

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

**Evoluzione del Mercato dei servizi di Dispacciamento per via dello
sviluppo del rinnovabile, della produzione non programmabile e del
“coupling” tra i mercati europei**



Relatore
Prof. Aldo Canova

Candidato
Salvatore Tumminelli

Anno Accademico 2020-2021

Indice

1	Introduzione.....	1
1.1	Filiera del Sistema Elettrico	1
1.1.1	Produzione	2
1.1.2	Trasmissione.....	4
1.1.3	Distribuzione	5
1.1.4	Dispacciamento	6
1.2	Excursus storico	7
1.2.1	Clean Energy Package	10
1.2.2	Green Deal Europeo	13
1.3	Situazione energetica italiana.....	15
1.3.1	Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima.....	17
1.4	Criticità e considerazioni.....	17
2	Il Mercato Elettrico Italiano	20
2.1.1	Zone di mercato	20
2.1.2	Prezzo Unico Nazionale PUN.....	22
2.1.3	Struttura del mercato.....	24
3	Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento.....	29
3.1	Codice di Rete	29
3.1.1	Tipologie di Unità	30
3.1.2	Risorse per il dispacciamento	31
3.2	Struttura del MSD	42
3.3	Funzionamento del MSD.....	45
3.3.1	Prodotti e servizi	45
3.3.2	Regolazione degli sbilanciamenti.....	51
3.4	Volumi e prezzi nel MSD	57
4	Codice del Bilanciamento Europeo.....	66
4.1	Disposizioni generali	68
4.1.1	Obiettivi e aspetti regolamentari.....	69
4.1.2	Delega e attribuzione delle mansioni	70
4.2	Mercato del bilanciamento del sistema elettrico.....	71

4.2.1	Funzioni e responsabilità	71
4.2.2	Piattaforma per lo scambio dell'energia di bilanciamento	72
4.3	Acquisizione dei servizi – Energia di bilanciamento	77
4.3.1	Attivazione delle offerte da elenchi di ordine di merito comuni	77
4.3.2	Determinazione del prezzo dell'energia di bilanciamento e della capacità interzonale	78
4.3.3	Funzione di ottimizzazione dell'attivazione.....	79
4.4	Acquisizione dei servizi – Capacità di bilanciamento	80
4.4.1	Disposizioni di acquisizione.....	80
4.4.2	Scambio di capacità di bilanciamento	81
4.4.3	Trasferimento della capacità di bilanciamento	81
4.5	Scambio di servizi di bilanciamento nel modello TSO-BSP.....	82
4.6	Capacità interzonale per i servizi di bilanciamento.....	83
4.6.1	Uso e calcolo della capacità interzonale.....	83
4.6.2	Requisiti generali.....	83
4.6.3	Calcolo del valore di mercato della capacità interzonale.....	84
4.6.4	Uso della capacità interzonale da parte dei PSB	85
4.7	Regolamento.....	85
4.7.1	Principi generali	85
4.7.2	Regolamento dell'energia di bilanciamento.....	86
4.7.3	Regolamento degli scambi di energia tra TSO	87
4.7.4	Regolamento degli sbilanciamenti.....	88
4.7.5	Regolamento della capacità di bilanciamento.....	91
4.8	Algoritmi di bilanciamento	92
5	La riforma in Italia.....	93
5.1	Classificazione delle unità.....	93
5.1.1	Aggregazione.....	94
5.2	Ridefinizione di ruoli e responsabilità	98
5.2.1	Programmazione delle unità.....	100
5.3	Riforma dei mercati MGP e MI	101
5.3.1	Introduzione dei prezzi negativi sui mercati nazionali	101
5.3.2	Integrazione dei Mercati Intraday	103

5.4	Riforma del mercato MSD.....	106
5.4.1	Ridefinizione della remunerazione e dell'approvvigionamento.....	107
5.4.2	Evoluzione della regolazione degli sbilanciamenti effettivi.....	109
6	Modelli di riferimento in Europa	111
6.1	Mercato di Bilanciamento in Germania.....	111
6.1.1	Transmission System Operator	111
6.1.2	Riserva di controllo.....	112
6.1.3	Frequency Containment Reserve	113
6.1.4	Frequency Restoration Reserve	116
6.1.5	Minute Reserve	119
6.1.6	Balancing Market in Germania.....	120
6.1.7	Procedura di prequalificazione	122
6.1.8	Prezzo degli sbilanciamenti.....	122
7	Conclusioni	126
	Bibliografia e sitografia	133

1 Introduzione

Il sistema elettrico nazionale, a causa dello sviluppo tecnologico, delle diverse esigenze degli utenti e per via del raggiungimento degli obiettivi europei al 2030, è in rapida e continua evoluzione. Tutto ciò è la conseguenza della rapida diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti programmabili che nella storia, hanno normalmente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica. Se fino a qualche anno fa, infatti, la maggior parte della produzione derivava da pochi impianti (soprattutto termoelettrici) di grande taglia, oggi sono sempre più presenti sul territorio impianti alimentati da fonti rinnovabili (come solare, idroelettrico, eolico, ecc.). Per tutto ciò, si parla di Fonti Energetiche Rinnovabili (FER).

1.1 Filiera del Sistema Elettrico

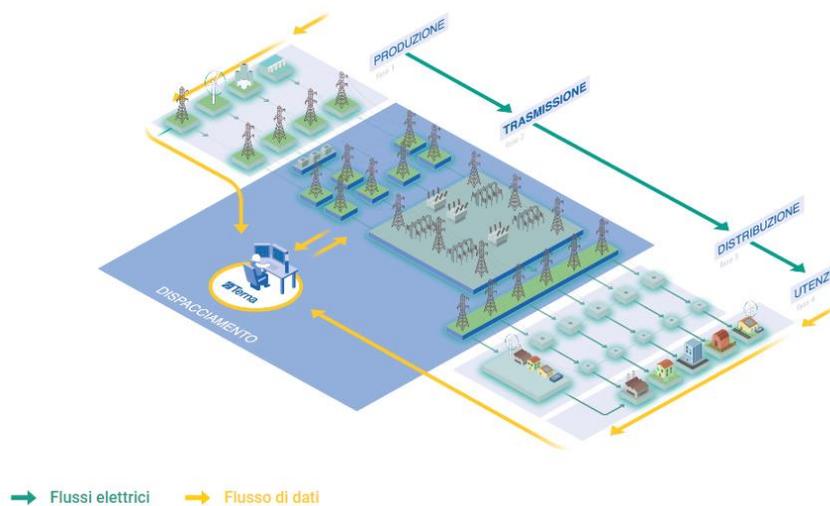
Il sistema elettrico italiano è composto da: produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica all'utente attraverso la rete elettrica. Sostanzialmente, l'energia che viene prodotta dalle centrali raggiunge le zone di consumo tramite un sistema ramificato di linee, stazioni elettriche e di trasformazione.

Gli enti principali che concorrono al funzionamento del sistema elettrico sono:

- Ministero per lo Sviluppo Economico (MSE): è l'ente che delinea programmi e operazioni al fine di garantire sicurezza al sistema elettrico italiano;
- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA): è "un'autorità amministrativa indipendente che ha la funzione di favorire lo sviluppo di mercati concorrenziali nelle filiere elettriche, del gas naturale e dell'acqua potabile, teleriscaldamento/teleraffreddamento e rifiuti urbani e assimilati, principalmente tramite la regolazione tariffaria, dell'accesso alle reti, dello standard di qualità dei servizi, del funzionamento dei mercati e la tutela dei clienti e degli utenti finali". Ha il compito di regolare e controllare il rispetto dei principi per la concorrenza nei settori dell'energia elettrica e del gas;

- Terna s.p.a.: come già accennato, è l'ente centrale del sistema elettrico, è il soggetto che garantisce il bilancio dei flussi di energia istante per istante e provvede alla sicurezza della rete in termini di qualità e continuità;
- GSE: Gestore Servizi Energetici: è una s.p.a. (società per azioni) italiana che promuove lo sviluppo e la diffusione di fonti di energia rinnovabili tramite l'erogazione di incentivi;

GME: Gestore Mercati Energetici: è una società utile ad organizzare i Mercati dell'energia e del dispacciamento, rappresenta la "borsa elettrica italiana" per gli acquisti d'energia elettrica.



*Struttura del sistema elettrico
(fonte: Terna)*

1.1.1 Produzione

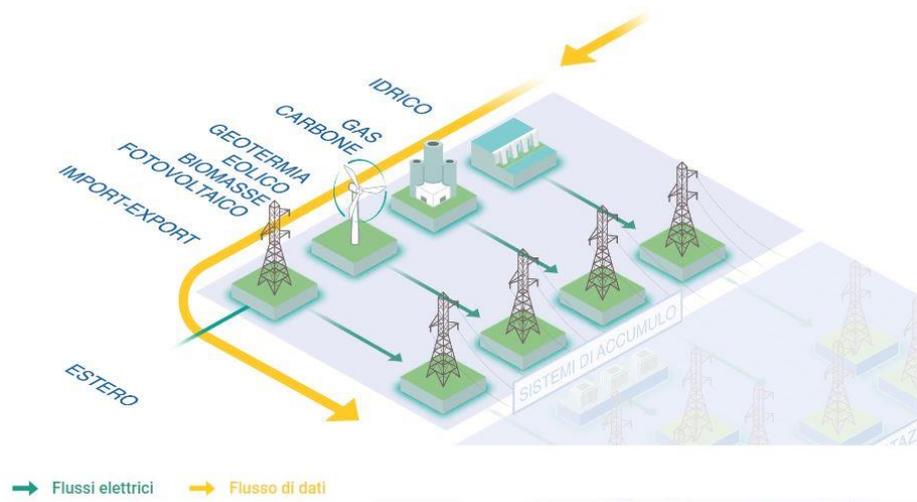
L'energia elettrica, nella forma in cui viene utilizzata, non è presente in natura. Occorre quindi procurarla da delle fonti primarie come i combustibili fossili, il gas naturale, vento, flusso dell'acqua, raggi solari ecc.

Durante la prima metà del '900, la tecnologia maggiormente impiegata per la produzione di energia fu l'idroelettrica: con questa si riusciva a coprire la quasi totalità del fabbisogno energetico, all'epoca abbastanza contenuto. Furono realizzate dighe,

gallerie e condotte, specialmente sulle Alpi. Presto questa forma di energia non fu più sufficiente per coprire la domanda elettrica e si ricorse al termoelettrico, cioè la generazione di energia elettrica dalla combustione di petrolio. Questa diventò ben presto la principale fonte di energia elettrica in Italia.

La diffusione del termoelettrico fu accompagnata dallo sviluppo dell'energia nucleare, caratterizzata dall'assenza di emissioni inquinanti e da una buona economicità di esercizio, ma anche da altissimi standard di sicurezza e diverse difficoltà del trattamento dei rifiuti. Pur essendo una fonte di energia "pulita", l'Italia, insieme ad altri paesi, ha preso la decisione di non usufruirne in seguito ai disastri di Chernobyl del 1986 e Giappone settentrionale del 2011.

Negli ultimi decenni del Novecento, la crescente produzione di energia elettrica da termoelettrico e nucleare ha spostato l'attenzione sulle tematiche ambientali, in particolare sui cambiamenti climatici. Si è quindi ottenuto un crescente sviluppo di fonti di energia rinnovabile (FER) attraverso vari incentivi lungo gli anni, fino ad arrivare ai giorni nostri.



*Sistema di produzione
(fonte: Terna)*

1.1.2 Trasmissione

La rete elettrica italiana è composta da diverse stazioni elettriche di trasformazione e da linee che, in base alla tensione di esercizio, si distinguono in diverse categorie:

- Altissima tensione (AAT): superiore a 150 kV
- Alta tensione (AT): tra 30 e 150 kV
- Media tensione (MT): tra 1 e 30 kV
- Bassa tensione (BT): inferiore a 1 kV.

Le linee ad alta tensione fanno parte della rete di trasmissione che alimenta la rete di distribuzione.

Terna si occupa di trasmettere l'energia elettrica dalla rete in alta tensione, dai centri di produzione, per poi arrivare, attraverso gli enti di distribuzione, alle zone di consumo.

In Italia, Terna è l'operatore che gestisce le reti per la trasmissione dell'energia elettrica (TSO) e gestisce il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), dove per dispacciamento si intende la gestione dei flussi di energia sulla rete, in quanto l'energia elettrica non si può immagazzinare ed è quindi necessario produrre, istante per istante, la quantità di energia richiesta dall'insieme dei consumatori e gestirne la trasmissione in modo che l'offerta e la domanda siano sempre in equilibrio, garantendo così la continuità e la sicurezza della fornitura del servizio. Terna monitora quindi i flussi elettrici e assicura l'applicazione delle disposizioni necessarie per l'esercizio coordinato degli elementi del sistema, cioè gli impianti di produzione, la rete di trasmissione e i servizi ausiliari.

Quando l'Italia era ancora sottoposta al processo di elettrificazione, la trasmissione di energia avveniva direttamente dalle centrali alle città e alle fabbriche che richiedevano energia. In seguito alla diffusione degli impianti di produzione e alla estensione della domanda elettrica, questo modello fu più sufficiente per gestire la trasmissione di energia. Si venne quindi a creare un nuovo modello più ramificato, formato da più centri di produzione che, attraverso la rete, caratterizzata da valori fissi di frequenza e tensione, arrivano ad alimentare tutte le utenze che lo richiedono.

Terna, che svolge il compito di TSO, ha un ruolo fondamentale per il sistema elettrico nazionale, dal momento che ha il compito di garantire il corretto svolgimento delle

attività di trasmissione assicurandosi che la quantità di energia prodotta e immessa in rete sia pari a quella consumata e prelevata dalla rete. Che vi sia quindi bilanciamento.



*Sistema di Trasmissione
(fonte: Terna)*

1.1.3 Distribuzione

La distribuzione è l'ultimo stadio nel percorso di consegna dell'energia elettrica verso l'utente finale. Inizialmente la produzione era svolta in corrente continua e la consegna di energia avveniva entro brevi distanze. Con il processo di elettrificazione ci fu il passaggio alla corrente alternata che consente il funzionamento di trasformatori ad alta efficienza che consentono la trasmissione anche a lunghe distanze.

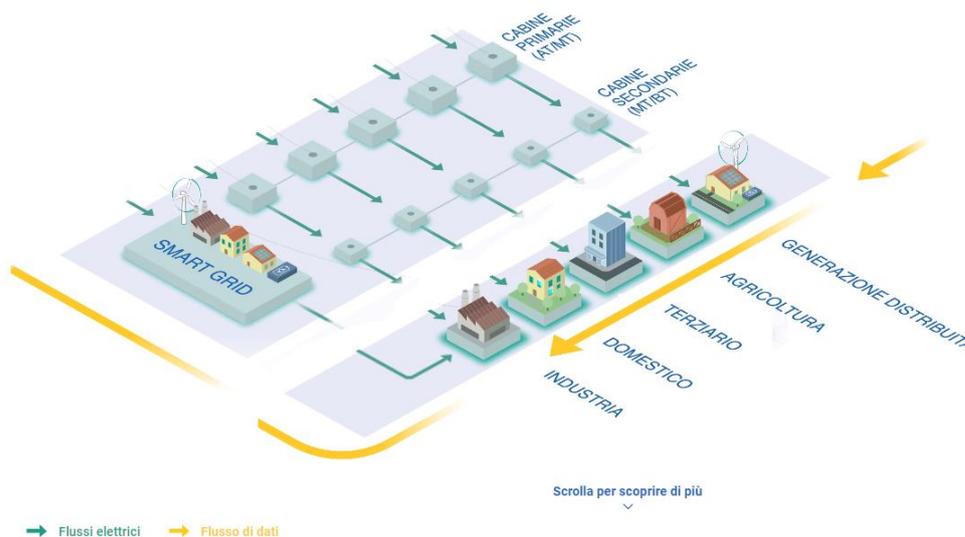
La rete di distribuzione comprende le linee elettriche a media tensione e linee a bassa tensione, impianti di trasformazione AT/MT (cabine primarie), trasformatori su pali o cabine elettriche a media tensione (cabine secondarie), sezionatori e interruttori, strumenti di misura.

La distribuzione avviene inizialmente con la trasformazione della corrente in media tensione per mezzo di cabine primarie (cioè stazioni di trasformazione) e da media a bassa tensione nelle cabine secondarie, per poi arrivare all'utente ad un valore di tensione applicabile (400 V per l'industriale e 230 V per il residenziale).

La rete di distribuzione può essere principalmente di quattro tipi:

- radiale;
- radiale a circuiti paralleli;
- ad anello;
- a maglia.

La gestione della rete di trasformazione è totalmente affidata a Terna, la rete di distribuzione è invece affidata a diverse società (come si vedrà successivamente).



*Schema di distribuzione
(fonte: Terna)*

1.1.4 Dispacciamento

L'energia elettrica non essendo immagazzinabile, deve essere prodotta istante per istante. Terna deve preoccuparsi che la trasmissione avvenga bilanciando la domanda e l'offerta di energia, con lo scopo di assicurare la fornitura e la sua continuità. La

gestione in tempo reale di questi flussi di energia si chiama attività di dispacciamento o balancing. Dispacciare l'energia elettrica significa infatti coordinare la produzione dalle centrali, la trasmissione e la completa integrazione delle nuove fonti rinnovabili garantendo sempre alti standard qualitativi e di sicurezza.

Durante questa attività di dispacciamento, Terna deve oggi confrontarsi con contesto in cui le fonti di energia rinnovabile sono sempre maggiori. Queste costituiscono una fonte di energia inesauribile, ma sono anche non prevedibili e intermittenti, quindi non modulabili.

Il ruolo di terna è quindi fondamentale per gestire un sistema sempre più complesso, necessario per portare a termine gli obiettivi di decarbonizzazione e di transizione energetica. Si analizzerà in seguito il funzionamento del Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

1.2 Excursus storico

Negli ultimi anni, il riscaldamento globale è stato una delle maggiori problematiche ad attrarre le attenzioni del mondo. Con il termine "riscaldamento globale" si intende il cambiamento del clima terrestre verso un aumento delle temperature medie, con conseguente incremento di fenomeni estremi da parte degli agenti atmosferici o lo scioglimento dei ghiacciai, ovvero di fenomeni legati al ciclo dell'acqua nell'ecosistema in cui avvengono i mutamenti. Questa situazione è dannosa per il pianeta ed è strettamente correlata all'attività dell'uomo, in particolare alle emissioni di gas serra. Uno dei gas serra primari che alimenta il suddetto ciclo è l'anidride carbonica che viene rilasciata dalla produzione industriale ed energetica a causa dell'uso di combustibili fossili. Il carbone è infatti responsabile dell'80% delle emissioni di CO₂ nel settore energetico: è perciò necessario ridurre il suo impiego o quantomeno provvedere in investimenti sui sistemi di cattura della CO₂, quindi sulla decarbonizzazione.

Per questi motivi, a partire dagli anni '80 - '90, il panorama energetico mondiale ha attraversato una fase di forti cambiamenti, soprattutto nel settore della generazione elettrica, con nuove dinamiche nei consumi e nella domanda di energia che porteranno a previsioni future di crescita molto disomogenee e concentrate ad aree geografiche specifiche.

I leader mondiali, con gli accordi ambientali di Rio e di Kyoto, rispettivamente nel 1992 e nel 1997, hanno introdotto nuove politiche sullo “sviluppo sostenibile” rivolte al rispetto ambientale e al contrasto del riscaldamento climatico.

La Conferenza sull’ambiente di Rio de Janeiro, a cui parteciparono 172 governi, fu la prima tappa importante per la promozione di tre documenti principali costituenti le linee guida da seguire per gli Stati membri:

- La Convenzione quadro delle Nazioni Unite per il cambiamento climatico (UNFCCC): trattato che riconosce il sistema climatico come bene pubblico a rischio, con l’obbligo per tutti di preservarlo con la riduzione delle emissioni di gas serra e ogni attività che lo danneggia;
- La Convenzione sulla diversità biologica, per la conservazione delle biodiversità negli ecosistemi;
- L’Agenda 21: serie di azioni riferite alla protezione degli ecosistemi, con attenzione alla prevenzione della deforestazione, cambiando le logiche produttive e di consumo per gestire le risorse naturali, sia con azioni che mirino al benessere economico e alla qualità sociale.

Con il protocollo di Kyoto dell’11 dicembre 1997, a cui parteciparono 180 paesi, venne trattato il tema del riscaldamento globale con l’impegno per una riduzione delle quantità di gas serra emesse rispetto i valori base del 1990. A livello europeo (EU-15) si fissò un target medio di riduzione dell’8% al 2012. Nel 2010 si riuscì ad ottenere addirittura un calo del 9,3% di CO₂ emessa.

Per l’Italia, il target di riduzione delle emissioni previsto fu del 6,5% in un periodo tra il 2008 e il 2012. Furono emesse 470 milioni di tonnellate di CO₂ al 2011 rispetto le oltre 510 del 1990.

Grazie alle politiche ambientali adottate, si evince il differente consumo di energia primaria tra il 1990 e il 2016 in Europa:

FONTE	CONSUMO (TWh)	
	2016	1990
PRODOTTI PETROLIFERI	5637	6394
GAS NATURALE	4296	3284
ENERGIA NUCLEARE	~2500	2500
ENERGIA RINNOVABILE	2519	830

Confronto consumi tra gli anni 2016 e 1990 in Europa

È evidente l'aumento dei consumi di energia da fonti rinnovabili, favorito dai massicci investimenti da parte dell'Europa sull'energia rinnovabile. In particolare, al 2017, la Germania risulta consumare circa 400 TWh energetici da FER (17,2% dei suoi consumi finali lordi).

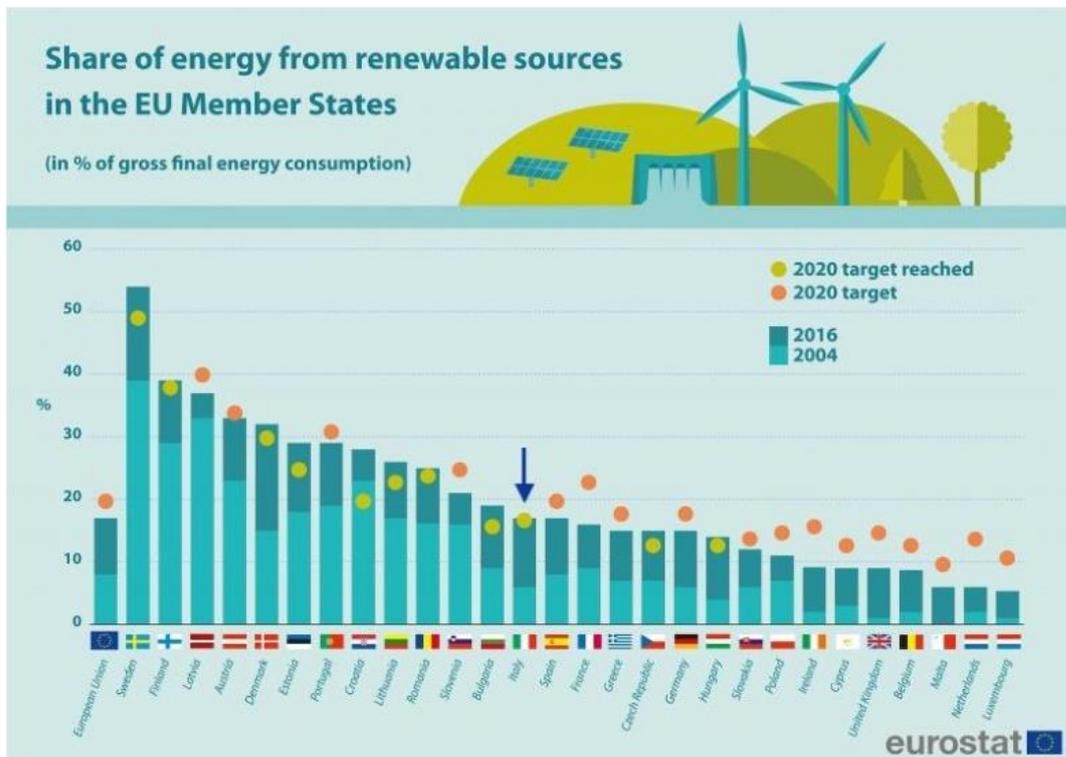
Successivamente al protocollo di Kyoto, furono fissati numerosi obiettivi in modo da adottare politiche sempre più efficaci e ottenere, quindi, sempre più risultati sulla produzione energetica, compatibilmente alla situazione ambientale, con particolare riferimento a temi quali la decarbonizzazione e le fonti rinnovabili.

Nel 2014 viene creata l'Unione dell'Energia, con l'obiettivo di verificare il rispetto degli accordi firmati, grazie ad investimenti per la fornitura di energia sicura e sostenibile. In questo nuovo contesto, l'utente finale non viene più considerato unicamente come fruitore del servizio, ma come partecipante attivo al servizio elettrico (come verrà spiegato successivamente)

Nel 2015, fu di particolare importanza l'Accordo di Parigi per le emissioni di gas serra, con effetti fino al 2020. L'obiettivo guida fu quello di contenere l'aumento della temperatura sotto i 2°C e proseguire con la riduzione delle emissioni dei gas serra, grazie al progresso delle fonti rinnovabili, con un obiettivo di crescita di produzione del 20% e dell'efficienza energetica, entro il 2020, per ogni stato membro.

Successivamente fu approvato il Pacchetto per il Clima ed Energia (Clean Energy Package), con obiettivi al 2030, come la riduzione delle emissioni del 40% rispetto ai livelli del 1990 e un aumento dell'utilizzo di fonti rinnovabili del 32%, con un

miglioramento del 32,5% dell'efficienza energetica rispetto agli scenari di riferimento stabiliti.



*Traguardi raggiunti dagli stati membri dell'Unione Europea
(Fonte: Redazione Banca Dati Sicuromnia)*

1.2.1 Clean Energy Package

Presentato il 30 novembre 2016, il “Clean Energy for all Europeans Package” è un importante documento che presenta misure per rendere l'Europa e i paesi membri, energeticamente competitivi nel campo dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Gli obiettivi principali sono:

- Porre l'efficienza energetica al primo posto nelle priorità di intervento per gli stati membri;
- Garantire la sicurezza nell'approvvigionamento in qualsiasi luogo e a qualsiasi ora;

- Garantire prezzi competitivi per utenze industriali e familiari, all'interno del mercato elettrico;
- Porre l'Europa come leader nel settore delle fonti rinnovabili;
- Dare un ruolo e un'importanza diversa al consumatore finale, garantendo la tutela tramite la stipulazione di contratti equi.

Per quanto riguarda il consumatore finale, esso potrà avere larga scelta di fonti per il rifornimento e avrà la possibilità di produrre, accumulare o vendere la propria energia sotto le tutele del mercato. Si propone, infatti, di riformare la struttura del mercato in modo da rendere centrale la posizione del consumatore, fornirgli le informazioni necessarie e consentirgli un maggior controllo sulle proprie scelte e spese.

Originariamente, solo i grandi impianti industriali avevano la possibilità di vendere la propria energia, mentre i clienti residenziali rimanevano esclusi a causa dei costi elevati di partecipazione al mercato. Viene proposto quindi un nuovo sistema per gestire la domanda energetica, basato sugli "Aggregatori Energetici": i clienti minori, che siano produttori o consumatori) possono unirsi come unica entità e operare quindi nei mercati elettrici per l'acquisto o la vendita dell'energia. Si potranno quindi fornire servizi ancillari (per la sicurezza del sistema elettrico) richiesti dagli operatori della rete di trasmissione (TSO) e della rete di distribuzione (DSO), in base alle loro dimensioni, grazie agli aggregatori: in questo modo si potrà garantire maggiore capacità e flessibilità del sistema (caratteristiche che inizialmente potevano garantire solamente gli impianti di potenza tradizionali).

Più in dettaglio, all'interno del pacchetto, è presente il documento "New electricity market design: a fair deal for consumers" che illustra le linee guida per il nuovo mercato dell'energia elettrica. In esso si vogliono stabilire i diritti e le responsabilità dei partecipanti, i principi generali e i dettagli tecnici della regolamentazione.

Di particolare importanza risulta la remunerazione dell'energia immessa in rete, in modo da poter valutare in maniera efficace gli investimenti.

Allo stesso tempo, la regolamentazione deve essere adatta alle tecnologie disponibili, in continua evoluzione, e deve rendere sempre più partecipi i nuovi soggetti che non sono più semplici consumatori, ma utenti attivi. Deve essere garantita una fornitura di energia pulita (come stabilito dagli impegni internazionali) e sicura.

Le produzioni derivanti da fonti rinnovabili sono variabile e poco prevedibile: la regolamentazione deve permettere uno sviluppo, garantendo la flessibilità del sistema e la sicurezza della fornitura.

Si presentano problemi che si possono individuare nel mercato dell'energia all'ingrosso e al dettaglio: per quanto riguarda il primo, alle nazioni manca ancora una piena concezione dell'essere una parte all'interno di un soggetto più ampio (l'Europa stessa) e quindi tendono ancora a porsi nelle condizioni di garantire esse stesse la propria fornitura energetica, senza considerare la produzione degli stati vicini; per il secondo, i consumatori hanno un ruolo ancora un ruolo poco attivo, nonostante gli strumenti tecnologici siano già a disposizione: occorre quindi un maggiore incentivo, che, come detto in precedenza, consiste nel fornire loro gli strumenti e le informazioni necessarie per agire sui propri consumi e migliorare le proprie condizioni.

All'interno del documento vengono definite le linee guida per entrambi i livelli di mercato.

Per il mercato all'ingrosso si propone l'eliminazione del price cap, in modo che il prezzo rifletta il reale valore dell'energia in funzione del luogo e del momento in cui viene prodotta, in modo che gli investimenti vengano indirizzati verso le produzioni che garantiscono la flessibilità e la sicurezza richiesta dal sistema.

Risulta necessario definire nuove regole di dispacciamento che garantiscano condizioni eque per i generatori di grandi capacità, pur mantenendo l'attenzione nel dispacciamento per i piccoli impianti alimentati da FER, in modo da poter essere concorrenziali nel mercato nel momento in cui saranno tecnologicamente mature.

Di rilevante importanza risulta anche il problema dei colli di bottiglia che si vengono a creare ai confini: bisogna che vengano diminuiti, gestendo in maniera organizzata e ottimizzata la rete, coordinando i singoli TSO, garantendo maggiore stabilità.

Per il mercato al dettaglio, si sottolinea sul fatto che il consumatore deve essere reso al centro del sistema: deve essere messo a conoscenza dei benefici ottenibili in termini di energia sicura, pulita e offerta in modalità competitive. Per questo è necessario che sia informato in maniera chiara direttamente in bolletta sui consumi, i costi privati, i costi dell'energia, oneri di rete e imposte. Gli utenti devono possedere gli strumenti con cui confrontare le proposte dei vari fornitori e, per permettere e stimolare la concorrenza tra i fornitori, deve essere semplice la rescissione di un contratto di fornitura.

