio AT/MT programmato – Modello 3

Nel "Modello 1" il dispacciamento è gestito dal TSO anche per le fonti connesse alle reti di distribuzione ed il DSO ricopre un ruolo marginale in fase di dispacciamento:

- La gestione del dispacciamento è centralizzata e sotto la responsabilità del TSO
- L'utente del dispacciamento è responsabile, direttamente o tramite un soggetto terzo, della presentazione di offerte sul mercato di bilanciamento (e/o MSD)
- Il DSO verifica che i limiti di transito in fase di programmazione e in tempo reale a livello di cabina primaria siano compatibili con la capacità della rete locale e con i servizi locali contrattualizzati (es. potenza reattiva contrattualizzata dal DSO a prezzo amministrato)
- In caso di superamento dei limiti, il DSO lo comunica al TSO che effettua attività di ri-dispacciamento.

Nel "Modello 2" il dispacciamento è gestito dal DSO a livello locale, e questi è responsabile della presentazione di offerte sul mercato di bilanciamento (e/o MSD). Il DSO gestisce un MSD locale su cui le fonti connesse alle reti di distribuzione possono offrire i loro servizi:

- Il TSO gestisce il dispacciamento fisico delle unità connesse in Alta Tensione mentre il DSO è utente del dispacciamento locale delle unità connesse alle reti di distribuzione
- Il DSO partecipa al mercato di bilanciamento e/o MSD gestito dal TSO assumendosi impegni vincolanti nei confronti di quest'ultimo
- Il DSO gestisce un mercato di bilanciamento e/o MSD locale cui gli impianti connessi alle reti di distribuzione possono partecipare direttamente o tramite un soggetto terzo aggregatore.

Il DSO sarebbe quindi utente del dispacciamento sul mercato di bilanciamento e/o MSD gestito dal TSO e responsabile del dispacciamento locale. In questo modello il DSO assume un ruolo attivo nel bilanciamento.

⁴² Delibera 427/2014 sul monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2012.



Nel “Modello 3” il dispacciamento è centralizzato e gestito dal TSO tramite le unità connesse alla rete di trasmissione. Il DSO gestisce risorse locali sulle reti di distribuzione ed è responsabile di mantenere nel tempo reale lo scambio di energia con la rete in AT il più possibile simile a quello fissato in fase di programmazione:

- Il TSO gestisce il dispacciamento fisico delle unità in AT e verifica i profili a livello di cabina primaria
- Il DSO gestisce un mercato di bilanciamento e/o MSD locale cui gli impianti connessi alle reti di distribuzione possono partecipare direttamente o tramite un soggetto terzo aggregatore
- Il DSO è responsabile, nei confronti del TSO, del mantenimento di un profilo di scambio programmato per singola cabina primaria (dimensione nodale) o per area di riferimento che comprende più cabine primarie appartenenti ad una stessa zona di un DSO (dimensione zonale), ma non sono forniti servizi a mercato per il TSO.

In nessuno dei tre modelli è prevista l’aggregazione delle unità connesse in Alta Tensione mentre, seppur con modalità differenti, si ipotizzano forme di aggregazione sulle reti di distribuzione.

FIGURA 79

Caratteristiche dei possibili modelli di dispacciamento

	1. Dispacciamento centralizzato	2. Dispacciamento locale	3. Profilo scambio AT/MT programmato
Area geografica di riferimento per l’aggregazione	<ul style="list-style-type: none"> • Non citata aggregazione in AT • Aggregazione in MT solo se all’interno della stessa zona di mercato 	<ul style="list-style-type: none"> • Non citata aggregazione in AT • Aggregazione in MT a livello di Cabina Primaria (CP) o area gestita da un unico DSO che può comprendere più CP 	<ul style="list-style-type: none"> • Non citata aggregazione in AT • Aggregazione in MT a livello di Cabina Primaria (CP) o area gestita da un unico DSO che può comprendere più CP
Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Ruoli e partecipazione)	AT <ul style="list-style-type: none"> • Unico MSD gestito dal TSO • MSD aperto a impianti convenzionali e FRNP in AT (per singolo impianto), e Generazione Distribuita (GD FRNP e non) connessa in MT (in forma aggregata) 	AT <ul style="list-style-type: none"> • MSD gestito dal TSO • Partecipazione ammessa per le unità in AT (FRNP e non) • DSO partecipa offrendo servizi acquistati dalla GD nel segmento MSD_Distrib. 	AT <ul style="list-style-type: none"> • MSD gestito dal TSO • Partecipazione ammessa solo alle unità (FRNP e non) in AT
	MT <ul style="list-style-type: none"> • Partecipazione GD a tutti i tipi di servizi tranne la regolazione della tensione • DSO può approvvigionarsi di servizi locali con remunerazione amministrata 	MT <ul style="list-style-type: none"> • MSD_Distrib. gestito dal DSO • La GD può offrire tutti i tipi di servizi • Remunerazione amministrata per l’approvvigionamento di servizi locali 	MT <ul style="list-style-type: none"> • MSD_Distrib. gestito da DSO per mantenimento del profilo di scambio • Aperta partecipazione a GD • Remunerazione amministrata per approvvigionamento servizi
Dispacciamento fisico delle unità	AT <ul style="list-style-type: none"> • TSO unico utente del dispacciamento • TSO invia ordini di dispacciamento per singolo impianto alle unità in AT, e a livello di portafoglio alle unità in MT (aggregatore responsabile dell’implementazione dell’ordine) 	AT <ul style="list-style-type: none"> • TSO responsabile del dispacciamento della rete in AT • TSO invia ordini di dispacciamento per singolo impianto alle unità in AT 	AT <ul style="list-style-type: none"> • TSO utente del dispacciamento della rete in AT • TSO invia ordini di dispacciamento per singolo impianto alle unità in AT e verifica il mantenimento dei profili di scambio a livello di CP
	MT <ul style="list-style-type: none"> • Il TSO si interfaccia con il DSO per verificare eventuali criticità 	MT <ul style="list-style-type: none"> • DSO utente del dispacciamento della rete in MT • DSO può attivare i servizi acquistati in AT • DSO invia ordini di dispacciamento per singolo impianto (se >1MW) o a livello di portafoglio (se <1MW) 	MT <ul style="list-style-type: none"> • DSO utente del dispacciamento della rete in MT • DSO invia ordini di dispacciamento per singolo impianto (se >1MW) o a livello di portafoglio (se <1MW)

Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su Delibera 427/2014 AEEG - Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l’anno 2012

I principali elementi di differenziazione tra i modelli sono la presenza (Modelli 2 e 3) o meno (Modello 1) di un mercato di bilanciamento/MSD locale gestito dal DSO, e la partecipazione diretta delle fonti connesse alle reti di distribuzione (Modello 1) o del DSO (Modello 2) a MB/MSD gestito dal TSO.

La descrizione dei modelli non affronta alcuni temi quali la gestione fisica e commerciale degli sbilanciamenti e le modalità di coordinamento tra TSO-DSO e gli aggregatori.

I principali vantaggi dei diversi modelli risultano:

- Modello 1:
 - La presenza di un unico soggetto responsabile del bilanciamento del sistema con possibilità di economie di scala
 - La semplicità di implementazione
 - La continuità con la struttura attuale.
- Modello 2:
 - Un miglior utilizzo di tutte le risorse in fase di bilanciamento
 - Facilità di integrazione delle nuove tecnologie.
- Modello 3:
 - Gestione semplificata dell'interfaccia
 - Migliore certezza previsionale per l'approvvigionamento di riserva da AT (riduzione volumi).

I principali svantaggi dei diversi modelli risultano essere:

- Modello 1:
 - Necessità per il TSO di monitorare e gestire un elevato numero di impianti su rete di soggetti terzi, a meno che non sia correttamente introdotto il ruolo degli aggregatori e ridefinito quello dei DSO
 - Mercato fortemente concentrato.
- Modello 2:
 - Complessità operativa legata alla necessità di strutturare più mercati di natura locale sulle reti gestite dai diversi DSO. Tali mercati potrebbero non raggiungere una dimensione e liquidità sufficiente
 - Difficoltà di integrazione dei diversi mercati
 - L'attività di gestione del dispacciamento locale rientra tra quelle potenzialmente consentite per il DSO, secondo la classificazione CEER, ma è richiesto un monitoraggio attento e la definizione di criteri di trasparenza che il DSO sarà tenuto a rispettare
 - Il potenziale conflitto di interesse tra risorse in AT e risorse connesse alle reti di distribuzione richiede lo sviluppo di un nuovo quadro tecnico e normativo volto al superamento dei eventuali conflitti.
- Modello 3:
 - Complessità operativa legata alla necessità di strutturare più mercati di natura locale sulle reti gestite dai diversi DSO
 - L'attività di gestione del dispacciamento locale rientra tra quelle potenzialmente consentite per il DSO, secondo la classificazione CEER, ma è richiesto un monitoraggio attento e la definizione di criteri di trasparenza che il DSO sarà tenuto a rispettare



- Il DSO potrebbe non disporre delle risorse necessarie da attivare per il bilanciamento a “salire” della rete non potendo così garantire la sicurezza della rete
- In mancanza di un *merit order* unico della risorse di sistema vi è il rischio che siano attivate prioritariamente risorse poco efficienti sulle reti di distribuzione.

7.3.3 Proposta

La proposta prevede che la responsabilità del bilanciamento del sistema rimanga in capo al TSO. Il DSO agisce come facilitatore tecnico nell'implementazione degli ordini di dispacciamento sulle unità connesse alle proprie reti. L'Operatore di Bilanciamento⁴³ opera come aggregatore delle unità connesse alle reti di distribuzione e presenta offerte aggregate per i servizi di regolazione terziaria di potenza sul mercato di bilanciamento e MSD.

L'evoluzione dello scenario di riferimento in termini di sviluppo e diffusione dei sistemi di stoccaggio, auto elettriche, *Smart Grid* e *Demand Side Management* potrà richiedere una revisione del ruolo del DSO e del modello di cooperazione tra TSO e DSO per la gestione del dispacciamento.

Più in particolare, i ruoli dei principali soggetti coinvolti nel bilanciamento della rete in tempo reale sono:

- **TSO**
 - Rimane l'unico soggetto responsabile del bilanciamento fisico del sistema elettrico e gestore del mercato di bilanciamento e MSD
 - Comunica al DSO ed all'Operatore di Bilanciamento la capacità di bilanciamento in forma aggregata che intende attivare sulla rete di distribuzione
- **Operatore di Bilanciamento**
 - Offre servizi di rete sul mercato di bilanciamento e MSD in forma aggregata
 - Seleziona all'interno del portafoglio gestito sulla rete di distribuzione una o più unità che devono eseguire l'ordine di dispacciamento ricevuto dal TSO. Nella fase di selezione delle unità si coordina con il DSO affinché, in presenza di differenti opzioni, l'attivazione di una risorsa connessa alle sue reti non contribuisca a creare problematiche sulla rete del DSO
 - Stipula con il DSO contratti per la fornitura di servizi ancillari locali da parte delle unità connesse alle reti di distribuzione
- **DSO**
 - Opera come facilitatore di mercato e si coordina in prossimità del tempo reale con l'Operatore di Bilanciamento per l'attivazione dei servizi di bilanciamento offerti da quest'ultimo alle unità gestite e connesse alle reti di distribuzione
 - Non partecipa ai mercati della capacità e dell'energia
 - Opera coerentemente con le regole di *unbundling*
 - Definisce la domanda di servizi locali da approvvigionare dalle unità connesse alle proprie reti secondo criteri di trasparenza ed accessibilità delle informazioni da parte di tutti gli *stakeholder*.

La possibilità che il DSO approvvigioni direttamente servizi locali (es. regolazione della tensione) dalle unità connesse alle reti di distribuzione deve rispettare il *merit-order* globale di attivazione delle risorse, in un'ottica di utilizzo efficiente delle risorse e trasparenza delle effettive esigenze

⁴³ Si veda Paragrafo 7.1.2.3 per una descrizione dettagliata del ruolo dell'Operatore di Bilanciamento e dell'interazione con gli altri soggetti attivi nel mercato

del DSO e dei rapporti contrattuali. Risulta quindi necessario verificare che il servizio sia erogabile esclusivamente da un'unità locale connessa alla rete di distribuzione o magari ad un costo inferiore da un'unità in AT.

Si evidenzia come, nella definizione dei contratti bilaterali tra il DSO e l'Operatore di Bilanciamento per le singole unità da attivare in situazioni di emergenza, sia fondamentale la definizione di criteri di trasparenza nell'organizzazione delle aste per l'approvvigionamento delle risorse selezionate da parte del DSO. Laddove insorgessero situazioni di contrasto tra risorse contrattualizzate dal DSO e quelle dal TSO, la priorità di attivazione delle risorse è in capo a quest'ultimo.

Il modello proposto presenta una complessità implementativa di livello inferiore rispetto ad alcuni dei modelli analizzati dall'AEEGSI, quali il "Modello 2 e 3". Al contempo raggiunge l'obiettivo di favorire la progressiva integrazione delle FRNP, della generazione distribuita e della domanda connessa alle reti di distribuzione sul mercato del bilanciamento, permettendo al TSO di sfruttarne il potenziale soprattutto nei periodi di basso carico, compatibilmente con il previsto percorso di abilitazione di tali unità (si veda Paragrafo 7.2.2.3).

Il modello proposto risponde alle criticità attuali, alle necessità di breve e medio termine ed è integrabile e ottimizzabile nel lungo periodo quando il ruolo della domanda, in particolare flessibile, sarà eventualmente più significativo.

La sostenibilità del modello proposto dovrà essere valutata anche in considerazione della fattibilità operativa dell'invio degli ordini di dispacciamento e tempistiche di implementazione degli ordini.

La proposta di coordinamento TSO-DSO presenta le seguenti caratteristiche:

- Favorisce l'integrazione fisica e di mercato delle FRNP, della generazione distribuita e della domanda nel breve e medio periodo
- Presenta un contenuto livello di complessità e discontinuità implementative rispetto alla situazione attuale
- È coerente con la struttura di mercato proposta
- È conforme in termini di evoluzione del ruolo del DSO con quanto in discussione anche in ambito internazionale.

FIGURA 80

Vantaggi e svantaggi della proposta

PRO	CONTRO
<ul style="list-style-type: none"> • Complessità contenuta • Supporto alla progressiva integrazione fisica e di mercato delle FRNP, della GD e della domanda connessa alle reti di distribuzione • Ottimizzazione delle interazioni tra TSO, DSO e Operatore del Bilanciamento • Opportunità per il TSO di sfruttare il potenziale di bilanciamento derivante dalle unità connessa alle reti di distribuzione soprattutto nei periodi di basso carico • Ruolo del DSO in linea con le linee guida in discussione a livello comunitario 	<ul style="list-style-type: none"> • La presenza di molteplici DSO, l'attivazione di un ordine di bilanciamento su unità connessa alla rete di distribuzione del DSO, potrebbe generare squilibri alla rete del DSO • Necessità di definire criteri di trasparenza per l'approvvigionamento di risorse selezionate da parte del DSO

8 ROAD MAP DI IMPLEMENTAZIONE DELLA PROPOSTA

L'implementazione della proposta di riforma dovrà seguire un percorso progressivo che preveda dei regimi transitori, volti a supportare il cambiamento e l'ottimizzazione delle soluzioni identificate.

Per definire la *road map* di implementazione della proposta sono stati utilizzati tre macro-criteri volti a valutare il livello di fattibilità di ciascuna delle soluzioni identificate in relazione ai tempi di implementazione:

- Complessità della disciplina regolatoria. Il livello di complessità è considerato maggiore nel caso in cui:
 - Vi siano numerosi elementi ed aspetti di natura regolatoria attualmente non disciplinati
 - Siano necessarie modifiche radicali e strutturali alla disciplina esistente
 - Vi sia una forte interazione ed interdipendenza con le normative di altri elementi del disegno di mercato
 - Il processo di definizione del quadro regolatorio veda coinvolto un elevato numero di soggetti istituzionali e non.
- Complessità tecnica di implementazione. Il livello di complessità è considerato più elevato laddove:
 - La profondità ed il livello di tecnicismo nella definizione di aspetti operativi sia elevato ed al contempo fondamentale per l'implementazione della soluzione proposta
 - Il numero di soggetti coinvolti sia considerevole (es. interventi tecnici di adeguamento sulle unità connesse in bassa tensione per la partecipazione ai servizi di rete)
 - Il numero e la complessità degli interventi sia elevato (es. definizione ed implementazione dell'infrastruttura di telecomunicazione per l'implementazione del coordinamento TSO – DSO).
- Investimenti richiesti. Il livello degli investimenti è definito in funzione dell'ordine di grandezza di questi in termini assoluti e relativi. A titolo esemplificativo, un investimento può risultare contenuto in termini relativi ma, se applicato ad un numero elevato di soggetti/unità, può assumere una dimensione considerevole in termini assoluti con impatti anche sui tempi di implementazione.

Le proposte che presentano la maggiore complessità in termini di definizione ed implementazione del nuovo quadro regolatorio sono la revisione degli sbilanciamenti, del mercato di bilanciamento e della capacità, strettamente correlati tra loro. Anche la partecipazione delle FRNP, generazione distribuita e domanda al mercato di bilanciamento ed il modello di cooperazione TSO e DSO, che rappresenta lo strumento operativo per favorire l'integrazione di queste fonti, presentano una significativa complessità di natura regolatoria.

La Tabella 9 presenta i principali interventi regolatori per disciplinare le differenti proposte e la Tabella 10 ne evidenzia i soggetti coinvolti nella definizione del quadro regolatorio.



TABELLA 9

Complessità del quadro regolatorio

Proposta		Principali interventi regolatori	Complessità	
Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati	Revisione meccanismo di valorizzazione degli oneri di sbilanciamento	<ul style="list-style-type: none"> • Revisione attuale disciplina per uniformare il trattamento di tutte le unità • Revisione meccanismo di valorizzazione degli oneri di sbilanciamento • Definizione componenti di costo rientranti nel meccanismo di valorizzazione degli sbilanciamenti • Definizione di un percorso transitorio di implementazione 	Alta	
	Aggregazione su MGP - MI	Revisione delle regole di partecipazione al mercato e definizione delle modalità ed aree di aggregazione. (la proposta è di aggregare separatamente l'offerta e la domanda senza limiti di taglia su base zonale)	Media	
Struttura dei mercati	MI con chiusura prossima al tempo reale	Disciplina regolatoria già avviata ed in fase di discussione	Bassa	
	Revisione ruolo e tempistiche di MSD e ruolo di MB	<ul style="list-style-type: none"> • Revisione dell'architettura dei mercati • Revisione di MB già avviata e da completare coerentemente con le esigenze di natura nazionale, <i>Balancing Network Code</i> Europeo e mercato della capacità 	Alta	
	Avvio mercato capacità strategica e mercato della capacità flessibile	<ul style="list-style-type: none"> • Definizione delle regole tecniche ed economiche del mercato della capacità flessibile ivi comprese: <ul style="list-style-type: none"> • Modalità di negoziazione • Orizzonti di pianificazione e consegna • Modalità di identificazione dello <i>strike price</i> dei prodotti • Verifica conformità con la disciplina sugli Aiuti di Stato 	Alta	
	Partecipazione FRNP, GD e domanda a MC e MB	AT	Definizione dei prodotti e delle modalità di remunerazione delle unità	Alta
		MT	Definizione dei requisiti tecnici di partecipazione	
BT		Definizione ruoli e responsabilità dei soggetti ammessi		
Introduzione prezzi negativi	<ul style="list-style-type: none"> • Modifiche al Codice di Rete • Definizione del percorso transitorio 	Possibilità di introduzione dei prezzi negativi già in fase di discussione	Bassa	
Ruolo delle reti	Cooperazione TSO - DSO	<ul style="list-style-type: none"> • Definizione delle regole tecniche e delle modalità di implementazione del modello di riferimento • Definizione ruolo del DSO coerentemente con linee guida UE • Definizione dei flussi e delle tempistiche di comunicazione tra i soggetti coinvolti 	Alta	

Il processo di definizione della normativa prevede il coinvolgimento di soggetti istituzionali quali il Ministero dello Sviluppo Economico e l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico, nonché la partecipazione dei Gestori di rete e degli operatori attivi sul mercato. A tal fine è auspicabile l'avvio di una procedura AIR da parte dell'AEEGSI sulle proposte di riforma che vedano fortemente coinvolto il TSO.