A causa delle forti componenti aleatorie facenti parte della natura delle fonti rinnovabili, è necessaria una certa flessibilità, che gli utenti siano capaci di spostare i

propri consumi nel tempo: questa flessibilità deve essere remunerata direttamente al singolo consumatore o tramite gli aggregatori.

Gli aggregatori avranno il compito di gestire le flessibilità di un proprio gruppo di consumatori. Ovviamente, occorrono garanzie di trasparenza e controllo in modo da tutelare i consumatori in una fase così delicata fase di trasformazione.

I DSO, essendo la distribuzione uno dei settori chiamati a trasformazioni radicali, dovranno essere in grado di garantire i servizi di flessibilità e di misurare la propria efficienza energetica in modo da migliorare le proprie prestazioni.

La cooperazione tra DSO e TSO risulta fondamentale, vista la necessità di integrare quote sempre maggiori di energia prodotta da FER.

I TSO devono lavorare in maniera coordinata per garantire stabilità e utilizzare in maniera ottimale la rete.

Il supporto alle FER deve essere efficace e devono essere effettuate verifiche periodiche.

Le gare per i sistemi di supporto devono essere aperte ai vari stati membri.

La priorità di dispacciamento rimane per gli impianti già esistenti a condizione di parità di prezzo, mentre per i nuovi impianti, la priorità è limitata solo agli impianti di piccola taglia.

Il redispacciamento dovrà seguire dei criteri aderenti ai meccanismi di mercato.

Molto importante risulta la questione del bilanciamento, cioè il mantenimento in tempo reale dell'equilibrio tra immissione e prelievi di energia nel sistema elettrico nazionale e degli opportuni margini di riserva secondaria di potenza, tenendo conto dei limiti fisici del sistema, per la quale tutti gli operatori presenti nel mercato sono responsabili. Infatti, le risorse per il bilanciamento devono essere considerate su base sovranazionale.

1.2.2 Green Deal Europeo

L'11 dicembre 2019, la Commissione Europea, guidata da Ursula Von Der Leyen, ha presentato la comunicazione sul Green Deal europeo. Si tratta di una nuova strategia di crescita volta a trasformare l'UE in una società a impatto climatico zero dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva. La

comunicazione della Commissione Europea definisce le iniziative volte ad aiutare l'UE a raggiungere determinati obiettivi entro il 2050. Per realizzarli sarà necessaria una trasformazione della società e dell'economia dell'Europa secondo le intenzioni della Commissione: il Green Deal "trasformerà l'Unione Europea in una società giusta e prospera, con un'economia di mercato moderna e dove le emissioni di gas serra saranno azzerate, e la crescita sarà sganciata dall'utilizzo delle risorse naturali".

Nel concreto, il Green Deal consisterà in strategie, cioè una serie di misure di diversa natura (fra cui nuove leggi e investimenti) che saranno realizzate nei prossimi trent'anni.

Al Green Deal lavoreranno sia la Commissione, cioè l'organo esecutivo dell'Unione, sia il Parlamento e il Consiglio, che invece detengono il potere legislativo. Esso sarà finanziato da una quantità ingente di denaro, sia pubblico che privato.

Come precedentemente detto, l'obiettivo principale è quello di rendere l'Unione Europea il primo "blocco climaticamente neutro" entro il 2050. Gli obiettivi si estendono a molti diversi settori, in particolare i trasporti, l'energia, l'agricoltura, l'edilizia, e settori industriali quali l'acciaio, il cemento, le TIC, i prodotti tessili e le sostanze chimiche. Sono incluse anche possibili tasse sul carbonio per i Paesi che non riducono le loro emissioni di gas ad effetto serra alla stessa velocità degli altri.

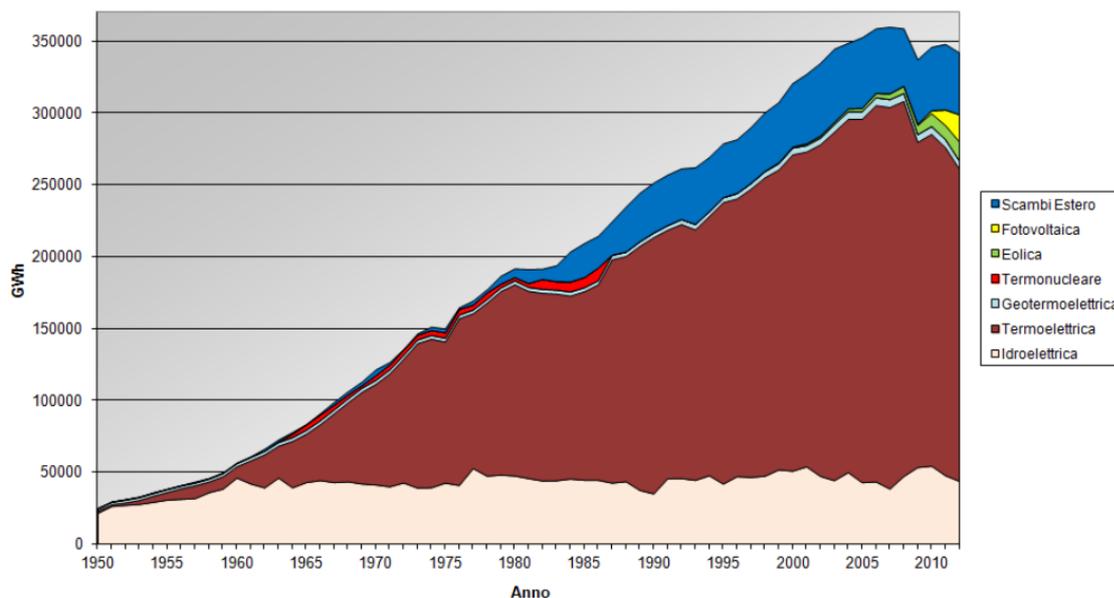
Vengono riassunti di seguito i principali obiettivi:

- Sviluppo sostenibile: il primo mattone, presentato all'inizio del 2020, è il "Meccanismo per la transizione giusta". Esso include un fondo, il Just Transition Fund, pensato per aiutare le regioni più povere dell'UE a muoversi verso un'economia a emissioni zero, attraverso la riduzione del consumo di combustibili fossili e il passaggio a tecnologie meno inquinanti. Per integrare la sostenibilità in tutte le politiche dell'UE, la Commissione punta inoltre su un piano di investimenti, l'EGDIP (European Green Deal Investment Plan) da 1.000 miliardi con serie di azioni prefissate come una nuova strategia di finanziamento sostenibile, Iniziative per lo screening e il benchmark delle pratiche di bilancio verde del Stati membri e dell'UE o il porre rimedio a eventuali legislazioni incoerenti che riducono l'efficacia nella realizzazione del Green Deal;
- Legge per il clima: sviluppo di una legge per rendere irreversibile il percorso verso un'Europa a emissioni zero nel 2050 e un piano per aumentare gli obiettivi di riduzione delle emissioni Ue dal 40% al 50-55% al 2030.

- Previsto il lancio del Patto Europeo per il Clima, cui seguirà la proposta dell'ottavo programma di azione per l'ambiente 2020: per ridurre l'inquinamento, la Commissione propone, a partire dall'estate 2020, una strategia per la sostenibilità del settore chimico, cui seguiranno, nel 2021, un piano d'azione per inquinamento zero di acqua, aria e suolo e la revisione delle misure per combattere l'inquinamento causato dai grandi impianti industriali.
- Energia pulita e economica e sicura: Il piano della Commissione consiste in una serie di step, che riguardano: la valutazione di piani nazionali, l'iniziativa del Renovation Wave nel settore edilizio, la valutazione e revisione della rete transeuropea per il settore dell'energia e una strategia sull'eolico offshore
- Economia circolare: la Commissione presenterà il piano d'azione sull'economia circolare (un sistema economico pensato per potersi rigenerare da solo garantendo anche la sua ecosostenibilità), che include: una strategia industriale, un piano d'azione per stimolare mercati neutrali e circolari, sostegno a processi di produzione di acciaio a carbonio zero e riforme legislative sui rifiuti
- Mobilità smart e sostenibile: i punti focali prevedono: strategie per la mobilità sostenibile e intelligente, la diffusione della ricarica pubblica, proposte legislative per l'incentivazione della produzione e dell'offerta di carburanti alternativi sostenibili, iniziative per aumentare e gestire meglio la capacità delle ferrovie e vie navigabili interne e norme più rigorose sulle emissioni di inquinanti atmosferici.
- Misure strategiche sull'incentivazione di un'agricoltura più verde e sostenibile e sulla tutela e il sostegno della biodiversità.

1.3 Situazione energetica italiana

Negli ultimi 20 anni, a causa di diversi periodi di difficoltà economica, la domanda di energia primaria in Italia è incrementata a un valore di Consumi Finali Lordi (CFL) di 140 TWh nel 2017. Il 70% di questi risulta coperto da produzione termoelettrica tramite carbone e gas. Il 18% risulta coperto da produzione da fonti rinnovabili. Il 12% è coperto dalle importazioni da Francia, Svizzera e Slovenia.



*Riepilogo produzione di energia elettrica in Italia dal 1950 al 2010
(elaborazione dati pubblicati da Terna)*

La produzione da fonti rinnovabili ha quote minori, ma comunque in crescita negli ultimi anni. Secondo il GSE (Gestore dei Servizi Energetici), società per azioni italiana controllata dal ministero dell'economia e delle finanze che si occupa di incarichi di natura pubblicistica nel settore energetico (compreso l'incentivazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili, promozione dell'efficienza energetica e informazione sull'uso dell'energia in maniera sostenibile e compatibile con le esigenze ambientali), il 35% della produzione lorda di energia elettrica (con oltre 53 GW di potenza installata) proviene da fonti rinnovabili. Tra il 2005 e il 2017, si è passati da una produzione di circa 56 TWh di energia elettrica, a 103 TWh, di cui il 23% prodotto da energia solare, il 17% da eolico, il 6% da geotermico, il 19% da bioenergie e il 35% da fonti idrauliche.

Il trend più diffuso tra le fonti rinnovabili è il fotovoltaico: in Italia, nel 2019, sono stati installati 431,4 MW. Di conseguenza, l'incremento si è trasmesso anche ai sistemi di accumulo (abbinati spesso a impianti fotovoltaici residenziali): sempre nel 2019, la potenza cumulata risulta di 102,6 MW

1.3.1 Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

Nel 2017 viene definito il PNEC 2030: provvedimento per il rinnovo della politica energetica ed ecologica italiana, per il raggiungimento degli obiettivi fissati al 2030, contenente misure che permettono il raggiungimento degli Accordi di Parigi e una riduzione dell'impatto ambientale della produzione di energia.

Si punta a una riduzione del 56% delle emissioni da parte delle grandi industrie, del 35% nel terziario e nei trasporti e portare i CFL da fonti rinnovabili al 30%. Si cercherà ridurre a 0 la produzione di energia da parte di centrali termoelettriche a carbone entro il 2025.

Uno degli obiettivi è la costruzione di impianti fotovoltaici per 52 GW con due target di crescita:

- Dal 2017 al 2025: raggiungimento di un tasso medio annuo di crescita solare di 1,5 TWh/anno, con 900 W di installazioni per anno;
- Dal 2025 al 2030: raggiungimenti di un tasso di crescita delle installazioni di 4,8 GW. Per la generazione, si punta a una crescita di 7,6 TWh/anno in media;

Si tenterà di raddoppiare la produzione da fonti eoliche con una crescita media di 1,7 TWh/anno di generazione e 600 MW di installazioni fino al 2030.

Verranno istituiti investimenti per premi sull'autoconsumo per impianti fino a 100 kW e su ristrutturazioni del sistema elettrico.

1.4 Criticità e considerazioni

Lo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia ha cambiato radicalmente i rapporti fra gli attori del settore elettrico, non più basato sulla distinzione fra produttore e consumatore, ma sempre più orientato verso una "generazione distribuita".

Tutto ciò è stato possibile, quindi, sia grazie allo sviluppo crescente di tecnologie come il fotovoltaico e l'eolico, per citare quelle che maggiormente sono state impiegate negli ultimi anni, ma anche grazie a forme di ingenti incentivazioni, le quali, con l'obiettivo di promuovere una transizione dalle fonti di energia fossile a fonti di energia a minor impatto ambientale, hanno innescato un processo di sviluppo e utilizzo massiccio di queste tecnologie, sia in impianti ad uso domestico che in impianti di taglia più rilevante.

Queste nuove fonti non vengono più concepite per soddisfare unicamente il fabbisogno energetico dell'utente che li installa, ma sono in grado ormai di eccedere la quantità richiesta, divenendo in tutto e per tutto degli impianti di produzione la cui energia può essere immessa in rete e non più solo autoprodotta per il consumo diretto del produttore come già avveniva.

Ciò che contraddistingue queste fonti di energia rispetto a quelle tradizionali è indubbiamente il minor impatto sull'ambiente derivante dai processi di produzione di energia, ma anche, come detto precedentemente, la minore prevedibilità dei profili di produzione, poiché in molti casi dipendenti dalle condizioni climatiche che, per quanto parzialmente prevedibili, hanno un margine di aleatorietà che non permette di prevedere a sufficienza i flussi di energia che verranno iniettati nelle reti.

La quantità crescente di energia prodotta da fonti rinnovabili, ha determinato una situazione di eccesso di energia prodotta, mettendo in crisi anche investimenti sui cicli combinati che furono effettuati negli anni 2000.

A causa della penetrazione della produzione da FER, si dovrà raggiungere una situazione di parità sia all'interno della rete elettrica, sia nel mercato elettrico.

Il problema del bilanciamento (tra produzione e consumo dell'energia elettrica) risulta particolarmente delicato per il fatto che per i distributori è complicato effettuare una previsione precisa sull'energia che sarà immessa in rete dalle fonti di generazione. Per questo, i distributori dovranno assumere ruoli di gestione nel mercato elettrico, coordinando richieste e azioni di più soggetti.

Tutti questi aspetti rendono necessari degli interventi sia tecnici che sul mercato stesso, sempre più liberalizzato per garantire la concorrenza, ma garantendo contemporaneamente la sicurezza e la flessibilità della fornitura. È proprio la flessibilità che rischia di mancare nel contesto appena descritto. Per questo motivo è necessario che gli operatori di distribuzione (DSO) e di trasmissione (TSO) garantiscano la sicurezza della fornitura e la qualità del servizio: occorre coordinazione per assicurare la flessibilità richiesta e la sicurezza.

Il processo che si sta completando in tutta Europa, riguarda il processo di integrazione dei vari mercati all'ingrosso degli Stati membri, in particolare attraverso:

- Il “coupling” dei mercati del giorno prima e di quelli infragiornalieri, questi ultimi caratterizzati dalla negoziazione continua, eventualmente integrata con meccanismi ad asta, e dello spostamento del gate closure all’ora precedente quella a cui si riferisce l’oggetto della negoziazione (nei prossimi capitoli verrà approfondito il funzionamento dei mercati elettrici);
- L’armonizzazione e la condivisione dei servizi necessari a garantire la sicurezza del sistema (servizi ancillari) tramite il Regolamento Balancing (approfondito nei prossimi capitoli);

In sostanza, è necessaria un’evoluzione: bisogna individuare le principali linee di intervento volte a rendere l’attività di dispacciamento idonea a garantire efficientemente la sicurezza del sistema elettrico.

Tale nuovo contesto e la sua evoluzione, attesa in vista del futuro raggiungimento degli obiettivi europei, nel 2030, rende quindi sempre più urgente una riforma del servizio di dispacciamento, delle modalità con cui è possibile fornire le risorse necessarie e, inoltre, delle modalità con cui esse vengono remunerate, affinché non vi siano barriere tali da impedire l’utilizzo di tutte le risorse disponibili ove economicamente convenienti.

2 Il Mercato Elettrico Italiano

Il mercato elettrico è dove i produttori di energia elettrica o i trader, che costituiscono l'offerta, vendono l'energia elettrica all'ingrosso e dove i fornitori del mercato libero, i grandi consumatori e l'Acquirente Unico acquistano l'energia per se stessi oppure da vendere ad altri soggetti terzi, come i clienti finali. È un vero e proprio mercato fisico nel quale vengono definiti programmi di immissione e prelievo di energia elettrica nella rete.

Il mercato si svolge in anticipo rispetto all'effettiva consegna dell'energia elettrica. Esso è diviso in più sessioni di mercato, che si svolgono a partire da più di un anno prima della consegna dell'elettricità fino a poche ore prima.

Il prezzo dell'energia è dato dall'incontro fra la quantità di energia richiesta (domanda) e offerta all'interno della Borsa Elettrica, oppure al di fuori di piattaforme di mercato organizzato secondo modalità di contratti bilaterali OTC (mercato Over The Counter, tramite trader d'energia elettrica).

Durante le sessioni di mercato, gli operatori presentano offerte riguardo la disponibilità a comprare (o vendere) una certa quantità di energia non oltre i valori di quantità e prezzo predeterminati. Ogni offerta è formulata da coppie di quantità (MWh) e prezzo (€/MWh).

Il Gestore del Mercato Elettrico, del Mercato del Gas Naturale e dei Mercati per l'Ambiente è il GME. Esso è diretto dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici) che, a propria volta, è controllato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

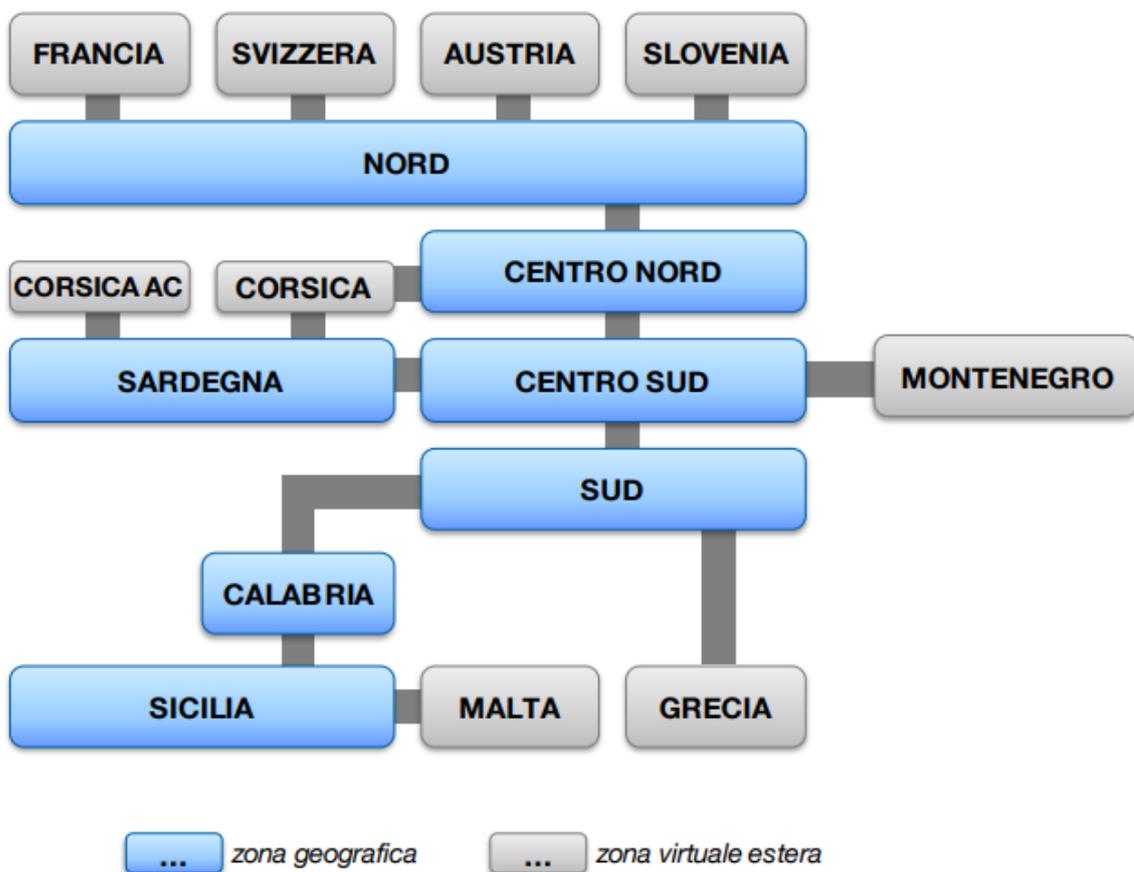
2.1.1 Zone di mercato

Al fine di individuare ed eliminare eventuali congestioni determinate dai programmi di prelievo e immissione dalla rete ed effettuare verifiche tecniche, il GME si serve di una rappresentazione semplificata della rete, una suddivisione in zone, che mostra unicamente i limiti di transito più rilevanti nella rete nazionale. Ai motivi citati, si aggiungono i vantaggi in termini di riduzione dei costi di produzione e l'aumento d'efficienza sulla rete, in quanto il mercato sceglierà i migliori impianti disponibili, nel rispetto dei limiti esistenti.

Queste zone si possono riferire a:

- Zone geografiche: porzioni della rete elettrica nazionale per le quali esistono limiti fisici di scambio di energia con altre zone geografiche limitrofe (Nord, Centro-Nord, Centro- Sud, Sud, Sicilia, Sardegna), ai fini della sicurezza del sistema elettrico;
- Zone virtuali: Punto di interconnessione con l'estero (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica, Grecia) o con un polo di produzione limitato;
- Poli di produzione limitata: zone costituite da sole unità di produzione, la cui capacità di interconnessione con la rete è inferiore alla potenza installata alle unità stesse.

Nella tabella di seguito vengono riportate le zone presenti nel mercato elettrico italiano.



*Zone del mercato elettrico italiano
(fonte: Terna)*

Ognuna delle zone è caratterizzata da un diverso prezzo di vendita dell'energia elettrica, ovvero il prezzo zonale P_z , calcolato dall'intersezione della curva di domanda e di offerta e dai limiti fisici di transito tra le zone confinanti.

L'energia elettrica viene valorizzata ad un unico prezzo, detto Prezzo Unico Nazionale (PUN).

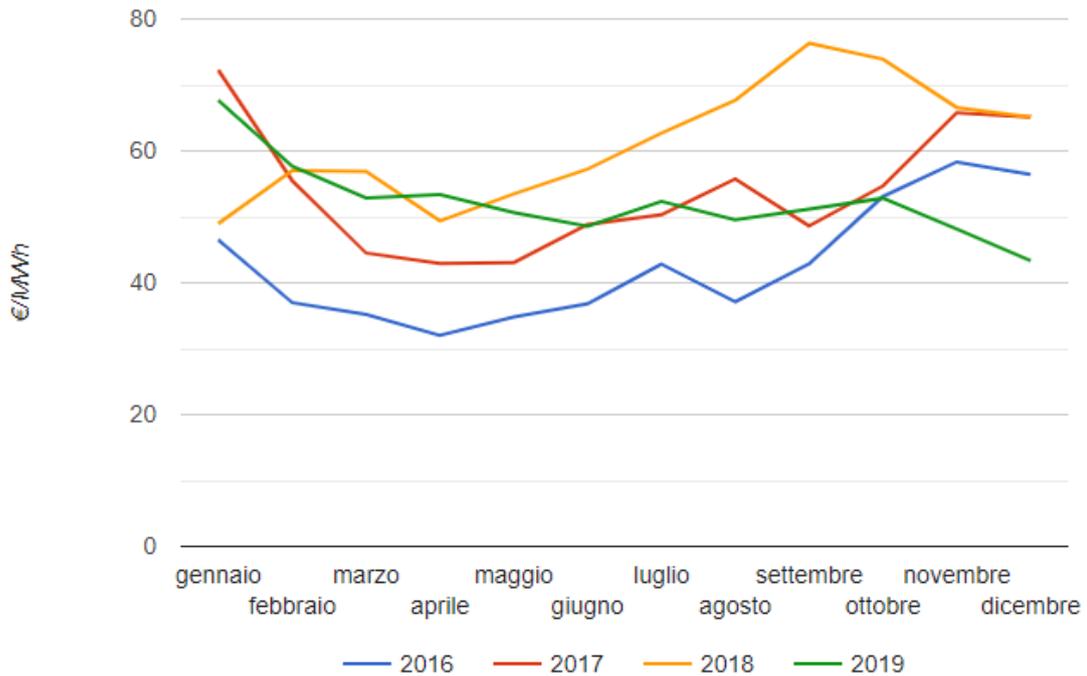
2.1.2 Prezzo Unico Nazionale PUN

Il PUN è il prezzo tariffario dell'energia elettrica, rilevato dalla borsa elettrica italiana. È il prezzo di acquisto nei mercati. Esso è dato dalla media dei prezzi zionali di vendita P_z , ponderati per i consumi zionali (acquisti totali):

$$PUN = \frac{\sum_k^i P_z^k * Q_i^k}{\sum_k^i Q_i^k}$$

Il PUN è variabile ogni ora dell'anno, con valori tendenzialmente più alti nelle ore in cui è più difficile e costoso produrre energia, mentre presenta valori più bassi nelle ore di maggior produzione e quindi offerta.

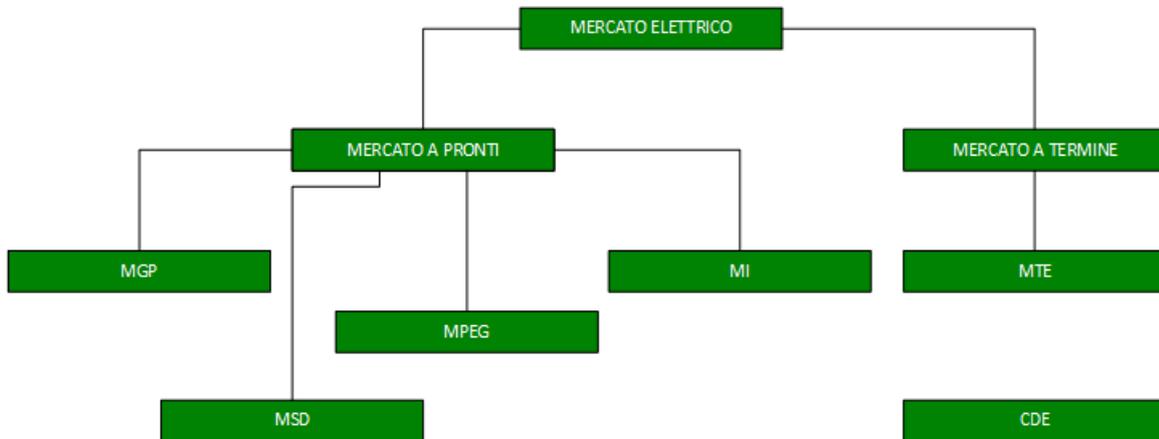
I fornitori acquistano l'energia elettrica sulla borsa (precisamente nel MGP) in €/MWh al PUN. Il cliente finale paga l'energia elettrica consumata ad un prezzo differente dal PUN: questa differenza è prossima ai ricavi unitari del fornitore. Di conseguenza, il prezzo finale in bolletta è fortemente influenzato dal PUN.



*Andamento PUN medio mensile
(fonte: GME)*

L'incremento della produzione tramite fonti rinnovabili, ha portato alla variazione del profilo di prezzo con valori più alti negli orari preserali, dove la produzione solare s'interrompe. Dai dati GME è riportato il PUN medio mensile: a settembre 2019, si osserva un PUN medio di 51,18 €/MWh, contro i 76,32 €/MWh rilevati a settembre 2018 o i 48,6€/MWh di settembre 2017. L'aumento 2018, è stato provocato dalla chiusura delle centrali nucleari francesi, quindi di un calo nelle importazioni e un conseguente aumento dei prezzi. L'oscillazione di prezzo del PUN è quindi continua: negli ultimi si è verificato un calo generale di valore a causa del doppio effetto di crescita del rinnovabile e dell'efficienza energetica: questi portano meno oneri e quindi meno costi complessivi.

2.1.3 Struttura del mercato



*Suddivisione del mercato elettrico
(fonte: GME)*

Il mercato elettrico è composto da una serie di sessioni di mercato, cioè di attività finalizzate alla gestione delle offerte. Si suddivide in due grandi categorie:

- Mercato Elettrico a Termine (MTE), basato su accordi bilaterali tra operatori di settore, dove i prodotti scambiati sono tendenzialmente standardizzati e a prezzo fisso. Si ha obbligo di consegna e ritiro fisico dell'energia;
- Mercato Elettrico a Pronti (MPE): diversamente dal precedente, non si basa sull'incontro di due parti distinte, ma ogni operatore ha come controparte il mercato stesso, il quale prevede l'incontro tra offerta e domanda.

2.1.3.1 Il Mercato Elettrico a Termine (MTE)

Il Mercato elettrico a termine (mercato dell'energia) è la sede per la negoziazione di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro. Sul MTE sono automaticamente ammessi tutti gli operatori del mercato elettrico. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua. Sono negoziabili contratti della tipologia:

- Base-load: fornitura costante in tutte le ore;
- Peak-load: fornitura nelle sole ore comprese tra le 8.00 e le 20.00 dei giorni lavorativi.

Gli operatori partecipano presentando proposte nelle quali indicano tipologia e periodo di consegna dei contratti (che può essere pari al mese, al trimestre e all'anno), numero dei contratti e prezzo al quale sono disposti ad acquistare/vendere. Il GME agisce come controparte centrale.

Le sessioni del 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.

2.1.3.2 Il Mercato Elettrico a Pronti (MPE)

L'operato di questo mercato è costituito da sessioni interne, chiamate "sedute", in cui vengono presentate le offerte. Ai fini di ogni seduta, vengono pubblicati i risultati. Si suddivide a sua volta in:

- Mercato del Giorno Prima (MGP);
- Mercato Infragiornaliero (MI);
- Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD);
- Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)

2.1.3.2.1 Mercato del giorno Prima (MGP)

Il Mercato del Giorno Prima "è un mercato per lo scambio di energia elettrica all'ingrosso dove si negoziano blocchi orari di energia elettrica per il giorno successivo, si definiscono i prezzi, le quantità scambiate e i programmi di immissione e prelievo per il giorno dopo. La controparte centrale per le operazioni di acquisto e vendita sul MGP è il GME". In sostanza, è un mercato che ospita le operazioni di compravendita dell'energia all'ingrosso sulla rete elettrica, con presentazione di offerte per comprare o vendere relative a programmi di immissione e prelievo per il giorno successivo. Possono accedere al MGP tutti gli operatori con la qualifica di "operatori del mercato elettrico".

Prima di ogni sessione, Terna fornisce al GME e agli operatori, informazioni preliminari sui limiti massimi e minimi geografici di transito e la stima della domanda oraria e zonale.

L'apertura delle sedute di mercato è alle 8.00 del nono giorno precedente l'effettiva consegna fisica dell'energia e si conclude alle 12.00 del giorno prima della consegna.

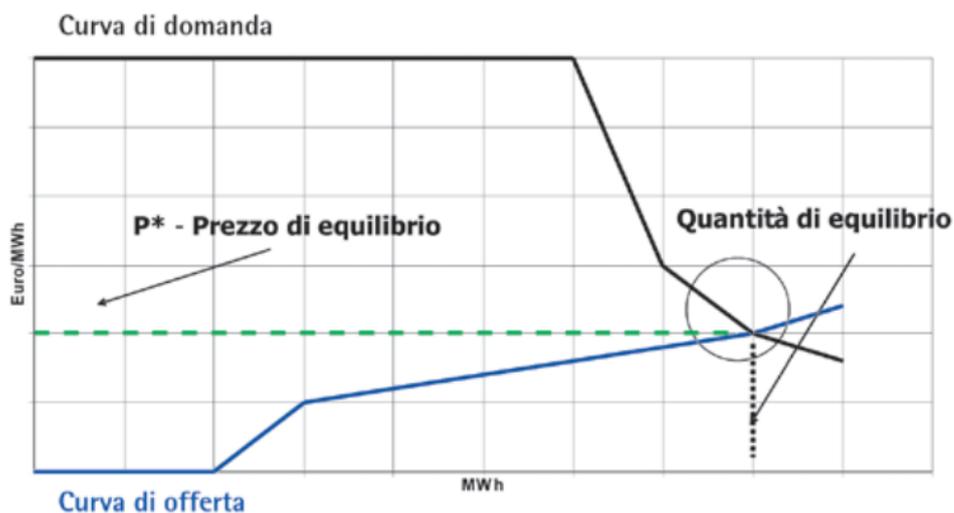
Gli esiti provvisori vengono pubblicati dal GME e comunicati ai singoli operatori entro le ore 12.55 dello stesso giorni di chiusura della seduta.

In ogni seduta vengono presentate le offerte dove indicando quantità e prezzo al quale gli operatori sono disposti ad acquistare o vendere.

Tutte le offerte di vendita e le offerte di acquisto riferite sia alle unità di produzione che alle unità di consumo appartenenti alle zone virtuali estere che sono accettate sul MGP, vengono valorizzate al prezzo marginale di equilibrio della zona a cui appartengono. Tale prezzo è determinato, per ogni ora, dall'intersezione della curva di domanda e di quella di offerta. In presenza di limiti di transito saturati, tale prezzo si differenzia da zona a zona.

Il prezzo delle offerte di vendita (prezzo di vendita) dipende dalla zona geografica e sono valorizzate tramite il System Marginal Price, che corrisponde al prezzo dell'offerta di vendita più costosa accettata per soddisfare la domanda (intersezione). Le offerte d'acquisto vengono invece valorizzate ad un unico prezzo nazionale di acquisto, il Prezzo Unico Nazionale PUN.

Questa metodologia in Italia viene adottata sia per il MGP che per il MI. Alla fine delle sessioni, quindi, l'algoritmo del GME è programmato per accettare le offerte che rendono massime le transazioni, nel rispetto dei limiti di transito tra zone, e infine le organizza secondo uno schema di accettazione.



*Determinazione del prezzo di equilibrio (intersezione curva di domanda e di offerta)
(fonte: Vademecum della Borsa Elettrica)*

2.1.3.2.2 Mercato Infragiornaliero (MI)

Il Mercato Infragiornaliero consente agli operatori di modificare i programmi definiti sul MGP. Tramite il MI (e il Mercato dei Servizi di Dispacciamento) è possibile rimediare ai cambiamenti delle informazioni sulle quantità di energia consumata e sullo stato degli impianti di produzione, riuscendo così a correggere i risultati del MGP. Grazie a questo, è possibile sostenere la volatilità delle FER non programmabili. In base a questi cambiamenti, gli operatori possono aggiornare le offerte di vendita e di acquisto tramite il meccanismo dell'asta implicita. Il GME agisce come controparte centrale.

La modalità di generazione dei prezzi è simile a quella del MGP, con la differenza che tutte le transazioni sono valorizzate direttamente al prezzo zonale Pz e non al PUN. Questo comporta dei discostamenti rispetto alle offerte accettate al PUN ai punti di prelievo durante il MGP. Per questa ragione, il GME applica un corrispettivo di non arbitraggio a tutte le offerte accettate e riferite a detti punti di prelievo.

Il MI si svolge in sette sessioni: MI1, MI2, MI3, MI4, MI5, MI6, MI7:

- 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.
- 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.
- La seduta del MI3 si apre alle ore 17.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 23.45 dello stesso giorno. Gli esiti del MI3 vengono comunicati entro le ore 00.15 del giorno di consegna.
- La seduta del MI4 si apre alle ore 17.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 3.45 del giorno di consegna. Gli esiti del MI4 vengono comunicati entro le ore 4.15 del giorno di chiusura della seduta.
- La seduta del MI5 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 MI5 vengono comunicati entro le ore 8.15 del giorno di chiusura della seduta.
- La seduta del MI6 si apre alle ore 17.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 11.15 del giorno di consegna. Gli esiti del MI6 vengono comunicati entro le ore 11.45 del giorno di chiusura della seduta.

- La seduta del MI7 si apre alle ore 17.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 15.45 del giorno di consegna. Gli esiti del MI7 vengono comunicati entro le ore 16.15 del giorno di chiusura della seduta.

2.1.3.2.3 Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG)

Il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) è la sede per la negoziazione dei prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia. Il GME agisce come controparte centrale.

All'interno del MPEG sono ammessi tutti gli operatori del mercato elettrico, i quali partecipano con modalità continua alle negoziazioni della compravendita di energia.

I prodotti negoziabili all'interno del MPEG sono caratterizzati da:

- "differenziale unitario di prezzo": il prezzo indicato nella formulazione delle offerte e, quindi, il prezzo che si determina in esito alla fase di negoziazione è l'espressione del differenziale, rispetto al PUN, al quale gli operatori sono disposti a negoziare tali prodotti;
- "prezzo unitario pieno": il prezzo indicato nella formulazione delle offerte e, quindi, il prezzo che si determina in esito alla fase di negoziazione è l'espressione del valore unitario di scambio dell'energia elettrica oggetto dei contratti negoziati.

Sul MPEG, per entrambe le tipologie di prodotto ("differenziale unitario di prezzo" e "prezzo unitario pieno"), sono negoziabili i profili di consegna Baseload e Peak Load.

Le sessioni del MPEG si svolgono nei giorni feriali, secondo le seguenti modalità:

- dalle ore 8.00 alle ore 17.00 di D-2. Nel caso in cui D-2 cada in un giorno festivo la sessione si svolgerà dalle ore 8.00 alle ore 17.00 del giorno feriale immediatamente precedente;
- dalle ore 8.00 alle ore 9.00 di D-1, solo se tale giorno non corrisponde ad un giorno festivo. Ne consegue che, qualora il giorno D sia preceduto da un giorno festivo, la sessione di negoziazione per il prodotto con consegna in D si svolgerà esclusivamente dalle ore 8.00 alle ore 17.00 del primo giorno feriale antecedente il giorno D. I venerdì si negozieranno:
 - dalle 8 alle 9 i prodotti con consegna il sabato
 - dalle 8 alle 17 i prodotti con consegna la domenica e i prodotti con consegna il lunedì e il martedì (quest'ultimo prodotto sarà inoltre negoziabile anche dalle ore 8.00 alle ore 9.00 della sessione che si svolge il lunedì).

3 Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento

Nella rete elettrica, la gestione dei flussi di energia è essenziale per mantenere l'equilibrio elettrico di un paese: offerta e domanda di energia devono essere sempre bilanciate. È necessario produrre istante per istante la quantità di energia richiesta dai consumatori e gestirne la trasmissione sulla rete elettrica. Bisogna coordinare la produzione delle centrali, la trasmissione e la completa integrazione delle nuove fonti rinnovabili garantendo sempre alti standard qualitativi e di sicurezza. Il dispacciamento ha questa funzione ed in Italia è affidato a Terna s.p.a. Ha un ruolo fondamentale per gestire un sistema sempre più complesso, necessario per portare a termine gli obiettivi di decarbonizzazione e di transizione energetica.

3.1 Codice di Rete

Il Codice di rete è un documento rilasciato da Terna “in conformità a quanto previsto nel D.P.C.M. 11 maggio 2004 in materia di unificazione tra proprietà e gestione della rete e sulla base delle direttive dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas di cui alla delibera n. 250/04”. L'oggetto è la trasmissione, il dispacciamento, lo sviluppo e la sicurezza della rete, definendo le relazioni tra Terna e gli utenti della rete. Esso viene continuamente aggiornato per rispondere all'esigenza di rinnovamento del Sistema Elettrico Nazionale.

Il Codice di Rete si snoda in quattordici capitoli, i quali trattano tutte le tematiche legate alla gestione e all'esercizio della rete nazionale:

1. Accesso alla rete di trasmissione nazionale
2. Sviluppo della rete;
3. Gestione, esercizio e manutenzione della rete;
4. Regole per il dispacciamento;
5. Attività di misura;
6. Servizio di aggregazione delle misure;
7. Regolazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento e al servizio di trasmissione;
8. Bilancio energia;
9. Statistiche;
10. Salvaguardia della sicurezza;

11. Qualità del servizio;
12. Raccolta e gestione delle informazioni;
13. Comitato di consultazione;
14. Disposizioni generali.

Il documento si conclude con l'elenco degli allegati.

Il capitolo di nostro interesse è il "Capitolo 4 – Regole per il Dispacciamento". Gli utenti a cui si rivolge il suddetto capitolo sono:

- Utenti del Dispacciamento (UdD): sono i soggetti individuati dall'articolo 4 della delibera 111/06 dell'Autorità. Essi sono "tenuti a stipulare con il Gestore della rete un contratto per il servizio di dispacciamento sulla base del modello contrattuale predisposto dal Gestore della rete, nel rispetto delle condizioni fissate dall'Autorità"
- Gestore del Mercato elettrico (GME)
- Gestore della rete elettrica (Terna s.p.a)

Il contratto per il servizio di dispacciamento contiene i diritti e gli obblighi dell'UdD e del Gestore della rete in relazione al servizio di dispacciamento ivi compreso l'obbligo dell'UdD di prestare idonee garanzie.

3.1.1 Tipologie di Unità

All'interno del Codice di rete vengono definite le Unità di Produzione, le Unità Virtuali e le Unità di Consumo, le quali si suddividono in diverse sezioni.

3.1.1.1 Unità di produzione

Una UP è costituita da una o più "sezioni", raggruppate secondo le seguenti modalità:

- Sezioni non alimentate da fonti rinnovabili: di cui si fa una successiva divisione in base alla composizione della UP: costituita da una singola sezione; costituita da raggruppamenti di più sezioni;
- Sezioni alimentate da fonti rinnovabili: suddivise in base alla composizione della UP: composta da sezioni riferibili allo stesso impianto produttivo; insieme delle sezioni di impianti idroelettrici, approvati dal Gestore di rete, appartenenti alla medesima asta idroelettrica a patto che spostando la produzione fra le diverse sezioni non si generino congestioni.

Si possono ulteriormente classificare le Unità di Produzione secondo la taglia delle medesime:

- Unità di Produzione rilevanti: UP con potenza complessiva dei gruppi di generazione ad essa riconducibili, non inferiore ai 10 MVA;
- Unità di Produzione non rilevanti: UP con potenza complessiva inferiore ai 10 MVA o che, pur rispettando i criteri delle UP rilevanti, sono inserite in un contesto strutturale che ne limita l'erogazione sulla rete a valori inferiori alla soglia posta per le UP rilevanti.

3.1.1.2 Unità Virtuali

Queste unità si suddividono in:

- Unità virtuali di produzione: aggregati di UP non rilevanti, facenti parte dello stesso UdD della stessa tipologia e ubicate nella stessa zona;
- Unità di importazione e Unità di esportazione: caratterizzate dai punti di importazione e di esportazione, di cui alla delibera n. 111/06 dell'AEEG

Si rimanda al Codice di Rete per le definizioni dei punti di immissione, punti di prelievo, punto di dispacciamento e periodo rilevante.

3.1.1.3 Unità di Consumo

Tutte le unità di consumo sono unità non rilevanti. Anche in questo caso, si rimanda al Codice di Rete per le definizioni dei punti di immissione, punti di prelievo, punto di dispacciamento e periodo rilevante.

Ogni unità di produzione, virtuale o di consumo, deve essere registrata in un apposito registro, a cura del Gestore della Rete.

3.1.2 Risorse per il dispacciamento

Per perseguire la gestione in sicurezza del sistema elettrico e allo stesso tempo garantire la qualità del servizio di dispacciamento, il Gestore della rete si avvale di determinate risorse di seguito elencate.

3.1.2.1 Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione

Il Gestore della rete utilizza le risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione allo scopo di eliminare le congestioni sulla rete rilevante generate dai programmi aggiornati cumulati di immissione e dai programmi aggiornati cumulati di prelievo.

Una congestione si verifica quando non è possibile fornire pienamente la richiesta di capacità di negoziazione internazionale. Misure di decongestionamento vengono applicate per mantenere la rete di trasmissione stabile ed entro i limiti di carico, nonché per evitare guasti.

La risoluzione delle congestioni in fase di programmazione si divide in due modalità: “a salire” e “a scendere”. Qualora una unità risulti abilitata solamente nella modalità “a salire” (“a scendere”), l’unità potrà esclusivamente incrementare l’immissione o ridurre il prelievo (ridurre l’immissione o incrementare il prelievo) rispetto al proprio programma aggiornato cumulato.

La fornitura di risorse a tal fine da parte di una UP abilitata al servizio consiste nella disponibilità ad accettare modifiche, in incremento per la modalità “a salire” o in diminuzione per la modalità “a scendere”, ai propri programmi aggiornati cumulati.

Per quanto riguarda l’abilitazione delle risorse per questo servizio, sono le UP rilevanti che soddisfano le seguenti condizioni:

- non sono connesse ad una rete di trasmissione con obbligo di connessione di terzi, in quanto non efficaci ai fini del servizio richiesto;
- rientrano tra le UP in collaudo (secondo quanto previsto al paragrafo 4.3.2.8 del Codice di Rete) in quanto non pienamente in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione.

Sono abilitate alla fornitura di risorse le UP rilevanti non escluse dalla fornitura e che soddisfano le seguenti condizioni:

- non sono UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, in quanto in generale tali unità non sono in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione;
- sono in grado di variare, in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 10 MW entro 15 minuti dall’inizio della variazione, affinché il contributo dell’UP alla rimozione della congestione sia significativo e compatibile con i tempi stabiliti per la rimozione delle congestioni;

- limitatamente alle UP idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'unità è almeno pari a 4 ore.

Per quanto riguarda l'approvvigionamento delle risorse, il Gestore della rete si approvvigiona delle risorse nel MSD, contestualmente al processo di definizione dei programmi vincolanti. Gli UdD delle UP abilitate alla fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione hanno l'obbligo di:

- rendere completamente disponibile l'utilizzo dei margini residui rispetto alla potenza massima e rispetto all'azzeramento dell'immissione o rispetto alla potenza minima nel caso di unità esentate dalla presentazione di offerta di Spegnimento, a valle della definizione dei programmi aggiornati cumulati.
- comunicare al Gestore della rete, entro determinati termini temporali, temporanee variazioni dei propri dati tecnici e di indisponibilità al servizio di dispacciamento, secondo le modalità descritte nel paragrafo 4.3.2.7 punto c del Codice di Rete;
- presentare offerta sul MSD, secondo le modalità ed i vincoli di cui al paragrafo 4.8.4 "Contenuto e vincoli delle offerte su MSD". Gli UdD sono esentati dall'obbligo qualora ricorrano le condizioni elencate nel paragrafo 4.8.3.

3.1.2.2 Risorse per la riserva primaria

La riserva primaria di potenza viene utilizzata dal Gestore della Rete al fine di far fronte alle differenze istantanee tra immissione e prelievo totale del sistema elettrico europeo interconnesso, per mantenere il valore di frequenza vicino al suo valore nominale. Gli attuatori di questa azione, sono regolatori di velocità delle turbine, i quali intervengono in tutti i generatori connessi in parallelo alla rete europea in risposta alla variazione di frequenza conseguente allo squilibrio fra produzione totale e fabbisogno totale, ma senza evitare la presenza di scarti di frequenza.

La funzione di riserva è svolta contemporaneamente da tutti i gruppi di generazione in parallelo sul sistema. L'azione correttiva esercitata dalla riserva primaria di potenza non consente di annullare gli scarti di frequenza.

La riserva primaria di potenza deve essere continuamente disponibile e deve essere distribuita all'interno del sistema il più uniformemente possibile, in modo che la sua azione sia indipendente dall'origine dello squilibrio e dalla distribuzione momentanea delle produzioni e dei carichi.

La fornitura di risorse consiste nel rendere disponibile al Gestore una banda di capacità di produzione di energia elettrica asservita ad un dispositivo automatico di regolazione, in grado di modulare la potenza erogata dal medesimo gruppo di generazione, sia in incremento che in decremento, in risposta ad una variazione di frequenza.

La riserva primaria di potenza è fornita esclusivamente dalle UP. Questa, per essere idonea alla fornitura, deve essere idoneo almeno uno dei gruppi di generazione associati all'UP. Sono idonei i gruppi di generazione sincroni che soddisfano i requisiti tecnici contenuti nel Capitolo 1 del Codice di Rete, Sezioni 1B.5.6.1 e 1B.5.7 ovvero Sezioni 1C.5.3.3 e 1C.5.3.4.

Gli impianti a fonte rinnovabile di tipo eolico e fotovoltaico devono fornire supporto durante i transitori di frequenza, secondo quanto previsto negli Allegati A.17 ed A.68 di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

Le UP partecipanti alla regolazione primaria della frequenza devono garantire una riserva di potenza attiva non inferiore a 1,5% della potenza efficiente dichiarata nel RUP (Registro Unità Produzione), quando la potenza erogata è pari alla potenza massima erogabile o è pari alla potenza minima erogabile. Dunque, l'UP avrà campo di funzionamento ammissibile tra P_{MAX} e P_{MIN} , definite di seguito:

$$P_{min} = P_{MT} + 1,5\% * P_{eff}$$

$$P_{max} = P_{max,erogabile} - 1,5\% * P_{eff}$$

dove P_{MT} è la potenza di minimo tecnico; P_{eff} è la potenza efficiente, la potenza attiva massima che l'UP può produrre con continuità (per gli impianti termoelettrici) o per un certo numero di ore (per gli impianti idroelettrici).

In queste normali condizioni d'esercizio ogni UP erogherà una certa quota di banda di riserva primaria ΔP_e in base alla variazione di frequenza in atto Δf e al grado di statismo permanente del regolatore σp (rapporto tra la variazione di frequenza Δf rapportata con il suo valore nominale di 50 Hz e la rispettiva variazione di potenza elettrica ΔP_e rapportata con la potenza efficiente):

$$\sigma p = \left(\frac{\Delta f}{50} / \frac{\Delta P_e}{P_{eff}} \right) * 100$$

Questa quota ΔP_e :

$$\Delta P_e = -\frac{\Delta f P_{eff}}{50 \sigma p} * 100$$

I contributori alla regolazione devono essere in grado di erogare tutta la ΔP_e richiesta entro 30 secondi dall'inizio delle variazioni di frequenza.

Gli UdD di tutte le UP idonee hanno l'obbligo di fornire le risorse per la riserva primaria di potenza secondo quanto prescritto nell'Allegato "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza" del Codice di Rete.

Le UP non idonee e quelle idonee, ma temporaneamente non in grado di rispettare l'obbligo di fornitura, sono tenute al versamento del contributo sostitutivo, definito dall'Autorità secondo le modalità di cui all'articolo 68 della delibera 111/06.

Possono essere ammesse al meccanismo di remunerazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza, le UP, idonee alla fornitura di risorse per la riserva primaria, per le quali risultino soddisfatte le condizioni per l'ammissione da parte del Gestore della rete contenute nell'Allegato "Specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza" del Codice di Rete. Nello stesso paragrafo, sono contenute le modalità per l'ammissione al meccanismo di valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza.

3.1.2.3 Risorse per la riserva secondaria

Il Gestore della rete utilizza le risorse per la riserva secondaria di potenza, o regolazione secondaria della frequenza/potenza, per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema elettrico, riportando quindi gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma, e contribuendo, di conseguenza, al ristabilimento della frequenza europea. I Valori standard europei di frequenza sono di 50 Hz. Scostamenti comportano un rischio per la stabilità di funzionamento del sistema elettrico. In Italia il limite ammesso è di $\pm 2\%$ in alta tensione.

La funzione automatica è eseguita da un regolatore centralizzato presente nel sistema di controllo in linea del Gestore della rete.

La fornitura di risorse per la riserva secondaria di potenza da parte degli UdD consiste:

- nella fase di programmazione o nella fase di gestione in tempo reale, nel rendere autonomamente disponibile la semibanda di riserva secondaria nei programmi aggiornati cumulati dell'UP abilitata o nella disponibilità ad accettare modifiche a tali programmi allo scopo di renderla disponibile;
- nella fase di gestione in tempo reale, nell'asservire la banda di riserva secondaria ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare l'immissione di energia elettrica del medesimo gruppo di generazione sulla base del segnale di livello elaborato ed inviato dal Gestore della rete.

Le risorse per la riserva secondaria di potenza sono fornite da UP abilitate al servizio. Le UP abilitate a fornire risorse per la riserva terziaria di potenza, sono abilitate anche a fornire riserva secondaria di potenza, secondo quanto prescritto nell'Allegato "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza" del Codice di Rete.

Il Gestore della rete si approvvigiona delle risorse per la riserva secondaria di potenza per il tramite del MSD. Gli UdD rendono disponibile, ad un prezzo offerto sul MSD, la semibanda di riserva secondaria di potenza del $\pm 15\%$ rispetto la potenza massima per le unità idroelettriche, oppure al maggiore tra il ± 10 MW e $\pm 6\%$ della potenza massima per le UP termoelettriche.

Il fabbisogno di riserva secondaria è calcolato come (con C = carico in MW):

$$RS = -150 + \sqrt{150^2 + 10 * C}$$

Gli obblighi da parte degli UdD delle UP abilitate alla fornitura di risorse per la riserva secondaria sono descritti nel paragrafo 4.4.3 del Capitolo 4 del Codice di rete. Il Gestore della rete comunica agli UdD delle UP selezionate per il servizio di riserva secondaria di potenza la semibanda di riserva secondaria assegnata, secondo le modalità descritte nel paragrafo "Comunicazione dei programmi finali cumulati".

3.1.2.4 Risorse per la riserva terziaria

Il Gestore della rete utilizza le risorse per la riserva terziaria di potenza allo scopo di ricostituire i margini rispetto ai valori di potenza minima o massima nei programmi in esito a MSD delle Unità di Produzione abilitate. Questi margini, predisposti nella fase

di programmazione o di gestione in tempo reale, sono attivati con l'invio di "ordini di dispacciamento" in tempo reale, e non attraverso un meccanismo di regolazione automatico come per le risorse precedenti.

La riserva terziaria si divide in due modalità di attuazione: nelle modalità "a salire" o "a scendere":

- la riserva terziaria di potenza a salire prevede la disponibilità di margini in esito al MSD che permettano in tempo reale di aumentare l'immissione o di ridurre il prelievo di energia dall'UP abilitata, nelle tempistiche stabilite dal Gestore della rete;
- la riserva terziaria di potenza a scendere prevede la disponibilità di margini in esito al MSD che permettano in tempo reale di ridurre l'immissione o di aumentare il prelievo di energia dall'UP abilitata, nelle tempistiche stabilite dal Gestore della rete.

La costituzione dei margini di riserva terziaria di potenza a salire deve avvenire nella programmazione di:

- UP abilitate connesse in parallelo con la rete ma che non erogano la massima potenza;
- UP abilitate in grado di sincronizzarsi con la rete nei tempi definiti dal Gestore della rete, di seguito riportati.

La costituzione dei margini di riserva terziaria di potenza scendere deve avvenire nella programmazione di:

- UP abilitate in parallelo con la rete ma non eroganti la minima potenza;
- UP abilitate in grado di azzerare le proprie immissioni in tempi congruenti a quelli della tipologia di riserva considerata.

In base al tempo di attivazione e alla durata di erogazione del servizio definiti dal Gestore della Rete, la riserva di potenza a salire (scendere) si può suddividere in:

- Riserva Pronta a salire, pari all'incremento di immissione o al decremento di prelievo che può essere effettuato entro 15 minuti dalla richiesta del Gestore della rete. Ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza entro i tempi previsti dalla normativa ENTSO-E e di mantenere il bilancio di sistema in caso di variazioni rapide di fabbisogno con requisiti di velocità e continuità;
- Riserva Rotante a salire (a scendere), pari all'incremento di immissione o al decremento di prelievo (all'incremento di prelievo o al decremento di

immissione) che può essere effettuato entro 15 minuti dalla richiesta del Gestore della rete e che può essere sostenuto per almeno 120 minuti. Ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza e la riserva terziaria pronta.

- Riserva di Sostituzione a salire (a scendere), pari all'incremento di immissione o al decremento di prelievo (all'incremento di prelievo o al decremento di immissione) che può essere effettuato entro 120 minuti dalla richiesta del Gestore della rete e che può essere sostenuto senza limitazioni di durata. Ha lo scopo di ricostituire la riserva terziaria rotante a fronte di scostamenti del fabbisogno, dell'immissione di fonti rinnovabili non programmabili, di avarie dei gruppi di generazione la cui durata sia di qualche ora.

Il Codice di Rete riporta i requisiti e gli obblighi per l'abilitazione delle Unità di Produzione rilevanti al servizio di riserva terziaria.

Il Gestore della rete approvvigiona le risorse per la riserva terziaria di potenza contestualmente al processo di definizione dei programmi vincolanti o al processo di selezione delle risorse per il bilanciamento, tramite il MSD, secondo le modalità descritte nei paragrafi 4.9.3 e 4.10.4.2 del Codice di Rete.

3.1.2.5 Risorse per il bilanciamento

Le risorse per il bilanciamento vengono utilizzate dal Gestore della Rete in tempo reale per svolgere importanti funzioni sulla rete elettrica quali:

- il mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica;
- la risoluzione di congestioni di rete;
- il ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza.

Per il servizio di bilanciamento il Gestore della rete:

- attiva le risorse approvvigionate per la riserva terziaria di potenza;
- accetta in tempo reale le offerte delle UP abilitate al bilanciamento presentate sul MSD.

La partecipazione degli Utenti del Dispacciamento alle risorse per il bilanciamento riguarda la capacità di modulare l'immissione o il prelievo di energia rispetto alla programmazione dei propri programmi vincolanti in potenza.

In base alle caratteristiche, il servizio di bilanciamento si distingue in:

- Bilanciamento “a salire”: incremento dell’immissione o riduzione del prelievo rispetto al proprio programma vincolante in potenza;
- Bilanciamento “a scendere”: riduzione dell’immissione o incremento del prelievo rispetto al proprio programma vincolante in potenza.

Una unità risulta abilitata al servizio di bilanciamento a salire (a scendere) se:

- sarà possibile incrementare l’immissione o ridurre il prelievo (ridurre l’immissione o incrementare il prelievo) rispetto al programma vincolante in potenza;
- sarà possibile ridurre l’immissione o incrementare il prelievo (incrementare l’immissione o ridurre il prelievo) rispetto al programma vincolante in potenza, sino a concorrenza con il programma aggiornato cumulato, qualora quest’ultimo risulti inferiore (superiore) al suddetto programma.

Le Unità di Produzione rilevanti abilitate al servizio di bilanciamento devono soddisfare dei requisiti e rispettare degli obblighi come riportato nel relativo paragrafo del Codice di Rete.

Il Gestore della rete si approvvigiona delle risorse per il bilanciamento per il tramite del MSD, secondo le modalità descritte alla sezione 4.10 del Codice di Rete.

3.1.2.6 Servizio di interruzione del carico

Il Gestore della rete ricorre all’utilizzo del servizio di interruzione del carico nel caso in cui le risorse approvvigionate sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento siano insufficienti al mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. La fornitura delle risorse per questo servizio, consiste nella disponibilità degli utenti finali ad interrompere il carico secondo determinate modalità definite dal Codice di Rete.

Requisiti per l’abilitazione ed obblighi da parte dei soggetti titolari di carichi interrompibili sono descritti nel Codice di Rete. Il servizio di interruzione del carico viene assegnato dal Gestore della rete mediante procedure non discriminatorie e secondo le modalità contenute nei regolamenti che disciplinano tali procedure.

I clienti finali cui è assegnato il servizio sono tenuti a stipulare un contratto che regola il servizio mediante il modello opportunamente predisposto dal Gestore.

3.1.2.7 Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione

La riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione si suddivide in due tipi differenti di servizio, a seconda dei soggetti che lo forniscono:

- riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione di gruppo: consiste nell'asservimento della generazione di potenza reattiva di un gruppo di generazione ad un dispositivo automatico di regolazione che modula la produzione di potenza reattiva del gruppo in base allo scostamento della tensione ai morsetti del gruppo stesso, da un valore di riferimento;
- riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione di centrale: consiste nell'asservimento della generazione di potenza reattiva di gruppi di generazione appartenenti ad una centrale ad un dispositivo di regolazione automatico che modula la produzione di potenza reattiva dei gruppi sulla base dello scostamento della tensione sulle sbarre AT della centrale.

Requisiti per l'idoneità e obblighi, sono riportati nel Codice di Rete.

Gli UdD delle UP rilevanti i cui gruppi di generazione siano non idonei alla prestazione dei servizi di riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione sono tenuti a versare al Gestore della rete, per ciascun servizio non fornito, un contributo sostitutivo per la mancata prestazione del servizio definito dall'Autorità nell'articolo 68 della delibera 111/06.

3.1.2.8 Riserva reattiva per la regolazione secondaria della tensione

La riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione consiste nell'asservimento della generazione di potenza reattiva di gruppi di generazione appartenenti ad una centrale ad un dispositivo di regolazione centralizzato che automaticamente modula la produzione di potenza reattiva dei gruppi sulla base dello scostamento della tensione su alcuni nodi predefiniti, detti nodi pilota, dal Gestore della Rete.

Obblighi e requisiti per l'abilitazione, nel Codice di Rete.

3.1.2.9 Rifiuto del carico

La fornitura del servizio di rifiuto del carico, per un gruppo di generazione, consiste nel permanere in una condizione di funzionamento stabile indipendentemente dalla disconnessione del gruppo di generazione stesso dalla rete, alimentando i propri servizi ausiliari. Gli Utenti del Dispacciamento, limitatamente alle UP termoelettriche nella propria titolarità comprendenti gruppi di generazione di potenza maggiore di 100 MW, devono fornire obbligatoriamente il servizio con opportuni impianti e personale addestrato.

Obblighi e requisiti in dettaglio, nel Codice di Rete.

3.1.2.10 Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico

La partecipazione alla rialimentazione del Sistema Elettrico Nazionale è strettamente connessa all'esecuzione del Piano di Riaccensione (PdR), coordinato dal Gestore della rete, al quale i gruppi di generazione idonei disponibili devono partecipare secondo le prescrizioni del documento "Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale" di cui all'Appendice A del Capitolo 4 del Codice di Rete.