TABELLA 10

I soggetti coinvolti nella definizione del quadro regolatorio

Proposta		Soggetti						
		MISE	AEEGSI	UE	TSO	DSO	Operatori	
Regole di disp. e part. ai mkt.	Revisione meccanismo di valorizzazione degli oneri di sbilanciamento							
	Aggregazione su MGP - MI	✓	✓		✓		✓	
Struttura dei mercati	MI con chiusura prossima al tempo reale							
	Revisione ruolo e tempistiche di MSD e ruolo di MB	✓	✓	✓	✓		✓	
	Avvio mercato capacità strategica e mercato della capacità flessibile	✓	✓	✓	✓		✓	
	Partecipazione FRNP, GD e domanda a MC e MB	AT						
		MT	✓	✓		✓		✓
		BT						
Introduzione prezzi negativi	✓	✓		✓		✓		
Ruolo delle reti	Cooperazione TSO - DSO	✓	✓		✓	✓	✓	

L'introduzione del mercato della capacità flessibile richiede la definizione di una serie di aspetti tecnici ed operativi con un elevato livello di complessità quali:

- Definizione dei prodotti negoziabili (nella proposta i medesimi negoziati su MB e i servizi ancillari) e delle modalità di fissazione dello *strike price* nonché la modalità di attivazione delle risorse approvvigionate a termine
- Modalità di integrazione con i mercati limitrofi nell'ottica di definizione di un *Balancing Network Code Europeo*
- Definizione delle interazioni con i mercati dell'energia e del bilanciamento.



Le potenziali difficoltà dell'integrazione delle unità connesse alle reti di bassa tensione sono dovute all'elevato numero di unità ed alla strutturazione di una rete di telecomunicazione affidabile. I principali interventi tecnici per l'implementazione di ciascuna proposta sono riportati nella Tabella 11. L'implementazione tecnica del modello di cooperazione TSO – DSO presenta complessità tecniche così come evidenziato per la definizione del quadro regolatorio.

Il Piano Italiano per lo sviluppo della banda ultra larga approvato dalla presidenza del Consiglio in marzo 2015 aumenterà considerevolmente nei prossimi 5 anni la penetrazione delle reti TLC; ciò renderà possibile l'integrazione delle unità connesse alle reti di bassa tensione e l'accesso di *prosumer* e clienti finali a nuovi mercati.

TABELLA 11

Complessità tecnica di implementazione

	Proposta	Principali interventi tecnici	Complessità
Regole di disp. e part. ai mkt.	Revisione meccanismo di valorizzazione degli oneri di sbilanciamento	<ul style="list-style-type: none"> • La gestione attuale dei dati necessari al calcolo e valorizzazione degli sbilanciamenti è coerente con il meccanismo proposto • Revisione algoritmo di calcolo degli sbilanciamenti 	Bassa
	Aggregazione su MGP - MI	<ul style="list-style-type: none"> • La complessità di implementazione dell'aggregazione è correlata all'area di aggregazione definita. L'aggregazione su base zonale presenta un livello di complessità contenuto 	Bassa
Struttura dei mercati	MI con chiusura prossima al tempo reale	<ul style="list-style-type: none"> • Revisione algoritmo di mercato 	Alta
	Revisione ruolo e tempistiche di MSD e ruolo di MB	<ul style="list-style-type: none"> • Definizione delle interazioni operative con il mercato della capacità • Valutazione degli impatti delle modalità di negoziazione e delle modifiche operative necessarie • Integrazione con i mercati limitrofi • Revisione delle modalità di partecipazione di unità addizionali 	Alta
	Avvio mercato capacità strategica e mercato della capacità flessibile	<ul style="list-style-type: none"> • Strutturazione e avvio aste per i diversi prodotti di capacità flessibile sui differenti orizzonti di pianificazione e consegna • Definizione delle modalità di identificazione dello strike price dei prodotti • Definizione delle interazioni con i mercati dell'energia e del bilanciamento 	Alta

Proposta		Principali interventi tecnici	Complessità	
Struttura dei mercati	Partecipazione FRNP, GD e domanda a MC e MB	AT	<ul style="list-style-type: none"> • Gli interventi tecnici sulle unità quali l'installazione di un sistema di telecontrollo in remoto e l'installazione di un client BDE hanno una complessità contenuta • Affiancamento di sistemi di accumulo 	Bassa
		MT	<ul style="list-style-type: none"> • Gli interventi di adeguamento presentano una complessità tecnica contenuta ma il numero di unità interessate è significativo • Affiancamento di sistemi di accumulo 	Media
		BT	La complessità è elevata in considerazione del numero potenziale di fonti e soggetti coinvolti, e del livello di innovazione tecnologica	Alta
Introduzione prezzi negativi		Adeguamento dell'algoritmo di mercato	Bassa	
Ruolo delle reti	Cooperazione TSO - DSO	<ul style="list-style-type: none"> • Definizione ruoli, responsabilità, flussi di comunicazione e gestione dati • Identificazione dei soggetti deputati agli investimenti 	Alta	

TABELLA 12

Investimenti richiesti

Proposta		Principali investimenti richiesti	Livello investimenti
Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati	Revisione meccanismo di valorizzazione degli oneri di sbilanciamento	<ul style="list-style-type: none"> • Gli operatori di Mercato e di Bilanciamento dovranno investire nell'adeguamento dei sistemi informativi per la partecipazione ai mercati e la gestione dei flussi informativi e di comunicazione con il GME, il TSO ed i DSO. Tra i sistemi oggetti di investimento si evidenziano: • Sistema di programmazione e <i>forecasting</i> dei profili di produzione e consumo • Sistema di <i>bidding</i> e <i>pricing</i> sui mercati • Sistema di Fatturazione • Ulteriori investimenti per gli interventi tecnici identificati (es. adeguamento dell'algoritmo di mercato) • Investimenti da parte del TSO 	Medio
	Aggregazione su MGP - MI		
Struttura dei mercati	MI con chiusura prossima al tempo reale		
	Revisione ruolo e tempistiche di MSD e ruolo di MB		
	Avvio mercato capacità strategica e mercato della capacità flessibile		



Proposta		Principali investimenti richiesti	Livello investimenti	
Struttura dei mercati	Partecipazione domanda e FRNP a MC e MB	AT	Principalmente su controllo dinamico del carico con interventi specifici e differenziati per tecnologia	Basso
		MT	<ul style="list-style-type: none"> • Investimenti correlati alla tipologia di servizi che le unità potranno offrire • Rafforzamento infrastruttura TLC e completamento retrofit 	Medio
		BT	<ul style="list-style-type: none"> • Nuovi contatori • <i>Smart devices e smart grid</i> • Rafforzamento rete TLC 	Alto
	Introduzione prezzi negativi	Adeguamento dei sistemi di pricing. Per le FRNP gli investimenti sono correlati alla partecipazione a MB	Basso	
Ruolo delle reti	Cooperazione TSO - DSO	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastruttura TLC e definizione dei flussi e canali di comunicazione • Piattaforma di gestione dati 	Alto	

L'ordine di grandezza degli investimenti per la messa in esercizio delle soluzioni proposte è contenuto, ad eccezione dell'integrazione a mercato delle unità connesse in bassa tensione, per cui si prevede un orizzonte temporale di implementazione di lungo periodo. La Tabella 12 riassume i principali investimenti richiesti per l'implementazione di ciascuna proposta.

Proposte come la revisione degli oneri di sbilanciamento e la partecipazione a MB e MC delle unità connesse in Alta e Media Tensione prevedono un percorso transitorio per l'entrata a regime del meccanismo proposto.

Nel breve termine si stima possano essere rese operative l'introduzione dell'aggregazione commerciale su MGP ed MI e la revisione dei tempi di chiusura di MI.

L'obiettivo sfidante per l'avvio del mercato della capacità flessibile è quello di organizzare le prime aste per la negoziazione dei prodotti nella seconda metà del 2016, al fine di rendere quanto meno parte della capacità disponibile ed attivabile nel 2017.

Nel caso dell'introduzione dei prezzi negativi l'avvio della riforma è vincolata al completamento della riforma del mercato della capacità e del bilanciamento e alla parziale integrazione, fisica ed a mercato, della generazione distribuita. In questo contesto si inserisce la proposta di introdurre i prezzi negativi nel medio termine.

Il percorso di ottimizzazione del modello di cooperazione TSO e DSO va inteso in modo dinamico e continuativo; la soluzione proposta mira a definire un quadro operativo efficace nel contesto di mercato di breve e medio termine lasciando la flessibilità di adottare ulteriori soluzioni integrative compatibili con l'evoluzione del mercato. Ad esempio, in presenza di una forte penetrazione di tecnologie che favoriscono la flessibilità della domanda su unità di piccole dimensioni, il modello

proposto risulta efficace ma richiederà opportuni aggiustamenti. La successiva Tabella 13 riassume la valutazione dei criteri utilizzati per la definizione della *road map* e le tempistiche di implementazione delle singole proposte.

TABELLA 13

Sintesi della valutazione e orizzonte di implementazione

Proposta		Complessità quadro regolatorio	Complessità tecnica di implementazione	Livello investimenti richiesti	Orizzonte temporale di implementazione	
Regole di disp. e part. ai mkt.	Revisione meccanismo di valorizzazione degli oneri di sbilanciamento	Alta	Bassa	Medio	Breve-Medio	
	Aggregazione su MGP - MI	Media	Bassa		Breve	
Struttura dei mercati	MI con chiusura prossima al tempo reale	Bassa	Alta		Breve	
	Revisione ruolo e tempistiche di MSD e ruolo di MB	Alta	Alta		Breve-Medio	
	Revisione mercato della capacità	Alta	Alta		Breve-Medio	
	Partecipaz. domanda e FRNP a MC e MB	AT	Alta	Bassa	Basso	Breve-Medio
		MT		Media	Medio	Medio-Lungo
		BT		Alta	Alto	Lungo
Introduzione prezzi negativi	Bassa	Bassa	Basso	Medio		
Ruolo delle reti	Cooperazione TSO - DSO	Alta	Alta	Alto	Medio-Lungo	

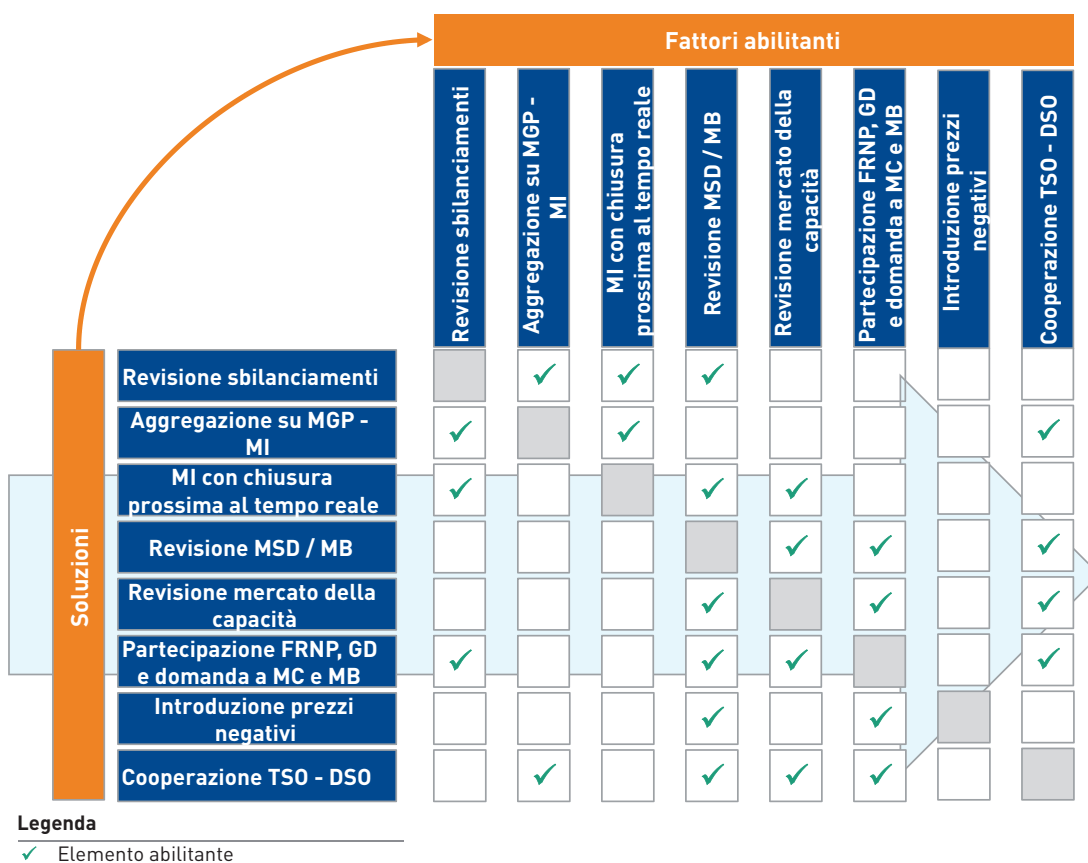


Le singole soluzioni che compongono la proposta sono tra loro fortemente interdipendenti sia in termini operativi che di tempistiche di implementazione. Ad esempio l'introduzione dei prezzi negativi è dipendente dal percorso di revisione di MB e di partecipazione delle FRNP, generazione distribuita e domanda al mercato della capacità e di bilanciamento.

Alcune soluzioni possono risultare efficaci a prescindere dall'implementazione delle altre, secondo il principio per cui non esiste perfetta simmetria tra esse, ma l'efficacia complessiva della proposta poggia sull'implementazione di tutte le soluzioni. Ad esempio, la revisione di MB è un fattore abilitante per tutte le soluzioni, tranne l'aggregazione, ma queste non lo sono per la revisione di MB, oppure l'introduzione dei prezzi negativi non è abilitante per le altre soluzioni ma non viceversa.

Risulta quindi strategicamente importante che la riforma del disegno di mercato sia condotta con una visione d'insieme delle soluzioni e dei fattori abilitanti.

FIGURA 81
Interazione tra le proposte





ALLEGATO A

DETTAGLI SUL QUADRO REGOLATORIO NAZIONALE

L'analisi del quadro regolatorio ha l'obiettivo di fornire una visione d'alto livello del contesto regolatorio italiano.

Le riforme avviate dal Governo e dall'Autorità negli ultimi 10 anni hanno introdotto nuovi elementi regolatori volti ad aumentare la versatilità e la funzionalità dei mercati dell'energia, affrontandone inefficienze e distorsioni man mano che queste si venivano a creare. In questo percorso di riforma, l'innovazione tecnologica è stata un fattore abilitante, consentendo soluzioni che fino a poco prima risultavano impercorribili, oppure troppo costose.

Il contesto regolatorio e di mercato nazionale si è sviluppato lungo una direttrice europea condivisa, in una visione di mercati europei sempre più integrati (i.e. *Market Coupling* e *Target Model*) e di politiche ambientali comuni (i.e. politiche comunitarie in materia di sviluppo delle fonti rinnovabili, efficienza energetica e riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra). L'attività del regolatore nazionale ha quindi seguito due logiche tra loro complementari:

- Da una parte ha affrontato con continuità le aree di sviluppo e le problematiche intrinseche del sistema elettrico italiano
- Dall'altra, ha operato attivamente nelle sedi internazionali per l'attuazione di sistemi di mercato efficienti, in linea con le politiche e gli obiettivi europei, mettendo a punto meccanismi per l'attuazione di un assetto condiviso.

Il contenuto e gli effetti dell'intervento regolatorio rivestono un ruolo cruciale in quanto guidano non solo le decisioni di investimento, influenzandone rischi e costi, ma portano anche ad una modifica dei meccanismi di funzionamento dei mercati stessi, dei segnali di prezzo e del ruolo dei diversi soggetti coinvolti nei settori energetici.

Il mercato elettrico italiano sta attraversando una fase di importanti cambiamenti che hanno reso necessaria la revisione del quadro regolatorio e del disegno di mercato. L'Autorità ha avviato un processo di riforma di breve-medio termine che avrà impatti sia sull'architettura del mercato, sia sulle sue dinamiche.

A tal proposito è fornita una sintesi del contesto regolatorio in termini di:

- Stato dell'arte – recenti modifiche regolatorie
- Misure in fase di discussione
- Orientamenti dell'Autorità previsti nello schema di linee strategiche per il periodo 2015-2018.

I provvedimenti di implementazione di politiche comunitarie (es. Delibera 265/2014 nell'ambito di armonizzazione del mercato italiano con i mercati UE) sono stati inclusi nell'analisi regolatoria nazionale.

Gli ambiti di applicazione secondo i quali sono stati raggruppati i diversi riferimenti normativi sono:

- Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati
- Struttura dei mercati
- Ruolo delle reti



A.1 Stato dell'arte – Recenti modifiche regolatorie

Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati

Revisione della configurazione macrozonale per il calcolo degli sbilanciamenti (Delibera 525/2014)

Con la Delibera 525/2014 l'Autorità ha approvato la ridefinizione della configurazione macrozonale per il calcolo degli oneri di sbilanciamento con effetto a partire dal 1 Gennaio 2015. In accordo con quanto previsto dal DL Competitività, il provvedimento prevede l'eliminazione delle zone Sicilia e Sardegna, che sono state accorpate alla macrozona Sud. La nuova configurazione prevede due sole macrozone:

- Macrozona Nord: coincide con la zona di mercato Nord
- Macrozona Sud: include le zone di mercato Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia, Sardegna e i quattro poli di produzione limitata.

Fino all'entrata in servizio dell'interconnettore Sorgente-Rizziconi, al fine di evitare problematiche relative all'incremento dei prezzi di bilanciamento nella macrozona Sud dovute ai problemi di interconnessione tra la Sicilia e il continente, tutte le unità programmabili superiori a 50 MW situate sull'isola sono state dichiarate Unità Essenziali. Tali unità beneficiano di un regime di remunerazione speciale, come definito nella Delibera 521/2014.

Modifica della disciplina degli sbilanciamenti (Delibera 522/2014)

La revisione della disciplina degli sbilanciamenti risponde all'esigenza, ribadita tramite la sentenza 2936/14 del Consiglio di Stato (CdS), di applicare un principio di allocazione dei costi di bilanciamento più efficiente. Tale esigenza si traduce nell'adozione di meccanismi che permettano l'attribuzione dei costi ai soggetti che contribuiscono a generarli, per pervenire ad una situazione a regime che sia il più possibile *cost-reflective*.

Con la Delibera 522/2014, l'AEEGSI ha ridefinito le modalità di calcolo degli oneri di sbilanciamento per le FRNP. A partire dal 1 Gennaio 2015, gli utenti del dispacciamento titolari di unità alimentate da FRNP, non in regime di Ritiro Dedicato o Tariffa Omnicomprensiva, hanno potuto scegliere tra due modalità di calcolo:

- Valutazione dei costi di sbilanciamento secondo gli stessi criteri utilizzati per le unità non abilitate (Delibera 111/06 Allegato A, Art. 40.3)
- Valutazione dei costi di sbilanciamento secondo la nuova modalità di calcolo definita da Terna e approvata dall'AEEGSI.

Tale metodologia prevede l'introduzione di soglie specifiche per ciascuna tecnologia e la perequazione, all'interno di ciascuna zona di mercato, dei costi relativi all'energia sbilanciata all'interno di tali soglie. Secondo questo criterio, gli oneri di sbilanciamento per le fonti rinnovabili non programmabili risultano pari alla somma di tre componenti:

- Sbilanciamenti all'interno delle soglie valorizzati al prezzo zonale MGP
- Sbilanciamenti all'interno delle soglie valorizzati al parametro di perequazione definito da Terna (€/MWh), calcolato come il costo totale di sbilanciamento all'interno di ciascuna zona di mercato diviso l'energia complessivamente sbilanciata da tutte le FRNP all'interno di tale zona
- Sbilanciamenti che ricadono al di fuori delle soglie valorizzati secondo lo stesso meccanismo applicato alle unità non abilitate (Delibera 111/06 Allegato A, Art. 40.3).

***Integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale e provvedimenti su installazione e utilizzo dei sistemi di accumulo (Delibera 574/2014 e Delibera 642/2014)***

L'Autorità con la Delibera 642/2014 fornisce le disposizioni sull'installazione e l'utilizzo dei sistemi ad integrazione della precedente Delibera 574/2014 che per prima ha regolamentato i servizi di rete che dovranno essere prestati da tali sistemi.

La Delibera 642/2014 fornisce una definizione di sistemi di accumulo, specificando che i sistemi per i quali trova applicazione la regolazione dell'Autorità sono trattati come "gruppi di produzione" in grado di alterare i profili di scambio (prelievo e immissione) con la rete elettrica. In tal senso, i sistemi di accumulo possono essere considerati come tecnologie adatte a partecipare ai mercati dell'energia. Non rientrano pertanto nella definizione fornita dalla Delibera 642/2014 i sistemi utilizzati in condizioni di emergenza, potenzialmente gestiti dal TSO, e che entrano in funzione solo in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione della rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà del soggetto che ne ha la disponibilità.

In data 8 aprile 2015, il GSE ha pubblicato le "Regole Tecniche per l'attuazione delle disposizioni sull'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale". I sistemi di accumulo dovranno essere integrati nel sistema elettrico e dovranno rispettare le disposizioni inerenti l'erogazione del servizio di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento dell'energia elettrica.

Quindi, a partire dal 1 Gennaio 2015, è possibile installare sistemi di accumulo su impianti incentivati e/o che beneficiano dei prezzi minimi garantiti. Su tali impianti dovranno essere installati i necessari apparecchi di misura al fine di consentire al GSE la definizione dell'energia incentivata.

Rimodulazione degli incentivi – Decreto "Spalma incentivi" (DL 91/2014)

Il decreto "Spalma Incentivi", previsto dal DL Competitività, è stato introdotto dal MSE al fine di garantire un abbassamento dei costi dell'elettricità per i clienti finali. Tale decreto prevede una serie di opzioni per il prolungamento del periodo di incentivazione degli impianti a fronte di una riduzione del premio annuo. Le disposizioni del provvedimento, che riguarda sia impianti fotovoltaici di potenza superiore a 200 kW, sia impianti FER diversi dal fotovoltaico, si applicano a partire dal 1 Gennaio 2015.

La rimodulazione dell'incentivo è obbligatoria per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 200 kW. Per gli operatori di tali impianti è possibile scegliere tra tre opzioni:

- Estensione da 20 a 24 anni del periodo di incentivazione con una conseguente riduzione del premio annuo secondo percentuali differenziate in base al periodo residuo di incentivazione. La percentuale di riduzione dell'incentivo varia tra il 25%, per un periodo residuo di 12 anni, e il 17%, per un periodo residuo pari o superiore a 19 anni.
- Iniziale taglio dell'incentivo annuo a fronte di un incremento proporzionato dopo il 2020. Anche in questo caso la percentuale di riduzione per il periodo pre-2020 varia in funzione del periodo residuo di incentivazione. Maggiore è il periodo residuo di incentivazione, da 11 a 19 o più anni, minore sarà la percentuale di riduzione, da 9% a 31%. Secondo le stime del MSE questa misura da sola potrebbe consentire un risparmio di circa 600 milioni di euro tra il 2015 e il 2019, se tutti gli impianti fotovoltaici soggetti allo "Spalma Incentivi" vi aderissero.



- Possibilità di non aderire a nessuna delle due modalità precedenti a fronte di una riduzione del premio annuo per il periodo di incentivazione residuo. In questo caso la riduzione varia in base alla taglia dell'impianto (6% per impianti tra 200 kW e 500 kW – 7% per impianti tra 500 kW e 900 kW – 8% per impianti superiori a 900 kW).

Per gli operatori titolari di impianti alimentati da FER, con esclusione degli impianti fotovoltaici, che beneficiano di Certificati Verdi, tariffe omnicomprensive o tariffe premio con termine successivo al 31 Dicembre 2014, la rimodulazione del periodo di incentivazione non è obbligatoria. In questo caso gli operatori possono scegliere tra:

- Continuare a beneficiare dell'incentivo senza applicare nessun meccanismo di rimodulazione. In tal caso, però, la normativa prevede l'impossibilità di accedere ad altri meccanismi di sostegno per un periodo di 10 anni dalla scadenza dell'incentivo.
- Aderire ad una forma di rimodulazione che prevede la riduzione del premio annuo e l'estensione del periodo di incentivazione per ulteriori 7 anni. In questo caso il decreto dispone che le Regioni o altre autorità locali provvedano ad estendere coerentemente anche le concessioni legate alla gestione dei siti. Le percentuali di riduzione dell'incentivo sono differenziate in base alla tipologia di impianto, al tipo di incentivo e al periodo di incentivazione residuo.

Misure volte alla promozione della partecipazione a mercato (DM Luglio 2012, V Conto Energia)

L'accesso agli incentivi previsti dal DM Luglio 2012 per le rinnovabili diverse dal fotovoltaico e dal V Conto Energia per gli impianti fotovoltaici è alternativo ai meccanismi dello scambio sul posto e del ritiro dedicato. A tal proposito, gli impianti possono accedere ai meccanismi incentivanti solo se offrono a mercato la propria generazione. Il Regolatore con i provvedimenti succitati ha voluto favorire la partecipazione a mercato di tali fonti anticipando le riforme in atto oggi in Germania e Spagna, paesi che hanno un'elevata penetrazione di generazione FRNP. Tuttavia, in un'ottica di maggiore responsabilizzazione di tali operatori, sia in fase di programmazione sia in fase di bilanciamento, rimangono ancora molti punti da affrontare.

Riduzione delle tariffe ("Taglia bollette" DL 91/2014)

Il pacchetto "Taglia bollette", previsto nel DL 91/2014, fa parte dei provvedimenti varati dal governo per favorire la competitività delle imprese italiane attraverso la riduzione degli oneri generali di sistema che gravano sulla bolletta elettrica. Il provvedimento, che permetterà una riduzione delle componenti tariffarie A3, A4 e UC3, è rivolto ad utenze connesse in bassa e media tensione con potenza impegnata superiore a 16,5 kW esclusi clienti residenziali e illuminazione pubblica.

Le misure adottate nel "taglia bollette" permetteranno, nel 2015, un minore esborso pari a 910 milioni di euro per le piccole e medie imprese, che fino ad oggi non avevano mai goduto di particolari agevolazioni, a cui si accompagna un risparmio di 313 milioni di euro a favore di tutti gli altri consumatori.

Questo risultato potrà essere raggiunto grazie a:

- L'introduzione del pagamento del 5% degli oneri generali di sistema anche sull'energia autoconsumata in SEU e reti private
- La rimodulazione degli incentivi al fotovoltaico accompagnata dalla revisione delle modalità di pagamento discusse sopra ("spalma incentivi")
- L'allocazione ai beneficiari degli incentivi dei costi sostenuti dal GSE per attività di gestione,



verifica e controllo inerenti tali meccanismi di incentivazione

- La cancellazione degli sconti sulla bolletta per i dipendenti delle imprese distributrici, che venivano precedentemente pagati dai consumatori elettrici
- La rimodulazione del sistema tariffario elettrico previsto per le Ferrovie dello Stato.

Ulteriori misure individuate dal governo permetteranno un risparmio aggiuntivo di 771 milioni di euro per le imprese e 694 milioni di euro per gli altri consumatori.

Struttura dei mercati

Provvedimenti per l'integrazione del disegno di mercato italiano con quello dei mercati esteri (Delibera 265/2014)

Nell'ambito del progetto *Pre and Post Coupling*, nato come supporto all'iniziativa *Price Coupling of Regions*, sono state individuate le condizioni necessarie per l'integrazione del disegno di mercato italiano con quello degli altri paesi europei. In questo contesto è emersa la necessità di armonizzare l'orario di chiusura del MGP con le tempistiche adottate nei mercati esteri e di riorganizzare coerentemente le successive sessioni di mercato.

Dopo un periodo di consultazione e in seguito alla proposta di revisione del Codice di Rete di Terna, l'Autorità ha recepito tali necessità tramite la Deliberazione 265/2014 introducendo le seguenti modifiche:

- Posticipazione della chiusura del MGP dalle ore 9:30 alle 12:00
- Introduzione di una nuova sessione di mercato infragiornaliera di MI e di una successiva sotto-fase di MSD
- Anticipazione di 30 minuti della pubblicazione degli esiti di MI2 in modo da consentire agli operatori che lo ritenessero opportuno di presentare le proprie offerte su MSD1 facendo riferimento a tali esiti.

A.2 Provvedimenti regolatori in fase di discussione o non ancora implementati

Struttura dei mercati

Nel corso del 2014 e agli inizi del 2015 sono stati prima approvati (Decreto MSE del 30 Giugno 2014) e successivamente rivisti (Delibera 95/2015) i provvedimenti inerenti all'istituzione di mercati della capacità in Italia. Tali provvedimenti rivestono un ruolo molto importante nel contesto regolatorio nazionale in quanto modificano il disegno del mercato stesso, che passa da un mercato con prodotti di sola energia, ad un mercato con prodotti energia e capacità.

L'implementazione di un mercato della capacità avrà un impatto sul funzionamento dei mercati dell'energia, sia su MGP sia su MSD, modificando l'attuale struttura di ricavi degli operatori e i segnali di prezzo sui mercati a pronti. La potenziale implementazione di un mercato della capacità flessibile andrebbe ad esacerbare gli effetti sulla redditività ottenuta dagli impianti nelle due tipologie di mercati.

La Delibera 320/2014 a integrazione del meccanismo transitorio di remunerazione della capacità per far fronte alle esigenze di flessibilità del sistema non è stata tuttavia implementata nei tempi previsti e non ha trovato seguito nella pubblicazione della Delibera 95/2015. I provvedimenti contenuti nella Delibera 95/2015 mirano ad anticipare l'implementazione del mercato della capacità *baseload* in Italia con l'istituzione della prima asta da parte di Terna già a partire dall'anno cor-



rente. Ad oggi rimangono tuttavia molti punti aperti, sia di natura regolatoria sia di natura tecnica, e nessuno dei provvedimenti sopra citati è stato attuato in termini di riassetto del mercato.

Altri provvedimenti in fase di discussione quali la riforma del MSD (es. modalità di partecipazione e tipologia di servizi offerti), così come l'eventuale partecipazione degli impianti FRNP a questo mercato, sono elementi che contribuiranno ulteriormente alla ristrutturazione dei mercati dell'energia in Italia.

In tema di ruolo della rete di trasmissione e distribuzione, con il DCO 354/2013, l'Autorità ha avviato un dibattito pubblico sulle possibilità e le implicazioni relative al cambiamento radicale delle modalità di gestione della rete di distribuzione in tempo reale con il coinvolgimento attivo del DSO, che ad oggi ricopre un ruolo passivo. Sempre in ambito di gestione delle reti, l'Autorità ha messo in consultazione le proposte per la definizione delle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura nell'ambito del Quinto periodo regolatorio.

La Figura 82 riassume gli ambiti di applicazione ed i riferimenti normativi dei principali provvedimenti ancora in fase di discussione.

FIGURA 82
Principali provvedimenti in fase di discussione e vuoti normativi

		Riferimento normativo	Descrizione
Struttura dei mercati	MSD	DCO 557/2013 DCO 354/2013	<ul style="list-style-type: none"> Indicazione circa le condizioni per selezione e remunerazione della flessibilità, della disponibilità di capacità di riserva e partecipazione delle FRNP a MSD Riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento a generazione distribuita e FRNP
	Mercato flessibilità / capacità	<ul style="list-style-type: none"> Delibera 320/2014 Decreto MSE 30/06/2014 Delibera 95/2015 	<ul style="list-style-type: none"> Integrazione della disciplina del meccanismo transitorio di remunerazione della capacità per far fronte alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico Approvazione e proposte di integrazione alla disciplina del Mercato della Capacità
	Prezzi negativi	DCO 356/2014	Proposta l'adozione di prezzi negativi anche in Italia nell'ottica di mercati integrati
Ruolo delle reti	Tariffe	DCO 293/15 DCO 335/15 DCO 415/15	<ul style="list-style-type: none"> Proposte per la definizione delle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura nel quinto periodo regolatorio Revisione componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici Revisione della qualità del servizio di trasmissione, distribuzione e misura
	Efficienza energetica e sviluppo di nuove tecnologie	D.lgs n. 102/2014 e DCO 232/2014	Ricognizione della diverse modalità di messa a disposizione dei dati di consumo di energia e di prelievo di potenza per lo sviluppo di soluzioni efficienti in un contesto di liberalizzazione del mercato retail e di piena disponibilità di misuratori elettronici (in vista del recepimento della Direttiva sull'efficienza energetica)

Per quanto riguarda la riforma dei mercati dell'energia i temi ancora in fase di discussione riguardano:

- Il proseguo della riforma riguardante il MSD (DCO 557/2013, 354/2013)



- Le proposte relative alla definizione delle regole per il Mercato della Capacità (Decreto MSE 30/06/2014, Delibere 320/2014 e 95/2015)
- La possibile introduzione di prezzi negativi nel mercato elettrico italiano (DCO 356/2014).

Revisione della disciplina del dispacciamento (DCO 557/2013, DCO 354/2013)

La revisione della disciplina del dispacciamento nasce dall'esigenza di garantire una maggiore efficienza delle infrastrutture energetiche nazionali nel nuovo contesto caratterizzato da una forte penetrazione di FRNP. Tale obiettivo dovrà essere perseguito garantendo il contenimento degli oneri indiretti dovuti alla crescita di tali fonti.

A tal fine l'Autorità ha avviato un processo di consultazione volto alla valutazione di:

- Possibili modifiche alle modalità di selezione e remunerazione dei servizi di dispacciamento offerti dalle unità abilitate
- Misure per consentire una partecipazione più attiva delle FRNP e della GD alla fornitura di servizi di dispacciamento.

Per quanto riguarda il primo punto di discussione (cioè riforma dei servizi di dispacciamento offerti dalle unità abilitate), la consultazione è stata supportata da un'analisi del TSO mirata alla valutazione delle caratteristiche dei servizi di flessibilità necessari a gestire in sicurezza il sistema e alle previsioni del fabbisogno di ciascuno di questi servizi su orizzonti temporali di breve e di lungo termine.

Coerentemente con i risultati di tale studio, l'Autorità ha individuato una serie di proposte preliminari di revisione del MSD che ha sottoposto a consultazione tramite il DCO 508/2012.

A valle dei commenti degli operatori, l'Autorità, tramite il DCO 557/2013, ha espresso una serie di orientamenti finali che riguardano quattro aree principali:

- Revisione della struttura attuale delle offerte di avviamento con possibilità per gli impianti CCGT di formulare, in fase di programmazione, oltre alle offerte di accensione da freddo (con TAVA > 120 minuti), anche offerte di accensione da caldo (con TAVA < 120 minuti) e offerte di *warming*, entrambe remunerate a gettone. Nel primo caso verranno riconosciuti i costi a copertura delle procedure di avviamento rapido, mentre nel secondo caso verranno riconosciuti i costi legati all'extra-consumo di combustibile necessario per mantenere adeguati livelli di temperatura e pressione nell'arco temporale in cui l'unità si impegna a mantenere la disponibilità di pronto avviamento.
- Revisione della fase di gestione del dispacciamento in tempo reale (MB) tramite una segmentazione per i servizi di riserva terziaria che dovranno essere distinti in riserva pronta e riserva di sostituzione in virtù dei diversi requisiti dinamici che le caratterizzano (attivazione entro 15 minuti e GRAD 50 MW/min nel primo caso, attivazione entro 120 minuti e GRAD 0,67 MW/min nel secondo caso). Terna propone, inoltre, l'introduzione di un nuovo tipo di offerta associato alla fornitura in tempo reale del bilanciamento in incremento o decremento con gradiente di presa / rilascio del carico superiore ad una soglia minima da definire in base a tecnologia e taglia dell'impianto. Questo servizio, denominato servizio di riserva rapida, avrà caratteristiche intermedie tra quelle del servizio di riserva pronta e di riserva di sostituzione.
- Estensione dell'abilitazione a MSD delle unità alimentate da FRNP. Le proposte valutate positivamente nel DCO riguardano in particolare: la possibilità di estendere, su base volontaria, a tutte le unità FRNP comprese tra 1 MW e 10 MW che rispettano i requisiti identificati nel Codice



di Rete, la fornitura di servizi per il dispacciamento. È stata inoltre prevista la possibilità per gli operatori di aggregare più UP, tra loro equivalenti rispetto ai vincoli di rete, per la fornitura di servizi di dispacciamento.

- Necessità di garantire un maggiore coordinamento tra MSD e MI in modo da poter gestire una chiusura del MI più vicina al tempo reale senza compromettere la sicurezza del sistema. A tal fine la proposta dell'Autorità prevede l'introduzione di offerte di riserva degli operatori che potranno essere accettate dal TSO nella fase di programmazione per la costituzione dei margini di riserva. Tali offerte, che saranno vincolanti per gli operatori i quali non potranno più modificare su MI quanto riservato su MSD ex-ante, avranno la natura di opzioni e garantiranno la remunerazione dell'unità indipendentemente dall'attivazione dell'energia. Le offerte di capacità saranno inoltre vincolate a *strike-prices* differenziati per offerte di vendita / acquisto.

Per quanto riguarda la possibilità per le FRNP e la GD di partecipare attivamente alla fornitura di servizi di dispacciamento, le iniziative dell'Autorità seguono due orientamenti:

- Aggiornamento della regolazione complessiva del dispacciamento al fine di consentire la partecipazione anche di tali fonti alla fornitura di servizi di rete
- Possibilità di introdurre una regolazione del servizio di dispacciamento anche per la rete di distribuzione.

Tramite il DCO 354/2013, l'Autorità ha avviato un dibattito pubblico sulle possibilità e le implicazioni relative al cambiamento radicale delle modalità di gestione della rete di distribuzione. Tale dibattito ha preso spunto dalle proposte individuate dal Politecnico di Milano in uno studio commissionato dall'Autorità che include sia una panoramica dei servizi di dispacciamento che potrebbero essere offerti da FRNP, GD e domanda, sia un'analisi dei modelli che potrebbero essere adottati per il dispacciamento, incluse le modalità di interazione tra TSO e DSO.

A seguito delle risposte degli operatori l'Autorità avvierà un procedimento volto ad un'analisi più approfondita dei costi-benefici del modello individuato e delle azioni necessarie per implementarlo.

Mercato della capacità (Delibera 320/2014, Decreto MSE 30/06/2014, Delibera 95/2015)

Un tema importante ancora in fase di discussione riguarda l'introduzione di un opportuno meccanismo di remunerazione della capacità. In questo ambito la regolazione sta seguendo due strategie complementari:

- Riformulazione dell'attuale meccanismo transitorio di remunerazione della capacità
- Definizione di opportune regole per il mercato della capacità.

Per quanto riguarda il mercato della capacità, l'Autorità ha recentemente proposto di anticipare il più possibile i benefici ad esso associati in termini di sicurezza del sistema e azione pro-competitiva, tramite l'introduzione di una Fase di prima attuazione caratterizzata da un periodo di consegna tra il 2017 e il 2020, a cui seguirà la Fase di piena attuazione.

Meccanismo transitorio di remunerazione della capacità

Il meccanismo transitorio di remunerazione della capacità nella sua formulazione originale (Deliberazione 48/04) non attuava nessuna distinzione tra capacità *baseload* e capacità flessibile. Questa distinzione è stata introdotta con la Deliberazione 6/2014 che ha avviato un procedimento finalizzato all'istituzione di un segmento del mercato della capacità dedicato alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire servizi di flessibilità.



Il 22 Maggio 2014, l'Autorità ha pubblicato il DCO 234/2014 nel quale definiva le principali caratteristiche del nuovo meccanismo transitorio. La maggior parte delle disposizioni introdotte nel DCO 234/2014 sono state poi confermate ed integrate tramite la Deliberazione 320/2014, la quale stabilisce che il nuovo meccanismo sarà:

- Gestito dal TSO
- Applicabile nel periodo 2015-2017
- Finalizzato principalmente alla remunerazione di capacità flessibile.

L'Autorità ha lasciato a Terna la responsabilità di identificare i valori dei parametri tecnici di funzionamento che devono essere soddisfatti dalla capacità produttiva, per poter offrire servizi di flessibilità, e il fabbisogno di capacità flessibile al 2017, eventualmente differenziato per le diverse aree della rete rilevante. Viene lasciato sempre al TSO il compito di approvvigionarsi di capacità produttiva stipulando contratti a termine con natura di opzioni con controparti selezionate tramite procedure concorsuali.

La Deliberazione riconosce, tra le responsabilità del TSO, anche quella di formulare una proposta relativa alle modalità tecniche, economiche e procedurali per la conclusione dei contratti standard, che dovranno comunque rispettare le seguenti caratteristiche:

- Diritto per gli operatori di ricevere un premio annuale definito in esito alle procedure concorsuali, le quali avranno la forma di aste al ribasso
- Obbligo per gli operatori di rendere disponibile capacità flessibile a Terna
- Periodo di consegna di tre anni (2015-2017) per consentire agli operatori di recuperare i costi relativi ad eventuali interventi per il miglioramento della flessibilità degli impianti
- Luogo di consegna definito come il nodo specifico dove è localizzata l'unità di produzione
- Obbligo per gli operatori di presentare offerte su MSD che rispettino *strike-price* differenziati in base al tipo di servizio: lo *strike-price* di riferimento per offerte di vendita su MSD è pari al costo variabile di un impianto a gas a ciclo aperto (cioè Turbo Gas – TG); lo *strike-price* per offerte di acquisto su MSD è pari al minor valore fra il costo variabile del TG e il 90% del prezzo MGP nella zona che include il luogo di consegna; alle offerte di accensione, cambio assetto ed eventualmente *warming* sarà applicato uno *strike-price* pari a zero.

La Deliberazione 320/2014 specifica, inoltre, che prima di implementare il meccanismo transitorio di remunerazione della capacità flessibile, che agirà come ponte con il Mercato della Capacità a regime, sarà necessaria una riforma sostanziale del MSD.

Mercato della capacità – Delibera 95/2015

A seguito delle recenti proposte dell'Autorità, il mercato della capacità potrebbe essere distinto in due fasi:

- Fase di prima attuazione, riferita al periodo 2017-2020
- Fase di piena attuazione o fase a regime

Le regole riguardanti il mercato della capacità, con riferimento alla Fase di piena attuazione, sono state definite dal TSO nella sua proposta di disciplina del mercato della capacità. Tale proposta è stata integrata e verificata positivamente dall'Autorità tramite la Deliberazione 375/2013 e successivamente approvata dal MSE tramite il Decreto ministeriale del 30 Giugno 2014.