Requisiti e obblighi di fornitura, nel Codice di Rete.

3.1.2.11 Disponibilità all'utilizzo del telescatto

La disponibilità al telescatto consiste nell'asservire una Unità di Produzione ad un dispositivo in grado di disconnettere automaticamente la medesima unità al verificarsi di eventi predefiniti, ovvero su ordine e secondo le modalità indicate dal Gestore della rete.

Requisiti ed obblighi in dettaglio nel documento del Codice di Rete.

Le risorse per il telescatto sono approvvigionate contestualmente al processo di definizione dei programmi vincolanti secondo le modalità descritte nel paragrafo "Approvvigionamento del servizio di telescatto nell'ambito della fase di programmazione" del Capitolo 4 del Codice di Rete.

3.2 Struttura del MSD

Il Mercato del Servizio di Dispacciamento ha il compito di assicurare adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico nazionale. È in questa parte di mercato che Terna S.p.a. si approvvigiona delle risorse indispensabili per l'esercizio corretto della rete, al fine di risolvere le congestioni, di costituire un'adeguata riserva di energia e di bilanciare in tempo reale i flussi all'interno della rete stessa. Sul MSD Terna agisce da controparte centrale e accetta o rifiuta le offerte secondo i vincoli dati dai limiti di transito zonali, dagli operatori abilitati alla vendita dei propri servizi.

Oltre al Gestore Terna, tra i soggetti attivi nel MSD, coinvolti a stipulare contratti per il dispacciamento con il Gestore della rete, abbiamo gli Utenti del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (UdD), divisi in:

- Titolari di Unità di Consumo UC, attive nel MGP, e titolari di Unità di Produzione UP. Come già spiegato in precedenza, le UP sono Rilevanti se hanno potenza non minore di 10 MVA, iscritte al Registro delle Unità (RUP) e in grado di variare la propria produzione entro tempi e quantitativi determinati. Le UP sono dette Virtuali se sono Non Rilevanti, appartenenti ad un'unica UdD, della stessa tipologia e zona e se unità d'importazione ed esportazione localizzate in zone virtuali estere. Le UP virtuali sono attive solo sul MGP. Tutte le UC sono da considerare Non Rilevanti.
- Acquirente Unico per le unità di consumo di maggior tutela su MGP;
- Titolari di reti interne di utenza.

Esistono poi impianti definibili "essenziali" per la sicurezza della rete e sono necessari per il suo corretto funzionamento. Gli impianti fornitori di servizi essenziali forniscono:

- servizi di riserva, intendendo la riserva secondaria e terziaria;
- servizi per la risoluzione delle congestioni.

Il MSD si articola in due fasi di programmazione:

- Ex ante: si articola in sei sottofasi di programmazione in cui vengono dati gli esiti per le negoziazioni: MSD1, MSD2, MSD3, MSD4, MSD5 e MSD6, questo per evitare possibili cali e oscillazioni. La seduta per la presentazione delle offerte è unica e si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 17.30 dello stesso giorno. Gli esiti del MSD1 vengono resi noti entro le ore 21.45 del giorno precedente il giorno di consegna. Gli esiti del

MSD1, ad esempio, vengono resi noti entro le ore 21.45 del giorno precedente il giorno di consegna. Il MSD ex-ante porta offerte di riserva di potenza a risposta dei risultati del trading MGP e MI e, per ognuna, ne dispone un prezzo. Qui vengono consegnate le offerte per i prezzi di potenza e preparate le riserve per eventuali richieste sul MB. Le offerte più basse avranno alte possibilità di accettazione, ma minori profitti; le offerte alte avranno minori possibilità di accettazione ma elevati profitti possibili. Le offerte accettate vengono ora ordinate per merito sul Mercato del Bilanciamento per l'attivazione il giorno dopo. Qui vengono selezionate da Terna le offerte di vendita e di acquisto ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei Margini di Riserva;

- Mercato di Bilanciamento (MB): si svolge in cinque sessioni, all'interno delle quali vengono selezionate offerte relative a gruppi di ore riferite allo stesso giorno in cui si svolge la seduta. È costituito dalla presentazione continua di offerte. Le sedute aprono alle 22.30 del giorno prima della consegna (o quando sono stati riferiti gli esiti della sessione precedente del MSD ex-ante) e si potranno presentare offerte sino a 60' prima dell'inizio dell'ora H cui tali offerte si riferiscono. Per ogni area geografica e per ogni ora, il GME comunica ad ogni operatore che ha presentato offerte quali sono state accettate, in che quantità e gli orari d'immissione o prelievo. Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine di svolgere il servizio di regolazione secondaria e mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissione e prelievi di energia sulla rete.

	Giorno precedente				Giorno di negoziazione															
Tipo di mercato	MGP	MI1	MI2	MSD1	MB1	MI3	MSD2	MB2	MI4	MSD3	MB3	MI5	MSD4	MB4	MI6	MSD5	MB5	MI7	MSD6	MB6
Apertura seduta		12:55	12:55	12:55	Offerte di	17:30*	Offerte di	22:30*	03:45	Offerte di	22:30*	17:30*	Offerte di	22:30*	17:30*	Offerte di	22:30*	17:30*	Offerte di	22:30*
Chiusura seduta	12:00	15:00	16:30	17:30	MSD1	23:45*	MSD1	03:00	17:30	MSD1	07:00	07:45	MSD1	11:00	11:15	MSD1	15:00	15:45	MSD1	19:00
Esiti definitivi	12:55	15:30	17:00	21:45	Dispacciamento	00:15	02:15	Dispacciamento	04:15	06:15	Dispacciamento	08:15	10:15	Dispacciamento	11:45	14:15	Dispacciamento	16:15	18:15	Dispacciamento

MGP	Mercato del giorno prima
MI	Mercato infragiornaliero
MSD	Mercato del servizio di dispacciamento
MB	Mercato del Bilanciamento

*L'ora riferisce al giorno precedente

*Suddivisione in sessioni dei mercati
(fonte: www.centrali-next.it)*

In MSD ex ante Terna verifica gli esiti del Mercato dell'energia e procede alle modifiche per tutelare l'affidabilità del sistema. I servizi di riserva secondaria, terziari e di risoluzione alle congestioni vengono qui approvvigionati. Nel MB in tempo reale Terna usa le quantità riservate a risultato del MSD ex ante e le adatta ripetutamente al funzionamento in tempo reale per il bilanciamento elettrico nazionale. Gli utenti del dispacciamento avranno possibilità di riproporre le offerte nelle sessioni MB.

Al momento, solo i produttori partecipano attivamente al MSD. I consumatori non vi partecipano, ma offrono solo il servizio di interrompibilità tramite delle aste specifiche svolte da Terna a inizio anno o infrannuali. Tutti i costi che Terna sostiene per il dispacciamento, vengono riversati sul consumatore finale attraverso una componente "uplift" sulla bolletta, pubblicata mensilmente da Terna e stimata sul previsionale sul trimestre successivo. Essa copre le operazioni per assicurare il dispacciamento, in particolare gli acquisti di Terna sul MSD e il bilanciamento.

Al contrario di quanto avviene con il "system marginal price" impiegato nei mercati MGP e MI, il meccanismo di remunerazione nel MSD funziona attraverso un metodo di fissazione di prezzo: il "pay as bid". Secondo questo sistema, le offerte accettate (sia per il giorno dopo, in fase ex-ante per la riserva o per le congestioni intra-zonali, sia in tempo reale, in fase di MB per il bilanciamento ed altre eventuali congestioni) sono vendute/acquistate dai produttori ai prezzi da essi presentati. In un mercato di tipo pay as bid, ogni azione è correlata con i ricavi e gli esborsi dei soggetti attivi nel mercato.

- Le offerte di vendita saranno remunerate all'operatore dal Gestore in base al MWh venduto e si riferiscono alla disponibilità dell'operatore di aumentare la propria produzione creando dei ricavi propri (tali offerte saranno dette offerte a salire).
- Le offerte di acquisto sono date dalla disponibilità degli operatori ad abbassare la propria produzione per l'acquisto di MWh da Terna (dette offerte a scendere), con esborsi dagli operatori e guadagni dal gestore.

3.3 Funzionamento del MSD

Dopo la chiusura dei mercati dell'energia, intesi come MGP e MI, Terna dovrà assicurare la sicurezza del sistema e la qualità del servizio. Nel MSD vengono scambiati i servizi di dispacciamento, definiti del Codice di Rete che, come già spiegato, sono necessari per assicurare, appunto, sicurezza e qualità del sistema. Vengono gestiti dal TSO che in Italia è Terna. Essi prevengono grosse deviazioni dalla frequenza nominale (50Hz), dalla tensione nominale e garantiscono il bilanciamento tra produzione e domanda di energia del sistema elettrico, istante per istante.

I costi di questi servizi vengono totalmente trasferiti in bolletta attraverso una specifica componente di maggiorazione.

Il mercato dei servizi di dispacciamento è un mercato nodale e Terna compra i servizi dalle Unità Rilevanti programmabili: mentre nel MGP e MI le transizioni avvenivano tra un operatore lato vendita e uno lato acquisto, nel MSD la controparte è sempre Terna, che acquista i servizi di regolazione. La partecipazione in questo mercato è permessa agli operatori qualificati, cioè centrali di produzione programmabili di taglia superiore ai 10 MVA. Non sono ammesse invece le produzioni da fonti rinnovabili e i consumatori o centrali di generazione di taglia inferiore ai 10 MVA. Non appena si è qualificati, si è obbligati a presentare la propria offerta di regolazione (diversamente dal MGP e MI) "a salire" o "a scendere", la quale può essere selezionata o meno da Terna. Il cap di offerta a livello europeo, momentaneamente, è di 3000 €/MWh.

3.3.1 Prodotti e servizi

I servizi forniti dalle Unità di Produzione possono essere, a seconda delle caratteristiche:

- Effettuati obbligatoriamente o scambiati a mercato
- Remunerati o non remunerati

I servizi necessari per la sicurezza del dispacciamento elettrico sono:

- Regolazione primaria: l'approvvigionamento è obbligatorio per le Unità Rilevanti di potenza maggiore a 10 MVA per le quali non vi è un pagamento per il servizio, mentre è facoltativo per le unità sotto la soglia, per le quali vi è un pagamento regolamentato.

- Regolazione secondaria: l'approvvigionamento è facoltativo, ma è obbligatorio presentare delle offerte nel MSD da parte delle unità abilitate. Il prezzo sarà quello stabilito nel MSD.
- Regolazione terziaria: approvvigionamento facoltativo, con obbligatoria presentazione di offerte nel MSD per le unità abilitate. Il prezzo è quello stabilito nel MSD.
- Risoluzione delle congestioni di una zona di mercato: approvvigionamento facoltativo, con obbligatoria presentazione di offerte nel MSD per le unità abilitate. Il prezzo è quello stabilito nel MSD.
- Bilanciamento in real time: approvvigionamento facoltativo, con obbligatoria presentazione di offerte nel MSD per le unità abilitate. Il prezzo è quello stabilito nel MSD.

La regolazione primaria ha un pagamento fuori mercato e opzionale, in base ad un accesso volontario da parte dell'operatore al servizio di remunerazione. In tal caso, l'operatore dovrà munirsi autonomamente di un dispositivo di misurazione del contributo di energia primaria e misurare tale contributo, verificando che rispetti la soglia obbligatoria del 1,5% di banda che deve essere sempre garantita al sistema. Il contributo può essere remunerato al prezzo regolato. Questa è una remunerazione di tipo parziale (non a mercato come il resto dei servizi).

Tutti gli altri servizi ancillari vengono offerti sul MSD da determinati operatori qualificati (o abilitati). Tali servizi vengono selezionati da Terna ricevendo il prezzo generato durante la sessione di mercato.

ANCILLARY SERVICE	PARTICIPATION	PAYMENT
PRIMARY REGULATION	<ul style="list-style-type: none"> • MANDATORY FOR RELEVANT UNITS (> 10 MVA) • VOLUNTARY BEYOND THE MANDATORY THRESHOLD 	<ul style="list-style-type: none"> • NO PAYMENT • REGULATED PAYMENT BEYOND THE MANDATORY THRESHOLD
SECONDARY REGULATION	VOLUNTARY, BUT OFFERS OBLIGATION ON MSD/MB FOR QUALIFIED UNITS	MSD/MB PRICES
TERTIARY REGULATION	VOLUNTARY, BUT OFFERS OBLIGATION ON MSD/MB FOR QUALIFIED UNITS	MSD/MB PRICES
RELIEF OF WITHIN MARKET ZONE CONGESTIONS	VOLUNTARY, BUT OFFERS OBLIGATION ON MSD/MB FOR QUALIFIED UNITS	MSD/MB PRICES
REAL TIME BALANCING	VOLUNTARY, BUT OFFERS OBLIGATION ON MSD/MB FOR QUALIFIED UNITS	MSD/MB PRICES

*Partecipazione e remunerazione per servizi ancillari
(fonte: REF-E)*

Non tutti i servizi vengono scambiati e remunerati all'interno del MSD. Alcuni sono obbligatori:

- Regolazione primaria di tensione: approvvigionamento obbligatorio per le Unità Rilevanti (potenza maggiore di 10 MVA), ma nessuna remunerazione del servizio;
- Regolazione secondaria di tensione: approvvigionamento obbligatorio per le Unità Rilevanti (potenza maggiore di 10 MVA), con remunerazione del servizio regolamentata, ma mai introdotta;
- Rifiuto del carico: approvvigionamento obbligatorio per le Unità Rilevanti (potenza maggiore di 10 MVA). Nessuna remunerazione del servizio;
- Black start: ripristino del funzionamento di una centrale elettrica, in caso di black out. Il servizio è obbligatorio per le centrali elettriche incluse nel "piano di riavvio del sistema di alimentazione". Nessuna remunerazione del servizio;
- Disconnessione remota: approvvigionamento obbligatorio per le Unità Rilevanti (potenza maggiore di 10 MVA). Nessuna remunerazione del servizio;

Questi servizi devono essere forniti al sistema senza per questo ricevere una remunerazione: essi rispondono ad un ordine di dispacciamento di Terna.

Un ultimo servizio, non è fornito dalle centrali di produzione, ma dai consumatori. Questo è il servizio di interruzione del carico: i consumatori possono fornire a Terna la disponibilità ad interrompere i carichi su chiamata di Terna dietro un corrispettivo annuo, fissato in asta.

ANCILLARY SERVICE	PARTICIPATION	PAYMENT
PRIMARY VOLTAGE REGULATION	MANDATORY FOR RELEVANT UNITS (> 10 MVA)	NO PAYMENT
SECONDARY VOLTAGE REGULATION	MANDATORY FOR RELEVANT UNITS (> 10 MVA)	REGULATED PAYMENT , BUT NEVER INTRODUCED
LOAD REJECTION	MANDATORY FOR RELEVANT UNITS (> 10 MVA)	NO PAYMENT
BLACK START	MANDATORY FOR POWER PLANTS INCLUDED IN THE "POWER SYSTEM RESTART PLAN"	NO PAYMENT
REMOTE DISCONNECTION	MANDATORY FOR RELEVANT UNITS (> 10 MVA)	NO PAYMENT
LOAD INTERRUPTION	VOLUNTARY FOR CONSUMPTION UNITS	<ul style="list-style-type: none"> • ANNUAL PREMIUM • POSITIVE/NEGATIVE PAYMENT BASED ON ACTUAL INTERRUPTION

*Partecipazione e remunerazione per servizi ancillari
(fonte: REF-E)*

Le regole di mercato sono diverse da quelle del MGP e MI. Analizzando le due fasi di mercato:

- Fase ex-ante (fase di programmazione): le azioni di Terna riguardano la risoluzione dalle congestioni delle zone di mercato e la disposizione e l'assetto delle bande di riserva secondaria e terziaria. I meccanismi di negoziazione sono ad asta con intervalli di un'ora (offerta per l'ora 1, per l'ora 2 e così via) e la remunerazione dei servizi avviene tramite metodo pay as bid (diversamente dal system marginal price del MGP e MI): ognuno viene remunerato al prezzo richiesto, se l'offerta viene selezionata da Terna. Terna seleziona le offerte per merito economico: non vi è uno stretto rispetto dell'ordine economico come nel MGP e MI (dove il GME seleziona le offerte di prezzo minore e rifiuta quelle di prezzo maggiore), ma Terna ha libertà nelle selezioni, tenendo conto anche di parametri tecnici o efficacia nel dispacciamento.
- Fase del Mercato di Bilanciamento (MB, tempo reale): le azioni di Terna riguardano l'uso delle bande di regolazione secondaria e terziaria e il bilanciamento in tempo reale del sistema. Il meccanismo di negoziazione è ad asta come in ex-ante, svolto in 6 sessioni ad intervalli di 15 minuti. Il metodo di remunerazione rimane il pay as bid e l'aggiudicazione avviene tramite merito economico, tenendo conto dell'efficacia del servizio.

	ASM (MSD ex-ante) PROGRAMMING PHASE	BM (MB) REAL TIME PHASE
TERNA ACTION	<ul style="list-style-type: none"> • RELIEF OF WITHIN MARKET ZONE CONGESTIONS • ARRANGMENT OF SECONDARY AND TERTIARY RESERVE BANDS 	<ul style="list-style-type: none"> • USE OF SECONDARY AND TERTIARY REGULATION BANDS • REAL TIME BALANCING OF THE POWER SYSTEM
TRADING MECHANISM	AUCTION (1 SUB-PHASES IN D-1 5 SUB-PHASES IN D)	AUCTION (6 SESSIONS IN D)
TRADING INTERVAL	1 HOUR	15 MINUTES
PRICING RULE	PAY-AS-BID	PAY-AS-BID
OFFERS AWARDING RULE	ECONOMIC MERIT BUT TAKING INTO ACCOUNT THE EFFECTIVENESS OF SERVICES	ECONOMIC MERIT BUT TAKING INTO ACCOUNT THE EFFECTIVENESS OF SERVICES

*Regole per il Mercato dei Servizi di Dispacciamento
(fonte: REF-E)*

Non vi è perfetta corrispondenza tra i servizi ancillari e il corrispettivo prodotto negoziato nel MSD. Più in dettaglio, infatti, si può osservare che:

- Per quanto riguarda la regolazione secondaria, vengono presentate offerte per la regolazione secondaria a salire e la regolazione secondaria a scendere, entrambe in €/MWh (solo qui vi è corrispondenza tra prodotto e servizio);
- Per quanto riguarda gli altri servizi, non vi è un prodotto corrispondente al servizio in maniera biunivoca, ma vi sono delle offerte divise in “accensione e altri servizi a salire” e “spegnimento e altri servizi a scendere” (in €/MWh): ogni operatore presenta un’offerta per accendere l’impianto se esso è spento (startup) e regolare a salire, viceversa presenta un’offerta per regolare a scendere e spegnere l’impianto (shutdown). Infine, ci sono dei “gettoni” (token) che vanno a remunerare l’operazione di accensione e/o il cambio di assetto tecnico (in €).

NETWORK CODE ANCILLARY SERVICES	MSD/MB COMMERCIAL PRODUCT
SECONDARY REGULATION	UPWARD SECONDARY REGULATION (€/MWh)
	DOWNWARD SECONDARY REGULATION (€/MWh)
TERTIARY REGULATION RELIEF OF WITHIN ZONE CONGESTIONS REAL TIME BALANCING	STARTUP (€/MWh)
	SHUTDOWN (€/MWh)
	UPWARD OTHER SERVICES (€/MWh)
	DOWNWARD OTHER SERVICES (€/MWh)
	STARTUP OPERATION (€)
	TECHNICAL CONFIGURATION CHANGE (€)

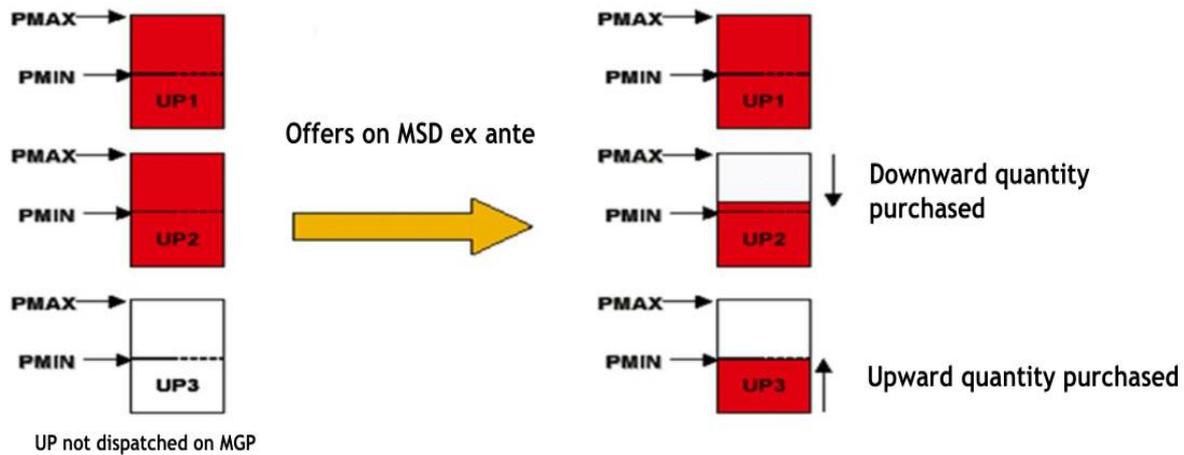
*Prodotti negoziati nel MSD
(fonte: REF-E)*

3.3.1.1 Esempio di dispacciamento

Osserviamo nella seguente figura un esempio di ciò che avviene nella fase ex-ante del Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

Il GME ordina le offerte di vendita/acquisto selezionando quelle necessarie per la copertura della domanda. Dal MGP emerge, quindi, che ci sono due impianti accesi al massimo della produzione e un impianto spento. Ovviamente questa non è una condizione di sicurezza per Terna perché non è possibile la regolazione: se si avesse un

sistema più “lungo” (che produce più di quanto programmato) si potrebbe chiedere ad uno dei due di produrre un po' meno, quindi si bilancerebbe, ma se si avesse un sistema “corto” (che produce meno di quanto programmato), si avrebbe una situazione in cui due impianti sono al limite massimo e l'altro è spento, non si sarebbe in grado di bilanciare il sistema.



Terna, in fase ex-ante, modifica il dispacciamento: accetta, ad esempio, sull'unità 3 un'accensione al minimo tecnico, mentre sulla 2 una quantità di regolazione a scendere: in questo modo si copre la stessa domanda, ma garantendo che, se si avesse un sistema corto, l'unità 3 (accesa) sarebbe in grado di regolare a salire, così come la 2, a cui si è chiesto di produrre un po' meno, che sarà in grado di regolare a scendere. Viceversa, se si avesse un sistema lungo, l'unità 1 sarà in grado di regolare a scendere, così come la 2 che sarà in grado anch'essa di scendere.

Tipicamente, quindi, in ex-ante, Terna fa in modo di creare delle bande di regolazione che siano sufficienti a regolare e bilanciare il sistema nel tempo reale. Poi, nell'effettiva fase di bilanciamento, queste bande possono essere utilizzate a seconda della situazione tra domanda e produzione.

3.3.2 Regolazione degli sbilanciamenti

Una volta conclusa la fase di programmazione, si arriva al programma finale di produzione o prelievo che deve essere rispettato da tutti i produttori e i consumatori. Ognuno ha un determinato profilo da rispettare: orario per i consumatori e le rinnovabili (poiché essi partecipano solo al MGP e MI); quartorario per i produttori (poiché partecipano alla fase ex ante e MB del MSD).

Se i profili effettivi si discostano dal programma, si crea uno sbilanciamento: una quantità di energia elettrica pari alla differenza tra l'energia elettrica immessa o prelevata dal BRP e il programma vincolante modificato e corretto relativo al medesimo punto. Lo sbilanciamento effettivo, per come è definito, può essere positivo o negativo. Di conseguenza, nella regolazione vigente, lo sbilanciamento effettivo:

- dal punto di vista spaziale, è associato al punto di dispacciamento che coincide con il “nodo” di rete solo nel caso delle unità di produzione rilevanti, altrimenti si riferisce alla macrozona;
- dal punto di vista temporale, è associato a ogni periodo rilevante.

Lo sbilanciamento viene regolato finanziariamente per responsabilizzare gli operatori a rispettare il proprio programma di produzione o prelievo e coprire i costi che Terna sostiene nel dover ribilanciare. Le regole per valorizzare lo sbilanciamento cambiano a seconda dalla natura dell'unità:

- Unità di produzione programmabili abilitate al mercato dei servizi ancillari: gli sbilanciamenti sono remunerati tramite il metodo “dual pricing”
- Unità di consumo, di produzione da fonti rinnovabili o comunque di produzione programmabili non abilitate al MSD: gli sbilanciamenti sono remunerati tramite metodo “single pricing”.

I produttori di energia rinnovabile, oltre allo schema single pricing, possono accedere ad uno schema di perequazione che va a distribuire i costi su un portafoglio di unità, anziché pagare il proprio costo singolo.

MARKET PLAYER CATEGORY	IMBALANCES PRICING RULES
PROGRAMMABLE PRODUCTION UNITS QUALIFIED TO ASM	DUAL PRICING
PROGRAMMABLE PRODUCTION UNITS NOT-QUALIFIED TO ASM CONSUMPTION UNITS	SINGLE PRICING
INTERMITTENT RENEWABLE PRODUCTION UNITS	<p>SINGLE PRICING OR SINGLE PRICING WITH THRESHOLDS AND EQUALISATION PAYMENT</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>DIRECT SELLING</u> NO AGGREGATION AMONG UNITS • <u>GSE BROKERAGE</u> UNITS ARE AGGREGATED BY GSE (TOTAL IMBALANCE CHARGES THEN REDISTRIBUTED AMONG SINGLE UNITS OR PASSED ON TO CONSUMERS)

*Regole di remunerazione degli sbilanciamenti
(fonte: REF-E)*

Uno sbilanciamento viene anche valutato rispetto allo sbilanciamento della zona: non conta solo un impianto sia lungo o corto, che stia producendo più o meno di quanto previsto, ma conta se la zona in cui si trova è in eccesso o in scarsità di produzione.

Dal punto di vista degli sbilanciamenti, si distinguono due macrozone:

- Macrozona NORD: coincide con la sola zona Nord del mercato
- Macrozona SUD: comprende Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna.

Per ogni macrozona viene calcolata la posizione “lunga” o “corta” secondo la formula:

$$IMB_{MZ} = \sum (ACT_{INJECT} - SCHED_{INJECT}) - \sum (ACT_{WITHDR} - SCHED_{WITHDR})$$

Il primo termine della formula, rappresenta la somma degli sbilanciamenti di tutte le unità di produzione localizzate nella macrozona. Il secondo termine, invece, rappresenta la somma degli sbilanciamenti di tutte le unità di consumo localizzate nella macro zona.

La formula può anche essere rappresentata nel modo seguente:

$$IMB_{MZ} = \sum (ACT_{INJECT} - ACT_{WITHDR}) - \sum (SCHED_{INJECT} - SCHED_{WITHDR})$$

In questa forma, il primo termine rappresenta l'energia fisica effettivamente scambiata, conosciuta prima della misurazione, prima delle trattative commerciali. Il secondo termine rappresenta, invece, la programmazione commerciale, conosciuta dopo la chiusura della fase di programmazione.

Una zona è sbilanciata lunga se vedo un flusso in uscita maggiore di quello che avevo previsto. È sbilanciata corta se vedo un flusso in uscita minore o in entrata maggiore di quello che avevo previsto nelle sessioni di mercato (es. sono presenti produzioni da rinnovabili che stanno producendo più del previsto, o domanda minore del previsto).

3.3.2.1 Remunerazione

3.3.2.1.1 Dual Pricing

Le unità abilitate che partecipano al MSD accedono ad uno schema di remunerazione dual pricing, cioè prezzo duale: hanno una remunerazione non simmetrica, diversa a seconda che stiano aiutando la propria zona o la stiano aggravando. Osserviamo i differenti casi:

- L'unità aiuta la zona in cui si trova: possiamo distinguere due casi analoghi (prima riga, seconda colonna e seconda riga, prima colonna della tabella sottostante): se l'unità è lunga in una zona corta, cioè sta producendo di più di quanto previsto in una zona in scarsità, oppure se l'unità è corta in una zona lunga quindi sta producendo meno in una zona che ha un eccesso di produzione rispetto alla programmazione, sta aiutando la propria zona, quindi il prezzo a cui viene remunerata è il prezzo zonale del MGP. Se la programmazione fosse stata corretta e non si fosse presentato uno sbilanciamento, si avrebbe lo stesso prezzo, quindi è una situazione neutra: l'energia viene pagata al prezzo della zona in cui si sta sbilanciando, che sia energia comprata o venduta.
- L'unità aggrava la zona in cui si trova: anche qui si distinguono due casi (prima riga, prima colonna e seconda riga, seconda colonna della tabella sottostante). In questi due casi, l'energia viene valorizzata ad un prezzo minore rispetto al prezzo MGP:
 - L'unità è lunga in una zona lunga: si sta producendo di più in una zona che si trova già in eccesso. L'energia viene valorizzata al prezzo minore tra i mercati, quindi al minimo tra i prezzi delle regolazioni a scendere

e il prezzo del MGP. In questo caso, l'unità ha un ricavo, ma è molto inferiore a quello che avrebbe ottenuto vendendo la propria energia sul mercato dell'energia.

- L'unità è corta in una zona corta: si sta producendo meno in una zona che si trova già in difetto. Il prezzo applicato all'energia è il più alto registrato nei mercati, il massimo tra tutti i prezzi delle regolazioni a salire e il prezzo del MGP. In questo caso, l'unità ha una perdita dovuta al fatto che sta ricomprando l'energia che non produce (appunto "corta") a un prezzo molto più elevato di quello a cui era stata venduta nel MGP.

In sintesi: se l'unità aiuta la propria zona (diagonale secondaria) essa è esattamente neutra, come se la programmazione fosse stata corretta; se l'unità aggrava la propria zona (diagonale primaria), riceve un prezzo basso per l'energia che sta producendo, altrimenti acquista ad un prezzo alto l'energia che non produce, quindi viene penalizzata.