Le regole individuate dal TSO dovranno essere integrate in modo da recepire anche le disposizioni



delineate nel DCO 234/2014 riguardanti l'introduzione di un segmento dedicato alla negoziazione di capacità flessibile. Il nuovo mercato della capacità avrà le seguenti caratteristiche:

- La capacità verrà negoziata tramite procedure concorsuali che avranno la forma di aste al ribasso. Sono previste tre tipologie di aste (asta madre, asta complementare e asta di aggiustamento) che si differenziano per orizzonte di pianificazione e periodo di consegna
- L'orizzonte di pianificazione dell'asta madre e di quelle complementari sarà di quattro anni in modo da massimizzare la concorrenza potenziale di capacità di nuova installazione rispetto a quella esistente
- Sarà possibile negoziare due tipi di prodotti: capacità *baseload* e capacità flessibile con caratteristiche dinamiche adeguate a rispondere alle esigenze di flessibilità
- Gli operatori vincitori delle aste avranno il diritto di ricevere il premio annuale definito in esito alle procedure concorsuali
- Gli operatori avranno l'obbligo di offrire tutta la capacità oggetto del contratto su MGP e MSD
- Sono previsti *strike-price* per le offerte degli operatori su MSD. Il meccanismo prevede prezzi differenziati per le offerte di acquisto e di vendita per capacità non flessibile, mentre solo per la capacità flessibile saranno introdotti prezzi differenziati per ogni tipo di servizio
- Il mercato prevede la partecipazione attiva della domanda e della produzione (inclusa la produzione da fonti rinnovabili e gli stoccaggi), così come la partecipazione attiva del consumo, della produzione e degli impianti localizzati all'estero.

L'Autorità, ritenendo che il mercato della capacità possa svolgere "un'importante funzione pro-competitiva e di incentivo alla performance", ha ritenuto opportuno anticiparne l'avvio proponendo al MSE l'introduzione della fase di prima attuazione.

Al fine di rendere possibile l'avvio della fase di prima attuazione in tempi molto brevi (la prima asta è stata inizialmente prevista per settembre 2015), il TSO ha proposto l'introduzione di una serie di semplificazioni rispetto alla disciplina prevista per il mercato della capacità a regime. L'Autorità ha espresso parere positivo rispetto alle proposte individuate dal TSO e, tramite la Delibera 95/2015, ha sottoposto al MSE una proposta per l'introduzione della fase di prima attuazione del mercato della capacità che sarà caratterizzata, oltre che dalle semplificazioni introdotte da Terna, da:

- Periodi di consegna annuali, con primo periodo di consegna a decorrere dal 1 Gennaio 2017 e ultimo periodo di consegna che non potrà terminare oltre il 31 Dicembre 2020
- Orizzonte di pianificazione di almeno un anno e di durata crescente per i periodi di consegna successivi al primo
- Valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente fissato in maniera conservativa pari al costo del nuovo entrante calcolato da Terna
- Valore minimo del premio riconoscibile alla capacità esistente commisurato ai costi fissi evitabili di un impianto a ciclo combinato
- Partecipazione posticipata della domanda e della capacità estera. Inizialmente il contributo potenziale di entrambe queste fonti sarà valutato su base statistica e sarà considerato nella curva della domanda sotto forma di offerte a prezzo nullo.

Introduzione dei prezzi negativi (DCO 356/2014)

Nel DCO 356/2014 l'Autorità ha posto l'attenzione sulle discrepanze esistenti tra i limiti di prezzo adottati nel mercato elettrico italiano e quelli utilizzati negli altri paesi europei. Tali limiti sono in

contrasto con le scelte effettuate nell'ambito del progetto *di market coupling* che prevedono un unico *cap* a 3000 /MWh, in linea con quello italiano, e un unico *floor* a -500 €/MWh.

A questo proposito l'Autorità si è espressa definendo essenziale un allineamento del *floor* adottato in Italia con le scelte implementate nel *Price Couplings of Regions* "in modo da attuare una piena armonizzazione del nostro mercato con quelli confinanti, consentendo tra l'altro di esportare energia anche in presenza di prezzi negativi nei mercati limitrofi".

Ruolo delle reti

Con i DCO 293/2015, 335/2015 e 415/2015 si è aperto il processo di revisione delle tariffe e qualità del servizio dell'energia elettrica.

Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica (DCO 293/2015)

Il DCO 293/2015 fa seguito a una prima consultazione (DCO 34/2015), aperta a Febbraio 2015, e analizza le risposte degli operatori rispetto a specifiche tematiche.

Con il DCO 34/2015 l'Autorità proponeva due principali cambiamenti alla bolletta elettrica per i clienti domestici:

- Superamento della progressività per cui chi ha consumi minori paga una tariffa in proporzione minore, favorendo così i soggetti con consumi elettrici più alti
- Potenziale spostamento parziale di costi di rete e oneri di sistema dalla componente variabile della bolletta, proporzionale ai kWh prelevati, a quella fissa, variabile in base alla potenza impegnata.

Con il DCO 393/2015 l'Autorità ha:

- condotto una serie di valutazioni quantitative inerenti gli impatti della riforma sulle diverse categorie di clienti
- analizzato l'economicità di alcune soluzioni tecnologiche per l'efficienza energetica e la promozione delle fonti rinnovabili
- presentato alla consultazione opzioni relativamente a possibili percorsi per un'implementazione della riforma secondo criteri di gradualità.

La riforma iniziata dovrebbe contribuire all'attuazione di quanto previsto dal Decreto 102/2014 di recepimento della Direttiva Europea 2012/27 sull'efficienza energetica. In particolare il decreto dispone che l'Autorità ridefinisca le tariffe "con l'obiettivo di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi e adeguare le predette componenti ai costi del relativo servizio, secondo criteri di gradualità".

Criteri per la fissazione del costo riconosciuto, per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nel quinto periodo regolatorio (DCO 335/2015)

Il DCO 335/2015 fa seguito a una prima consultazione (DCO 5/2015), aperta a Gennaio 2015 di inquadramento generale dei criteri alla base delle principali linee di intervento che l'Autorità intende sviluppare nel corso del procedimento.

Il DCO 5/2015 introduceva le proposte dell'Autorità per la definizione delle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura del quinto periodo regolatorio. Il documento era strutturato in tre principali



linee di intervento, di cui un capitolo dedicato all'incentivazione dello sviluppo delle reti di trasmissione. In questo scenario l'Autorità ha cercato di introdurre meccanismi che considerino gli impatti effettivi sul mercato dell'energia elettrica, sull'integrazione delle fonti rinnovabili e sulla sicurezza del sistema, favorendo una maggiore selettività nella remunerazione degli investimenti. La revisione della tariffa per il servizio di distribuzione ha invece lo scopo di stimolare la "smartizzazione" delle reti e favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili. Con riferimento al servizio di misura, l'AEEGSI propone che gli investimenti legati al rinnovo del parco di misuratori installati siano eseguiti secondo logiche di selettività, e fondati su accurate analisi costi-benefici, con l'obiettivo di garantire la funzionalità di nuovi servizi ai clienti e agli operatori del mercato libero, favorendo benefici di carattere sistemico.

Il DCO 335/2015 illustra invece gli orientamenti iniziali dell'Autorità in relazione ai criteri per la determinazione del costo riconosciuto, per la fissazione dei livelli tariffari iniziali per il quinto periodo di regolazione elettrico e dei successivi aggiornamenti. Il documento propone per la consultazione ipotesi di dettaglio relativamente:

- all'ambito di applicazione,
- alla durata del periodo regolatorio,
- ai meccanismi di aggiornamento infra-periodo; nonché
- alla determinazione e aggiornamento dei costi riconosciuti per la determinazione dei livelli tariffari per ciascuno dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Il periodo di consultazione si è concluso il 3 Settembre 2015. È prevista però l'emanazione di successivi documenti per la consultazione su tematiche specifiche del procedimento.

Regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nel quinto periodo di regolazione (DCO 415/2015)

Il DCO 415/2015 contiene gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di:

- Qualità del servizio di distribuzione e misura
 - Valutazione degli effetti della regolazione premi/penalità su durata e numero delle interruzioni, con la possibilità di definire incentivi speciali per gli ambiti con maggiore numero di interruzioni
 - Definizione di possibili nuovi incentivi per ridurre le interruzioni dovute a forza maggiore e quelle con preavviso
 - Definizione dei punti di ricarica per auto elettriche
 - Introduzione di elementi di regolazione innovativi per quanto riguarda la qualità della tensione con particolare riferimento ai buchi di tensione e alle interruzioni transitorie nella rete in MT e le variazioni della tensione di alimentazione nella bassa tensione
 - Aggiornamento della regolazione della qualità commerciale alla luce dei risultati finora conseguiti
- Qualità del servizio di trasmissione
 - Valutazione degli effetti degli incentivi per la riduzione dell'energia non servita, mediante meccanismi di premi e penalità
 - Provvedimenti in materia di regolazione individuale degli utenti in AT

Il termine per l'invio delle osservazioni è fissato al 3 Ottobre 2015.

Efficienza energetica e sviluppo di nuove tecnologie

La discussione riguardante la messa a disposizione dei dati di consumo di energia elettrica agli utenti finali è inquadrata nel processo di recepimento della direttiva europea sull'efficienza energetica (Direttiva 2012/27/UE). Secondo tale direttiva i consumatori dovrebbero avere la possibilità di accedere ai propri dati di consumo storici, sia cumulativi sia di dettaglio. Ciò permetterebbe a ciascun utente di scegliere l'offerta più conveniente in base ai propri consumi o, viceversa, di modificare i propri comportamenti di consumo al fine di ridurre i costi.

Le consultazioni avviate fino ad ora (DCO 69/2014,) hanno messo in evidenza i seguenti aspetti:

- la possibilità di monitorare e ottimizzare i propri consumi grazie all'accesso ad informazioni sui consumi storici è risultata una priorità sia per l'offerta, sia per la domanda
- la maggior parte dei venditori e delle loro associazioni rappresentative ritiene importante che la comunicazione avvenga tramite strumenti diversi dalla bolletta
- le associazioni dei clienti domestici e non domestici ritengono opportuno adottare una granularità dei dati storici giornaliera o oraria.

Tuttavia, rimangono da definire le modalità di attuazione.

Nel DCO 232/2014 l'Autorità focalizza l'attenzione sulla ricognizione delle possibili soluzioni tecnologiche, rimandando gli aspetti legati alla gestione del servizio di messa a disposizione dei dati a discussioni successive.

A.3 Orientamenti strategici dell'Autorità

Per quanto riguarda l'evoluzione a medio termine, gli orientamenti dell'Autorità sono delineati nel DCO 528/2014, approvato tramite la Deliberazione 3/2015, che definisce lo schema di linee strategiche per il periodo 2015-2018, brevemente riassunte in Figura 83.

Il documento illustra le linee di intervento che l'Autorità ritiene strategiche e prioritarie per il prossimo quadriennio, alla luce dell'evoluzione del contesto settoriale di riferimento nazionale ed europeo. Le aree di intervento rimarcano molti provvedimenti approvati ma non ancora implementati, quali ad esempio quelli riguardanti i mercati della capacità e della flessibilità sopra illustrati, e documenti in consultazione per i quali non vi sono ancora provvedimenti finali in essere, quali ad esempio i DCO in merito all'integrazione a mercato delle FRNP e loro potenziale partecipazione a MSD.

Le linee strategiche affrontano anche il tema di remunerazione degli investimenti infrastrutturali proponendo una logica *out-put based* orientata ai risultati e simile a quanto già implementato in Regno Unito. Lo sviluppo e la gestione di nuove tecnologie, affrontato già con le Delibere 642/2014 e 574/2014, viene riproposto in materia di realizzazione di sistemi di accumulo sulle reti di trasmissione, consentendo la gestione a soggetti diversi dal TSO per finalità di esercizio a mercato.

Un'importante novità nell'evoluzione regolatoria degli ultimi 5 anni riguarda la gestione dei soggetti di piccole dimensioni. Questi soggetti, prevalentemente consumatori, sono trattati come un elemento connesso al sistema, ma con un comportamento determinato da fattori esogeni e, in una certa misura, non modificabile in risposta a segnali di prezzo. Tuttavia, in un contesto come quello delle *smart grid*, lo sviluppo della figura del consumatore-produttore non più "passivo" pone l'accento sulla necessità di fornire segnali di prezzo corretti, a tutti i livelli della filiera.



Il miglioramento dei segnali economici non è tuttavia sufficiente, da solo, a garantire che il sistema si muova in modo rapido ed efficiente verso un nuovo assetto. È necessaria infatti una contestuale revisione dei diritti e dei doveri posti in capo a ciascun soggetto.

FIGURA 83

Orientamenti strategici dell’Autorità in merito alle macro-aree di analisi

Regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati	Revisione del MSD e bilanciamento	<ul style="list-style-type: none"> • Modifica dei prezzi di sbilanciamento con una regolazione su base nodale per le unità abilitate • Possibilità di offrire i servizi di dispacciamento attraverso la figura dell’aggregatore
Struttura del mercato	Timing mercati vicino tempo reale	Responsabilizzazione dei produttori di energia elettrica nella programmazione dei propri impianti con possibilità di aggiustamento delle posizioni commerciali in prossimità del tempo reale
	Revisione del MSD e bilanciamento	Rimozione di ogni forma di discriminazione fra fornitori di servizi (e.g. produttori, consumatori, accumuli), attraverso la definizione, selezione e remunerazione dei servizi di dispacciamento
	Revisione Mercato della Capacità	<ul style="list-style-type: none"> • Progressiva apertura del mercato della capacità ai carichi ed alla generazione distribuita • Introduzione di uno o più segmenti per la negoziazione di capacità flessibile aperti anche alle fonti rinnovabili e ai sistemi di accumulo • Flessibilizzazione della componente di costo di prenotazione della capacità
	Partecipazione FRNP al mercato	<ul style="list-style-type: none"> • Responsabilizzazione degli operatori grazie anche a chiusure dei mercati più vicine al tempo reale • Rimozione degli ostacoli e valorizzazione del contributo delle fonti rinnovabili alla fornitura di servizi ancillari anche tramite la ridefinizione della tipologia di servizi e dei meccanismi di remunerazione degli stessi • Partecipazione della Generazione Distribuita al Mercato della Capacità
	Partecipazione attiva della domanda	<ul style="list-style-type: none"> • Sviluppo della figura del consumatore-piccolo produttore di energia elettrica (<i>prosumer</i>) • Sviluppo dell’offerta di servizi per il risparmio, l’efficienza energetica e la gestione attiva dei consumi (<i>demand response</i>)
Ruolo delle reti	Remunerazione investimenti <i>out-put based</i>	Attuazione di una regolazione degli investimenti infrastrutturali sviluppata secondo criteri di selettività e in una logica <i>output-based</i>
	Sviluppo nuove tecnologie	Monitoraggio dello sviluppo dei sistemi di accumulo sulle reti di trasmissione anche al fine di valutare la possibilità di prevedere regimi di gestione da parte di soggetti terzi rispetto a Terna



ALLEGATO B – BENCHMARK

B.1 Obiettivo del benchmark

L'analisi di benchmark è stata sviluppata con l'obiettivo di individuare potenziali “*best-practice*” volte ad affrontare le criticità identificate nel sistema italiano. I principali paesi individuati per l'analisi approfondita sono:

- Germania
- Regno Unito
- Irlanda; e
- PJM¹

mentre focus su temi specifici sono stati sviluppati per Spagna e Francia.

L'analisi del contesto italiano ha permesso di individuarne le principali caratteristiche e di metterle a confronto con le caratteristiche di sistemi decentralizzati (cioè Germania e Regno Unito) e sistemi centralizzati (cioè Irlanda e PJM):

- Sistemi decentralizzati – Focus su mercati ed operatori sia in fase di programmazione sia in fase di bilanciamento. I segnali di prezzo forniti dai diversi mercati sono alla base delle decisioni di gestione della capacità esistente e delle scelte di investimento in nuova capacità. Ruolo marginale del TSO che svolge unicamente una funzione di bilanciamento fisico e gestione in sicurezza della rete.
- Sistemi centralizzati – Ruolo centrale del TSO come controparte principale, sia nei mercati spot, sia nel bilanciamento della rete in prossimità e durante il tempo reale. La partecipazione ai mercati è obbligatoria. Il TSO dispone di tutti i dati tecnici del parco generativo e della domanda attiva ed è inoltre responsabile del coordinamento tra sviluppo della capacità di trasmissione e sviluppo del parco generativo influenzandone la localizzazione.

È stata strutturata una matrice di analisi qualitativa che, partendo dall'identificazione delle principali caratteristiche del mercato italiano, le raffronta con i mercati oggetto del benchmark definendo un potenziale grado di comparabilità dei diversi mercati. Specificatamente per le criticità individuate nel mercato italiano sono stati successivamente sviluppati focus specifici su soluzioni alternative implementate in paesi target (cioè Spagna e Francia).

Il benchmark è stato strutturato su due filoni di analisi:

- Analisi degli elementi fisici (es. domanda elettrica, mix generativo, liquidità dei mercati, struttura fisica della rete)
- Analisi degli elementi di mercato (es. mercati e regole di dispacciamento, ruolo delle reti, meccanismi di incentivazione ed esenzione).

¹ PJM è un mercato statunitense strutturato in un insieme di mercati regionali con prezzi nodali e riveste le aree di Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia e il Distretto di Columbia.



B.2 Principali conclusioni del benchmark

Mercati e regole di dispacciamento

Dal benchmark emergono due modelli di mercato, uno centralizzato in cui i mercati a termine combinati con il tempo reale hanno un ruolo rilevante, e uno decentralizzato in cui sono i mercati intermedi a ricoprire un ruolo strutturale. Tutti i paesi hanno implementato mercati della capacità di medio termine e si stanno muovendo verso mercati della capacità di lungo termine anche se con un livello di differenziazione dei prodotti limitata (es. assenza di prodotti flessibilità).

Una maggiore distribuzione temporale delle negoziazioni tra i diversi mercati ha ridotto la centralità del MGP in tutti i paesi oggetto del benchmark, contrariamente al mercato italiano dove il MGP riveste un ruolo centrale in termini di volumi contrattualizzati. In termini di attivazione dei servizi approvigionati invece si evidenziano differenze strutturali tra il modello implementato in Germania, dove sono i soggetti aggregatori ad implementare gli ordini di dispacciamento su impianti di loro scelta, e gli altri paesi oggetto del benchmark dove il TSO riveste un ruolo centrale nell'attivazione di tali servizi punto a punto.

La gestione degli sbilanciamenti avviene punto a punto nei modelli centralizzati ed in forma aggregata in quelli decentralizzati. PJM è l'unico mercato in cui la domanda ricopre un ruolo strutturale nella fornitura di servizi di flessibilità (anche a causa di una carenza di offerta di flessibilità).

In tutti i paesi oggetto del benchmark è permessa la formazione di prezzi negativi sul MGP, MI ed MB. I prezzi negativi, tuttavia, si verificano raramente nei mercati analizzati.

Gestione reti

Attualmente si riscontra una scarsa innovazione regolatoria sul ruolo del DSO; gli unici mercati in cui il tema è particolarmente rilevante sono la Germania e l'Italia. Le linee guida CEER suggeriscono:

- Un ruolo attivo del DSO nel mantenimento in equilibrio della rete e la necessità di definire le modalità di coordinamento col TSO
- Che le attività non di monopolio naturale siano aperte alla concorrenza, fatta salva un'attenta valutazione delle possibili sinergie ed efficienze del DSO

Alcuni paesi hanno incentivato l'ottimizzazione delle performance dei TSO e DSO attraverso modelli di remunerazione "output-based" mentre la differenziazione geografica e temporale delle tariffe, in particolare sulle reti di trasmissione, è stata introdotta in quasi tutti i mercati.

Incentivi ed esenzioni

La priorità di dispacciamento a parità di prezzo per le fonti rinnovabili è garantita unicamente in Italia e Germania. Nel Regno Unito non è infatti prevista la priorità di dispacciamento; tuttavia, i fornitori sono sottoposti ad un sistema di quote d'obbligo di generazione rinnovabile per cui *de facto* questi impianti vengono dispacciati prioritariamente. Nei mercati centralizzati quali PJM e Irlanda, la priorità di dispacciamento non è prevista.

In nessun paese, ad eccezione della Germania, sono previste regole di dispacciamento differenziate per le unità che partecipano ai mercati dell'energia. In Germania le FRNP dispacciate in ritiro dedicato non sono sottoposte a sbilanciamenti penalizzanti. Regno Unito e Germania prevedono forme di esenzione per gli «energivori».

La Germania promuove la partecipazione diretta delle FRNP ai mercati dell'energia e ha previsto in passato una serie di agevolazioni e incentivi per gli adeguamenti tecnici degli impianti.

B.3 Caratteristiche fisiche

L'obiettivo dell'analisi è determinare il grado di confrontabilità della struttura fisica nei paesi oggetti del benchmark in termini di consumi di energia elettrica e mix generativo, conseguente liquidità movimentata sui mercati dell'energia e struttura della rete di trasmissione e distribuzione. Le principali conclusioni dell'analisi fisica sono riassunte nella Tabella 14.

TABELLA 14

Principali elementi fisici dei mercati oggetto del benchmark

Domanda	<ul style="list-style-type: none"> L'Italia è il Paese con la domanda di bilanciamento più elevata PJM è l'unico mercato con un'elevata penetrazione di <i>smart meter</i> di seconda generazione a livello residenziale. 			
Offerta	<ul style="list-style-type: none"> Il mercato italiano è l'unico caratterizzato da una significativa sovraccapacità Il parco di produzione dell'Italia è quello che garantisce maggiore flessibilità al sistema Il livello di penetrazione delle FRNP è comparabile a quello dell'Irlanda e della Germania Gli impianti FRNP sono tipicamente localizzati in aree poco interconnesse e distanti dai centri di consumo come in Germania e UK. 			
Mercato (Liquidità)	<ul style="list-style-type: none"> Le transazioni sul mercato MGP sono maggiori in Italia rispetto a Paesi come UK in cui la principale forma di negoziazione è di tipo OTC La liquidità dei mercati a termine in UK e Germania è significativamente più elevata che in Italia. 			
Reti	<ul style="list-style-type: none"> Tutti i mercati presentano una rete AT/AAT maggiormente «magliata» rispetto a quella italiana e con livelli di congestione inferiori (Germania) Il mercato tedesco è quello maggiormente interconnesso con i mercati limitrofi 			

Legenda: omogeneità con il mercato Italiano

Alta Media Bassa

Dimensione e struttura della domanda elettrica

Il Regno Unito ha una domanda elettrica confrontabile a quella Italiana. Il mercato tedesco e PJM risultano invece sovradimensionati rispetto all'Italia. La suddivisione dei consumi elettrici per settore segue logiche simili solo in Germania mentre la penetrazione di *smart meter* di seconda generazione che favoriscono una partecipazione attiva della domanda anche residenziale, si



riscontra solo in PJM. Il peso sui consumi di energia elettrica ricoperto dai prelievi delle auto elettriche risulta ancora molto limitato in tutti i paesi analizzati.

La domanda di bilanciamento risulta più elevata in Italia rispetto agli altri paesi ed è stata calcolata come differenza tra i volumi totali movimentati su MSD e MB in Italia, e la domanda di servizi. Considerate le limitate informazioni a disposizione e il *feedback* ricevuto dal TSO, tale dato potrebbe risultare potenzialmente sovrastimato. Al contrario, la domanda di bilanciamento nei paesi oggetto del benchmark risulta sottostimata in quanto calcolata unicamente sulla base dei volumi MB senza includere l'utilizzo da parte del TSO della capacità contrattualizzata a termine.

TABELLA 15
Dimensione e struttura della domanda elettrica

	Italia	PJM	Irlanda	Germania	UK
Domanda elettrica ¹	<ul style="list-style-type: none"> • 330,4 TWh (2010) • 318,2 TWh (2013) 	<ul style="list-style-type: none"> • 790 TWh (2010) • 791 TWh (2013) 	<ul style="list-style-type: none"> • 27 TWh (2010) • 26 TWh (2013) 	<ul style="list-style-type: none"> • 544,3 TWh (2010) • 529,8 TWh (2013) 	<ul style="list-style-type: none"> • 335 TWh (2010) • 326,3 TWh (2013)
Domanda di bilanciamento	12 TWh ⁵ (2013) – 3,8% della domanda	13 TWh (2013) – 1,6% della domanda	n.d.	4,5 TWh ⁴ (2013) – 0,9% della domanda	6,5 TWh (2013) – 2% della domanda
Struttura della domanda per settore di consumo	Residenziale: 23% Industriale: 41% Terziario: 32% Trasporti: 4%	n.d.	Residenziale: 34% Industriale: 38% Terziario: 28% Trasporti: 0%	Residenziale: 26% Industriale: 43% Terziario: 29% Trasporti: 2%	Residenziale: 36% Industriale: 31% Terziario: 32% Trasporti: 1%
Penetrazione smart meter di seconda generazione	Programma di sostituzione degli attuali <i>meter</i> con sistemi di seconda generazione dal 2016 ²	Elevata diffusione di <i>meter</i> di seconda generazione	n.d.	< 5% (metering point operator proprietario dell'apparecchio)	~2 % consumatori residenziali (el. supplier proprietario dell'apparecchio)
Penetrazione auto elettriche	0,045% (0,13 TWh) della domanda elettrica nel 2012	n.d.	0,0038% (0,001 TWh) della domanda elettrica nel 2012	0,0066% (0,03 TWh) della domanda elettrica nel 2012	0,0073% (0,02 TWh) della domanda elettrica nel 2012

1) Fonte ENTSO-E anno 2013

2) Fonte "The Global Smart Meter Market 2012-2022" - Misuratori di seconda generazione

3) Calcolato sulla base dei volumi MB che non include l'utilizzo da parte del TSO della capacità contrattualizzata a termine.

4) Domanda di bilanciamento calcolata come differenza tra i volumi totali movimentati su MSD ed MB e la domanda di servizi (Potenzialmente sovrastimato)



Caratteristiche del parco produttivo

La struttura del parco generativo italiano, caratterizzato da un'elevata capacità termoelettrica flessibile e penetrazione di impianti FRNP, presenta diverse similitudini con il mix generativo tedesco. Il parco termoelettrico italiano è il più flessibile rispetto ai paesi oggetto del benchmark, essendo caratterizzato da impianti CCGT di recente costruzione. In PJM, il forte peso della capacità nucleare e di quella alimentata a carbone, e la presenza di impianti a gas, prevalentemente OCGT, fa sì che il mix generativo di questo mercato sia molto differente da quello italiano. In Irlanda e Regno Unito la generazione termoelettrica è meno flessibile, anche se in termini di peso sull'installato totale presenta valori confrontabili con il mercato italiano.

Ciò che differenzia l'Italia da tutti i paesi oggetto del benchmark è l'elevato disequilibrio tra domanda e capacità produttiva.

Nel 2013 la capacità FRNP, in PJM e nel Regno Unito, rappresentava rispettivamente il 4% e il 15% della capacità totale, valori ben al di sotto del 20% italiano o dal 22% e 39% irlandese e tedesco. Nonostante la capacità FRNP in Germania sia quasi il doppio rispetto a quella Italiana, la penetrazione della generazione FRNP sulla domanda elettrica mostra valori molto simili, rispettivamente 18% in Italia e 21% in Germania. Il livello di connessione alla rete della generazione FRNP e la localizzazione geografica sono altri due elementi fondamentali che accomunano i due mercati.

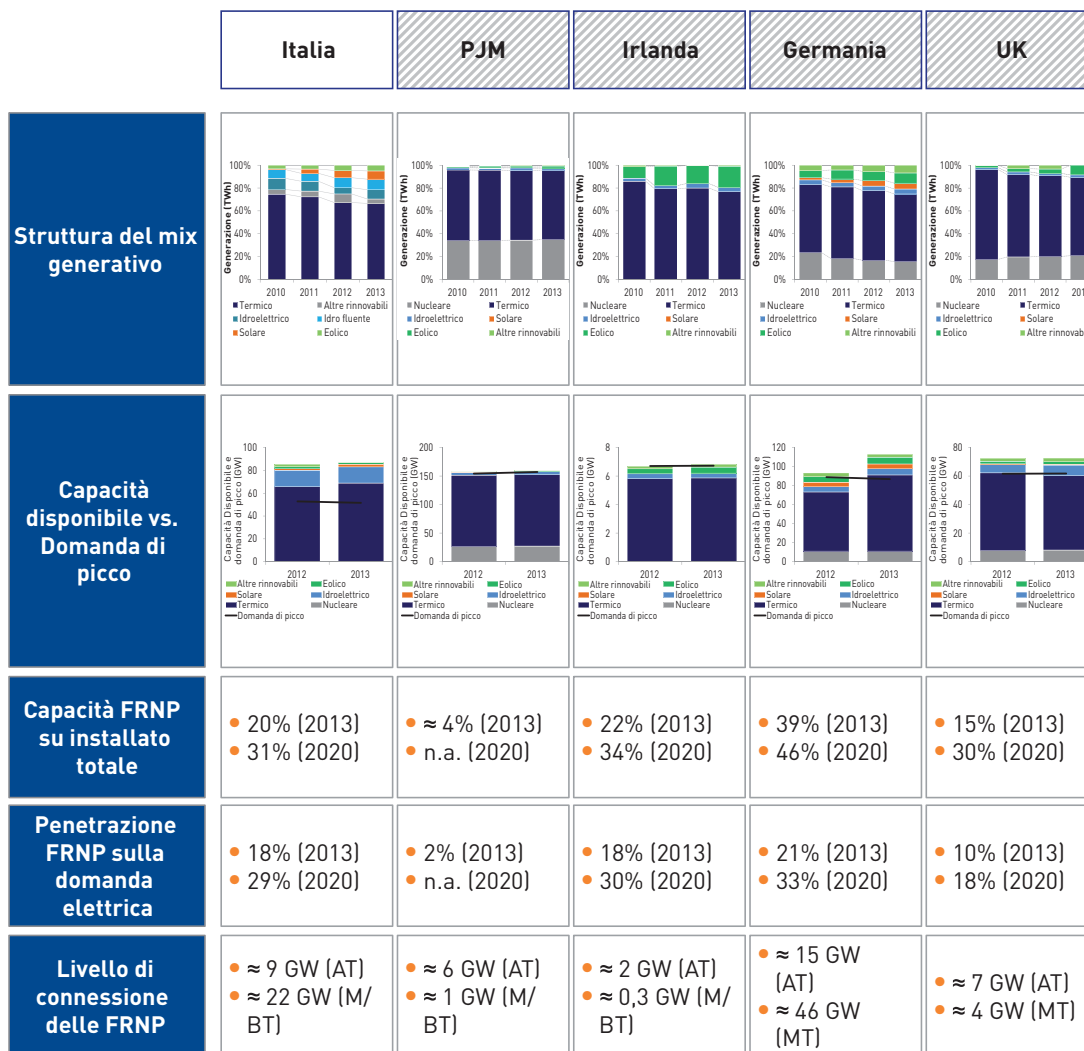
La generazione fotovoltaica ha un peso notevole sia in Germania sia in Italia essendo questi i due mercati con il maggior installato di capacità fotovoltaica a livello mondiale. Tipicamente, gli impianti di generazione fotovoltaica hanno dimensioni inferiori rispetto ai grandi parchi eolici, di conseguenza più del 70% dell'installato FRNP in Italia e Germania è connesso alle reti di media e bassa tensione. In termini di localizzazione geografica degli impianti FRNP, in Germania questi sono localizzati nel nord del paese mentre i principali centri di consumo sono localizzati al sud, situazione molto simile a quella italiana anche se diametralmente opposta in termini di localizzazione geografica di domanda e offerta.

Il livello di connessione degli impianti FRNP e la localizzazione geografica degli stessi lontano dai centri di consumo hanno fatto emergere nei due paesi il fenomeno del "reverse flow" e conseguenti problematiche di gestione del bilanciamento della rete in tempo reale con le conseguenti problematiche di coordinamento tra TSO e DSO.

La Figura 84 riassume graficamente le principali evidenze sopra elencate.



FIGURA 84
Caratteristiche del parco produttivo



Fonte: Elaborazione Pöry Management Consulting ENTSO-E anno 2013, Pöry per stime al 2020

Conformazione fisica delle reti

La Tabella 16 riassume le principali caratteristiche fisiche della rete di trasmissione e distribuzione gestite da TSO e DSO nei paesi oggetto del benchmark.

TABELLA 16

Conformazione fisica delle reti

	Italia	PJM	Irlanda	Germania	UK
Livello di «magliatura della rete»²	1 sottostazione ogni 136 km rete AT/AAT	1 sottostazione ogni 16 km rete AT/AAT	1 sottostazione ogni 65 km rete AT/AAT	1 sottostazione ogni 33km rete AT/AAT	1 sottostazione ogni 26 km rete AT/AAT
Capacità di interconnessione	<ul style="list-style-type: none"> • Circa 8 GW • 7% dell'installato 	n.a.	<ul style="list-style-type: none"> • Circa 1 GW • 8% dell'installato 	<ul style="list-style-type: none"> • Circa 35 GW • 19% dell'installato 	<ul style="list-style-type: none"> • Circa 4 GW • 4% dell'installato
Livello di utilizzo degli interconnettori (Capacità Media oraria utilizzata nel 2013 / capacità massima disponibile)		n.a.			
Livelli di tensione gestiti dal TSO e DSO	DSO: <=20 kV TSO: >20 kV	DSO: <=138 kV TSO: >138 kV	DSO: <=110 kV TSO: >110 kV	DSO: <=110 kV TSO: >110 kV	DSO: <=132 kV TSO: >132 kV
Concentrazione dei TSO e DSO	<ul style="list-style-type: none"> • 1 TSO • 1 DSO distribuisce l'85% dell'energia 	<ul style="list-style-type: none"> • Unico TSO • DSO basso livello concentrazione 	<ul style="list-style-type: none"> • Unico TSO • Unico DSO 	<ul style="list-style-type: none"> • 4 TSO • 4 DSO gestiscono il 40% dell'energia 	<ul style="list-style-type: none"> • Unico TSO • 6 DSO gestiscono 100% dell'energia

1) DE = Germania, AT = Austria, CH = Svizzera, CZ = Rep. Ceca, DK = Danimarca, FR = Francia, NL = Olanda, PL = Polonia, SE = Svezia, GB = Gran Bretagna

2) Km Rete AT/AAT vs. Stazione di trasformazione AT/ATT

Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati ENTSO-E

Dall'analisi fisica si evince che la rete di trasmissione italiana è la meno “magliata” tra i paesi oggetto del benchmark. L'indice di “magliatura della rete” è stato calcolato come rapporto tra i km di rete di trasmissione ed il numero di cabine primarie di trasformazione presenti. Un minor livello di magliatura della rete, insieme ad una generazione FRNP localizzata sulle reti di distribuzione, può contribuire ad esacerbare le problematiche di gestione del bilanciamento del sistema in tempo reale.

La Germania è il paese con il maggior peso sull'installato totale della capacità di interconnessione transfrontaliera anche per via della sua localizzazione geografica. Il livello di utilizzo degli interconnettori in import e in export non raggiunge livelli di saturazione simili a quelli evidenziati in



Italia. La differente localizzazione geografica della Germania (al centro dell'Europa) rispetto all'Italia (a conformazione peninsulare) fa sì che l'intero sistema elettrico possa beneficiare della flessibilità o dell'energia a minor costo dai mercati limitrofi. Contrariamente, in Italia una situazione simile si verifica unicamente nella zona nord, e non è "esportabile" nel resto del paese a causa dei vincoli interni di transito.

Un ulteriore aspetto di interesse è il livello di tensione della rete gestito rispettivamente da TSO e DSO in un'ottica di sviluppo attuale e potenziale della GD e gestione del bilanciamento. In Italia il TSO gestisce reti con un livello di tensione superiore a 20 kV, mentre nei paesi oggetto del benchmark il TSO gestisce reti con tensione fino a 138 kV in PJM, o 110 kV in Germania e Irlanda. Inferiore è il livello di tensione gestito dal TSO, maggiori saranno le potenzialità di sfruttamento di una parte più ampia di generazione per il bilanciamento (al netto di un potenziale coinvolgimento del DSO).

B.4 Struttura dei mercati e dispacciamento

I mercati analizzati possono essere classificati in centralizzati (cioè PJM e Irlanda) e decentralizzati (cioè Regno Unito e Germania). Nei sistemi centralizzati è il TSO a ricoprire un ruolo centrale in fase di programmazione e bilanciamento mentre in quelli decentralizzati i mercati ricoprono un ruolo chiave grazie ai segnali di prezzo forniti agli operatori.

Il sistema italiano può essere considerato come un sistema ibrido con caratteristiche tipiche sia dei sistemi decentralizzati – piattaforme di mercato gestite da operatori diversi dal TSO con elevati volumi movimentati sui mercati di bilanciamento – sia dei sistemi centralizzati – dispacciamento punto a punto degli impianti in tempo reale da parte del TSO.

L'analisi è stata impostata per macro-aree:

- Struttura dei mercati – classificabile in funzione dell'orizzonte temporale e prodotti negoziati
- Regole di dispacciamento – modalità di vendita dell'energia, partecipazione ai mercati, meccanismi di gestione degli sbilanciamenti
- Ruolo delle reti e modalità di cooperazione TSO-DSO

Struttura dei mercati

Una descrizione della strutturazione dei mercati in base a prodotti, orizzonte temporale di negoziazione e finalità affrontate da ogni mercato è rappresentata nella Tabella 17.



TABELLA 17

Mercati e prodotti

Mercati	Prodotti	Orizzonte temporale di negoziazione	Obiettivi - necessità
Breve termine	Energia	¼ ora; ora; giorno	Equilibrio domanda/offerta
	Capacità / flessibilità		Segnali di prezzo agli impianti flessibili e gestione in sicurezza del sistema
	Servizi ancillari		Gestione in sicurezza del sistema
Medio termine	Energia	Dalla settimana all'orizzonte di liquidità dei mercati a termine (es. 1/2 anni)	Gestione del rischio prezzo e rischio volume
	Capacità / Flessibilità		Approvvigionamento ex-ante di riserve per ottimizzazione costi e gestione del sistema
Lungo termine	Energia	Maggiore di 1/2 anni	Gestione del rischio prezzo e/o volume
	Capacità / Flessibilità		Segnali di investimento a lungo termine; obiettivi a termine di adeguatezza di capacità per la gestione in sicurezza del sistema e l'equilibrio domanda/offerta

L'architettura dei mercati di breve termine segue logiche simili in tutti i paesi oggetto del benchmark. In Regno Unito, così come in Italia, i mercati di breve termine sono strutturati in MGP, MI e MB, mentre in Germania il MI svolge anche la funzione di MB. In PJM non è presente il MI mentre in Irlanda tutte le contrattazioni a pronti hanno luogo nel MGP.

Le tempistiche di chiusura dei mercati o i prodotti scambiabili non sono completamente omogenei (Tabella 18).



TABELLA 18

Mercati e prodotti di breve termine (D-1, D)

		Italia	PJM	Irlanda	Germania	UK
Mercati, prodotti e orizzonti temporali (D-1, D)	MGP	Prodotto energia da 1h	Energia prodotto da 1h e blocchi di ore	Energia – prodotto orario	Energia prodotto da 1h e blocchi di ore	Energia, Blocchi di ore (4h, 2h), prodotto orario, prodotto da 30 min
	MI		✘	✘	Energia (Prodotti da 15min)	
	MB	Prodotto energia da 15min	Energia Bilanciamento ogni 5min	✘	✘	Energia Prodotto da 30 min
	MSD (Italia) Mercati capacità di breve termine (UK, Germania, Irlanda, PJM)		Rinegoziazione capacità baseload e di picco approvvigionat a sul mercato della capacità di medio termine	Capacità Rinegoziazion e prodotto capacità baseload e di picco approvvigionat o sul mercato della capacità di medio termine	Capacità Approvvigionamento giornaliero di capacità di riserva terziaria	Capacità Approvvigionamento giornaliero di capacità di riserva terziaria

Legenda

✘ Mercato non presente

PJM e Irlanda sono mercati centralizzati (es. *pool market*) in cui il TSO è la controparte centrale di tutti i mercati dell'energia e della capacità. Il TSO dispone dei dati tecnici e di generazione di tutto il parco produttivo esistente quindi la sua presenza nel MGP facilita e ottimizza la fase di programmazione. Il tempo reale è gestito in bilanciamento continuo ogni 5 minuti in PJM, e tramite l'attivazione delle riserve contrattualizzate a termine in Irlanda e rinegoziate il giorno prima della consegna fisica.

Nel MGP sono negoziati prodotti energia con un orizzonte temporale orario in Italia e Irlanda, e orario e blocchi di ore in PJM, Germania e Regno Unito. In Regno Unito è possibile negoziare su MGP anche prodotti di 30 minuti. I prodotti negoziati su MI sono orari in Italia, di 15 minuti in Germania e uguali ai prodotti negoziati su MGP in Regno Unito. Nel MB il prodotto è di 15 minuti in Italia, di 30 minuti in Regno Unito e di 5 minuti in PJM, mercato in cui la prossimità al tempo reale



è massima. Il MGP e il MI sono mercati in cui si forma un prezzo marginale (“*System Marginal Price*” – SMP) in Italia zonale, in Germania, Regno Unito e Irlanda unico nazionale. PJM è l’unico mercato con prezzi nodali.

Nel MB e nei mercati della capacità di riserva di breve termine, il meccanismo di formazione del prezzo è il *pay-as-bid*. In tutti i mercati dell’energia analizzati sono presenti vincoli al prezzo massimo positivo e negativo offerto, ma solamente in Italia è presente un limite di prezzo pari a zero per la presentazione di offerte su MGP, MI e MB. In Italia non sono infatti permesse offerte a prezzo negativo.