		MACRO-ZONE	
		LONG	SHORT
UNIT	LONG	+ $\text{MIN} (\text{MIN } P_{MB\downarrow} , P_{MGP})$	+ P_{MGP}
	SHORT	- P_{MGP}	- $\text{MAX} (\text{MAX } P_{MB\uparrow} , P_{MGP})$

*Valorizzazione sbilanciamento secondo la regola Dual Pricing
(fonte: REF-E)*

3.3.2.1.2 Single Pricing

Le unità non abilitate (che non partecipano al MSD) accedono ad uno schema di remunerazione di tipo single pricing. Questo tipo di remunerazione viene detto simmetrico, sia nel caso in cui l'unità stia aiutando la zona, sia nel caso in cui la stia aggravando:

- Se l'unità aggrava la zona (diagonale principale della seguente tabella), viene applicata una penalizzazione: l'energia viene remunerata al prezzo minimo nei mercati dell'energia, quindi il minimo tra il prezzo medio ponderato delle regolazioni a scendere e il prezzo del MGP, nel caso di vendita (unità lunga in una zona lunga), oppure al prezzo massimo sui mercati per l'energia, cioè il massimo tra il valore medio ponderato dei prezzi delle regolazioni a salire e il prezzo del MGP, nel caso di acquisto (unità corta in una zona corta);
- Se l'unità aiuta la zona (diagonale secondaria della tabella a seguire), l'unità viene premiata: riceve un prezzo simmetrico a quello della stessa colonna. Se l'unità è corta in una zona lunga, viene applicato all'energia il prezzo più basso sui mercati, cioè l'unità dovrà ricomprare l'energia a un prezzo molto basso rispetto al prezzo a cui l'ha venduta sul MGP. Si ha quindi un premio. Se l'unità è lunga in una zona corta, al contrario, sta producendo di più in una zona in difetto: il prezzo applicato è il più alto dei mercati. Venderà, quindi, l'energia ad un prezzo più elevato rispetto al prezzo a cui verrebbe acquistata nel MGP.

Come si evince, le unità che non partecipano al MSD hanno uno schema che le premia se stanno sbilanciando contro zona o, al contrario, le penalizza se stanno sbilanciando nello stesso verso della zona, causando, quindi, lo sbilanciamento della zona.

		MACRO-ZONE	
		LONG	SHORT
UNIT	LONG	+ MIN (MED $P_{MB\downarrow}$, P_{MGP})	+ MAX (MED $P_{MB\uparrow}$, P_{MGP})
	SHORT	- MIN (MED $P_{MB\downarrow}$, P_{MGP})	- MAX (MED $P_{MB\uparrow}$, P_{MGP})

*Valorizzazione sbilanciamento secondo la regola Single Pricing
(fonte: REF-E)*

3.3.2.2 Unità di produzione alimentate da FRNP

Le fonti rinnovabili possono accedere allo schema di remunerazione “single pricing” puro appena esaminato, oppure possono decidere di usare un meccanismo di perequazione: entro una certa soglia, si può accedere a un meccanismo in cui il costo di sbilanciamento viene distribuito tra tutte le unità di produzione da fonti rinnovabili di una determinata area. Superata la soglia, invece, lo sbilanciamento verrà remunerato in modalità single pricing.

Le unità che vengono ritirate dal mercato dal GSE, dovranno accedere obbligatoriamente ad un meccanismo di perequazione.

Il valore delle suddette soglie dipende dalla fonte di energia rinnovabile considerata. Le soglie vengono elencate nella seguente tabella.

RENEWABLE SOURCE	THRESHOLDS
WIND UNITS	49% OF SCHEDULED INJECTIONS
SOLAR UNITS	31% OF SCHEDULED INJECTIONS
RUN-OF-RIVER HYDRO UNITS	8% OF SCHEDULED INJECTIONS
ALL OTHERS INTERMITTENT RENEWABLE UNITS	1.5% OF SCHEDULED INJECTIONS
NOT-RELEVANT INTERMITTENT RENEWABLE UNITS CLUSTERED BY ZONE	8% OF SCHEDULED INJECTIONS

*Soglie di accesso alla remunerazione single pricing per unità alimentate da FRNP
(fonte: REF-E)*

3.3.2.3 Componente di non arbitraggio

Gli sbilanciamenti vengono calcolati e remunerati per macrozona, mentre i prezzi dell’energia nel MGP sono zonali, si riferiscono cioè a zone di mercato e non a macrozone. Le unità di produzione non abilitate al MSD e le unità di consumo comprano e vendono energia al prezzo del MGP cioè ad un prezzo zonale, mentre, nella nell’ambito degli sbilanciamenti, comprano e vendono al prezzo di sbilanciamento macrozonale. Questo potrebbe provocare comportamenti distorti di programmazione sui mercati energetici (MGP e MI).

Per esempio, un'unità di produzione da FRNP potrebbe sbilanciare volontariamente nella macrozona SUD, quindi al sud, in Sicilia e al centro-nord, che tra loro hanno prezzi zonali molto diversi, ma appartengono alla stessa macrozona. Per questo, con l'ultima riforma sugli sbilanciamenti, è stata introdotta una componente di non arbitraggio, utile ad evitare sbilanciamenti opposti nella stessa macrozona. Lo bilanciamento viene valutato tramite la differenza fra il prezzo della zona e il prezzo della macrozona, per impedire che si arbitraggi tra singole zone di una macrozona.

$$CNONATB_{UP/UC} = (P_Z - P_{MZ}) * IMB_{UP/UC}$$

Dove:

- P_Z : prezzo zonale del MGP
- P_{MZ} : media pesata dei prezzi zonali del MGP delle zone che compongono la macrozona, utilizzando programmi di prelievo macrozonale

Questa componente viene applicata sulle quantità sbilanciate: tramite questo metodo non è più possibile andare a speculare sulla localizzazione del proprio portafoglio di produzione, ma un operatore è chiamato a rispettare il programma. Tutto ciò vale soprattutto per le unità di produzione FRNP poiché gli arbitraggi hanno senso su un disegno di remunerazione in single pricing e non dual pricing (il dual pricing è sempre penalizzante o altrimenti neutro).

Ciò poteva avvenire fino al 2016-17, quando partì l'indagine dell'Autorità sugli "sbilanciamenti e sulla speculazione degli sbilanciamenti" portò a questo nuovo disegno. Coefficienti non arbitrati non sarebbero necessari se il regolamento finanziario degli sbilanciamenti fosse costruito a livello zonale. Tuttavia ARERA ha preferito superare il concetto di macrozona solamente nell'ultima riforma della regolazione degli sbilanciamenti.

3.4 Volumi e prezzi nel MSD

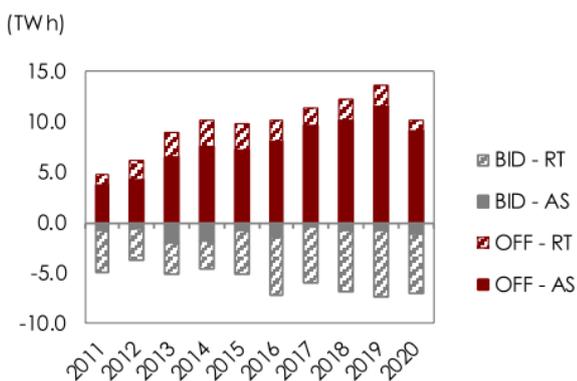
Il MSD muove pochi volumi di energia elettrica rispetto al MGP, ma essi sono molto importanti. Nel 2011 venivano mossi 5 TWh a salire e 5 TWh a scendere. Questi volumi sono triplicati negli ultimi 10 anni: nel 2020, tramite i dati dei primi due quadrimestri, vi erano volumi sopra i 15 TWh a salire e quasi 10 TWh a scendere. Terna ha sempre più

bisogno di volumi di regolazione per effetto della produzione da fonti rinnovabili, poiché causano un maggiore bisogno di regolazione del sistema, ma con meno centrali disponibili a farlo. Terna deve dunque acquistare tanti servizi sul MSD.

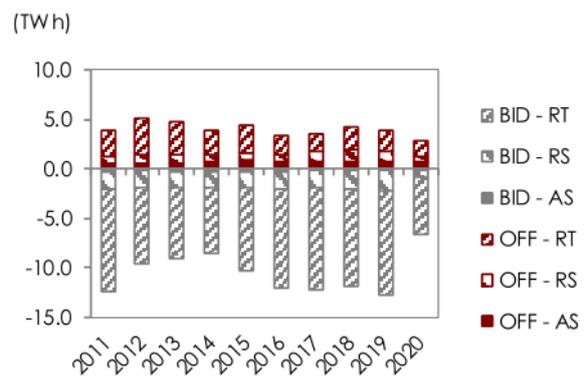
In figura si osserva la fase ex-ante del MSD: Terna utilizza molto l'accensione al minimo tecnico di impianti che sarebbero, altrimenti, spenti.

Nel MB, Terna utilizza soprattutto la regolazione in tempo reale, altri servizi a salire e altri servizi a scendere: per avere più riserve, si accendono più unità su MSD ex-ante per poi regolare nel MB per mantenere frequenza, tensione e bilanciare in tempo reale le iniezioni e i prelievi.

Sommando i volumi in fase ex-ante e MB ci si trova nell'ordine dei 20 TWh mossi a salire e 20 TWh mossi a scendere da Terna effettuare la regolazione: una quantità di volumi simile a quella del MI e minore di circa il 10% del MGP.



*Andamento dei volumi nel MSD ex-ante
(fonte: REF-E, GME data)*

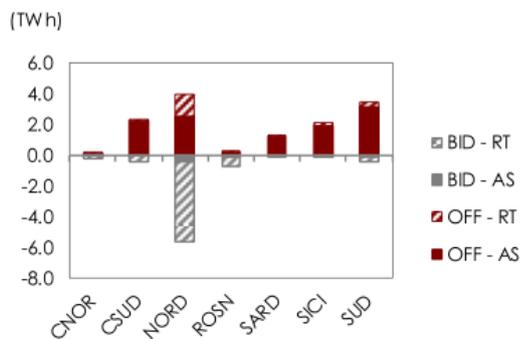


*Andamento dei volumi nel MB
(fonte: REF-E, GME data)*

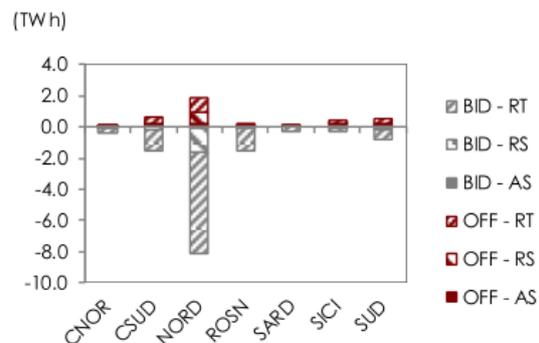
Si osserva dove vengono mossi i principali volumi di regolazione: tramite dati parziali del 2020, si evince che le riserve di regolazione sono collocate soprattutto dove esistono risorse flessibili disponibili ad essere mosse (NORD) o dove esiste tanta capacità rinnovabile (SUD) quindi dove serve regolazione.

Nel SUD, in particolare in Sicilia e Sardegna, l'approvvigionamento è vincolato ai problemi di tensione o ai problemi locali di rete presenti nelle isole, il che rende essenziali alcuni impianti come Fiume Santo e San Filippo. Per questo, qui, la maggior parte dei volumi è mossa nella fase ex-ante.

Anche gli impianti essenziali rientrano nel MSD, hanno quindi l'obbligo di presentare delle offerte mercato, quindi certe quantità e relativi prezzi che verranno selezionate o meno da Terna per erogare quel servizio.



*Allocazione dei volumi del MSD ex-ante
(fonte: REF-E, GME data)*

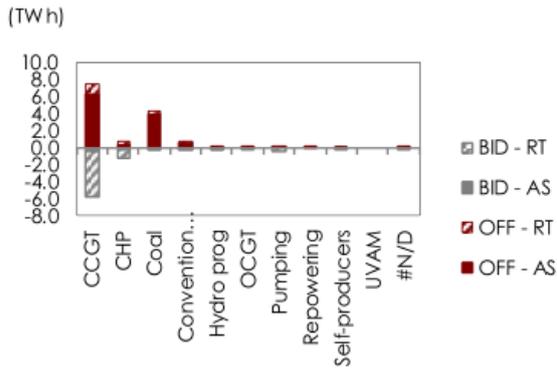


*Allocazione dei volumi del MB
(fonte: REF-E, GME data)*

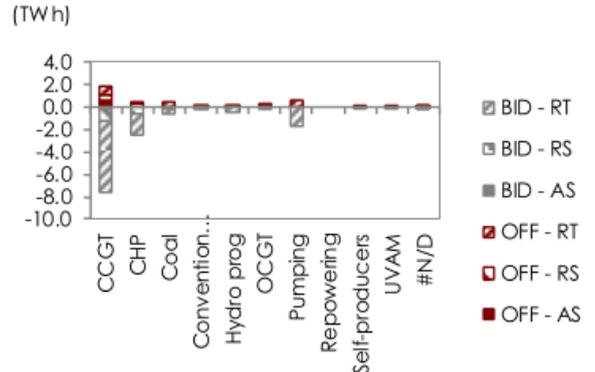
Il maggior ruolo sul MSD è ricoperto sempre dalle centrali a gas, ciclo combinato o dagli impianti di cogenerazione, questo perché sono i più flessibili e perché possono essere, per quanto riguarda Terna, i più convenienti dal punto di vista della regolazione. Si osserva che sul MSD ex-ante, Terna accende molti impianti a gas e qualcuno a carbone, mentre, in fase di bilanciamento, Terna regola molto a scendere tramite impianti a ciclo combinato e impianti di cogenerazione e vengono utilizzati impianti idroelettrici a pompaggio per regolare a salire e scendere.

Gas e idropompaggio sono le due tecnologie principali e quasi monopoliste sul mercato dei servizi. Altre tecnologie non sono ancora coinvolte a pieno nel mercato dei servizi oppure non vengono sfruttate da Terna poiché più costose e meno flessibili.

Si nota che nella fase ex-ante c'è soprattutto accensione, mentre lo spegnimento non viene quasi mai utilizzato, perché esso riduce le risorse. Viene invece utilizzata la regolazione terziaria e altri servizi a salire o a scendere (sia in ex-ante che in MB). La regolazione secondaria viene utilizzata solo nel MB quando necessario: non viene chiamata in ex-ante poiché più costosa.

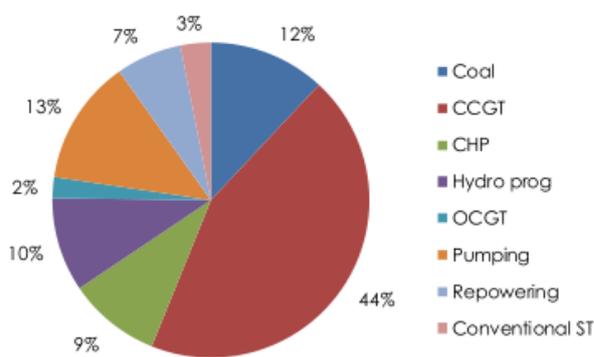


Ruolo e tipi di impianti nel MSD ex-ante
(fonte: REF-E, GME data)

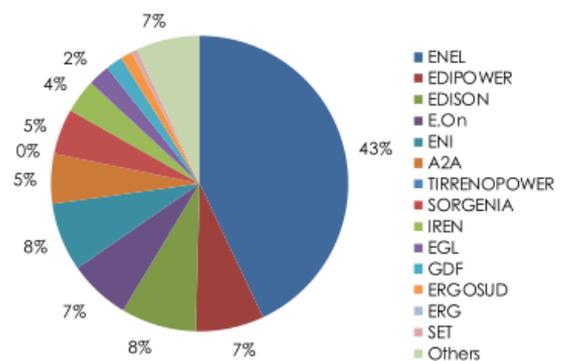


Ruolo e tipi di impianti nel MB
(fonte: REF-E, GME data)

In termini di quote, il MSD risulta più concentrato rispetto al MGP, perché non tutti gli operatori possono partecipare, ma sono abilitate solo le centrali di produzione programmabili sopra i 10 MVA, mentre non vengono considerate le unità di produzione da fonti rinnovabili e i consumatori piccoli impianti. Il MSD rimane ridotto a un numero minore di operatori, in cui ha un forte ruolo l'ENEL come capacità produttiva, in quanto possiede gli impianti di pompaggio idroelettrico. Un ruolo importante è anche ricoperto dai vari possessori di centrali a gas che costituiscono quasi la metà della capacità abilitata al MSD (anche maggiore del 50% se si considerano impianti a ciclo combinato impianti di cogenerazioni).



Ruolo ricoperto dalle tecnologie nel MSD
(fonte: REF-E)

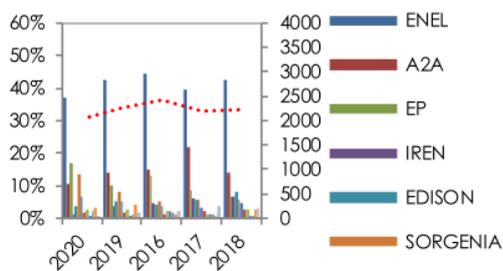


Ruolo ricoperto dagli operatori nel MSD
(fonte: REF-E)

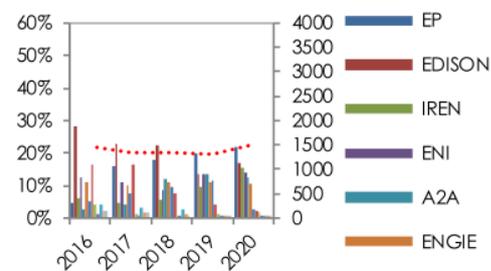
Come si osserva nelle figure seguenti, l'ENEL possiede più del 40% di quote del mercato in ex-ante. Più equilibrato è il MB, in cui anche operatori ricoprono ruoli importanti, come A2A, EDISON, SORGENIA, EP e IREN.

ENGIE, per la natura della propria attività, ha maggior quota nei servizi a scendere rispetto a quelli a salire, perché questi ultimi sono svolti da impianti normalmente risultano spenti, ma che sono necessari in certa area, perciò vengono accesi al minimo tecnico. ENGIE, viceversa, ha un ruolo più rilevante nei servizi scendere in quanto svolge un'attività parzialmente cogenerativa, il che implica avere un impianto già acceso che può fornire un servizio di riduzione della produzione, quindi servizi di regolazione a scendere.

MARKET SHARES AND HHI ON MSD (UPWARD SERVICES)
(left axis: %, right axis: HHI)

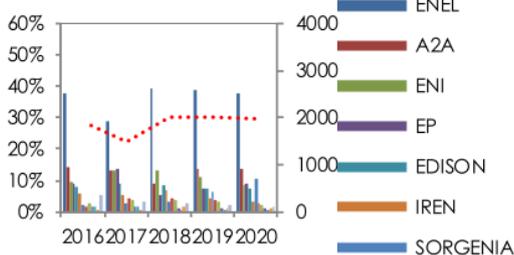


MARKET SHARES AND HHI ON MSD (DOWNWARD SERVICES)
(left axis: %, right axis: HHI)

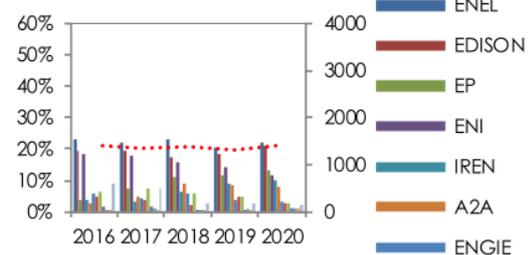


*Ruolo degli operatori nei servizi a salire e a scendere in ex-ante
(fonte: REF-E, GME data)*

MARKET SHARES AND HHI ON MB (UPWARD SERVICES)
(left axis: %, right axis: HHI)



MARKET SHARES AND HHI ON MB (DOWNWARD SERVICES)
(left axis: %, right axis: HHI)

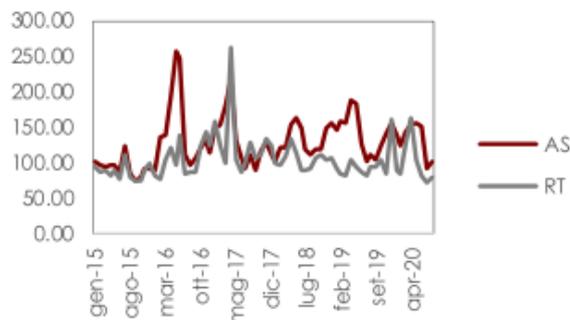


*Ruolo degli operatori nei servizi a salire e a scendere nel MB
(fonte: REF-E, GME data)*

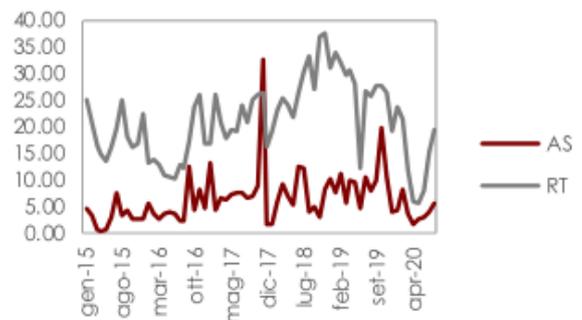
In MSD i prezzi sono molto più remunerativi rispetto al MGP. Sono anche presenti forti differenze zionali a causa delle diverse necessità di regolazione. Quella nella seguente figura è una media nazionale dei prezzi nella fase ex-ante del MSD.

Il mercato MSD può essere una fonte di remunerazione molto importante per gli impianti programmabili: il MGP, pur muovendo tanti volumi, presenta dei prezzi che vanno a remunerare i costi variabili di produzione o poco più, mentre il MSD presenta prezzi che danno valore al contributo che gli impianti possono fornire alla sicurezza del sistema: vengono mossi pochi volumi in rapporto al MGP, ma di valore molto elevati.

MONTHLY PRICES ON MSD (UPWARD SERVICES)
(Euro/MWh)



MONTHLY PRICES ON MSD (DOWNWARD SERVICES)
(Euro/MWh)



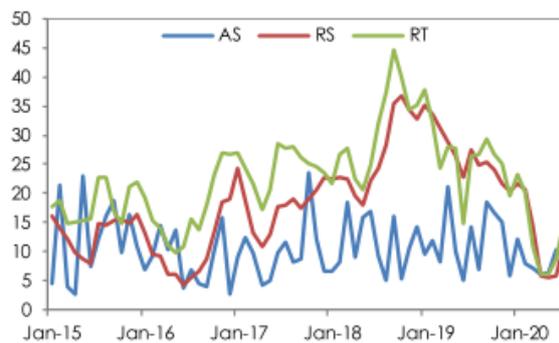
*Andamento del prezzo dei servizi a salire e a scendere in ex-ante
(fonte: REF-E, GME data)*

Lo stesso discorso può essere fatto per la fase di bilanciamento. In fase ex-ante non c'è un prezzo della regolazione secondaria poiché Terna attende la fase di bilanciamento per acquistare tali servizi. In ogni caso, gli stessi ragionamenti valgono anche per questa fase: sono presenti differenziali molto ampi rispetto al MGP.

AVERAGE MONTHLY PRICES ON MB (UPWARD SERVICES)
(Euro/MWh)



AVERAGE MONTHLY PRICES ON MB (DOWNWARD SERVICES)
(Euro/MWh)

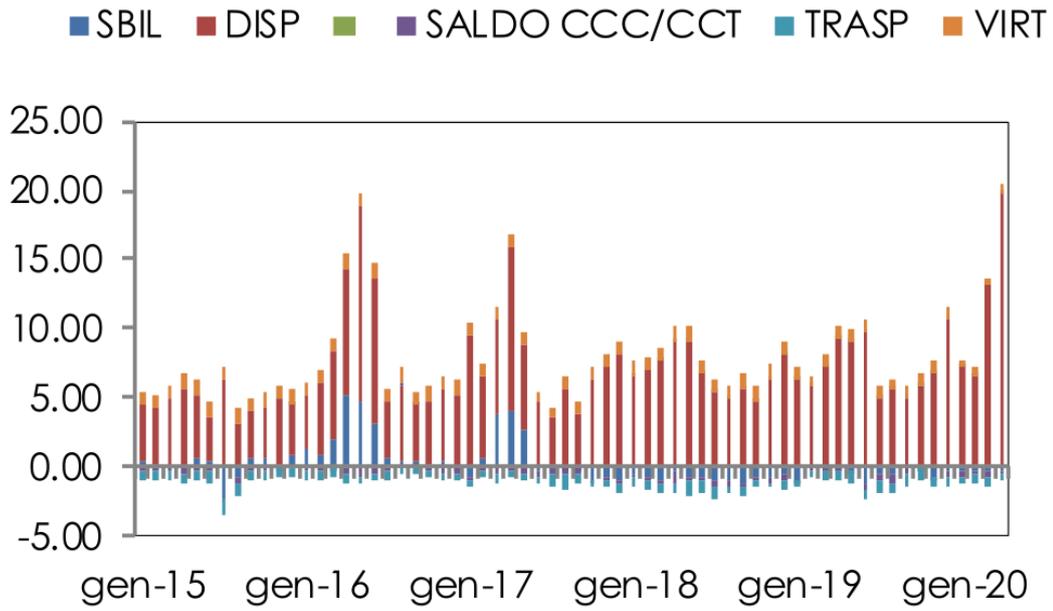


*Andamento del prezzo dei servizi a salire e a scendere in MB
(fonte: REF-E, GME data)*

Tutti quelli che sono i costi che Terna sostiene sul MSD ex-ante e sul MB, finiscono nella componente uplift: si osserva nelle seguenti figure un andamento della componente negli ultimi anni. La componente rossa rappresenta i costi che Terna sostiene per il dispacciamento, a cui si sommano i costi dello sbilanciamento, il saldo del CCC/CCT e altre componenti minime. Al prezzo finale si sommano infine tariffe e oneri. I costi del mercato MSD (ex-ante e MB) rappresentano la principale spesa da parte di Terna per regolare il sistema, che viene poi trasferita sul consumatore finale.

La componente “dispacciamento” ha un valore mediamente intorno a 6 €/MWh con punte che hanno raggiunto, nel 16/17 (periodo in cui si svolse l'indagine da parte dell'Autorità sulle speculazioni sugli sbilanciamenti), ma anche nei primi mesi del 2020, a causa dell'effetto covid, punte di 20 €/MWh. Infatti, nei primi mesi 2020, il prezzo dell'energia è crollato intorno ai 20-30 €/MWh (prezzo della materia prima) a cui se ne sommarono altrettanti come costi di sicurezza del sistema: il prezzo era quindi raddoppiato, di cui il 50% rappresentava i costi del dispacciamento.

La componente uplift viene pubblicata trimestralmente. Successivamente, Terna pubblica un consuntivo mensile (del mese precedente) utilizzato a conguaglio per il trimestre successivo: quella presente in bolletta è una stima per l'uplift del trimestre a venire che contiene anche una quota di conguaglio per gli uplift dei mesi del trimestre precedente.



*Andamento delle componenti dell'uplift consuntiva
(fonte: REF-E, dati Terna)*

4 Codice del Bilanciamento Europeo

In un mercato dell'energia elettrica funzionante e totalmente interconnesso è necessario aumentare la competitività e garantire a tutti i consumatori l'acquisto di energia a prezzi accessibili, al fine di mantenere la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Per garantire un buon funzionamento del mercato elettrico, bisogna offrire ai produttori incentivi adeguati per investire nella nuova generazione di energia (come quella da fonti rinnovabili). Bisogna inoltre offrire ai consumatori misure idonee per promuovere un impiego più efficiente dell'energia.

Per una transizione verso un mercato dell'energia elettrica veramente integrato, è necessario elaborare delle norme efficienti sul bilanciamento, per fornire incentivi agli operatori di mercato affinché contribuiscano a risolvere i problemi di scarsità del sistema di cui sono responsabili.

Il Regolamento Balancing è relativo allo scambio di energia di bilanciamento tra TSO. Tale regolamento è funzionale a garantire il continuo equilibrio tra le immissioni e i prelievi in modo tale che la frequenza del sistema elettrico europeo rispetti i requisiti prestazionali definiti nel Regolamento UE 2017/1485 del 2 agosto 2017.

Il Codice Del Bilanciamento Europeo contiene una serie di norme tecniche, operative e di mercato, valide in tutta l'Unione Europea, per regolamentare il funzionamento dei mercati del bilanciamento del sistema elettrico. Contiene le norme per l'acquisizione di capacità di bilanciamento, per l'attivazione dell'energia di bilanciamento e il regolamento finanziario dei responsabili del bilanciamento. In esso viene anche imposto lo sviluppo di metodologie armonizzate per l'allocazione di capacità di trasmissione interzonale ai fini del bilanciamento, incrementando, così, la liquidità dei mercati a breve termine consentendo un aumento degli scambi transfrontalieri e un uso più efficiente della rete elettrica ai fini del bilanciamento dell'energia. Le offerte di acquisto di energia di bilanciamento competeranno su piattaforme di bilanciamento a livello di UE, vi saranno, perciò, effetti positivi anche per quanto riguarda la concorrenza.

Lo scopo è quello di garantire una gestione ottimale e coordinata del sistema europeo di trasmissione dell'energia, contribuendo contemporaneamente al conseguimento degli obiettivi dell'Unione relativi all'utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili, mantenendo il sistema bilanciato nel modo più efficiente possibile.

Ciascun prestatore di servizi di bilanciamento che avrà intenzione di fornire energia di bilanciamento o capacità di bilanciamento dovrà superare un processo di qualificazione definito dai TSO in stretta cooperazione con i DSO, dove necessario.

L'integrazione dei mercati dell'energia di bilanciamento dovrà essere agevolata con la creazione di piattaforme europee comuni per gestire il processo di compensazione dello sbilanciamento e consentire lo scambio di energia di bilanciamento da riserve per il ripristino della frequenza e riserve di sostituzione. Queste piattaforme dovranno applicare un modello con elenchi di ordine di merito ai fini dell'attivazione economicamente efficiente delle offerte di acquisto: se dall'analisi costi/benefici, effettuata da tutti i TSO, risulterà che occorre modificare il modello della piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica, i TSO dovranno applicare e rendere operativa la piattaforma in base ad un modello diverso.

L'integrazione dei mercati dell'energia di bilanciamento dovrà agevolare il funzionamento efficiente del Mercato Infragiornaliero al fine di prevedere la possibilità per gli operatori di mercato di bilanciarsi in un tempo quanto più possibile vicino al tempo reale. Solo gli sbilanciamenti rimanenti alla chiusura del

MI dovrebbero essere bilanciati dai TSO con il Mercato del Bilanciamento. L'armonizzazione del periodo di regolamento degli sbilanciamenti a 15 minuti in Europa dovrebbe favorire gli scambi infragiornalieri e lo sviluppo di un certo numero di prodotti di scambio con le stesse finestre di consegna.

È necessario regolamentare la standardizzazione dei prodotti di bilanciamento al fine di consentire lo scambio di servizi di bilanciamento, la creazione di elenchi di ordine di merito comuni e una liquidità adeguata nel Mercato del Bilanciamento. Per questo, il Codice del Bilanciamento elenca una serie di caratteristiche standard e di caratteristiche che contraddistinguono i prodotti standard.

Vengono presentate tre metodologie attraverso le quali i TSO possono allocare la capacità interzonale per lo scambio della capacità di bilanciamento e la condivisione delle riserve, sulla base di un'analisi costi-benefici: il processo di coottimizzazione, il processo di allocazione basato sul mercato e l'allocazione basata su un'analisi dell'efficienza economica: si dovrebbe ricorrere al processo di coottimizzazione su base giornaliera, al processo di allocazione basato sul mercato quando la contrattazione è effettuata con un anticipo massimo di una

settimana rispetto alla fornitura della capacità di bilanciamento, all'allocazione basata su un'analisi dell'efficienza economica quando la contrattazione è effettuata con un anticipo superiore a una settimana rispetto alla fornitura della capacità di bilanciamento.

L'obiettivo generale del regolamento e, sostanzialmente, assicurare che i responsabili del bilanciamento sostengano il bilanciamento stesso del sistema in modo efficiente e incentivare gli operatori di mercato a mantenere e a contribuire al ripristino del bilanciamento del sistema, definendo norme sul regolamento degli sbilanciamenti al fine di garantire che sia effettuato in modo non discriminatorio, equo, obiettivo e trasparente. Inoltre, i prezzi di sbilanciamento dovrebbero rispecchiare il valore in tempo reale dell'energia, per mantenere il sistema energetico, e in particolare i mercati del bilanciamento, in grado di integrare sempre in maggior quantità le fonti rinnovabili variabili.

In questo capitolo verranno trattati gli argomenti del Codice di Bilanciamento Europeo più significativi, al fine della tesi

il Regolamento Balancing ammette l'esistenza di due tipologie di modelli di dispacciamento: central dispatch system (CDS) e self dispatch system (SDS). I primi si basano su algoritmi di selezione delle offerte volti ad ottimizzare il sistema nel suo complesso in ottica di co-ottimizzazione dei servizi da parte del TSO a livello sistemico tramite l'Integrated Scheduling Process (MSD ex-ante nel caso italiano); i secondi si basano sul fatto che ogni BRP, tipicamente con portafogli di generazione e carico, auto-bilanci la propria posizione in un'ottica subottimale e su adeguati livelli di riserva per garantire la compatibilità della programmazione degli operatori con i reali vincoli di sistema. In entrambi i casi, la sicurezza del sistema è garantita dal TSO: nel primo caso in modo trasparente ed efficiente tramite mercati simultanei e coordinati (co-ottimizzazione), nel secondo caso tramite mercati sequenziali e non necessariamente ottimizzati nel loro insieme.

4.1 Disposizioni generali

Il regolamento stabilisce orientamenti dettagliati in materia di bilanciamento del sistema elettrico, compresa la fissazione di principi comuni per l'acquisizione e il regolamento delle riserve per il contenimento della frequenza, delle riserve per il

ripristino della frequenza, delle riserve di sostituzione e una metodologia comune per l'attivazione delle riserve per il ripristino della frequenza e delle riserve di sostituzione. Il regolamento si applica a TSO, DSO, alle autorità di regolamentazione, all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia, alla rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (ENTSO-E), ai terzi cui siano state delegate o attribuite responsabilità e agli altri operatori di mercato (come i prestatori di servizi di bilanciamento, cioè operatori di mercato con unità o gruppi di erogazione delle riserve in grado di fornire servizi di bilanciamento ai TSO).

4.1.1 Obiettivi e aspetti regolamentari

Gli obiettivi del regolamento sono:

- promuovere la concorrenza, la non discriminazione e la trasparenza nei mercati del bilanciamento;
- migliorare l'efficienza del bilanciamento e dei mercati del bilanciamento europeo e nazionali;
- integrare i mercati del bilanciamento e promuovere le possibilità di scambio dei servizi di bilanciamento, contribuendo contemporaneamente alla sicurezza operativa;
- contribuire al funzionamento efficiente a lungo termine e allo sviluppo del sistema di trasmissione e del settore dell'energia elettrica nell'Unione, facilitando il funzionamento efficiente e coerente dei MGP, MI e MB;
- garantire che l'acquisizione dei servizi di bilanciamento sia equo, obiettivo, trasparente e basato sul mercato, non presenti barriere all'ingresso di nuovi concorrenti e promuova la liquidità dei mercati del bilanciamento evitando nel contempo indebite distorsioni nell'ambito del mercato interno dell'energia elettrica;
- agevolare la partecipazione della gestione della domanda, compresi i dispositivi di aggregazione e lo stoccaggio dell'energia, garantendo che siano in concorrenza con altri servizi di bilanciamento in condizioni di parità e che agiscano in modo indipendente nel fornire il servizio a un unico impianto di consumo, se necessario;
- agevolare la partecipazione delle fonti di energia rinnovabili e favorire il conseguimento dell'obiettivo dell'Unione europea relativo alla penetrazione dell'energia rinnovabile.

Gli Stati membri, le autorità di regolamentazione competenti e i gestori di Sistema dovranno:

- applicare i principi di proporzionalità e di non discriminazione;
- garantire la trasparenza;
- applicare il principio dell'ottimizzazione volto a conseguire la massima efficienza complessiva al minor costo totale per tutte le parti coinvolte;
- fare in modo che i TSO si avvalgano di meccanismi basati sul mercato, per garantire la sicurezza e la stabilità della rete;
- assicurare che lo sviluppo dei mercati a termine, del giorno prima e infragiornaliero non sia compromesso;
- rispettare la responsabilità attribuita al pertinente TSO al fine di garantire la sicurezza del sistema, ivi incluso quanto disposto dalla normativa nazionale;
- consultarsi con i pertinenti DSO e tengono conto del potenziale impatto sul loro sistema;
- tenere conto delle norme tecniche e delle specifiche tecniche europee concordate.

4.1.2 Delega e attribuzione delle mansioni

I TSO hanno la facoltà di delegare tutte o parte delle mansioni che sono incaricati di svolgere in forza del presente regolamento, a uno o più soggetti terzi, purché questi siano in grado di espletare la rispettiva mansione con efficienza almeno pari a quella del TSO delegante. Esso resta comunque responsabile dell'adempimento degli obblighi derivanti dal presente regolamento, compreso l'obbligo di assicurare l'accesso delle autorità di regolamentazione competenti alle informazioni necessarie per effettuare il monitoraggio.

Prima del conferimento della delega, il soggetto terzo deve dimostrare al TSO delegante la propria capacità di svolgere le mansioni da delegare.

Qualora una mansione specificata nel presente regolamento sia delegata totalmente o in parte, a un soggetto terzo, prima del conferimento della delega il TSO è tenuto a garantire la conclusione di idonei accordi di riservatezza conformemente agli obblighi in materia che gli incombono. Dopo aver delegato una mansione, il TSO è tenuto a informare l'autorità di regolamentazione competente e a pubblicare la sua decisione su Internet.

Uno Stato membro, o se del caso un'autorità di regolamentazione competente, può attribuire a uno o più soggetti terzi le mansioni o gli obblighi che competono ai TSO. Lo Stato membro interessato, o se del caso l'autorità di regolamentazione interessata, può attribuire solo le mansioni e gli obblighi dei TSO che non richiedono una cooperazione diretta, un processo decisionale comune o l'instaurazione di una relazione contrattuale con i TSO di altri Stati membri.

Nel caso di attribuzione di mansioni a un soggetto terzo, i riferimenti al TSO nel regolamento si intendono come riferimenti al soggetto al quale sono stati attribuiti le mansioni e gli obblighi.

4.2 Mercato del bilanciamento del sistema elettrico

4.2.1 Funzioni e responsabilità

Ciascun TSO è responsabile dell'acquisizione di servizi di bilanciamento dai prestatori di tali servizi al fine di garantire la sicurezza operativa. Ciascun TSO applica un modello di autodispacciamento per la determinazione dei programmi di generazione e dei programmi di consumo. I TSO che applicano un modello di dispacciamento centrale (programmi di generazione e programmi di consumo così come il dispacciamento degli impianti di generazione e degli impianti di consumo, con riferimento agli impianti dispacciabili, sono determinati da un TSO nell'ambito del processo di programmazione integrato) al momento dell'entrata in vigore del presente regolamento lo notificano all'autorità di regolamentazione competente, al fine di continuare ad applicare un modello di dispacciamento centrale per la determinazione dei programmi di generazione e dei programmi di consumo.

DSO, TSO, prestatori di servizi di bilanciamento e responsabili del bilanciamento, collaborano al fine di garantire un bilanciamento efficiente ed efficace. Ciascun DSO fornisce al TSO di connessione, tutte le informazioni necessarie al regolamento degli sbilanciamenti. Ciascun TSO può, insieme ai DSO che connettono riserve all'interno della sua area di controllo, elaborare una metodologia per l'imputazione dei costi derivanti dalle azioni dei DSO. Infine, i DSO comunicano al TSO di connessione gli eventuali limiti che potrebbero pregiudicare le disposizioni previste dal regolamento.

Un prestatore di servizi di bilanciamento è qualificato per presentare offerte di acquisto di energia di bilanciamento o capacità di bilanciamento, che sono attivate o acquisite dal TSO di connessione o dal TSO contraente (quindi di un'altra area di bilanciamento). Ciascun prestatore di servizi di bilanciamento trasmette al TSO le proprie offerte di acquisto di capacità di bilanciamento che riguardano uno o più responsabili del bilanciamento. Il prestatore di servizi di bilanciamento che partecipa alla procedura di acquisizione della capacità di Bilanciamento, presenta e ha il diritto di aggiornare le proprie offerte di acquisto di capacità di bilanciamento prima dell'orario di chiusura della procedura di acquisizione. Ciascun prestatore di servizi di bilanciamento con un contratto di capacità di bilanciamento, presenta al rispettivo TSO le offerte di acquisto di energia di bilanciamento o le offerte di acquisto del processo di programmazione corrispondenti al volume, ai prodotti e agli altri requisiti stabiliti nel contratto di capacità di bilanciamento.

Non si operano discriminazioni tra le offerte di acquisto di energia di bilanciamento o le offerte di acquisto del processo di programmazione integrato o le offerte di acquisto del processo di programmazione integrato.

I responsabili del bilanciamento cercano di conseguire il bilanciamento o di contribuire al bilanciamento del sistema elettrico. Essi sono finanziariamente responsabili degli sbilanciamenti per i quali procedere al regolamento con il TSO di connessione.

Prima dell'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale, ciascun responsabile del bilanciamento può modificare i programmi necessari per il calcolo della sua posizione. I TSO che applicano un modello di dispacciamento centrale possono stabilire condizioni e disposizioni specifiche per la modifica dei programmi di un responsabile del bilanciamento. Dopo l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale, ciascun responsabile del bilanciamento può modificare i programmi commerciali interni necessari per il calcolo della sua posizione secondo le disposizioni fissate nei termini e nelle condizioni relativi al bilanciamento stabiliti a norma dell'articolo 18 del Codice del Bilanciamento Europeo.

4.2.2 Piattaforma per lo scambio dell'energia di bilanciamento

Le piattaforme per lo scambio di energia di bilanciamento che verranno messe in atto, a livello europeo, sono:

- Piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve di sostituzione;

- Piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale;
- Piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica;
- Piattaforma europea per il processo di compensazione dello sbilanciamento.

Con l'entrata in vigore del Codice di Bilanciamento Europeo, tutti i TSO elaborano una proposta relativa al quadro di attuazione delle piattaforme europee per lo scambio di energia di bilanciamento. Queste piattaforme, gestite dai TSO o da entità create dagli stessi TSO, consistono nella funzione di ottimizzazione dell'attivazione e nella funzione di regolamento TSO-TSO. Viene applicato modelli TSO-TSO multilaterale con elenchi di priorità comuni per lo scambio di tutte le offerte di acquisto di energia di bilanciamento da tutti i prodotti standard per i tipi di riserve sopraelencate.

Negli specifici articoli, riguardanti le quattro piattaforme, vengono descritte le proposte da mettere in atto, le disposizioni e i tempi di messa in operatività delle piattaforme.

Le piattaforme sono denominate: TERRE (Trans-European Replacement Reserves Exchange), MARI (Manually Activated Reserves Initiative), PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) e IN (Imbalance Netting). Per ognuna di esse è stato predisposto il relativo implementation framework (TERRE, IN, MARI e PICASSO).

4.2.2.1 Ripartizione dei costi fra TSO in stati membri diversi

Tutti i TSO trasmettono una relazione annuale alle autorità di regolamentazione competenti, nella quale sono illustrati in dettaglio i costi di istituzione, modifica e gestione delle piattaforme europee. La relazione verrà poi pubblicata dall'Agenzia tenendo conto delle informazioni commerciali sensibili.

I costi vengono così ripartiti:

- costi comuni derivanti dalle attività coordinate di tutti i TSO che partecipano alle rispettive piattaforme: sono ripartiti fra i TSO negli Stati membri e nei paesi terzi che partecipano alle rispettive piattaforme. Per calcolare l'importo che i TSO di ogni Stato membro e di ogni paese terzo sono tenuti a versare, un ottavo dei costi comuni è suddiviso equamente fra ogni Stato membro e paese terzo,

cinque ottavi sono suddivisi fra ogni Stato membro e paese terzo in modo proporzionale al loro consumo e due ottavi sono suddivisi equamente fra i TSO partecipanti. La quota dei costi dello Stato membro è a carico del o dei TSO che operano nel territorio di detto Stato membro. Se vari TSO operano in uno Stato membro, la quota dei costi di tale Stato membro è distribuita tra i TSO in proporzione al consumo nelle rispettive aree di controllo;

- costi regionali derivanti dalle attività di vari, ma non tutti i TSO che partecipano alle rispettive piattaforme: I TSO che collaborano in una data regione concordano una proposta di ripartizione dei costi regionali;
- costi nazionali derivanti dalle attività dei TSO in un dato Stato membro che partecipano alle rispettive piattaforme.

Se nei quadri di attuazione viene proposto che determinati progetti esistenti si sviluppino fino a diventare una piattaforma europea, tutti i TSO partecipanti a questi progetti esistenti possono proporre che una quota dei costi sostenuti prima dell'approvazione della proposta dei determinati quadri di attuazione direttamente connessi allo sviluppo e all'attuazione del progetto in questione, sia considerata parte dei costi comuni.

4.2.2.2 Orario di chiusura del mercato dell'energia del bilanciamento

Nel quadro delle proposte presenti nel Codice di Bilanciamento Europeo, vi è quella che tutti i TSO armonizzino l'orario di chiusura del mercato dell'energia di bilanciamento per i prodotti standard a livello dell'Unione Europea, almeno per ciascuno dei seguenti processi:

- riserve di sostituzione;
- riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale;
- riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica.

Si propone che gli orari di chiusura del mercato dell'energia di bilanciamento:

- siano quanto più vicino possibile al tempo reale;
- non precedano l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale;
- assicurino tempo sufficiente ai necessari processi di bilanciamento.

Dopo l'orario di chiusura, i prestatori di servizi di bilanciamento non saranno più autorizzati a presentare o aggiornare le rispettive offerte di acquisto di energia di bilanciamento. Inoltre, i presentatori di servizi di bilanciamento segnaleranno tempestivamente al TSO di connessione i volumi indisponibili di offerte d'acquisto di

energia di bilanciamento. Se il prestatore del servizio di bilanciamento ha un punto di connessione con un DSO e su richiesta del DSO, segnalerà anche a questo i volumi indisponibili delle offerte di acquisto di energia di bilanciamento.

Inoltre, dopo l'orario di chiusura delle offerte, l'offerta di acquisto del processo di programmazione integrato può essere modificata solo secondo le disposizioni definite dal TSO di connessione nei termini e condizioni per i prestatori di servizi di bilanciamento, nell'articolo 18 del Codice del Bilanciamento Europeo. Le disposizioni sono attuate prima che il TSO di connessione partecipi ai processi di scambio di energia di bilanciamento e consentono ai prestatori di servizi di bilanciamento di aggiornare le loro offerte di acquisto del processo di programmazione integrato, se possibile, fino all'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale, assicurando così l'efficienza economica del processo di programmazione integrato, la sicurezza operativa, la coerenza delle iterazioni del processo di programmazione, il trattamento equo di tutti i prestatori di servizi di bilanciamento e l'assenza di ripercussioni negative nel processo di programmazione.

I TSO che applicano un modello di dispacciamento centrale, stabiliscono le modalità d'uso delle offerte d'acquisto del processo di programmazione integrato, prima dell'orario di chiusura del mercato, in modo da assicurare i requisiti di capacità di riserva in tempo reale, assicurare le risorse per la risoluzione delle congestioni interne e assicurare la possibilità del dispacciamento degli impianti di generazione e di consumo, in tempo reale.

4.2.2.3 Requisiti dei prodotti standard

I prodotti standard del mercato dell'energia di bilanciamento, devono essere sviluppati nel quadro delle proposte dei quadri di attuazione per le piattaforme europee. Ottenuta l'approvazione di ciascun quadro di attuazione e nel momento in cui ci si avvarrà della piattaforma europea pertinente, il TSO userà solamente prodotti standard per mantenere il sistema in equilibrio.

Questi prodotti assicureranno una standardizzazione efficiente, incentivando la concorrenza transfrontaliera evitando la frammentazione del mercato e agevoleranno la partecipazione dei titolari di impianti di consumo, di generazione da fonti rinnovabili e di proprietari di unità di stoccaggio dell'energia.

Le caratteristiche delle offerte di acquisto di un prodotto standard riportate negli elenchi dei prodotti standard per l'energia di bilanciamento e per la capacità di bilanciamento saranno:

- Periodo di preparazione;
- Durata della rampa;
- Tempo di piena attivazione;
- quantitativo minimo e massimo;
- periodo di disattivazione;
- durata minima e massima del periodo di consegna;
- periodo di validità;
- modalità di attivazione.

Le caratteristiche variabili di un prodotto standard che dovranno essere definite dai prestatori di servizi di bilanciamento durante la prequalificazione o al momento di presentare l'offerta di acquisto del prodotto standard saranno:

- prezzo dell'offerta;
- divisibilità;
- ubicazione;
- durata minima tra fine del periodo di disattivazione e attivazione successiva.

4.2.2.4 Requisiti dei prodotti specifici

Successivamente all'approvazione dei quadri di attuazione delle piattaforme, ogni TSO può elaborare una proposta per definire i prodotti specifici per l'energia e per la capacità di bilanciamento. La proposta comprenderà:

- la definizione di tali prodotti e del periodo di utilizzo;
- la dimostrazione che i prodotti standard non bastano a garantire la sicurezza operativa e a tenere in equilibrio il sistema;
- una descrizione delle misure per ridurre al minimo l'uso di questi prodotti tenendo conto dell'efficienza economica;
- le disposizioni per convertire offerte di acquisto da prodotti specifici in offerte di acquisto da prodotti standard (se possibile);
- la dimostrazione che tali prodotti non creino inefficienze o distorsioni nel mercato del bilanciamento.

Il TSO potrà convertire le offerte di acquisto di energia di bilanciamento da prodotti specifici in offerte di acquisto di energia di bilanciamento da prodotti standard, o

attivare localmente le offerte di acquisto di energia di bilanciamento da prodotti specifici senza scambiarle.

I prodotti specifici verranno attuati parallelamente a quelli standard.

4.3 Acquisizione dei servizi – Energia di bilanciamento

4.3.1 Attivazione delle offerte da elenchi di ordine di merito comuni

I TSO si avvalgono delle offerte di acquisto di energia di bilanciamento economicamente efficienti, disponibili nell'area di controllo, per mantenere il sistema in equilibrio. Le offerte di acquisto non vengono attivate prima dell'orario di chiusura del mercato corrispondente, eccetto casi di allerta o emergenza. I TSO devono elaborare una proposta di metodologia di classificazione degli scopi di attivazione delle offerte di acquisto, che descriva i possibili scopi di attivazione e definisca i criteri di classificazione di ogni possibile scopo di attivazione, che verrà notificato, nel caso di attivazione, a tutti i TSO.

La richiesta di attivazione di un'offerta di acquisto di energia di bilanciamento dalla funzione di ottimizzazione dell'attivazione, obbliga il TSO richiedente e il TSO di connessione ad accettare lo scambio irrevocabile di energia di bilanciamento. Il TSO di connessione assicurerà l'attivazione dell'offerta di acquisto. Questa attivazione di base di un modello TSO-TSO con un elenco di ordine di merito comune. Ciascun TSO trasmette i dati necessari per il funzionamento dell'algoritmo. Inoltre, prima dell'orario di chiusura per la presentazione delle offerte di acquisto, il TSO trasmetterà alla funzione di ottimizzazione dell'attivazione, tutte le offerte di acquisto ricevute dai prestatori di servizi di bilanciamento.

I TSO che applicano un modello di autodispacciamento e opera in un'area di programmazione con un orario di chiusura del mercato infragiornaliero locale successivo all'orario di chiusura del mercato dell'energia di bilanciamento, può elaborare una proposta per limitare la quantità di offerte di acquisto trasmesse alle piattaforme europee. Le offerte di acquisto trasmesse alle piattaforme europee sono sempre quelle meno care. La proposta comprenderà:

- la definizione del volume minimo da trasmettere alle piattaforme europee, che sarà pari o superiore alla somma dei requisiti di capacità di riserva per il suo blocco LFC (Load Frequency Control Blocks);

- le norme per il rilascio delle offerte di acquisto che non sono trasmesse alle piattaforme europee e la definizione del momento in cui i prestatori di servizi interessati vengono informati del rilascio delle rispettive offerte.

Ciascun TSO richiedente può richiedere l'attivazione delle offerte di acquisto di energia di bilanciamento dagli elenchi di ordine di merito comuni fino al volume totale di energia di bilanciamento. Tale volume è calcolato come somma dei volumi:

- delle offerte di acquisto presentate dal TSO richiedente, non derivanti dalla condivisione delle riserve né dallo scambio di capacità di bilanciamento;
- delle offerte di acquisto presentate dagli altri TSO in seguito a capacità di bilanciamento acquisite a nome del TSO richiedente;
- delle offerte di acquisto risultanti dalla condivisione di riserve a condizione che gli altri TSO partecipanti alla suddetta condivisione non abbiano già chiesto l'attivazione dei volumi condivisi.

4.3.2 Determinazione del prezzo dell'energia di bilanciamento e della capacità interzonale

i TSO elaboreranno una proposta di metodologia per la determinazione del prezzo dell'energia di bilanciamento derivante dall'attivazione delle offerte di acquisto dell'energia di bilanciamento per il processo di ripristino della frequenza e per il processo delle riserve di sostituzione. La metodologia:

- si basa sul prezzo marginale (pay as cleared);
- definisce in che modo l'attivazione delle offerte per scopi diversi dal bilanciamento incide sul prezzo dell'energia di bilanciamento;
- stabilisce almeno un prezzo dell'energia di bilanciamento per ciascun periodo di compensazione dello sbilanciamento;
- tiene conto del metodo di determinazione dei prezzi negli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero.

Se i TSO riconoscono la necessità di limiti tecnici di prezzo ai fini dell'efficienza di mercato, possono elaborare (congiuntamente) una proposta di prezzi armonizzati minimi e massimi da applicarsi in tutte le aree di programmazione. Questi terranno conto del prezzo di equilibrio minimo e massimo negli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero.

La suddetta proposta definirà inoltre una metodologia di determinazione dei prezzi della capacità interzonale di cui ci si avvale nelle operazioni di scambio dell'energia di bilanciamento e nel processo di compensazione dello sbilanciamento. Questa:

- rispecchierà la congestione del mercato;
- si baserà sui prezzi dell'energia di bilanciamento derivanti dall'attivazione delle relative offerte di acquisto e determinati secondo il metodo del prezzo marginale (pay as cleared) oppure, se pertinente, I TSO che rileveranno inefficienze su questa metodologia, potranno proporre un metodo alternativo;
- non applicherà costi supplementari per lo scambio di energia di bilanciamento o per l'esecuzione del processo di compensazione dello sbilanciamento.

4.3.3 Funzione di ottimizzazione dell'attivazione

Tutti i TSO stabiliscono una funzione per ottimizzare l'attivazione delle offerte di acquisto dell'energia di bilanciamento da diversi elenchi di ordine di merito comuni. La funzione tiene conto:

- Dei processi di attivazione e vincoli tecnici dei diversi prodotti di bilanciamento dell'energia;
- Della sicurezza operativa;
- Di tutte le offerte di acquisto di energia di bilanciamento incluse negli elenchi di ordine di merito comuni compatibili
- Delle richieste di attivazione presentate da tutti i TSO e della possibilità di compensare le richieste di attivazione contrastanti dei TSO;
- Della capacità internazionale disponibile.

Gli elenchi di ordine di merito comuni consistono in offerte di acquisto di energia di bilanciamento da prodotti standard. Le offerte a salire e a scendere sono suddivise in elenchi di ordine di merito comune diversi. Ogni funzione di ottimizzazione dell'attivazione si serve almeno di un elenco di ordine di merito comune per le offerte di acquisto di energia di bilanciamento a salire e di un uno per le offerte di acquisto di energia di bilanciamento a scendere. I TSO si assicurano che le offerte trasmesse agli elenchi di ordine di merito comuni siano espresse in euro e facciano riferimento al periodo rilevante di mercato.

La funzione di ottimizzazione dell'attivazione, seleziona le offerte di acquisto di energia di bilanciamento e chiede l'attivazione di quelle selezionate da parte del TSO di

connessione alla cui rete è collegato il prestatore di servizi di bilanciamento associato all'offerta d'acquisto selezionata. La funzione trasmette poi conferma dell'attivazione delle offerte al determinato TSO. I prestatori di servizi attivati sono responsabili della fornitura del volume richiesto fino alla fine del periodo di consegna.

Tutti i TSO che eseguono il processo di ripristino della frequenza e il processo delle riserve di sostituzione per il bilanciamento dell'area LFC, si sforzano di adottare tutte le offerte di acquisto di energia di bilanciamento degli elenchi di ordine di merito comuni pertinenti, così da bilanciare il sistema nel modo più efficiente tenendo conto della sicurezza operativa.

I TSO che invece non usano il processo delle riserve di sostituzione ai fini del bilanciamento della loro area LFC si sforzano di adottare tutte le offerte di acquisto di energia di bilanciamento degli elenchi di ordine di merito comuni pertinenti ai fini delle riserve di ripristino della frequenza, per le stesse motivazioni.

Se il sistema non si trova nello stato "normale", i TSO possono decidere di bilanciarlo utilizzando solo le offerte di acquisto di energia di bilanciamento dei prestatori di servizi di bilanciamento nella propria area di controllo, se questo contribuisce a migliorare lo stato del sistema. Il TSO pubblica tempestivamente la giustificazione decisione.

4.4 Acquisizione dei servizi – Capacità di bilanciamento

4.4.1 Disposizioni di acquisizione

Tutti i TSO del blocco LFC riesaminano e definiscono periodicamente e almeno una volta l'anno i requisiti di capacità di riserva o le aree di programmazione del blocco LFC, tramite un'analisi sulla fornitura ottimale di capacità di riserva, per ridurre al minimo i costi. L'analisi tiene conto di:

- acquisizione di capacità di bilanciamento all'interno dell'area di controllo e scambio di capacità di bilanciamento con i TSO limitrofi;
- condivisione delle riserve;
- volume delle offerte di acquisto di energia di bilanciamento non contrattualizzate che dovrebbero essere disponibili all'interno sia della loro area di controllo che delle piattaforme europee tenendo conto della capacità interzonale disponibile.

I TSO che acquisiscono capacità di bilanciamento, definiscono le disposizioni di acquisizione, che devono rispettare i seguenti principi:

- il metodo di acquisizione è basato sul mercato almeno per le riserve per il ripristino della frequenza e le riserve di sostituzione;
- la procedura di acquisizione è effettuata a breve termine, laddove possibile ed economicamente efficiente;
- il volume oggetto del contratto può essere suddiviso in più periodi contrattuali.

Acquisizioni di capacità a salire o scendere per le riserve di ripristino della frequenza o per le riserve di sostituzione, sono effettuate separatamente, ma i TSO possono presentare una richiesta di esenzione all'autorità di regolamentazione se necessario.

4.4.2 Scambio di capacità di bilanciamento

Due o più TSO che si scambiano o intendono scambiarsi la capacità di bilanciamento elaborano una proposta che definisca norme e processi comuni e armonizzati per lo scambio nel rispetto dei requisiti nell'articolo 32 del Codice del Bilanciamento Europeo.

Lo scambio di capacità di bilanciamento è sempre

eseguito in base al modello TSO-TSO dove due o più TSO stabiliscono un metodo di acquisizione comune di capacità di bilanciamento tenendo conto della capacità interzonale disponibile e dei limiti operativi, tranne che sul modello TSO-BSP.

I TSO che procedono negli scambi trasmettono tutte le offerte di acquisto di capacità di bilanciamento da prodotti standard alla funzione di ottimizzazione dell'acquisizione di capacità. I TSO non modificano né ritirano le offerte di acquisto di capacità di bilanciamento e le includono nella procedura di acquisizione. I TSO assicureranno comunque la disponibilità di capacità interzonale e il rispetto dei requisiti di sicurezza operativa.

4.4.3 Trasferimento della capacità di bilanciamento

Dentro la zona geografica dove è stato effettuato l'acquisto di capacità di bilanciamento, i TSO consentono ai prestatori di servizi di bilanciamento di trasferire i loro obblighi di fornire capacità di bilanciamento. Questo trasferimento di capacità di bilanciamento è consentito almeno fino a un'ora prima dell'inizio del giorno di consegna, ed è consentito se sono soddisfatte le condizioni seguenti:

- Il prestatore di servizi di bilanciamento ha superato la procedura di qualificazione per la capacità oggetto del trasferimento;
- non si prevede che il trasferimento metta a repentaglio la sicurezza operativa;
- Il trasferimento di capacità di bilanciamento non supera determinati limiti operativi (titolo VIII, parte IV, capi 1 e 2, del regolamento UE 2017/1485).

Se il trasferimento comporta l'uso della capacità interzonale, è consentito solo nel momento in cui:

- la capacità interzonale necessaria a tal fine sia già disponibile in seguito a precedenti procedure di allocazione;
- la capacità interzonale sia disponibile secondo la metodologia di calcolo della probabilità che la capacità interzonale sia disponibile dopo l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale.

4.5 Scambio di servizi di bilanciamento nel modello TSO-BSP

Due (o più) TSO, possono elaborare una propria proposta di applicazione del modello TSO-BSP, di propria iniziativa o su richiesta delle autorità di regolamentazione. Questa proposta comprenderà:

- Un'analisi dei costi e dei benefici che identifica l'utilità di applicare tale modello, almeno per l'area o le aree di programmazione dei TSO interessati;
- Il periodo di applicazione richiesto;
- La descrizione della metodologia che riesca ad assicurare una sufficiente capacità interzonale.

Applicando questo modello, i TSO che saranno interessati concorderanno i requisiti tecnici e contrattuali e gli scambi di informazioni per l'attivazione delle offerte d'acquisto dell'energia di bilanciamento. Il TSO contraente e il prestatore di servizi di bilanciamento stabiliscono le disposizioni contrattuali in base al suddetto modello.

Per applicare il modello TSO-BSP allo scambio di energia di bilanciamento da riserve per il ripristino della frequenza, questo deve essere applicato anche allo scambio di capacità di bilanciamento da riserve per il ripristino della frequenza. Allo stesso modo, per applicare il modello allo scambio di energia di bilanciamento da riserve di sostituzione, deve essere anche applicato allo scambio di capacità di bilanciamento per riserve di sostituzione, altrimenti uno dei due TSO interessati non deve gestire il

processo delle riserve di sostituzione nell'ambito della struttura del controllo frequenza/potenza.