Da Febbraio 2015 il MGP italiano è parte dell’algoritmo di *coupling* con Francia e Austria in aggiunta al già implementato *market coupling* con la Slovenia. In Germania e Regno Unito l’algoritmo di *market coupling* riguarda MGP e MI comportando un maggior allineamento dei prezzi dell’energia su questi mercati. L’ampliamento del *coupling* del mercato MGP in Italia ripropone la tematica di introduzione dei prezzi negativi in un’ottica di omogeneizzazione del MGP con i mercati limitrofi.

L’Italia è inoltre l’unico paese dove non sono presenti mercati per la negoziazione di capacità di riserva di breve termine ma possono essere negoziati unicamente prodotti energia nei mercati spot. In tutti i mercati analizzati, ad eccezione dell’Italia, viene infatti negoziata capacità di riserva nel D-1. Il mercato della capacità di riserva di breve termine viene gestito dal TSO per l’approvvigionamento di Riserva Terziaria in Regno Unito e Germania, e per l’attivazione della capacità di riserva *baseload* o di picco, precedentemente approvvigionata nei mercati di medio termine, in PJM e Irlanda.

Mercati di medio termine – Energia e Capacità

In tutti i paesi analizzati ad eccezione dell’Italia sono previsti mercati di medio termine per la negoziazione di capacità di riserva. La capacità viene approvvigionata annualmente in PJM e Irlanda, e mensilmente e settimanalmente in Regno Unito e Germania (Tabella 19).

In termini di negoziazione di energia a termine, Germania e Regno Unito sono i paesi con maggiore liquidità sui mercati a termine. In Italia, i mercati regolati come MTE hanno una liquidità inferiore rispetto a quelli non regolati.

Liquidità dei mercati di breve e medio termine

Da un’analisi dei volumi movimentati sui mercati dell’energia emerge il notevole peso del MGP italiano rispetto agli altri paesi. In Italia le contrattazioni sono concentrate il giorno prima della consegna fisica, mentre nei paesi oggetto del benchmark i mercati a termine e quelli prossimi al tempo reale rivestono un ruolo rilevante. In Germania, ad esempio, per ogni TWh negoziato nei mercati a pronti vengono negoziati a termine circa 22 TWh, contro i 12 TWh a termine rinegoziati in Regno Unito e i 2 TWh in Italia (Tabella 20).



TABELLA 19

Mercati e prodotti di medio termine (anno, mese, settimana)

		Italia	PJM	Irlanda	Germania	UK
Mercati a termine	Prodotti energia	I mercati regolati come MTE hanno una liquidità inferiore rispetto a quelli non regolati quali ad esempio TFS	<ul style="list-style-type: none"> n.d. 	<ul style="list-style-type: none"> Circa 13 TWh Volumi limitati dovuti alla struttura dei mercati Differenti tipologie contrattuali presenti 	<ul style="list-style-type: none"> 5.905 TWh (EEX ed e-OTC, no contratti bilaterali) Considerando una domanda elettrica pari a circa 526 TWh, ogni TWh a termine è stato scambiato circa dieci volte prima della consegna 	<ul style="list-style-type: none"> 768 TWh (circa 18 volte i volumi spot) Differenti orizzonti temporali ma con prevalenza di contrattazioni <i>day-ahead</i>, <i>week-ahead</i> e <i>month-ahead</i>
	Prodotti capacità	✘	La capacità è approvvigionata annualmente tramite il Mercato della Capacità, viene rinegoziata nel MGP laddove necessario e viene attivata dal TSO per la fornitura di servizi ancillari	La capacità è approvvigionata tramite il Mercato regolato dalla capacità e viene attivata dal TSO per la fornitura di servizi ancillari	<ul style="list-style-type: none"> Riserva primaria e secondaria approvvigionate tramite aste mensili Riserva Terziaria approvvigionata giornalmente 	<ul style="list-style-type: none"> Aste organizzate settimanalmente per capacità di riserva primaria e secondaria Riserva Terziaria approvvigionata giornalmente

Legenda

✘ Mercato non presente

La liquidità movimentata nel MGP italiano è influenzata dal ruolo dell'Acquirente Unico per quanto riguarda la domanda e dal GSE per quanto riguarda l'offerta derivante da generazione FRNP. Il 17% dei volumi d'offerta movimentati su MGP nel 2013 erano infatti rappresentati da offerte a prezzo zero del GSE.

TABELLA 20
Liquidità dei mercati dell'energia

	Italia	PJM	Irlanda	Germania	UK
Volumi scambiati sui mercati Spot rispetto alla domanda elettrica	<ul style="list-style-type: none"> MGP: 207 TWh (65%) MI: 23 TWh (7%) Bilanciamento: 27 TWh (9%) 	<ul style="list-style-type: none"> MGP: 200 TWh (25%) MI: n.a. MB¹: 13 TWh (1,6%) 	<ul style="list-style-type: none"> MGP: 21 TWh (81%) MI: n.a. MB: n.a. 	<ul style="list-style-type: none"> MGP: 245 TWh (40%) MI: 16 TWh¹ (3%) Bilanciamento: n.a. 	<ul style="list-style-type: none"> MGP: 23 TWh (7%) MI: 13 TWh (4%) MB: 5,6 TWh¹ (2%)
Volumi scambiati sui Mercati Spot vs Bilaterali	<ul style="list-style-type: none"> Spot: 257 TWh Bilaterali: 82 TWh 	<ul style="list-style-type: none"> Spot: 213 TWh Bilaterali: 598 TWh 	<ul style="list-style-type: none"> Spot: 21 TWh Bilaterali: n.d. 	<ul style="list-style-type: none"> Spot: 261 TWh Bilaterali: n.d. 	<ul style="list-style-type: none"> Spot: 42 TWh Bilaterali: 218 TWh
Mercato a Termine – Regolato	MTE: 41 TWh, circa 0,2 volte i volumi spot	n.d.	13 TWh, circa 0,62 volte i volumi spot	5.905 ² TWh, circa 22 volte i volumi spot	n.d.
Mercato a Termine – Non Regolato	TFS: ≈400 TWh, circa 2 volte i volumi spot	n.d.	n.d.		768 ³ TWh, circa 18 volte i volumi spot

Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su dati GME per il mercato italiano

1) Calcolato sulla base dei volumi MB che non include l'utilizzo da parte del TSO della capacità contrattualizzata a termine. Il dato risulta sottostimato.

2) Dato fornito nel sito ufficiale di RWE. Considera i volumi a mercato ed i volumi a OTC (non sono inclusi gli ordini telefonici e bilaterali).

3) Dato fornito dall'Autorità UK Ofgem nel documento "Market Investigation Reference: Assessing the Wholesale Market".

Mercati di lungo termine della capacità

I principali modelli per la negoziazione di capacità di lungo termine implementati nei paesi analizzati sono:

- Un modello di "Capacity payment regolato" applicato in Irlanda e simile al meccanismo transitorio presente in Italia² e
- Un modello di Mercato della Capacità con obiettivi di capacità a termine presente in PJM e Regno Unito e da implementare in Italia in seguito all'approvazione della regolazione tecnica da parte del MSE e anticipazione dell'implementazione come da Delibera 95/2015.

L'unico paese dove attualmente si sta ancora discutendo sull'implementazione o meno di un mercato della capacità è la Germania, dove la regolazione è ancora in fase di discussione.



La Tabella 21 riassume le principali caratteristiche dei due modelli riscontrati.

² L'attuale capacity payment regolato in vigore in Italia remunera non solo la capacità, ma è anche funzione, attraverso il cd. "Ulteriore Corrispettivo S", di fattori diversi quali gli esiti dei mercati dell'energia, le congestioni interzonali e le scelte di assetto produttivo implementate dagli operatori, ivi inclusa la disponibilità di capacità di riserva già in esito a MGP.



TABELLA 21

Modelli di negoziazione della capacità di lungo termine

	Capacity Payment regolato 	Mercato della capacità 
Definizione obiettivo capacità a termine	Non determinato	Determinato ex-ante da TSO 4 anni prima del primo anno di consegna e poi rivisto 1 anno prima della consegna fisica della capacità
Determinazione del prezzo della capacità	Prezzo regolato determinato ex-ante dal TSO / Regolatore sulla base delle caratteristiche dell'impianto e/o localizzazione geografica	<ul style="list-style-type: none"> • Prezzo determinato a valle delle procedure ad asta • Il prezzo può essere unico (UK) • Il prezzo può essere differenziato per capacità nuova ed esistente (Italia), per tecnologia e area geografica (PJM)
Allocazione della capacità	Capacità allocata dal TSO alle diverse unità secondo considerazioni proprie	Capacità definita in base ai risultati delle aste
Allocazione del costo	Ai clienti finali in base all'energia consumata	Ai clienti finali in base all'energia consumata (UK e PJM)
Vantaggi	La natura bilaterale e la contrattualizzazione di sola capacità di picco può favorire la partecipazione della domanda	<ul style="list-style-type: none"> • Offre segnali di prezzo a impianti esistenti e nuovi • Trasparente meccanismo di mercato • Possibilità di formazione di un prezzo basato sulla localizzazione dell'impianto • Minimizzazione rischio prezzo e rischio volume
Svantaggi	<ul style="list-style-type: none"> • Limitata trasparenza nella gestione, allocazione capacità e definizione del prezzo • La mancanza di un obiettivo di capacità a termine incrementa il rischio volume 	<ul style="list-style-type: none"> • Alti costi di implementazione • Contratti a termine con lunghi periodi di pianificazione generano il rischio di mancata consegna

Nei sistemi centralizzati i mercati della capacità sono da sempre parte integrante del modello di mercato in quanto gestiti dal TSO per la programmazione della capacità di generazione necessaria a soddisfare la domanda elettrica. In tutti i paesi analizzati, i mercati della capacità in essere o da implementare hanno l'obiettivo di fornire segnali di prezzi di lungo periodo e garantire la sicurezza del sistema.

La controparte centrale dei mercati della capacità è sempre il TSO, mentre la partecipazione ai mercati è obbligatoria nei sistemi centralizzati e volontaria in quelli decentralizzati. La partecipazione è aperta a tutte le unità, domanda e fonti rinnovabili incluse, e non sono previste in nessun mercato sessioni / segmenti di mercato dedicati a specifici partecipanti e/o tecnologie.

Il prodotto negoziato è simile ad un'opzione *call* emessa dal produttore e acquistata dal TSO. Il TSO, infatti, si approvvigiona a termine della capacità necessaria (MW) e si riserva il diritto di attivazione in tempo reale della stessa, a seconda delle esigenze del sistema. Tutti i mercati della capacità analizzati presentano limiti al prezzo massimo e minimo offribile e tale prezzo è differenziato tra capacità nuova ed esistente, tranne in Regno Unito dove il prezzo marginale in esito al mercato è uguale per tutta la capacità accettata.

La Tabella 22 illustra le principali caratteristiche dei mercati della capacità in essere in PJM, Irlanda e Regno Unito e il modello approvato dal MSE in Italia.

TABELLA 22

Modelli di negoziazione della capacità di lungo termine

	Italia	PJM	Irlanda	UK
Capacity payment Mercato della capacità	Il Mercato della Capacità dovrebbe entrare a regime dal 2020. In fase di discussione eventuale avvio anticipato	Mercato della capacità attivo dal 2007	Capacity payment regolato attivo dal 2005	Mercato della capacità attivo dal 2014
Controparte	TSO	TSO e Regolatore	TSO e Regolatore	TSO
Partecipazione	Volontaria	Obbligatoria	Obbligatoria	Volontaria
Soggetti / tecnologie ammesse a partecipare	<ul style="list-style-type: none"> • Impianti nuovi ed esistenti nazionali • Apertura dell'MSE a: <ul style="list-style-type: none"> • FRNP • Domanda • Stoccaggi • Import 	<ul style="list-style-type: none"> • Impianti nuovi ed esistenti localizzati nel territorio gestito da PJM • Generazione convenzionale e FER e FRNP • Domanda • Rete di trasmissione 	<ul style="list-style-type: none"> • Impianti nuovi ed esistenti • Generazione convenzionale e rinnovabile • Domanda • Import 	<ul style="list-style-type: none"> • Impianti nuovi ed esistenti • Generazione come singola unità o aggregati > 2MW non supportati da sistemi incentivanti • Domanda, stoccaggi • Import a partire dal 2015
Struttura dei mercati	<ul style="list-style-type: none"> • Asta base a 4 anni dalla consegna • Aste annuali multi-sessione per la negoziazione di prodotti con diversi orizzonti di consegna • Mercato secondario (trading continuo) 	<ul style="list-style-type: none"> • Asta base a 4 anni dalla consegna • Almeno 3 aste aggiuntive (l'ultima ad un anno dalla consegna) per la rinegoziazione della capacità allocata in base ad aggiornati obiettivi di sicurezza 	<ul style="list-style-type: none"> • Prezzo e capacità allocata definita dal regolatore ogni anno per un futuro periodo di 10 anni 	<ul style="list-style-type: none"> • Asta base a 4 anni dalla consegna • Asta 1 anno prima dell'anno di consegna per rinegoziazione e qualificazione capacità lato domanda
Prodotti negoziati	Prodotti capacità con: <ul style="list-style-type: none"> • Orizzonte di pianificazione di 4 anni e di consegna di 3 anni • Orizzonte di pianificazione inferiore a 3 anni e di consegna di 2 o 1 anno • Prodotti mensili 	<ul style="list-style-type: none"> • Solo prodotti con orizzonte di consegna annuale • L'orizzonte di pianificazione varia da 3 anni (Asta Base) a 20, 10 e 3 mesi (Aste incrementali) in base ad obiettivi aggiornati di sicurezza sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Prodotto baseload decennale • Prodotto di picco decennale • Prodotto annuale contrattualizzato solo con la domanda 	<ul style="list-style-type: none"> • Orizzonte di pianificazione di 4 anni, consegna di 1 anno se unità esistenti, 3 anni se ripotenziati, 15 anni per unità nuove • Prodotto baseload • Prodotto di picco con consegna nelle ore 9:00-11:00 e 16:00-20:00pm
Vincoli al prezzo	<ul style="list-style-type: none"> • Cap&Floor per tecnologie esistenti • Cap per le tecnologie nuove 	<ul style="list-style-type: none"> • Cap • Floor al prezzo offerto solo dalla generazione a gas 	n.a.	Cap al prezzo max Floor indicato da ogni bidder (se SMP < Bid floor, offerta rigettata)
Meccanismi di formazione del prezzo	<ul style="list-style-type: none"> • Maggiore valore tra Floor, e minimo tra Cap e SMP per impianti esistenti • SMP <= Cap per impianti nuovi 	Prezzo nodale (€/MW/anno) riflette i limiti di trasmissione e tiene conto dei livelli di fabbisogno di capacità nelle aree	Remunerazione differenziata per tipo di capacità e tipo di prodotto (baseload/picco)	<ul style="list-style-type: none"> • Unico prezzo marginale (SMP) • €/MW/anno applicabile a tutte le tecnologie



In Germania EEX ha previsto l'introduzione di prodotti *future* per coprire il rischio prezzo legato alla variabilità della generazione FRNP. In PJM è in atto una transizione del mercato della capacità verso un mercato della flessibilità mentre in Spagna è attualmente in discussione l'implementazione di un fondo per il *mothballing* dei CCGT esistenti. La Tabella 23 illustra brevemente le attuali riforme in atto per la gestione della capacità esistente.

TABELLA 23

Riforme in atto per la gestione della capacità esistente

		Fuori dal perimetro del benchmark	
		Spagna	Francia
Gestione capacità esistente	PJM		
	Germania		
	Spagna	<ul style="list-style-type: none"> • Discussioni in atto circa la definizione di un Fondo per il <i>mothballing</i> degli impianti CCGT a partire dal 2015 • Il meccanismo sarà strutturato in aste di capacità e si prevede possa impattare circa 4-6 GW degli attuali 25 GW di CCGT installati in Spagna. • La regolazione finale non è ancora stata definita. 	<ul style="list-style-type: none"> • Obiettivo del meccanismo è garantire e remunerare la disponibilità di capacità sul sistema (e non necessariamente la flessibilità) per coprire la domanda di picco in determinati periodi dell'anno (tipicamente in inverno a seguito dell'utilizzo di sistemi di riscaldamento elettrici) • Il sistema prevede l'obbligo per i <i>supplier</i> di detenere un determinato numero di certificati di capacità in base consumo dei propri clienti finali • Tutte le fonti di produzione e la domanda sono ammessi al mercato • Al momento non è prevista la possibilità di accesso al mercato per i soggetti stranieri
	Francia		

Regole di dispacciamento

Modalità di compravendita dell'energia e di partecipazione ai mercati

In tutti i paesi analizzati gli operatori possono gestire gli scambi di energia elettrica bilateralmente oppure a mercato. Nei sistemi centralizzati la partecipazione ai mercati dell'energia è obbligatoria, e unicamente alcune unità possono gestire bilateralmente gli scambi di energia. In PJM le unità di generazione sono suddivise tra "Unità capacità" ed "Unità energia"³. Le "Unità capacità" assumono con il TSO obblighi di consegna di capacità a termine e a queste unità è vietato stipulare contratti bilaterali. In Irlanda, invece, possono essere stipulati contratti bilaterali per volumi limitati.

Specificatamente per la generazione FRNP, oltre alla compravendita a mercato e bilaterale, sono previsti meccanismi alternativi quali lo scambio sul posto in Italia, ed il ritiro dedicato in Italia e Germania, e per i piccoli impianti in Regno Unito.

³ In fase di connessione alla rete un impianto può decidere se offrirà solo energia, o se offrirà energia e capacità (es. servizi ancillari, partecipazione al mercato della capacità). Le «risorse capacità» devono sottoporsi a requisiti tecnici più stringenti.



La partecipazione ai mercati dell'energia è volontaria nei sistemi decentralizzati ed è aperta a tutte le tecnologie, sia di offerta sia di domanda. Tipicamente le FRNP non partecipano ai mercati di bilanciamento, anche se la loro partecipazione a tali mercati risulta non regolamentata unicamente in Italia. Nonostante il modello di mercato in Italia sia stato inizialmente disegnato come un modello decentralizzato, la partecipazione a tutti i mercati per singola unità è una caratteristica che accomuna il mercato italiano ai modelli centralizzati quali PJM e Irlanda. In Germania e Regno Unito la partecipazione ai mercati dell'energia avviene in forma aggregata. La Tabella 24 riassume le modalità di partecipazione ai mercati nei paesi analizzati.

TABELLA 24

Modalità di partecipazione ai mercati

		Italia	PJM	Irlanda	Germania	UK
Modalità di partecipazione ai mercati	MGP	<ul style="list-style-type: none"> • Partecipazione per singola unità • Non permessa aggregazione unità di generazione rilevanti 	Partecipazione per singola unità	Partecipazione per singola unità	<ul style="list-style-type: none"> • Partecipazione come singola unità o come aggregato di impianti • Permessa aggregazione domanda-offerta 	<ul style="list-style-type: none"> • Partecipazione come singola unità o come aggregato di impianti • Non permessa aggregazione domanda-offerta
	MI	<ul style="list-style-type: none"> • UP non rilevanti aggregazione per tipologia, utente e zona 	✘			
	MB	<ul style="list-style-type: none"> • Partecipazione come singola unità • Le FRNP non possono partecipare ai mercati 	<ul style="list-style-type: none"> • Partecipazione per singola unità solo delle «risorse capacità» Le FRNP «risorse energia» non possono partecipare ai mercati 	✘	✘	
	MSD			<ul style="list-style-type: none"> • Partecipazione come singola unità • Obbligo di partecipazione per unità a contratto 	<ul style="list-style-type: none"> • Partecipazione in forma aggregata • Obbligo di partecipazione per unità a contratto 	

Legenda

✘ Mercato non presente

Gestione del bilanciamento in capo agli operatori

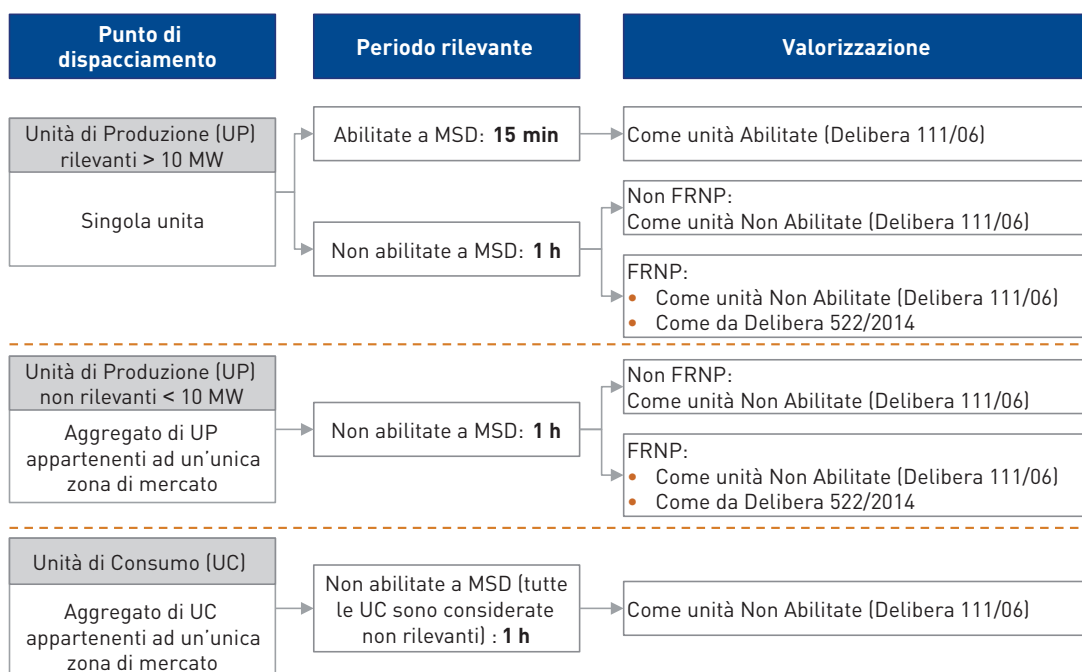
Il TSO deve garantire, istante per istante, che domanda e offerta siano sempre in equilibrio. In tempo reale, il TSO monitora i flussi di energia elettrica e corregge i livelli di immissione e prelievo, in modo che siano perfettamente bilanciati. Può infatti accadere che un'unità si trovi ad immettere / prelevare quantità di energia elettrica diverse da quanto dichiarato al TSO a programma, generando uno sbilanciamento.



Lo sbilanciamento effettivo di un punto di dispacciamento⁴ è la differenza, in ciascun periodo rilevante⁵, tra la misura dell'energia immessa/prelevata nel sistema elettrico in un dato giorno e il programma finale di immissione/prelievo di energia in esito alla chiusura dei mercati dell'energia. Il programma finale fa riferimento al programma in esito all'ultimo mercato a cui l'unità ha partecipato (MGP, MI o MSD).

Per ciascun periodo rilevante e per ciascun punto di dispacciamento, il TSO calcola il corrispettivo di sbilanciamento effettivo pari al prodotto tra lo sbilanciamento effettivo (MWh) in un determinato periodo rilevante e il prezzo di sbilanciamento (€/MWh) applicabile in base alla tipologia di punto di dispacciamento e al segno dello sbilanciamento effettivo. La valorizzazione dello sbilanciamento effettivo (€/MWh) è differente per le unità di produzione abilitate a MSD, per le unità di produzione non abilitate a MSD e per le FRNP. La Figura 85 mostra in maniera sintetica gli elementi necessari per la valorizzazione dei corrispettivi di sbilanciamento mentre la Figura 86 evidenzia le differenti metodologie di valorizzazione esistenti in Italia.

FIGURA 85
Elementi necessari al *settlement* degli sbilanciamenti



Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su Codice di Rete, Delibera 111/06, Delibera 522/2014

⁴ Come da Codice di Rete, il punto di dispacciamento per le unità di produzione rilevanti (UP con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MW) è coincidente con il punto di immissione di energia elettrica relativo al singolo punto. Il punto di dispacciamento per le unità di consumo è l'insieme di uno o più punti di prelievo localizzati in una unica zona. Il punto di dispacciamento per le unità di produzione non rilevanti (< 10 MW) è l'insieme di uno o più punti di immissione localizzati in una unica zona.

⁵ Come da Codice di Rete, il periodo rilevante per le unità di produzione non abilitate alla partecipazione a MSD (queste possono essere sia unità rilevanti sia unità non rilevanti) e per le unità di consumo (tutte le unità di consumo sono non rilevanti) è pari all'ora, mentre per le unità di produzione abilitate a MSD è pari al quarto d'ora.

FIGURA 86
Modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti in Italia

	Unità Abilitate (Delibera 111/06)	Unità Non Abilitate (Delibera 111/06)	FRNP ¹ (Delibera 522/2014)
	<i>Dual price</i>	<i>Single price</i>	<i>Single price</i> (con meccanismo di perequazione)
	Prezzo marginale	Prezzo medio ponderato	Prezzo medio ponderato
ZONA	Riceve: Valore minimo tra il prezzo zonale su MGP e il <i>prezzo massimo macrozonale</i> «a scendere» accettato su MSD Paga: Prezzo MGP	Riceve: Valore minimo tra il prezzo zonale su MGP e il <i>prezzo medio ponderato macrozonale</i> «a scendere» accettato su MSD	Sbilanciamento fuori franchigia a Costo dello sbilanciamento come UP non abilitata Valorizzazione sbilanciamenti all'interno delle franchigie b Sbilanciamento effettivo (positivo o negativo) all'interno della franchigia valorizzato al prezzo zonale MGP c Sbil. (TWh) in termini assoluti nella franchigia * parametro di perequazione (€/MWh) uguale a $\frac{[(Sbil. totale valorizzato come unità non abilitata - a - b)]}{(\sum \text{Volumi sbilanciati nella zona all'interno delle franchigie})}$
ZONA	Riceve: Prezzo MGP Paga: Valore massimo tra il prezzo zonale su MGP e il <i>prezzo Massimo macrozonale</i> «a salire» accettato su MSD	Riceve: Valore massimo tra il prezzo zonale su MGP e il <i>prezzo medio ponderato macrozonale</i> «a salire» accettato su MSD	

Fonte: Elaborazione Pöyry Management Consulting su Delibera 111/06, Delibera 522/2014

A differenza dell'Italia, nei paesi analizzati tutte le unità sono assoggettate alle stesse regole di valorizzazione dei corrispettivi di sbilanciamento senza differenziazioni per tecnologia. Non sono infatti previste differenziazioni per le FRNP che partecipano ai mercati o per le unità di consumo. La Tabella 25 mostra le principali caratteristiche in tema di programmazione e bilanciamento nei paesi oggetto del benchmark.



TABELLA 25

Programmazione e gestione del bilanciamento

	Italia	PJM	Irlanda	Germania	UK
Responsabile programmazione / forecasting	<ul style="list-style-type: none"> TSO: domanda, FRNP Consumatori: domanda Produttori (+ trader): offerta GSE: FRNP in RID 	<ul style="list-style-type: none"> TSO: domanda e FRNP Aggregatori: domanda Produttori (+ trader): offerta 	<ul style="list-style-type: none"> TSO: domanda e FRNP Produttori (+ trader): offerta 	<ul style="list-style-type: none"> TSO: domanda e FRNP non a mercato Operatori: offerta Aggregatori: offerta 	<ul style="list-style-type: none"> TSO: domanda Operatori: offerta Aggregatori: offerta
Gestione del bilanciamento	Centralizzata	Centralizzata	Centralizzata	Suddivisa nelle 4 aree gestite dai TSO	Decentralizzata
Valorizzazione dello sbilanciamento	Punto per punto	Punto per punto lato offerta	Punto per punto lato offerta	Sbilanciamento aggregato	Sbilanciamento aggregato
Valorizzazione dello sbilanciamento	Differenziata per: <ul style="list-style-type: none"> Unità abilitate a MSD Unità non abilitate Differenziata per le FRNP 	Uguale per domanda e offerta	<ul style="list-style-type: none"> La domanda è assoggettata al pagamento di corrispettivi di sbilanciamento non penalizzanti Nessuna differenziazione tra fonti convenzionali ed FRNP 	<ul style="list-style-type: none"> Uguale per domanda e offerta che partecipa ai mercati dell'energia Le FRNP che non partecipano ai mercati non sono soggette a corrispettivi di sbilanciamento penalizzanti 	Uguale per domanda e offerta

Nei paesi in cui la partecipazione ai mercati dell'energia avviene in forma aggregata, i volumi di sbilanciamento sono calcolati dal TSO a livello aggregato, mentre nei sistemi centralizzati quali Irlanda e PJM, il TSO calcola lo sbilanciamento a livello di singola unità di generazione e a livello aggregato per i prelievi.

B.5 Promozione sviluppo FRNP e sostegno energivori – incentivi ed esenzioni

In linea con gli obiettivi ambientali a livello nazionale ed europeo e per facilitare l'evoluzione tecnologica e la riduzione dei costi, le fonti di energia rinnovabile sono incentivate in Italia, così come in tutti i paesi oggetto del benchmark.

Le principali forme di incentivo attive in Italia oggi sono:

- Certificati Verdi: introdotti con il Decreto Bersani in fase di liberalizzazione del mercato elettrico, sono stati rilasciati dal GSE ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili non solari > 1MW entrati in esercizio nel periodo tra il 2002 e il 2012. A seguito del Decreto Luglio 2012, i CV saranno gradualmente sostituiti da un regime transitorio per il rimanente periodo di ammissibilità. Ciò significa che gli impianti commissionati entro il 31 Dicembre 2012 continueranno a ricevere CV per l'energia elettrica prodotta fino alla fine del 2015. Dal 2016 in poi, essi riceveranno una tariffa *top-up* basata sulla stessa formula utilizzata dal GSE per il calcolo del prezzo di acquisto dei CV.
- Incentivi alle rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico: il DM 6 Luglio 2012 ha ridefinito tariffe e regole per gli impianti a fonti rinnovabili elettriche – diverse dal fotovoltaico – entrate in esercizio nel triennio 2013-2015, secondo il mandato del Dlgs 28/2011 di attuazione della direttiva 2009/28/Ce sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Il DM 6 Luglio 2012 ha quindi previsto contingenti massimi di sviluppo annuale della capacità rinnovabile da assegnare tramite meccanismi di aste a ribasso. Attualmente non sono previste ulteriori forme di incentivazione per la generazione rinnovabile post-2015. In base alle informazioni fornite dal MSE risulta tuttavia in discussione un nuovo meccanismo di incentivazione delle FRNP diverse dal fotovoltaico.
- Fotovoltaico: dal termine del Quinto Conto energia (6 Luglio 2013) le agevolazioni per l'installazione di impianti fotovoltaici riguardano unicamente le detrazioni fiscali previste per le ristrutturazioni edilizie (50%, ex 36%, del valore dell'investimento). Non sono previste ulteriori forme di incentivazione diretta per gli impianti fotovoltaici.
- Conto termico: incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili. Beneficiari dell'incentivo sono sia i privati che le pubbliche amministrazioni (DM 28 Dicembre 2012 – conosciuto anche come "Conto termico").

Altre forme di gestione agevolata per le fonti rinnovabili riguardano:

- Scambio sul posto: lo scambio sul posto consente un utilizzo differito dell'energia autoprodotta con un impianto a fonte rinnovabile. La convenienza dello scambio sul posto risulta ancora maggiore usufruendo anche delle detrazioni fiscali del 50% sul valore dell'investimento.
- Ritiro dedicato: modalità semplificata a disposizione dei produttori per la vendita dell'energia elettrica immessa in rete, in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa. Consiste nella cessione dell'energia elettrica immessa in rete al GSE, che provvede a remunerarla, corrispondendo al produttore un prezzo per ogni kWh ritirato. Il Ritiro dedicato assicura prezzi minimi garantiti al kWh immesso in rete, se prodotto da impianti alimentati a fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW.

Gli impianti di generazione FRNP godono anche di priorità in fase di connessione alla rete e di priorità di dispacciamento a parità di prezzo (introdotta con il Decreto Legislativo 79/99, Art. 3 successivamente modificato ed integrato dalle Delibere 168/03 e 48/04). La Tabella 26 mette in evidenza le principali forme di incentivazione ed esenzione di cui godono le FRNP in Italia e nei paesi d'analisi.


TABELLA 26
Meccanismi di incentivazione ed esenzione per le FRNP

	Italia	PJM	Irlanda	Germania	UK
Priorità di connessione	✓	✗	✗	✓	✗
Priorità di dispacciamento a parità di prezzo	✓	✗	✗	✓	✗
Meccanismi di promozione della generazione FRNP	<ul style="list-style-type: none"> • Onnicomprensiva • Premio variabile (CfD) • Certificati verdi • Detrazioni fiscali 	<ul style="list-style-type: none"> • Sgravi fiscali • Certificati Verdi 	<ul style="list-style-type: none"> • Onnicomprensiva 	<ul style="list-style-type: none"> • Onnicomprensiva • Premio variabile (CfD) impianti post-2012 • Detrazioni fiscali 	<ul style="list-style-type: none"> • Onnicomprensiva • Quote ad asta • RoCs (Certificati) fino al 2017 • Detrazioni fiscali
Supporto per la partecipazione ai mercati	✗	✗	✗	Market premium per copertura costi di partecipazione	✗
Supporto per il corretto forecasting	✗	✗	✗	✗	✗
Penalizzazioni in caso di prezzi negativi	n.a.	✗	✗	✓	✓
Supporto per adeguamenti tecnici impianti FRNP	✗	✗	✗	✓	✗
Remunerazione per taglio produzione	✓	✓	✓	✓	✓

Legenda

✓ Sì ✗ NO

L'Italia presenta molteplici similitudini con la Germania in termini di meccanismi di incentivazione delle FRNP. Tra i paesi analizzati, unicamente Italia e Germania garantiscono la priorità di connessione per le FRNP e la priorità di dispacciamento a parità di prezzo. A differenza dell'Italia, la Germania promuove la partecipazione diretta delle FRNP ai mercati dell'energia e ha previsto una serie di agevolazioni e incentivi per gli adeguamenti tecnici degli impianti, sia per finalità di gestione in sicurezza della rete (cioè la capacità degli impianti FRNP di assorbire variazioni di tensione della rete senza distaccarsi), sia per quanto riguarda il monitoraggio e il controllo in remoto di tali impianti anche nella logica di favorirne la partecipazione alla fornitura di servizi ancillari.

In fase di iniziale sviluppo delle FRNP, quasi tutti i governi europei decisero di adottare meccanismi di incentivazione basati sulla tariffa onnicomprensiva con un valore di incentivazione slegato dall'andamento del prezzo elettrico. Con la rapida crescita dell'installato FRNP è seguita una fase di revisione dei meccanismi incentivanti e il passaggio a tariffe premio. Il vantaggio principale della tariffa premio è la sua integrazione nel mercato elettrico essendo il valore dell'incentivo legato alle variazioni del prezzo elettrico.

Uno dei rischi principali legati ai meccanismi di incentivazione è che questi possano portare ad una sovracompensazione del valore dell'energia in considerazione dell'andamento decrescente dei costi fissi delle tecnologie, ed a una conseguente distorsione del segnale di prezzo creato sul MGP. La necessità di gestire tali rischi ha portato molti governi ad una ridefinizione dei meccanismi incentivanti con la previsione di tetti massimi ai ricavi ammessi. La Tabella 27 elenca brevemente le principali riforme in atto nei paesi oggetto del benchmark e in Spagna.

TABELLA 27
Revisione dei sistemi di promozione delle FRNP

PJM	Germania	UK	Spagna
<ul style="list-style-type: none"> • Incentivi basati sulla capacità delle FRNP, anche in aggregazione con la domanda, di fornire servizi di flessibilità al sistema • Incentivo basato sulla capacità offerta ad asta. 	<ul style="list-style-type: none"> • Passaggio a CfD per tutti i nuovi impianti • Se i nuovi impianti non vendono l'energia a mercato, anche tramite una terza parte, perdono il diritto a ricevere la CfD • Quote di capacità definite per i nuovi investimenti • Meccanismi di incentivazione ad asta a partire dal 2016 	<ul style="list-style-type: none"> • Nuovo meccanismo CfD della durata di 15 anni per i nuovi impianti • Nel caso in cui il prezzo orario superi il valore dello <i>strike price</i> del CfD l'operatore deve restituire la differenza di prezzo (lo <i>strike price</i> rappresenta quindi un <i>cap</i> ai ricavi). 	<ul style="list-style-type: none"> • Passaggio da incentivo €/MWh su base oraria ad un incentivo €/MW/anno più i ricavi ottenuti dalla valorizzazione a mercato • Nell'ambito del nuovo sistema incentivante il premio €/MW/anno sarà calcolato per ciascun progetto affinché il tasso di rendimento del progetto non superi il 7,4% (5,5% circa al netto delle imposte) • Il nuovo schema è applicabile agli impianti esistenti, per gli impianti nuovi saranno definiti nuovi meccanismi.

In PJM e Spagna i meccanismi di incentivazione in vigore per i nuovi impianti sono basati sull'incentivazione della capacità. Mentre in Regno Unito lo *strike-price*, o valore dell'incentivo che l'operatore si è aggiudicato durante le procedure ad asta, rappresenta il valore massimo dei ricavi ammessi. Infatti, nel caso in cui il prezzo elettrico superasse il valore dello *strike-price*, l'operatore è tenuto a restituire la differenza.



In Italia un meccanismo ad asta è stato introdotto con il DM di Luglio 2012, tuttavia, in presenza di un prezzo elettrico superiore allo "strike-price", l'operatore ha il diritto di trattenere la differenza.

TABELLA 28

Incentivazioni ed esenzioni per energivori

		Italia	Irlanda	Germania	UK
Energivori	Principali criteri per l'applicazione	<ul style="list-style-type: none"> Soglia minima di consumo (2,4 GWh/a) Lo sconto sugli oneri generali dipende dall'intensità energetica ($\geq 2\%$ \rightarrow $>15\%$) 	<ul style="list-style-type: none"> Nessuna esenzione Schemi di rimborso per "Large Energy User" terminati nel 2012 	<ul style="list-style-type: none"> Criteri differenziati a seconda del tipo di esenzione Tipicamente dipende da consumi (0,1 ÷ 10 GWh /a) e/o intensità energetica ($\geq 4\%$) 	<ul style="list-style-type: none"> Il criterio è basato sull'intensità energetica Ricevono compensazioni per i costi della CO2 e riduzioni sulla <i>Carbon Change Levy</i> (CCL)
	Oneri per servizi di rete	✗	✗	✓	✗
	Riduzione oneri generali	✓	✗	✓	✗
	Riduzione accise	✓ (Totale)	✗	✓	✓
Autoproduzione	Esenzioni	SEU <ul style="list-style-type: none"> FER e cogenerativi < 20 MW soggetti al pagamento di oneri di misura FER < 20 kW in BT soggetti anche al pagamento di una quota fissa FER e cogenerativi >20 kW e <20 MW in MT soggetti a una maggiorazione dell'A3 FER e cogenerativi >20 kW e <20 MW in AT soggetti al pagamento del 5% delle componenti variabili A (esclusa AE se energivoro) e MCT 	n.d.	<ul style="list-style-type: none"> Manifatturieri auto-produttori esentati da oneri FER FER, CHP ad alta efficienza e piccoli impianti sono esentati da accise 	Sono esentati dal pagamento degli oneri per il supporto delle fonti rinnovabili (FIT, RO)

Legenda

✓ Si ✗ No

In Germania e Regno Unito⁶ sono previste forme di penalizzazione in caso di offerte a prezzi negativi da parte delle FRNP. Quando un impianto FRNP presenta sul MGP offerte a prezzo negativo per 6 ore consecutive, perde il diritto a ricevere l'incentivo in tutte e 6 le ore. In Italia non è permessa l'offerta a prezzi negativi sui mercati dell'energia. Tuttavia, qualora i prezzi negativi fossero ammessi, il DM Luglio 2012 per l'incentivazione degli impianti diversi dal solare fotovoltaico e il V Conto Energia per l'incentivazione degli impianti fotovoltaici prevedono un valore minimo del prezzo dell'energia pari a zero per il calcolo del valore dell'incentivo in caso di offerte a prezzo negativo. Ciò significa che, in caso di offerta a prezzo negativo, l'incentivo non supererebbe il valore dello *strike-price*. Nel caso l'operatore offrisse a prezzo negativo, perderebbe l'incentivo per un ammontare pari al prezzo negativo offerto.

In Italia, Germania e Regno Unito sono inoltre previste forme di esenzione per gli impianti energivori e per gli auto-produttori, come sinteticamente mostrato in Tabella 28.

B.6 Modelli di remunerazione di TSO e DSO

Sono due i principali modelli di remunerazione di TSO e DSO adottati nei paesi oggetto del benchmark:

- Italia e Irlanda adottano un modello di remunerazione «*input-based*» associato a sistemi di incentivazione;
- mentre in Germania e Regno Unito sono presenti sistemi di remunerazione sostanzialmente «*output-based*».

La Legge 290/2003 contiene i provvedimenti inerenti all'attuale sistema di remunerazione dei servizi di trasmissione e distribuzione in Italia. Il sistema *input-based* associato a sistemi di incentivazione definito dalla Legge 290/2003 prevede un meccanismo di *price cap* per i costi operativi (OPEX). I costi in conto capitale (CAPEX) sono sottoposti ad un sistema di tipo *rate of return* con un tasso di interesse predefinito. L'applicazione di un meccanismo di *price cap* alla componente dei costi operativi favorisce la riduzione dei costi di gestione delle infrastrutture, mentre l'utilizzo di un meccanismo *cost based* per i costi in conto capitale si pone l'obiettivo di stimolare gli investimenti infrastrutturali nello sviluppo e adeguamento delle reti. È inoltre previsto un meccanismo di premi e penalità sugli *output* in base alle performance degli operatori, rispetto a target stabiliti che mira a stimolare gli operatori nel raggiungimento di livelli di qualità del servizio elevati.

La Figura 87 illustra i meccanismi di remunerazione implementati nei diversi paesi oggetto del benchmark. Italia e Irlanda adottano un modello di remunerazione «*input-based*» associato a sistemi di incentivazione mentre in Germania e Regno Unito sono presenti sistemi di remunerazione sostanzialmente «*output-based*».