4.6 Capacità interzonale per i servizi di bilanciamento

4.6.1 Uso e calcolo della capacità interzonale

Tutti i TSO usano la capacità interzonale disponibile per lo scambio di energia di bilanciamento o per l'esecuzione del processo di compensazione dello sbilanciamento. I TSO che procedono allo scambio di capacità di bilanciamento, possono usare quella interzonale per lo scambio di energia quando essa rispetta le caratteristiche citate nell'Articolo 36 del Codice di Bilanciamento Europeo.

Dopo l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale, i TSO aggiornano continuamente la disponibilità della capacità interzonale per lo scambio di energia di bilanciamento o per l'esecuzione del processo di compensazione dello sbilanciamento. Questa viene aggiornata ogni qualvolta ne viene utilizzata una parte o viene ricalcolata. Tutti i TSO di una regione di calcolo della capacità sviluppano una metodologia di calcolo della capacità interzonale entro l'orizzonte temporale per lo scambio di energia di bilanciamento o per la compensazione dello sbilanciamento. La suddetta metodologia dovrà evitare distorsioni di mercato e deve essere coerente con la metodologia di calcolo della capacità interzonale applicata nell'orizzonte temporale infragiornaliero di cui al regolamento (UE) 2015/1222.

4.6.2 Requisiti generali

Due o più TSO possono elaborare una proposta di applicazione di uno dei seguenti processi:

- processo di allocazione coottimizzata;
- processo di allocazione basato sul mercato;
- processo di allocazione basato sull'analisi dell'efficienza economica.

La proposta di applicazione del processo di allocazione comprende:

- confini tra zone di offerta, l'orizzonte temporale del mercato, la durata dell'applicazione e la metodologia da applicare;

- in caso di processo di allocazione basato sull'analisi dell'efficienza economica, il volume della capacità interzonale allocata e l'analisi dell'efficienza economica effettiva che giustifica l'efficienza dell'allocazione.

Entro cinque anni dall'entrata in vigore del regolamento, tutti i TSO elaborano una proposta per armonizzare la metodologia del processo di allocazione.

La capacità interzonale allocata per lo scambio di capacità di bilanciamento o per la condivisione delle riserve è usata esclusivamente per riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale, per riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica e per riserve di sostituzione.

Il margine operativo di trasmissione, calcolato a norma del regolamento (UE) 2015/1222, è usato per la gestione e lo scambio di riserve per il contenimento della frequenza. La capacità può essere allocata solamente se calcolata secondo le metodologie presenti nei regolamenti (UE) 2015/1222 e (UE) 2016/1719.

Ulteriori requisiti sono presenti nell'Articolo 38 del regolamento.

4.6.3 Calcolo del valore di mercato della capacità interzonale

Il valore di mercato della capacità interzonale per lo scambio di energia e di capacità di bilanciamento o della condivisione delle riserve, in un processo di allocazione coottimizzato o basato sul mercato, si basa sui valori di mercati effettivi o previsti della capacità interzonale.

Il valore di mercato effettivo della capacità interzonale per lo scambio di energia è calcolato in base alle offerte di acquisto degli operatori nei mercati del giorno prima e tiene conto delle offerte d'acquisto previste dagli operatori nei mercati infragiornalieri. Il valore di mercato effettivo della capacità interzonale per lo scambio della capacità di bilanciamento usato in un processo di allocazione coottimizzato o basato sul mercato, è calcolato in base alle offerte di acquisizione di capacità di bilanciamento presentate alla funzione di ottimizzazione dell'acquisizione di capacità. Per quanto riguarda, invece, il valore di mercato effettivo della capacità interzonale per la condivisione delle riserve usato in un processo di allocazione coottimizzato o basato sul mercato è calcolato in base ai costi risparmiati nell'acquisizione di capacità di bilanciamento.

Il valore di mercato previsto della capacità interzonale si basa su uno dei seguenti principi:

- l'uso di indicatori trasparenti del valore di mercato della capacità interzonale;

- l'uso di una metodologia di previsione che consente la valutazione accurata e attendibile del valore di mercato della capacità interzonale.

Il valore di mercato previsto della capacità interzonale per lo scambio di energia tra zone di offerta è calcolato in base alle differenze previste nei prezzi dei mercati del giorno prima e nei prezzi dei mercati infragiornalieri tra zone di offerta.

Negli Articoli 40, 41 e 43 del Codice del Bilanciamento Europeo vengono visti in dettaglio i processi di allocazione coottimizzato, il processo di allocazione basato sul mercato e il processo di allocazione sulla base di un'analisi dell'efficienza economica.

4.6.4 Uso della capacità interzonale da parte dei PSB

I PSB che hanno un contratto di capacità di bilanciamento con un TSO (modello TSO-BSP), se sono i titolari dei diritti fisici di trasmissione, hanno il diritto di usare la capacità interzonale per lo scambio di capacità di bilanciamento. I PSB procedono quindi alla nomina dei propri diritti fisici di trasmissione per lo scambio di capacità di bilanciamento, ai TSO interessati e sono pertanto esclusi dall'applicazione del principio "uso e vendita" (UIOSI). La capacità interzonale allocata per lo scambio di capacità di bilanciamento è considerata capacità interzonale già allocata.

4.7 Regolamento

4.7.1 Principi generali

La procedura deve trasmettere segnali economici che riflettano la situazione di sbilanciamento, deve far sì che gli sbilanciamenti siano regolati a un prezzo che corrisponda al valore dell'energia in tempo reale, deve fornire incentivi ai responsabili del bilanciamento affinché contribuiscano a bilanciare il sistema, deve agevolare l'armonizzazione dei meccanismi di regolamento, deve fornire incentivi ai TSO affinché adempiano ai propri obblighi, devono promuovere la concorrenza tra gli operatori di mercato e assicurare la neutralità finanziaria di tutti i TSO.

Ciascun TSO può elaborare una proposta di meccanismo di regolamento supplementare, distinto dal regolamento degli sbilanciamenti, per regolare i costi dell'acquisizione di capacità di bilanciamento, i costi amministrativi e gli altri costi

connessi al bilanciamento. Questo meccanismo deve essere giustificato e la proposta deve essere approvata dall'autorità di regolamentazione competente.

4.7.2 Regolamento dell'energia di bilanciamento

4.7.2.1 Calcolo dell'energia di bilanciamento

Per quanto riguarda il processo di ripristino della frequenza e quello delle riserve di sostituzione, ogni TSO deve stabilire una procedura per calcolare il volume di energia di bilanciamento attivato in base all'attivazione richiesta o misurata, e una per richiedere un nuovo calcolo del volume di energia di bilanciamento attivato.

Ciascun TSO, calcola il volume di energia di bilanciamento per:

- le proprie aree di sbilanciamento;
- ciascun periodo di regolamento degli sbilanciamenti;
- ciascuna direzione: con segno negativo (prelievo del prestatore di servizi di bilanciamento) e con segno positivo (immissione).

4.7.2.2 Energia di bilanciamento per il contenimento della frequenza

Ciascun TSO di connessione può provvedere al calcolo e al regolamento del volume di energia di bilanciamento attivato per il processo di contenimento della frequenza con i prestatori di servizi di bilanciamento. Il prezzo (positivo, negativo o pari a zero) del volume di energia di bilanciamento attivato per il processo di contenimento della frequenza è definito per ciascuna direzione come indicato nella seguente tabella:

	Prezzo dell'energia di bilanciamento positivo	Prezzo dell'energia di bilanciamento negativo
Energia di bilanciamento positiva	Pagamento del TSO al PSB	Pagamento del PSB al TSO
Energia di bilanciamento negativa	Pagamento del PSB al TSO	Pagamento del TSO al PSB

Definizione delle direzioni di prezzo del volume dell'energia di bilanciamento

4.7.2.3 Energia di bilanciamento per il ripristino della frequenza

Ciascun TSO di connessione può provvedere al calcolo e al regolamento del volume di energia di bilanciamento attivato per il processo di ripristino della frequenza con i PSB. Il prezzo (positivo, negativo o pari a zero) del volume di energia di bilanciamento attivato per il processo di ripristino della frequenza è definito per ciascuna direzione conformemente alla tabella precedente.

4.7.2.4 Energia di bilanciamento per il processo delle riserve di sostituzione

Ciascun TSO di connessione calcola e regola il volume di energia di bilanciamento attivato per il processo delle riserve di sostituzione con i PSB. Il prezzo (positivo, negativo o pari a zero) del volume di energia di bilanciamento attivato per il processo di ripristino della frequenza è definito per ciascuna direzione conformemente alla tabella precedente.

4.7.2.5 Aggiustamento dello sbilanciamento da applicare ai responsabili del bilanciamento

Il TSO calcola l'aggiustamento dello sbilanciamento da applicare ai responsabili del bilanciamento interessati per ogni offerta di acquisto di energia di bilanciamento attivata. Per le aree di sbilanciamento in cui sono calcolate più posizioni finali per un unico responsabile del bilanciamento si può calcolare per ciascuna posizione l'aggiustamento degli sbilanciamenti.

Per ogni aggiustamento degli sbilanciamenti, ciascun TSO determina il volume di energia di bilanciamento attivato (calcolato come visto nel paragrafo “Calcolo dell’energia di bilanciamento”) e i volumi attivati per scopi diversi dal bilanciamento.

4.7.3 Regolamento degli scambi di energia tra TSO

TSO elaboreranno una proposta di disposizioni comuni di liquidazione applicabili a tutti gli scambi intenzionali di energia a seguito di uno o più dei seguenti processi:

- Processo delle riserve di sostituzione;
- Processo di ripristino della frequenza con attivazione manuale;
- Processo di ripristino della frequenza con attivazione automatica;

- Processo di compensazione dello sbilanciamento.

Tutti i TSO connessi in modo asincrono che si scambiano intenzionalmente energia tra aree sincrone elaborano una proposta di disposizioni comuni di regolamento applicabili agli scambi intenzionali di energia a seguito di uno o entrambi i seguenti elementi:

- processo di contenimento della frequenza per la produzione di potenza attiva a livello di area sincrona;
- limiti di rampa per la produzione di potenza attiva a livello di area sincrona

Maggiori dettagli negli Articoli 137, 172 e 173 del regolamento (UE) 2017/1485.

Lo scambio intenzionale di energia è calcolato, in base alla direzione, come integrale dello scambio di potenza calcolato durante i periodi concordati tra i TSO pertinenti.

Per quanto riguarda gli scambi non internazionali di energia, i TSO di un'area sincrona elaboreranno una proposta di disposizioni comuni di regolamento applicabili a tutti gli scambi non intenzionali di energia. Questa comprenderà:

- il prezzo degli scambi non intenzionali di energia prelevata dall'area sincrona corrisponde ai prezzi dell'energia di bilanciamento attivata a salire per il processo di ripristino della frequenza o delle riserve di sostituzione nella suddetta area sincrona;
- il prezzo degli scambi non intenzionali di energia immessa nell'area sincrona corrisponde ai prezzi dell'energia di bilanciamento attivata a scendere per il processo di ripristino della frequenza o delle riserve di sostituzione nella suddetta area sincrona.

Lo stesso faranno tutti i TSO connessi in modo asincrono.

4.7.4 Regolamento degli sbilanciamenti

Ogni TSO o soggetto terzo nelle rispettive aree di programmazione, con ciascun responsabile del bilanciamento e per ciascun periodo di regolamento degli sbilanciamenti, regola tutti gli sbilanciamenti calcolati a fronte del prezzo di sbilanciamento calcolato conformemente a come vedremo di seguito.

TSO elaborano una proposta volta a specificare ulteriormente e ad armonizzare almeno:

- Il calcolo di un aggiustamento dello sbilanciamento e il calcolo di una posizione, uno sbilanciamento e un volume allocato secondo uno degli approcci che vedremo nel paragrafo “calcolo degli sbilanciamenti”;
- i principali componenti usati nel calcolo del prezzo di sbilanciamento per tutti gli sbilanciamenti, compresi il valore dell’attivazione risparmiata di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza o dalle riserve di sostituzione;
- l’uso di una determinazione unica del prezzo di sbilanciamento (single pricing) per tutti gli sbilanciamenti che determina un prezzo unico per sbilanciamenti positivi e negativi per ciascun’area di prezzo, all’interno di un periodo di regolamento degli sbilanciamenti;
- la definizione delle condizioni e della metodologia di applicazione della duplice determinazione del prezzo di sbilanciamento (dual pricing) per tutti gli sbilanciamenti, che determina un solo prezzo per gli sbilanciamenti positivi e uno per i negativi per ciascun’area di prezzo di sbilanciamento in un periodo di regolamento degli sbilanciamenti.

4.7.4.1 Periodo rilevante per gli sbilanciamenti

I TSO applicano il periodo di regolamento degli sbilanciamenti di 15 minuti in tutte le aree di programmazione assicurando che tutti i limiti del periodo rilevante di mercato, coincidano con i limiti del periodo di regolamento degli sbilanciamenti. I TSO di un’area sincrona possono richiedere l’esenzione dal suddetto requisito: l’autorità competente procederà ad un’analisi costi-benefici dell’armonizzazione del periodo di regolamento degli sbilanciamenti entro e tra le aree sincrone, ogni 3 anni, in collaborazione con l’Agenzia.

4.7.4.2 Calcolo degli sbilanciamenti

Ogni TSO calcola, all’interno delle proprie aree di programmazione, la posizione finale, il volume allocato, l’aggiustamento dello sbilanciamento e lo sbilanciamento:

- per ciascun responsabile del bilanciamento;
- per ciascun periodo di regolamento degli sbilanciamenti;
- in ciascun'area di sbilanciamento.

L'area di sbilanciamento corrisponde all'area di programmazione, tranne nel caso di modello di dispacciamento centrale, in cui l'area di sbilanciamento può sostituire parte dell'area di programmazione.

Ciascun TSO elabora delle disposizioni per calcolare la posizione finale, determinare il volume allocato, determinare l'aggiustamento dello sbilanciamento, calcolare lo sbilanciamento e richiedere a un responsabile del bilanciamento il ricalcolo dello sbilanciamento.

Lo sbilanciamento indica la dimensione e la direzione dell'operazione di regolamento tra il responsabile del bilanciamento e il TSO, e può essere:

- negativo, a indicare un disavanzo del responsabile del bilanciamento;
- positivo, a indicare un avanzo del responsabile del bilanciamento.

4.7.4.3 Prezzo di sbilanciamento

Il TSO stabilisce disposizioni per calcolare il prezzo di sbilanciamento, che può essere positivo, pari a zero o negativo, come indicato nella seguente tabella:

	Prezzo di sbilanciamento positivo	Prezzo di sbilanciamento negativo
Sbilanciamento positivo	Pagamento del TSO al BRP	Pagamento del BRP al TSO
Sbilanciamento negativo	Pagamento del BRP al TSO	Pagamento del TSO al BRP

Determinazione del pagamento dello sbilanciamento

Ciascun TSO determina il prezzo di sbilanciamento per:

- ciascun periodo di regolamento degli sbilanciamenti;
- le proprie aree di sbilanciamento;
- ciascuna direzione di sbilanciamento.

Il prezzo di uno sbilanciamento negativo, non deve essere inferiore al prezzo medio ponderato dell'energia di bilanciamento positiva attivata dalle riserve per il ripristino della frequenza e dalle riserve di sostituzione, oppure, in caso di non attivazione dell'energia di bilanciamento in una direzione o nell'altra durante il periodo di regolamento degli sbilanciamenti, al valore dell'attivazione risparmiata di energia di bilanciamento da riserve per il ripristino della frequenza o da riserve di sostituzione.

Il prezzo di uno sbilanciamento positivo non deve essere superiore al prezzo medio ponderato dell'energia di bilanciamento negativa attivata dalle riserve per il ripristino della frequenza e dalle riserve di sostituzione, oppure, in caso di non attivazione dell'energia di bilanciamento in una direzione o nell'altra durante il periodo di regolamento degli sbilanciamenti, al valore dell'attivazione risparmiata di energia di bilanciamento da riserve per il ripristino della frequenza o da riserve di sostituzione.

Se nello stesso periodo di regolamento degli sbilanciamenti è stata attivata energia di bilanciamento sia positiva che negativa da riserve per il ripristino della frequenza o da riserve di sostituzione, il prezzo per sbilanciamento positivo e negativo è determinato in base ad almeno uno dei principi appena citati.

4.7.5 Regolamento della capacità di bilanciamento

Per quanto riguarda l'acquisizione all'interno di un'area di programmazione, ogni TSO che si avvale delle offerte di acquisto di capacità di bilanciamento stabilisce disposizioni per il regolamento almeno delle riserve per il ripristino della frequenza e delle riserve di sostituzione. Inoltre, ogni TSO provvede al regolamento di almeno tutte le riserve per il ripristino della frequenza e tutte le riserve di sostituzione acquisite.

Per quanto riguarda l'acquisizione fuori da un'area di programmazione, tutti i TSO che scambiano capacità di bilanciamento, stabiliscono le disposizioni di regolamento della capacità di bilanciamento acquisita. Essi provvedono al regolamento congiunto della capacità di bilanciamento acquisita mediante la funzione di regolamento TSO-TSO.

I TSO che scambiano capacità di bilanciamento in base al modello TSO-BSP provvedono al regolamento della capacità di bilanciamento acquisita a norma del paragrafo "Modello TSO-BSP".

Tutti i TSO stabiliscono le disposizioni di regolamento dell'allocazione della capacità interzonale e procedono al regolamento di tale capacità interzonale.

4.8 Algoritmi di bilanciamento

Al fine di utilizzare le funzioni di ottimizzazione dell'attivazione per attivare le offerte di acquisto di energia di bilanciamento, tutti i TSO elaborano degli algoritmi. Questi algoritmi devono rispettare il metodo di attivazione delle offerte di acquisto di energia di bilanciamento e il metodo di determinazione dei prezzi dell'energia di bilanciamento visti precedentemente, e tengono conto della descrizione del processo di compensazione dello sbilanciamento e dell'attivazione transfrontaliera.

Inoltre, tutti i TSO elaborano un algoritmo che serve alla funzione del processo di compensazione dello sbilanciamento. L'algoritmo riduce al minimo la controattivazione delle risorse di bilanciamento grazie all'avvio del processo di compensazione dello sbilanciamento (parte IV del regolamento UE 2017/1485).

Due o più TSO che si scambiano capacità di bilanciamento, elaborano algoritmi che servono alla funzione di ottimizzazione dell'acquisizione di capacità per acquisire offerte di acquisto di capacità di bilanciamento. Questi riducono al minimo i costi di acquisizione complessivi di tutta la capacità di bilanciamento acquisita congiuntamente e tengono conto della disponibilità della capacità interzonale, compresi gli eventuali costi di fornitura.

Tutti questi algoritmi devono:

- rispettare i vincoli di sicurezza operativa;
- tenere conto dei vincoli tecnici e di rete;
- nel caso, tenere conto della capacità interzonale disponibile.

5 La riforma in Italia

Attualmente, in Italia si sta attraversando una fase di riforma che affronta due temi principali: l'integrazione europea e lo sviluppo del rinnovabile il quale rende necessario nuove regole di funzionamento e di dispacciamento del sistema, destinate a far cambiare le logiche del mercato elettrico attuale.

La riforma di mercato ad oggi è stata sistematizzata nel Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE). Il primo schema di TIDE è stato consultato nell'estate 2019. Oggi si attende che vengano fatti passi implementativi della riforma verso le direzioni prestabilite che verranno adesso analizzate.

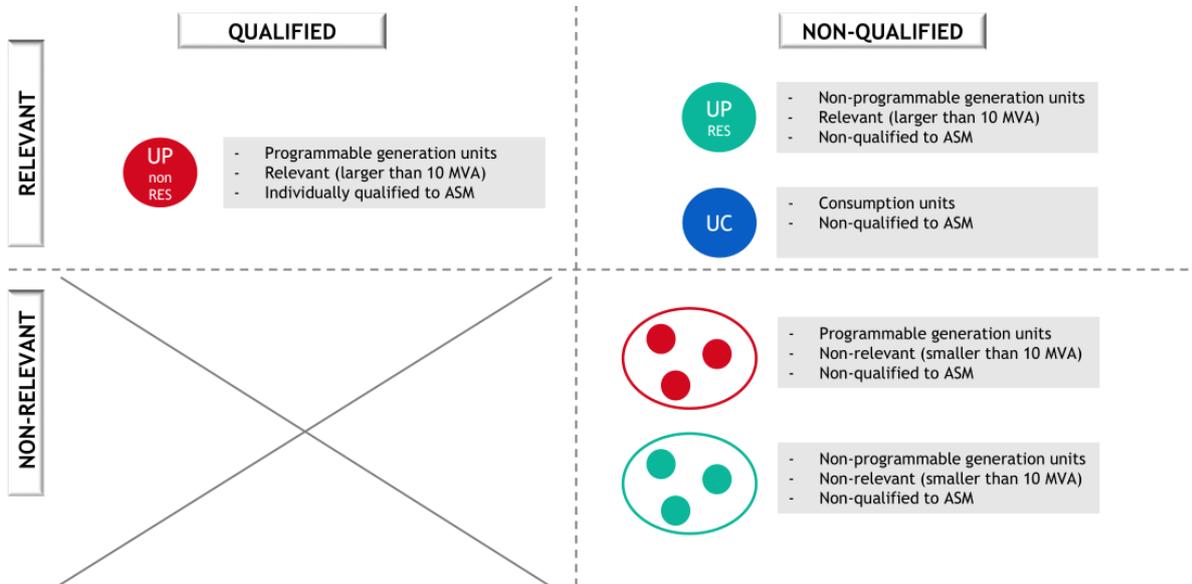
5.1 Classificazione delle unità

Uno degli obiettivi contenuti nel TIDE è quello di modificare e rinnovare la schematizzazione e la classificazione delle unità (che siano di produzione o di consumo) esistente sul mercato. Attualmente il mercato è composto da unità rilevanti e non rilevanti (unità che superano o meno la soglia dei 10 MW), unità qualificate (che e possono partecipare al MSD, caratterizzate dall'essere unità di sola produzione e solamente programmabili) e unità non qualificate (non programmabili, di consumo e non facenti parte delle unità qualificate).

La visione è quella di superare la divisione in queste categorie in due modi

- Rimuovendo la distinzione tra "unità rilevanti" e "non rilevanti": tale distinzione non ha più senso. In passato ciò aveva senso erano presenti numerose grandi centrali, ma poca generazione da fonti rinnovabili e di piccola taglia. Nello scenario odierno, invece, si ha grande presenza di generazione da fonti rinnovabili non rilevante che bisogna coinvolgere nel dispacciamento. Tale distinzione viene quindi rimossa, considerando tutte le unità sullo stesso livello.
- Distinzione tra "unità qualificate" e "non qualificate" non più vincolata alla distinzione tra "programmabile" e "non programmabile": la distinzione sarà estesa sulla base delle caratteristiche e dai requisiti tecnici e in base a ciò che le unità possono garantire in termini di servizi di regolazione. Chiaramente, una UP da fonti rinnovabili non potrà garantire quello che garantisce una centrale a

gas, ma anch'essa potrà contribuire a fornire determinati servizi di regolazione, magari non singolarmente, ma in aggregato ad altre unità.



Attuale classificazione delle unità
(fonte: REF-E)

5.1.1 Aggregazione

Il TIDE, come accennato, propone uno scenario futuro in cui non esisteranno più soltanto singole unità rilevanti o meno, abilitate o non abilitate, ma “portafogli di unità” distinti in:

- Portafogli abilitati: aggregati che possono contribuire alla regolazione del sistema;
- Portafogli non abilitati: aggregati che non forniscono nessun servizio.

Questo tipo di gestione a portafoglio della capacità di produzione, non riguarda più singole unità, ma un aggregato condotto dall'operatore, che gestisce le unità in maniera congiunta sul mercato andando, invece, a gestire singolarmente l'attività di dispacciamento.

Potranno ancora esistere singole grandi unità come grandi centrali gestite singolarmente come potranno esistere anche aggregati di impianti di produzione più meno grandi, aggregati e offerti come portafoglio dall'operatore.

5.1.1.1 Progetti pilota attualmente avviati

Nel quadro regolatorio italiano, sono già stati avviati progetti pilota allo scopo di raccogliere elementi utili per la riforma del dispacciamento e per rendere immediatamente disponibili nuove risorse di dispacciamento anche tramite l'aggregazione. Tali progetti riguardano:

- la partecipazione volontaria al MSD delle UP rilevanti (UPR) ad oggi non abilitate e non incluse nelle UVA come di seguito evidenziato. Esse partecipano al MSD singolarmente con riferimento allo stesso punto di dispacciamento valido per la partecipazione ai mercati dell'energia e per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento, ovvero il BSP, coincide con il BRP. Gli sbilanciamenti effettivi continuano a essere valorizzati sulla base della regolazione applicata alle unità non abilitate;
- la partecipazione volontaria al MSD delle UP (inclusi i sistemi di accumulo) e della domanda, su base aggregata, costituendo le Unità Virtuali Abilitate (UVA). I perimetri di aggregazione non possono eccedere la zona di mercato e sono definiti da Terna in coerenza con il modello di rete (nodale) utilizzato per la selezione delle offerte accettate sul MSD, in modo che la movimentazione delle unità incluse in ciascuna UVA non comporti violazioni di vincoli di rete. Queste UVA si dividono in:
 - Unità virtuali abilitate di consumo (UVAC), caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo, per fornire servizi di bilanciamento e riserva terziaria a salire (ridurre i consumi);
 - Unità virtuali abilitate di produzione (UVAP), caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione non rilevanti (programmabili o non), inclusi i sistemi di accumulo (equiparati alle unità di produzione). I servizi richiesti sono di riserva terziaria rotante e, in sostituzione, di bilanciamento e di risoluzione di congestioni;
 - Unità virtuali abilitate miste (UVAM), formate da: unità di produzione non rilevanti (inclusi i sistemi di accumulo e i veicoli elettrici quando prestano servizi alla rete - vehicle to grid), unità di consumo e unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo purché la potenza immessa al punto di connessione non sia superiore a 10 MVA,

unità di produzione non rilevanti che condividono il punto di connessione alla rete con unità di consumo e aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MVA.

Le UVAM hanno sostituito e inglobato le UVAC e le UVAP e presentano un perimetro definito da Terna su base provinciale o regionale. La medesima UVA può contenere unità di produzione e/o di consumo rientranti nel contratto di diversi BRP. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento per le UVA è il BSP che può essere distinto dal BRP. Il BSP è responsabile per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento rispetto alla baseline. Il BRP è responsabile degli sbilanciamenti effettivi rispetto al proprio programma di immissione/prelievo definito su base zonale, come se le UVAM non esistessero. Gli sbilanciamenti effettivi continuano a essere valorizzati sulla base della regolazione applicata alle unità non abilitate.

UPR e UVAM sono abilitate alla fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni, per la riserva terziaria (sia rotante sia di sostituzione) e per il bilanciamento. I servizi resi dalle UPR ad oggi non abilitate e dalle UVAM su base giornaliera sono remunerati tramite i corrispettivi resi alle unità abilitate per la partecipazione a MSD, cioè tramite pay as bid applicato in caso di attivazione delle risorse sul MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato.

Per le UVAM, limitatamente al periodo di sperimentazione, è prevista la possibilità di fornitura a termine delle risorse.

Vengono di seguito definite le figure già citate:

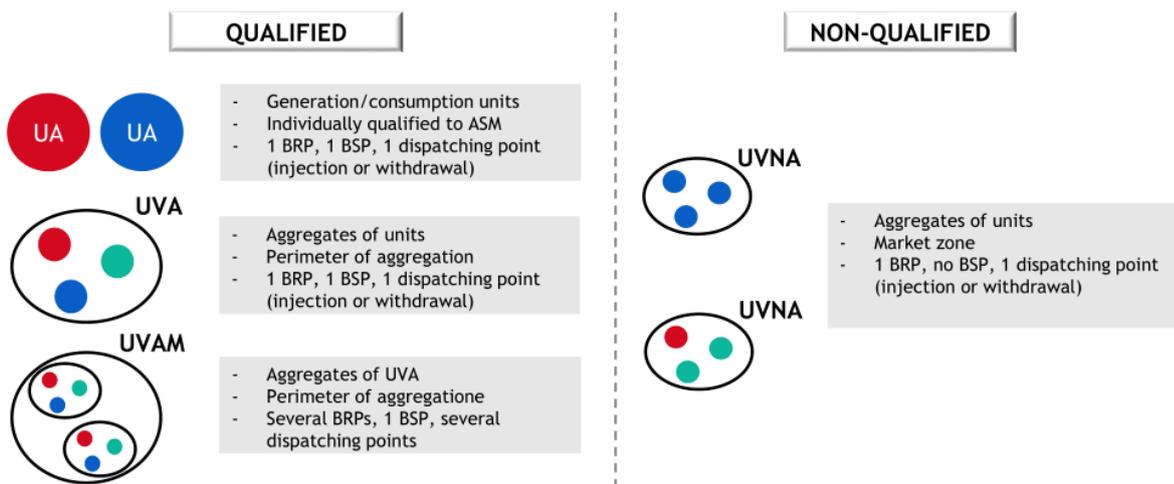
- Balance Responsible Party (BRP) l'operatore commerciale con responsabilità sul rispetto del programma di immissione o prelievo del proprio portafoglio clienti. Dichiara la quantità di energia che deve essere prelevata o immessa in ciascun intervallo rilevante del periodo cui il programma si riferisce, da parte del proprio portafoglio di clienti. Nel caso di sbilanciamenti e di scompensi con la fornitura e consumo di energia del proprio portafoglio, il BRP è soggetto al pagamento di oneri di sbilanciamento;
- Balancing Service Provider (BSP): soggetto che si propone come il responsabile della fornitura di servizi di bilanciamento al TSO e per l'attivazione di flessibilità dall'aggregatore. Ogni offerta di servizi di bilanciamento presentata da un BSP al TSO è assegnata ad uno o più BRP. BRP e BSP possono coincidere.

Tali progetti pilota hanno consentito l'accesso a MSD a unità di produzione e/o di consumo che in precedenza non avevano i requisiti necessari e hanno consentito di sperimentare l'aggregazione ai fini della prestazione dei servizi ancillari. Essi hanno consentito di sperimentare la modalità e le performance di erogazione dei servizi in modo aggregato, l'operatività di BSP aggregatori e la loro interlocuzione con Terna e con i clienti finali e produttori facenti parte dell'aggregato.