⁶ Recentemente in Regno Unito è stato proposto un meccanismo di perdita dell'incentivo in caso di offerte a prezzi negativi da parte delle FRNP simile al meccanismo adottato in Germania.



FIGURA 87
Meccanismi di remunerazione di TSO e DSO nei diversi paesi

	Italia	PJM	Irlanda	Germania	UK
Tipo di modello	<i>Input-based</i> + incentivi	RTEP (PJM's Regional Transmission Expansion Plan) definisce i potenziamenti da apportare alla rete di trasmissione. I proprietari della rete definiscono i piani di sviluppo in collaborazione con PJM. Il risultato è un piano unificato sottoposto all'approvazione di una commissione dedicata di PJM. Il Regolatore (FERC) definisce la remunerazione ammessa per ciascun operatore su base annuale	<i>Input-based</i> + incentivi	<i>Incentive-based</i>	<i>Output-based</i> (RIIO)
Descrizione del meccanismo di remunerazione	<ul style="list-style-type: none"> • Formula RAB • CAPEX: Cost-based. Costi di investimento remunerati ad un tasso di interesse predefinito • OPEX: <i>Revenue-based</i>. Definito un price cap aggiornato tramite il meccanismo (RPI-Xfactor). 		<ul style="list-style-type: none"> • Formula RAB • CAPEX: Cost-based. Costi di investimento remunerati ad un tasso di interesse predefinito • OPEX: Revenue-based. Definito un price cap aggiornato tramite il meccanismo (RPI-Xfactor) 	<ul style="list-style-type: none"> • Viene definito un <i>revenue cap</i> che dipende da tre categorie di costi: "Efficienti", "Inefficienti" e "Non controllabili" • Le tre categorie sono definite tramite un benchmark con gli altri operatori e includono sia CAPEX che OPEX 	<ul style="list-style-type: none"> • Il regolatore definisce una serie di obiettivi per gli operatori di rete • I ricavi ammessi vengono modificati in base alle performance annuali • I meccanismi di remunerazione sono basati sulla valutazione dei costi totali
Durata del PR	4 anni		4 anni	5 anni	8 anni
Presenza di meccanismi premi /penalità e incentivi	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Profit sharing</i> su costi operativi • Incentivi su performance. 		<ul style="list-style-type: none"> • Trattiene minori costi rispetto al meccanismo RPI-X • Incentivi distinti per livello di rischio 	In caso di costi più bassi rispetto a quelli riconosciuti, l'operatore mantiene la differenza	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Profit sharing</i> • Premi / penalità integrati nella regolazione RIIO



In Regno Unito e Irlanda le tariffe per il servizio di trasmissione (Figura 88) sono differenziate in base alla localizzazione per ridurre la socializzazione dei costi. PJM, per ogni categoria di servizio, definisce dei criteri per valutare per ciascun utente, un indicatore del livello di utilizzo di tale servizio. I costi vengono allocati in maniera proporzionale a questi indicatori. Alcuni servizi prevedono come *driver* per l’allocazione dei costi il contributo dell’utente alla domanda di picco giornaliera. Il metodo per la valutazione di tale contributo varia a seconda del tipo di servizio. In Germania, in misura simile all’Italia, la tariffa per il servizio di trasmissione è differenziata in base al livello di tensione e al tipo di utenza. In tutti i paesi la tariffa è strutturata in una componente capacità ed una componente energia.

FIGURA 88
Tariffe per il servizio di trasmissione

	Italia	PJM	Irlanda	Germania	UK
Tipo di tariffa	Tariffe differenziate in base a livello di tensione / tipo di utenza	<ul style="list-style-type: none"> • Tipicamente i costi sono differenziati su base zonale e, per alcuni servizi, anche temporale. • I costi sono allocati ai consumatori separatamente e in base ad indicatori di utilizzo calcolati da PJM 	<ul style="list-style-type: none"> • Generazione: tariffe differenziate in base a potenza e localizzazione. • Domanda: tariffe differenziate in base a capacità impegnata / prelievi, punto di connessione 	Differenziate in base a livello di tensione, tipo di utenza (e.g. domestica / non domestica)	<ul style="list-style-type: none"> • Differenziate in base a localizzazione • Per domanda metodo di calcolo della tariffa differenziato in base a tipo di metering e periodo di prelievo
Componenti presenti nella tariffa	<ul style="list-style-type: none"> • Energia • Potenza 	Gli indicatori di utilizzo sono basati su energia / potenza / domanda di picco	<ul style="list-style-type: none"> • Energia • Potenza 	<ul style="list-style-type: none"> • Energia • Potenza 	<ul style="list-style-type: none"> • Energia • Potenza
Presenza di componenti differenziate su base oraria	✘	✔ Solo per alcuni servizi	✘	✘	✘
Chi paga	Consumatori finali	<ul style="list-style-type: none"> • Consumatori finali • Produttori 	<ul style="list-style-type: none"> • Consumatori finali • Produttori 	Consumatori finali	<ul style="list-style-type: none"> • Consumatori finali • Produttori

Legenda

✘ NO ✔ SI



La tariffa per il servizio di distribuzione in Irlanda e Regno Unito è differenziata su base oraria e localizzazione con lo scopo di favorire l’ottimizzazione dei consumi. In Irlanda, Germania e Regno Unito, oltre alla componente fissa e alle componenti per energia e potenza, è anche prevista una componente per la remunerazione dell’energia reattiva. In Italia non è prevista questa componente in quanto il servizio di regolazione della tensione tramite potenza reattiva è un requisito di sistema e non un servizio remunerato.

FIGURA 89
Tariffe per il servizio di distribuzione

	Italia	PJM	Irlanda	Germania	UK
Tipo di tariffa	Tariffe differenziate in base a livello di tensione / tipo di utenza.	n.d.	Tariffe differenziate in base al livello di tensione / tipo di utenza / localizzazione	Tariffe differenziate in base al livello di tensione / tipo di utenza	Tariffe differenziate in base a livello di tensione / tipo di utenza / periodo misurazione / localizzazione
Componenti presenti nella tariffa	<ul style="list-style-type: none"> Componente fissa Componente energia Componente potenza 	n.d.	<ul style="list-style-type: none"> Componente fissa Componente energia Componente potenza Componente energia reattiva (sovrapprezzo) 	<ul style="list-style-type: none"> Componente fissa (dipende dal DSO) Componente energia Componente potenza Componente energia reattiva 	<ul style="list-style-type: none"> Componente fissa Componente energia Componente potenza Componente energia reattiva
Presenza di componenti differenziate su base oraria		n.d.		n.d.	
Chi paga	Consumatori finali	n.d.	Consumatori finali	Consumatori finali	<ul style="list-style-type: none"> Consumatori finali Generazione

Legenda

NO SI



ALLEGATO C – GLOSSARIO

- **Acquirente Unico:** ruolo di garante della fornitura di energia elettrica ai piccoli consumatori. Acquista energia elettrica a condizioni più favorevoli sul mercato all'ingrosso a la cede ai distributori o alle imprese di vendita al dettaglio, per la fornitura ai piccoli consumatori che fanno parte del cosiddetto "mercato tutelato" ossia clienti che non acquistano sul mercato libero.
- **Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico (AEEGSI):** organismo istituito al fine di vigilare sul mercato della fornitura di gas ed elettricità, nonché sul sistema idrico nazionale, di tutelare i consumatori e di promuovere la concorrenza e l'incremento dei livelli qualitativi del servizio
- **Asta esplicita:** la capacità di trasmissione di una connessione è trattata come un normale prodotto che viene posto all'asta. La capacità di trasporto della connessione viene assegnata ai soggetti che ne fanno richiesta, proporzionalmente alla quantità di potenza impegnata da ciascuna transazione
- **Asta implicita:** quando l'assegnazione della capacità avviene sulla base delle offerte di acquisto/vendita presentate dai soggetti sul mercato dell'energia, il diritto di utilizzare la capacità di connessione viene attribuito a coloro che presentano le offerte più convenienti. Poiché l'attribuzione del prodotto "capacità di trasporto" è implicita nel meccanismo della borsa dell'energia, si dice che essa avviene mediante una modalità di "asta implicita".
- **Attività di dispacciamento:** gestione dei flussi di energia sulla rete. Attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzo e l'esercizio coordinato degli impianti di produzione e della rete di trasmissione dell'energia elettrica, nonché dei servizi ausiliari
- **Baseload:** si riferisce a quella parte della domanda totale che non varia in un determinato periodo (giorno, mese, anno). Per quanto riguarda gli usi tipici / regimi di funzionamento delle centrali elettriche, il termine si riferisce ad un impianto con una produzione piuttosto stabile e continua di elettricità, operando quasi tutto l'anno per soddisfare la domanda di carico base
- **Capacità flessibile:** capacità abile a fornire servizi di flessibilità
- **Capacità installata:** capacità massima di una centrale elettrica per la generazione di energia elettrica misurata ai morsetti di uscita del generatore
- **Combined Cycle Gas Turbine (CCGT):** una centrale che genera energia elettrica mediante turbine a combustione i cui scarico viene utilizzato per recuperare il calore per produrre energia elettrica aggiuntiva tramite una turbina a vapore, aumentando così l'efficienza del sistema
- **Council of European Energy Regulators (CEER):** associazione senza fini di lucro, per la collaborazione e lo scambio di best-practice tra Regolatori nazionali. Un obiettivo chiave del CEER è quello di facilitare la creazione di un mercato elettrico unico, competitivo, efficiente e sostenibile che opera nell'interesse pubblico.
- **Congestioni della rete elettrica:** flussi di energia superiori alla capacità di trasmissione della rete elettrica



- **Conto Energia:** sistema di incentivazione della generazione elettrica da fonte solare introdotto in Italia nel 2005, con il Decreto Ministeriale del 28 luglio 2005
- **Curva / ordine di merito economico:** criterio sulla base del quale vengono ordinate le offerte di energia elettrica sul mercato
- **Domanda di picco:** identifica un periodo in cui ci si attende che la potenza elettrica sia fornita per un periodo prolungato ad un livello di fornitura significativamente più elevato di quello medio.
- **Domanda elettrica:** il totale dell'energia elettrica consumata dagli utenti finali, più le perdite di rete, meno i consumi per i servizi ausiliari delle unità di generazione e consumi delle unità idroelettriche a pompaggio
- **Domanda residua:** domanda elettrica al netto dell'import e della generazione rinnovabile
- **DSO:** Operatore del sistema di distribuzione o *Distribution System Operator*
- **Efficienza di un impianto elettrico:** il rapporto tra l'energia elettrica prodotta a morsetti dell'alternatore e l'assorbimento di energia da combustibile (potere calorifico inferiore del combustibile), generalmente espressa in percentuale
- **EOH:** Ore operative equivalenti o *Equivalent Operating Hours*, ore effettive di operatività di un impianto rispetto alle ore disponibili dell'anno (8.760)
- **Errore di forecasting:** differenza tra programmazione della generazione / carico ed effettivo immesso / prelevato
- **FER:** Fonti Energetiche Rinnovabili
- **FRNP:** Fonti Rinnovabili Non Programmabili
- **Generazione distribuita:** la produzione di energia elettrica in unità elettriche di autoproduzione di piccole dimensioni disperse o localizzate in più punti del territorio e allacciate direttamente alla rete elettrica di distribuzione
- **Grid parity:** una tecnologia raggiunge la *grid parity* quando il costo dell'energia elettrica prodotta (meglio definito come LCOE, *Levelized Cost of Energy*) equivale al costo di acquisto dell'energia elettrica
- **GSE:** Gestore dei Servizi Energetici
- **Imprese energivore:** imprese a forte consumo di energia elettrica. L'azienda "energivora" è ora identificata non solo sul consumo assoluto dei vettori energetici, ma anche in base all'incidenza del costo dell'energia sul proprio volume complessivo d'affari. Il Decreto 5 Aprile 2013 stabilisce che le aziende con un costo totale dell'energia superiore al 3% del fatturato abbiano diritto ad agevolazioni sulle accise.
- **LCOE:** *Levelized Cost Of Energy*, costi che dovrebbe assumersi un investitore ipotizzando la costanza della quantità e dei costi di produzione. In sostanza il tasso di attualizzazione utilizzato nel calcolo del LCOE riflette il ritorno sul capitale investito in assenza di specifici rischi tecnologici o di mercato (*International Energy Agency*)



- **Margine di riserva:** si riferisce alla capacità di produzione eccedente la richiesta di potenza, che può essere prontamente attivata in caso di necessità (emergenze per guasti improvvisi o per interruzioni in parte delle linee). Convenzionalmente si considera “sicuro” un margine al di sopra del 7% del consumo di picco.
- **Market coupling:** l'utilizzo della capacità di trasmissione tra diversi Paesi implicitamente determinato, contestualmente al valore dell'energia elettrica nei diversi mercati
- **MB:** Mercato di Bilanciamento
- **Mercato contendibile:** mercato disponibile per la generazione termoelettrica calcolato come deltra tra domanda, import netto e generazione rinnovabile
- **MGP:** Mercato del Giorno Prima
- **MI:** Mercato Infragiornaliero
- **Mothballing:** mettere temporaneamente fuori servizio attrezzature e impianti salvaguardandone l'integrità, per poterli riavviare rapidamente in caso di necessità, permettendo all'impresa di risparmiare i costi operativi (Istituto per la competitività, iCOM)
- **MSD:** Mercato dei Servizi di Dispacciamento
- **NREAP:** Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili o *National Renewable Energy Action Plan*
- **Open Cycle Gas Turbine (OCGT):** una centrale che genera energia elettrica mediante una turbina a combustione
- **Pacchetto clima energia:** definisce obiettivi europei vincolanti in termini di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, aumento dell'efficienza energetica (obiettivo non vincolante), e aumento di energia da fonti rinnovabili
- **PIL:** Prodotto Interno Lordo
- **Priorità di dispacciamento:** la priorità di dispacciamento delle fonti rinnovabili rispetto alle altre fonti garantisce il dispacciamento delle prime, a parità di prezzo
- **PUN:** Prezzo Unico Nazionale
- **Scenario base:** scenario di sviluppo della domanda di energia elettrica sviluppato dal TSO su un'ipotesi di risparmio energetico con un conseguente calo dell'intensità elettrica
- **Scenario di riferimento:** contesto fisico, di mercato e regolatorio all'interno del quale viene inquadrata la proposta di revisione del mercato elettrico italiano
- **Scenario di sviluppo:** scenario di sviluppo della domanda di energia elettrica definito dal TSO che ipotizza una stabilità dell'intensità elettrica complessiva
- **Schema EU-ETS:** Il sistema europeo di scambio di quote di emissione (European Union Emissions Trading Scheme - EU ETS) è il principale strumento adottato dall'Unione europea, in attuazione del Protocollo di Kyoto, per ridurre le emissioni di gas a effetto serra nei settori energivori, ovvero i settori industriali caratterizzati da maggiori emissioni. L'obiettivo del sistema EU-è stato quello di aiutare gli Stati Membri dell'UE ad adempiere ai loro obblighi di li-



mitazione o riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra salvaguardando la redditività delle attività industriali

- **Servizi di flessibilità:** tutti i servizi di regolazione di frequenza e potenza sia in aumento (riserva a salire) che in diminuzione (riserva a scendere), a prescindere dal fatto che siano erogati obbligatoriamente per effetto di prescrizioni tecniche del gestore di rete oppure siano erogati in regime di mercato (DCO 508/2012)
- **Sicurezza del sistema:** la certezza che l'energia sarà disponibile all'interno del sistema elettrico nelle quantità e qualità richieste
- **Tecnologia marginale:** la tecnologia che fissa il prezzo dell'energia elettrica in una determinata ora e in una data zona mercato
- **TSO:** Operatore del sistema di trasmissione o *Transmission System Operator*



ALLEGATO D – ELENCO DELLE FONTI

- AEEG – Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, “Bilanciamento e Settlement nei paesi europei: Francia, Norvegia e Germania”, 2 settembre 2004
- AEEG – Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, Delibera n. 111/06, “Condizioni per l’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell’energia elettrica sul territorio nazionale e per l’approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”, 9 giugno 2006
- AEEGSI – Autorità per l’Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico, Delibera n. 522/2014, “Disposizioni in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili a seguito della sentenza del consiglio di stato - sezione sesta - 9 giugno 2014, n. 2936”, 23 ottobre 2014
- AEEGSI – Autorità per l’Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico, “Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)”, 2014
- Amprion, “The strong power network”, settembre 2009
- “Balancing Group Contract on the Management of Balancing Groups – Contract made between Balance Responsible Party (BRP) and Transmission System Operator (TSO)”, Germany
- “Classification of electricity market models worldwide”, Luiz Augusto Barroso, Teófilo H. Cavalcanti et al., CIGRÉ Task Force C5.2.1
- CMA – Competition & Markets Authority, “Energy market investigation – Summary of provisional findings report”, 7 luglio 2015
- Consentec, “Description of load-frequency control concept and market for control reserves – Study commissioned by the German TSOs”, 27 febbraio 2014
- Elia Group, “Two system operators, One group”
- EnBW – Energie Baden-Württemberg, “Expansion of Transmission Grids”, Dr. Hans-Josef Zimmer, Capital Market Day, 13 settembre 2013
- ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity, “ENTSO-E Annual Report 2013”, 15 aprile 2014
- Epex Spot – European Power Exchange, “Workshop on grids and renewable energy”, Audrey Mahuet, Oslo, 24 settembre 2013
- EPIA – European Photovoltaic Industry Association, “Self-consumption and net-metering schemes in Europe”, Marie Latour, 30 settembre 2013
- Eurelectric, “Flexibility and Aggregation – Requirements for their interaction in the market”, gennaio 2014
- Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, Germany, “An Electricity Market for Germany’s Energy Transition”, Discussion Paper (Green Paper), ottobre 2014
- GME – Gestore Mercati Energetici, “Relazione Annuale 2013”, 4 luglio 2014



- IEFE – Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy, Università Bocconi, Milano, “La generazione di energia elettrica in Italia a 10 anni dal Decreto Bersani – Risultati raggiunti e agenda futura”, Federico Boffa, Guido Cervigni et al., 2009
- IEFE – Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy, Università Bocconi, Milano, “La regolazione delle reti elettriche in Italia”, Michele Polo, Guido Cervigni et al., giugno 2014
- KEMA Consulting, “Electricity Markets and Principle Market Design Models”, Dr. Konstantin Petrov
- National Grid Electricity Transmission PLC, “Fast Reserve Service Description 2013”, aprile 2013
- National Grid Electricity Transmission PLC, “Short term operating reserve framework agreement”
- National Grid, “Short Term Operating Reserve (STOR)”, novembre 2013
- NERA Economic Consulting, “Energy Market Insights – The British Capacity Market: Reflections on a Visible Hand”, 11 dicembre 2014
- Ofgem – Office of Gas and Electricity Markets, UK, “Balancing and Settlement Code (BSC) P305: Electricity Balancing Significant Code Review Developments”, 2 aprile 2015
- Ofgem – Office of Gas and Electricity Markets, UK, “Market Investigation Reference: Assessing the Wholesale Market”, 12 dicembre 2014
- “Overview Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG)”, Germany, 2014
- PJM Capacity Market Operations, “PJM Manual 18: PJM Capacity Market”, 1 gennaio 2015
- PJM, “Energy Markets Two Settlement – Module EM3”, 2011
- PJM Forward Market Operations, “PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations”, 16 gennaio 2015
- PJM Interconnection LLC, “Day Ahead Market Training”, 5 aprile 2013
- PJM, “Operating Reserves”, 13 marzo 2014
- PJM, “PJM New Capacity Market”, 2014
- PJM, “PJM Overview of Markets”, 11 aprile 2013
- PJM, “State of the Market Report for PJM, 2011 – Volume 2: Detailed Analysis”, 15 marzo 2012
- PJM, “State of the Market Report for PJM, 2013 – Volume 2: Detailed Analysis”, 13 marzo 2014
- PJM, “State of the Market Report for PJM, Q2 2014 – January through June”, 14 agosto 2014
- Pöyry Management Consulting, “Decentralised reliability options”, Stephen Woodhouse, febbraio 2015
- Pöyry Management Consulting (UK), “The value of renewables obligation supported electricity in the UK”, ILEX Energy Report, ottobre 2014



- RTE – Réseau de Transport d'électricité, "2013 Reliability Report", 24 giugno 2014
- RTE – Réseau de Transport d'électricité, "Balance Responsible Entity System", marzo 2010
- Tennet, "Market Review 2014 H1 – Electricity market insights", settembre 2014
- Terna, "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete" (Codice di Rete), aggiornamento 10 febbraio 2015
- The Brattle Group, "A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs", Johannes Pfeifenberger et al., settembre 2009
- "The Electricity Capacity Regulations 2014", "Draft Regulations laid before Parliament under section 40(5) of the Energy Act 2013, for approval by resolution of each House of Parliament", UK, giugno 2014

Finito di stampare nel mese di settembre 2015
Grafica e impaginazione: D.effe comunicazione - Roma
Stampa: Imprinting S.r.l. - Pomezia (Rm)