In definitiva, la nuova distinzione tra unità abilitate e non abilitate all'erogazione di servizi ancillari sarà identificata come segue:

- Unità virtuali non abilitate (UVNA) definite come l'insieme di unità di consumo o unità di produzione non abilitate a erogare servizi ancillari, i cui gestori (clienti finali o produttori) hanno dato mandato al medesimo BRP per la stipula del contratto di dispacciamento e i cui punti di connessione sono localizzati nella stessa zona di mercato. Le UVNA possono essere costituite, in alternativa, da unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili, unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento, unità di produzione alimentate esclusivamente da combustibili fossili di provenienza nazionale e unità di consumo. A ogni UVNA corrisponde un punto di dispacciamento;
- unità abilitate (UA) ad erogare i servizi, costituite da:
 - una sola unità di produzione o di consumo;
 - un insieme di una o più unità di consumo e/o unità di produzione. In questo caso, l'unità abilitata è un'unità virtuale abilitata (UVA).

L'insieme delle UA o UVA aventi lo stesso perimetro di aggregazione ai fini dell'abilitazione e lo stesso BSP, rappresenta la nuova UVAM (cioè un insieme misto di unità abilitate) gestita, ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari, dal BSP.



*Nuova classificazione delle unità
(fonte: REF-E)*

5.2 Ridefinizione di ruoli e responsabilità

Un argomento molto importante contenuto nella nuova riforma, riguarda la suddivisione dei ruoli e delle responsabilità dal lato della generazione dell'energia elettrica. Vengono essenzialmente definite:

- Responsabilità di partecipazione al mercato: riguarda l'offrire la partecipazione sul MGP e sul MI, quindi nei mercati del GME e ai mercati ex-ante e MB, quindi al MSD. Questa responsabilità potrebbe riguardare il BSP;
- Responsabilità di programmazione e bilanciamento: la responsabilità di gestire una determinata centrale ed eseguire il programma di produzione di energia o eventuale sospensione, responsabilità degli sbilanciamenti. Tale responsabilità potrebbe appartenere al cliente finale, al produttore o ad una parte terza tramite mandato;
- Responsabilità di offerta dei servizi: riguarda la partecipazione al MSD e la contrattazione per la fornitura dei propri servizi. Questa responsabilità potrebbe appartenere al cliente finale, al produttore o a una parte terza tramite mandato.

Attualmente queste responsabilità risultano sovrapposte o intersecate: l'utente del bilanciamento è responsabile degli sbilanciamenti, dell'offerta sul MSD e, a meno di contratti di tolling sulla centrale contratti, offre anche sul mercato dell'energia.

Il TIDE prevede la possibilità di distinguere su soggetti diversi i ruoli che oggi ricadono tutti sugli utenti del dispacciamento, quindi il fatto che possano esistere dei soggetti responsabili del bilanciamento di un determinato portafoglio portafogli (Balance Responsible Party, BRP) responsabili, quindi, dello sbilanciamento congiunto, per esempio, di tutte le centrali di una determinata zona, e di soggetti responsabili dell'offerta dei servizi su un portafoglio di unità (Balancing Service Provider, BSP), e infine un operatore di mercato che si occupa della partecipazione ai mercati MGP e MI. Ovviamente vi è anche la possibilità che tutte e tre le responsabilità ricadano sullo stesso soggetto.

Come si evince, in questo modo si riesce a dividere l'attività commerciale da quella fisica. Attualmente, lo sbilanciamento viene calcolato dall'immissione (o prelievo) reale rispetto al programma in esito ai mercati. L'idea contenuta nel TIDE è quella, attraverso la divisione delle responsabilità, viene suddivisa la sfera commerciale da quella fisica: commercialmente si potrebbe ricoprire una qualsiasi posizione di vendita/acquisto e avere quindi scostamento tra tale posizione commerciale e il programma che, invece, viene definito con Terna (scostamento commerciale); infine ci sarà uno scostamento tra il suddetto programma e l'immissione/prelievo fisico che può essere influenzato da diversi fattori come malfunzionamenti, guasti ecc. (scostamento fisico). Tutto questo, a seguito della suddivisione delle responsabilità. Il programma rimane sempre in posizione centrale rispetto alle due dimensioni. Tutto ciò perché in Italia il mercato ha una forte connotazione fisica: esso conferisce i diritti di trasporto dell'energia, cioè, tramite il MGP, per esempio, si acquista il diritto di utilizzare la rete per immettere in un nodo e prelevare da un altro.

Tale separazione non avrà un grande impatto sulle grandi centrali elettriche che continueranno ad essere gestite da un operatore che avrà su di sé tutte le responsabilità, ma potrà essere rilevante sulla gestione della capacità rinnovabile, dello storage, dove la responsabilità di gestire i servizi del BSP, che gestirà l'UVAM, si sommerà a quella del trader che ritirerà l'energia rinnovabile e la immette sul mercato, e a quella dell'operatore produttore che, invece, rimarrà responsabile dello sbilanciamento (o BRP).

5.2.1 Programmazione delle unità

Nel caso di una unità non abilitata (che pertanto non partecipa a MSD), il BRP definirà il programma (P) di immissione/prelievo entro la chiusura delle negoziazioni commerciali (senza ulteriori vincoli, se non quelli “fisici” della propria unità (ad esempio, un’unità di produzione da 5 MW potrà prevedere un programma orario di immissione al massimo pari a 5 MWh). Non è presente la figura del BSP, cioè il fornitore di servizi ancillari per il dispacciamento, essendo l’unità impossibilitata a fornire a Terna tali servizi. Il programma P dopo l’ora H-1 (cioè un’ora prima della fornitura) non potrà più essere ulteriormente modificato e rileverà ai fini degli sbilanciamenti effettivi per i quali sarà responsabile il medesimo BRP.

Nel caso di una unità abilitata a partecipare a MSD:

- il BRP, in ingresso alla sessione di MSD ex-ante, definirà il programma (P) di immissione/prelievo che terrà conto dei limiti fisici dell’unità: esso dovrà rispettare i vincoli statici e dinamici dell’unità (allo scopo, Terna potrà implementare controlli e prevedere interventi correttivi);
- il BSP presenterà le proprie offerte, in termini di volume e prezzo, per la partecipazione a MSD;
- Terna selezionerà le offerte nel rispetto del principio della minimizzazione dei costi sistemici e regolerà con il BSP le partite economiche associate esiti delle sessioni di MSD ex-ante. Le selezioni effettuate da Terna fanno sì che il programma iniziale P diventi un programma vincolante (PV) che dovrà essere rispettato dal BRP;
- Terna potrà anche identificare un intervallo all’interno del quale il BRP potrà modificare il programma vincolante dell’unità abilitata e, entro l’ora H-1, definirà il programma vincolante modificato (PVM) dell’unità abilitata;
- il PVM potrà essere ulteriormente modificato per effetto della selezione, da parte di Terna, di offerte presentate dal BSP e accettate su MB. Di conseguenza, al tempo reale, si consoliderà il programma dell’unità che diventerà programma vincolante modificato e corretto (PVMC). Questo rileverà ai fini degli sbilanciamenti effettivi.

5.2.1.1 Riconciliazione tra programmazione e posizione commerciale

Al fine della regolazione delle partite economiche che corrispondono alla differenza tra i quantitativi di energia in esito ai mercati (posizione commerciale) e i quantitativi che il BRP deve rispettare in termini di immissione e prelievo (programmazione delle unità), per ogni ora e per ogni portafoglio, il “saldo commerciale” viene calcolato come segue:

$$SC = \sum_{i,abilitate} [PVM_i - (PV_i - P_i)] + \sum_{i,non\ abilitate} P_i - PC$$

Dove:

- PVM: programma vincolante modificato
- PV: programma vincolante
- P: programma iniziale
- PC: posizione commerciale dell'operatore di mercato (volumi di energia negoziati dall'operatore di mercato per ciascun portafoglio)

Il fine è quello di separare la parte del PVM formata dal BRP negoziando sul MGP e MI, dalla parte formata da terna sul MSD ex-ante ($PV_i - P_i$).

Per l'applicazione della formula è necessario ricondurre i programmi al livello orario (in riferimento ai programmi quattorari per le unità abilitate).

Il saldo commerciale potrebbe essere determinato all'ora H-1, ovvero dopo il tempo reale e si ritiene che esso sia valorizzato al prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate.

5.3 Riforma dei mercati MGP e MI

5.3.1 Introduzione dei prezzi negativi sui mercati nazionali

All'interno del TIDE sono proposte una serie di riforme che impatteranno su tutti gli operatori, compresi i grandi impianti di produzione. Una di queste riforme riguarda l'introduzione dei prezzi negativi (es. nel caso di overgeneration), quindi la rimozione dei vincoli di prezzo sul mercato, nei mercati MGP e MI. Allo stato attuale, in tutti i mercati elettrici italiani non è possibile presentare offerte a prezzo negativo poiché

esiste un limite di prezzo inferiore (floor) a 0 €/MWh. Prezzi negativi però, sono presenti nella maggior parte dei mercati europei.

Invece di presentare un'offerta di 0 €/MWh, la presentazione di offerte a prezzi negativi consentirà ad un produttore (es. per un impianto di produzione poco flessibile), sempre secondo meriti economici, di pagare per poter acquisire il diritto di immettere energia elettrica in rete (ad esempio in una situazione di mercato "lungo"). Sul lato opposto, il settore dello storage potrebbe beneficiare di tutto questo perché potrà acquistare nelle ore in cui il prezzo dell'energia è più basso o in cui addirittura risulta negativo in modo da ricevere una remunerazione perché acquisterà energia nel momento in cui il sistema è lungo (eccesso di produzione), favorendo il bilanciamento.

Occorre, tuttavia, tenere conto degli incentivi sull'offerta della generazione e dell'eventuale possibilità di esercizio del potere di mercato, in quanto questi aspetti potrebbero attenuare o annullare i benefici dell'introduzione dei prezzi negativi:

- in un mercato privo di incentivi, i responsabili di impianti esenti da vincoli dinamici (es. eolico e fotovoltaico) non avrebbero interesse economico a immettere la propria produzione in presenza di prezzi negativi. Diversamente, in un mercato caratterizzato dalla presenza di incentivi, le strategie di offerta potrebbero essere guidate dalla logica del costo opportunità (ad esempio, potrebbe convenire immettere energia nei casi in cui la somma tra prezzo negativo e incentivo sia positiva, soprattutto in presenza di impianti di produzione privi di costi variabili). Ciò rischia di distorcere la finalità dell'introduzione dei prezzi negativi, considerando il livello elevato delle componenti incentivanti. Per evitare speculazioni sui prezzi negativi da parte di chi ha incentivi in energia come le rinnovabili, gli incentivi potrebbero venire sospesi limitatamente alle ore in cui il prezzo vada negativo, in modo da evitare che le unità di produzione da fonte rinnovabile, pur di stare nel mercato, vadano ad offrire in negativo in modo da compensare il incentivo: in presenza di mercato lungo, anche il rinnovabile deve essere disposto a tagliare la propria produzione.
- in presenza di potere di mercato, l'introduzione dei prezzi negativi potrebbe favorirne l'esercizio: considerando, ad esempio, la struttura dell'offerta e i dati storici relativi alle offerte accettate in MSD per il servizio di riserva a scendere, il rischio legato all'esercizio del potere di mercato su tale servizio (legato all'aumento dello spread tra offerte accettate a salire e a scendere) non può essere sottovalutato e non può essere trascurato il potenziale effetto negativo

derivante dall'introduzione dei prezzi negativi. La conseguenza potrebbe essere la mancanza di garanzia della priorità di dispacciamento: verrebbe dispacciato chi offre il proprio servizio ad un prezzo negativo minore.

L'autorità non ha, quindi, momentaneamente intenzione di introdurre sul MSD i prezzi negativi, per evitare che ci siano abusi di potere di mercato.

5.3.2 Integrazione dei Mercati Intraday

Riguardo l'architettura del mercato, il documento del TIDE prevede riforme in vista dell'accoppiamento (coupling) tra tutti i mercati europei. Si analizzeranno di seguito le variazioni e le evoluzioni rispetto agli attuali mercati MGP e MI.

Il coupling tra i mercati MGP è stato effettuato senza sostanzialmente cambiare la propria struttura rispetto a quello italiano: semplicemente vengono contemporaneamente risolti gli incroci domanda/offerta, in Italia e negli altri paesi accoppiati europei, limitatamente a quelli che sono i vincoli di interconnessione tra un paese e l'altro.

Il MI è attualmente un mercato solo nazionale, ma sono previste delle revisioni che comporteranno l'accoppiamento con gli altri mercati europei. La struttura sarà differente rispetto a MI di oggi: se nel MGP i mercati sono stati accoppiati lasciando invariato lo schema, il mercato MI cambierà radicalmente le proprie regole: le contrattazioni ad asta verranno sostituite da un meccanismo a "negoziazione continua" (continuous trading), cioè un meccanismo in cui tutte le offerte di vendita/acquisto non verranno raccolte in un'unica asta ma sarà creato un "book di negoziazione" in cui ogni operatore che si presenterà, registrerà la propria offerta di vendita/acquisto e, nel momento in cui due offerte (una lato vendita e una lato acquisto) risulteranno compatibili, verranno immediatamente eseguite ed eliminate dal book di negoziazione. Come suddetto, non ci sarà un'unica asta, ma sarà un mercato aperto da una certa ora ad un'altra, in cui in ogni momento potranno essere eseguite delle transazioni infragiornaliere.

Una seconda importante differenza rispetto al mercato MI odierno sarà la gate closure (chiusura del mercato). Attualmente, il MI ha delle tempistiche che lo mantengono in largo anticipo rispetto alla delivery (consegna dell'energia). Il TIDE prevede una gate

closure spostata sino ad H-1, cioè ad un'ora prima dal real time, dalla consegna dell'oggetto della negoziazione.

Questi cambiamenti potrebbero incrementare i volumi scambiati durante il MI

- permettendo agli operatori di mantenere più facilmente il bilanciamento in real time, o in alternativa
- consentendo agli operatori di mercato di avere informazioni più dettagliate sullo stato del sistema di alimentazione e, di conseguenza, sfruttando queste informazioni nelle successive fasi di mercato.

Per evitare la seconda opzione, occorrerà un'adeguata regolamentazione degli squilibri.

5.3.2.1 XBID Market Project

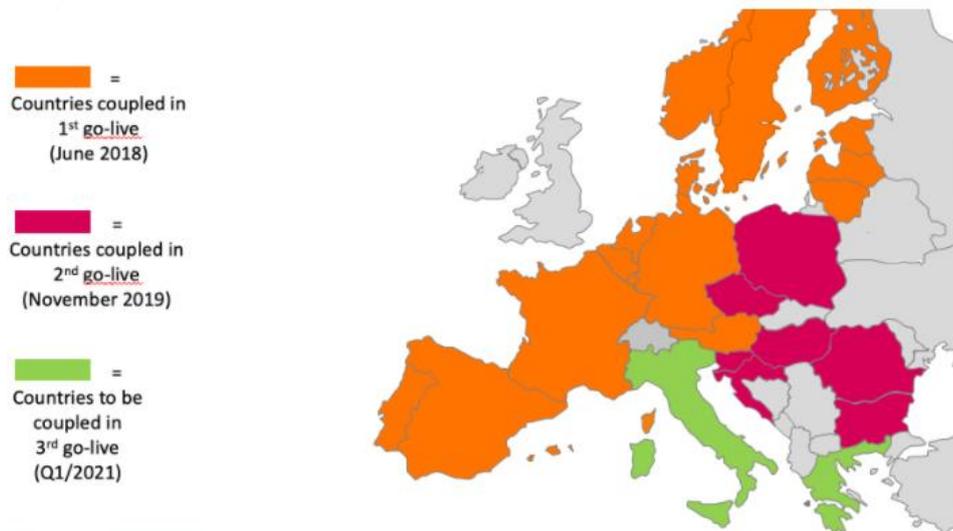
Come detto precedentemente, il mercato MI, attualmente solo nazionale, si evolverà a favore di un accoppiamento con gli altri mercati intraday europei. Al riguardo l'Italia aderirà al progetto di mercato già avviato XBID (Cross-Border Intraday Market Project), durante il 2021, con lo scopo di creare un mercato interzonale infragiornaliero congiunto e integrato. L'obiettivo che si prefigge tale progetto è quello di permettere il commercio permanente interzonale e di aumentare l'efficienza complessiva del commercio intraday nei singoli mercati infragiornalieri interzonalmente presenti in Europa. Questa soluzione si baserà su un sistema unico che fungerà da struttura portante europea, collegando i sistemi di commercio locali gestiti dalle Borse elettriche e le capacità di trasmissione interzonale fornite dai vari TSO. Gli ordini inoltrati dai partecipanti al mercato di un paese possono essere accoppiati con quelli inoltrati alla stessa maniera da altri operatori del mercato di altri paesi compresi nell'area di ricezione del sistema.

Le negoziazioni all'interno della piattaforma XBID vengono gestite tramite tre strumenti:

- Shared Order Book (SOB): un book condiviso di negoziazione che raccoglie le offerte presentate dagli operatori del mercato e combina le offerte compatibili tra loro. Mostra ai vari operatori del mercato solamente le offerte rilevanti per la loro zona di appartenenza, sulla base delle capacità disponibili;
- Capacity Management Module (CMM): un meccanismo che riceve dai TSO i propri valori di capacità in base alla zona di appartenenza e li aggiorna automaticamente sulla base delle offerte eseguite;

- Shipping Module (SM): meccanismo che provvede a fornire alle parti le informazioni sulle trattative eseguite.

Oltre al meccanismo di negoziazione continua e allo spostamento della gate closure, verranno modificati i limiti di prezzo, che andranno da -9999 €/MWh a +9999 €/MWh.



*Paesi aderenti al XBID Market Project
(fonte: www.entsoe.eu)*

Per assicurare una continuità e non creare problemi agli operatori nel momento a causa di una repentina transizione tra il vecchio e il nuovo modello di mercato, verranno mantenute due aste complementari: mentre oggi si hanno le fasi MI1, MI2, MI3 ecc., due di queste aste verranno mantenute come aste complementari al mercato di negoziazione continua a livello europeo. Si potrà scegliere di partecipare al mercato continuo o all'asta che si svolge in due momenti diversi della giornata, che sarà limitata al solo mercato italiano. Questo perché l'Italia è considerato come paese periferico con interconnessioni limitate rispetto agli altri paesi europei e perciò può aver bisogno di un "aggiustamento" complementare non solo con gli altri paesi, ma anche internamente al proprio mercato.

Il coupling europeo inizialmente non includerà la Svizzera (essa non è ancora inclusa nel progetto XBID) e la Grecia: con loro, l'Italia continuerà a negoziare tramite le aste complementari. Tramite, quindi, questi due mercati infragiornalieri, l'Italia si assicurerà degli scambi più o meno su tutte le frontiere.

5.4 Riforma del mercato MSD

La fase della riforma più a lungo termine, indicata nel TIDE, riguarda il mercato MSD. Il principale limite odierno è quello della bassa partecipazione a tale mercato: sono abilitate alla partecipazione solamente le centrali di produzione di una certa taglia. Lo scopo della riforma è quello di superare tale limite e, a tale scopo, l'ARERA si è consultata (298/2016/R/eel) sull'apertura del MSD a unità non qualificate come FER non programmabili e unità di consumo (anche su base aggregata per unità non rilevanti) per massimizzare il numero e il tipo di risorse che possono fornire servizi di dispacciamento e per creare delle remunerazioni per dei servizi che ad oggi sono obbligatori, ma non prevedono, appunto, nessuna remunerazione.

Per i primi anni sono stati messi in piedi dei progetti pilota da parte di Terna, con la collaborazione degli operatori e approvati da ARERA, per sperimentare l'apertura e lo sviluppo del MSD. Tali progetti, alcuni analizzati precedentemente, riguardano:

- La partecipazione al MSD delle unità di produzione e di consumo attualmente non abilitate;
- Il coinvolgimento dei sistemi di stoccaggio;
- Le modalità di aggregazione delle unità di produzione e di consumo non rilevanti per la partecipazione al MSD;
- Schemi di remunerazione per servizi ancillari attualmente non remunerati;
- L'approvvigionamento dei servizi ancillari;
- Altre tematiche considerate rilevanti da Terna per i servizi di dispacciamento.

Tra i progetti pilota principali, si ricorda il progetto sulle UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste) utile a Terna per approvvigionare aggregati (portafogli di risorse che ad oggi non sono abilitati e che si vogliono abilitare al MSD) per la fornitura di servizi, il progetto UPI riguardante l'accoppiamento di unità di produzione con storage per la fornitura della regolazione primaria di frequenza, il progetto UPR per l'abilitazione di unità di produzione rilevanti ad oggi non ancora abilitate al MSD, il progetto "fast reserve" per l'approvvigionamento e la remunerazione delle la capacità di regolazione ultrarapida di frequenza da parte dei sistemi di storage, tramite asta.

Una novità che potrebbe essere introdotta dalla riforma per il mercato MSD è l'introduzione di una "remunerazione a termine": non solo un pagamento in €/MWh per i servizi di regolazione, ma anche la previsione di aste per l'acquisto della disponibilità di offrire un servizio in €/MW, quindi non più l'acquisto di energia, ma di una determinata quantità di potenza (come avviene già in paesi come la Germania).

5.4.1 Ridefinizione della remunerazione e dell'approvvigionamento

L'idea guida è quella di dirigersi quindi verso un MSD che integrerà remunerazioni fisse e variabili. Si ritiene anche di dover individuare la modalità di approvvigionamento più opportuna per ogni servizio. Per le UA e senza più prevedere condizioni differenti per le UVA, si prevede che per i servizi:

- Riserva primaria:
 - risorse approvvigionate da Terna tramite procedure concorsuali, anche dove possono partecipare i BSP con le proprie UA. La remunerazione potrebbe essere un corrispettivo fisso definito in esito a un'asta periodica (es. settimanale, con corrispettivo in €/MW/settimana) (di tipo pay as bid oppure system marginal price dato che l'oggetto della negoziazione è omogeneo) al ribasso rispetto a un valore massimo: il corrispettivo risultante rappresenterebbe il costo dovuto al mancato utilizzo della capacità di riserva primaria. Tale soluzione potrebbe consentire maggiore flessibilità nell'erogazione della riserva primaria (potrebbe essere erogata anche da aggregati diversi da quelli rilevanti per gli altri servizi) e maggiore semplicità nella regolazione delle partite economiche. Le risorse saranno obbligatoriamente messe a disposizione da parte di tutte le unità abilitate (incluse UVA) che rispettano i requisiti;
 - in alternativa, risorse obbligatoriamente messe a disposizione da parte di tutte le unità abilitate (incluse le UVA) che rispettano i requisiti;

La prima appare l'alternativa preferibile qualora vi sia competizione tra diverse unità abilitate a fornire il medesimo servizio; in caso contrario, la seconda è la soluzione più efficiente.

- Riserva secondaria: risorse fornite dai BSP con le proprie UA e approvvigionate da Terna tramite il MSD. Le risorse potrebbero essere remunerate sulla base di quanto già attualmente avviene. In alternativa, si potrebbe valutare la possibilità che le risorse siano approvvigionate tramite procedure concorsuali, con partecipazione dei PSB con le proprie UA: in tal caso, la remunerazione potrebbe essere un corrispettivo fisso definito in esito a un'asta (come la riserva primaria);
- Riserva terziaria: risorse fornite dai BSP, approvvigionate da Terna tramite MSD, come già attualmente previsto (remunerazione su €/MWh di tipo pay as bid);

- Regolazione di tensione: approvvigionata da Terna obbligatoriamente per tutti gli impianti di produzione connessi alla rete rilevante già obbligati ai sensi dell'attuale Codice di rete e agli impianti di nuova realizzazione (inclusi quelli alimentati da fonti rinnovabili). Si ritiene opportuno valutare l'introduzione di una remunerazione forfettaria in grado di coprire i costi per la copertura del servizio, sostenuti dai produttori;
- Bilanciamento e risoluzione delle congestioni: risorse fornite dai BSP con le proprie UA e approvvigionate tramite il MSD, confermando quanto già attualmente previsto (pay as bid);
- Servizi emergenziali (rifiuto di carico, black start o teledistacco): forniti in modo obbligatorio a titolo gratuito dalle UP idonee, come avviene attualmente.
- Interrompibilità del carico: si ritiene opportuno ripensare il servizio nell'ottica della neutralità tecnologica e, pertanto, sostituirlo con un più ampio servizio con le stesse finalità e prestazioni. Essendo servizi da utilizzare in situazioni critiche e per periodi limitati, si ritiene che l'approvvigionamento avvenga tramite procedure concorsuali, eventualmente simili a quelle attualmente previste per l'interrompibilità.

5.4.1.1 Piattaforme europee di scambio dei servizi

Tempi ancora lontani sono previsti per l'accoppiamento del mercato dei servizi MSD con altri paesi europei. Verranno messe in funzione delle piattaforme per lo scambio di alcuni specifici servizi con altri paesi alla frontiera:

- TERRE (Trans European Replacement Reserve Exchange) per lo scambio di riserva di sostituzione;
- MARI (Manually Activated Reserves Initiative) per lo scambio di riserva terziaria pronta;
- PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) per lo scambio di regolazione secondaria.
- IN (Imbalance Netting) per la risoluzione degli squilibri.

L'introduzione di tali piattaforme avrà lo scopo di ottimizzare l'approvvigionamento dei servizi tramite lo scambio non solo sul mercato nazionale, quindi con Terna come unica controparte, ma anche con i TSO dei mercati europei che possono scambiare tra loro le riserve.

5.4.1.2 Introduzione del System Marginal Price

Una soluzione che potrebbe essere introdotta sarebbe quella di formare i prezzi sul MSD con il criterio system marginal price a sostituzione dell'attuale pay as bid. Si ricordano peculiarità e i vantaggi/svantaggi di entrambe le possibilità:

- System marginal price: in ciascun periodo rilevante e per ogni perimetro di riferimento, tutti gli operatori di mercato vengono remunerati al prezzo di equilibrio, cioè al prezzo dell'ultima offerta accettata per il prodotto considerato. In questo modo, l'operatore dovrebbe essere indotto ad offrire all'effettivo costo variabile correlato all'erogazione del determinato servizio (o gruppi di servizi). Ciò dovrebbe garantire maggiore efficienza del mercato in quanto verrebbero selezionate le offerte delle unità meno costose e, quindi, più efficienti;
- Pay as bid: una volta accettata l'offerta per un determinato prodotto, l'operatore viene remunerato al proprio prezzo di offerta. In tal modo, l'operatore è portato ad offrire ad un prezzo maggiore rispetto al costo variabile, avvicinandosi il più possibile al prezzo di equilibrio, al fine di massimizzare i margini.

L'introduzione del system marginal price potrebbe portare a una maggior trasparenza ed efficienza sistemica. Ciò richiede che i prodotti negoziati risultino omogenei e quindi può avvenire solo dopo una completa revisione dei servizi e delle modalità di approvvigionamento.

5.4.2 Evoluzione della regolazione degli sbilanciamenti effettivi

Anche la regolazione degli sbilanciamenti attraverserà una fase di riforma. L'obiettivo è una valorizzazione il più possibile aderente al valore dell'energia utilizzata per il bilanciamento in tempo reale, in modo che gli operatori abbiano tutti gli strumenti necessari per assumere decisioni efficienti circa l'acquisto o la vendita dell'energia e l'utilizzo della rete. La riforma andrà verso delle direzioni principali:

- dal punto di vista temporale, sarà definito un periodo rilevante pari a 15 minuti, qualunque sia il tipo di unità (abilitata o non abilitata) al cui programma di immissione o di prelievo lo sbilanciamento è riferito. Questo non implicherà innovazioni alla regolazione vigente per quanto riguarda le unità abilitate, mentre le richiederà per le altre unità (con riferimento ai punti di connessione

in esse inseriti nel relativo punto di dispacciamento e per i quali non è ancora stato attivato il trattamento orario dei dati di misura);

- dal punto di vista spaziale, gli sbilanciamenti effettivi saranno associati ai programmi di immissione e di prelievo presentati dai BRP per ciascun punto di dispacciamento superando il concetto di macrozona. Il perimetro a cui saranno riferiti gli sbilanciamenti coinciderà:
 - nel caso delle unità abilitate, con il perimetro minimo tra la zona di mercato e il perimetro di riferimento per l'erogazione dei servizi ancillari per cui l'unità viene abilitata (nel caso di unità abilitata a erogare più servizi, coinciderà con il più piccolo perimetro di riferimento);
 - nel caso delle unità non abilitate, con la zona di mercato.
- dal punto di vista merceologico, sarà definito un prezzo unitario di sbilanciamento effettivo di tipo single pricing che rifletterà i costi delle sole offerte accettate da Terna sul MSD per compensare gli sbilanciamenti (questo non escluderà la possibilità di continuare a definire un prezzo unitario di sbilanciamento effettivo di tipo dual pricing per le unità abilitate). A tale scopo, dovranno essere definiti i prezzi nodali riferiti alle movimentazioni su MB e, a partire da essi, costruire prezzi di sbilanciamento coerenti con il perimetro a cui gli sbilanciamenti sono riferiti. In alternativa, se i prezzi nodali non dovessero essere ritenuti utili per la valorizzazione a regime degli sbilanciamenti effettivi (es. perché non in grado di riflettere i costi sostenuti da Terna per coprire gli sbilanciamenti), verranno definiti dei prezzi nodali "ex post": verranno costruiti, ad esempio, ipotizzando che tutte le movimentazioni necessarie per coprire gli sbilanciamenti siano effettuate nello stesso MB, ovvero direttamente simulando gli esiti di MB a partire dai programmi degli operatori prima di MSD. Questi prezzi nodali saranno quindi definiti approssimativamente per essere utilizzati solo ai fini della determinazione del prezzo unitario di sbilanciamento da applicare a ogni punto di dispacciamento a cui è riferito il programma.

A livello europeo, sono tuttora in corso approfondimenti e discussioni ai fini della definizione di disposizioni attuative del Regolamento Balancing, soprattutto in relazione agli aspetti merceologici.

6 Modelli di riferimento in Europa

Si procede in questo capitolo ad analizzare mercati dei servizi di dispacciamento europei che hanno già avviato procedure di riforma rispetto a quello italiano, in termini di ciò che è stato discusso nei capitoli precedenti, al fine di evidenziare eventuali differenze. In particolare, vengono studiati i principali meccanismi del mercato della Germania, mercato di riferimento per quello italiano.

6.1 Mercato di Bilanciamento in Germania

6.1.1 Trasmission System Operator

I gestori dei sistemi di trasmissione in Germania pianificano e mantengono la rete ad altissima tensione tedesca e regolano le operazioni di rete. Contribuiscono a garantire l'espansione sicura della rete e sono quindi responsabili della sicurezza e della stabilità del sistema di alimentazione tedesco. È loro responsabilità garantire lo scambio ininterrotto di elettricità in tutte le regioni che utilizzano le loro linee elettriche e assicurare che i livelli di generazione e consumo siano sempre equilibrati. Il principale prossimo compito dei quattro TSO sarà quello di creare un'infrastruttura di approvvigionamento energetico per la Germania adatta al futuro e dotata di tecnologie aggiornate, efficienti e rispettose dell'ambiente.

Come anticipato, i TSO tedeschi sono quattro:

- 50Hertz
- Amprione
- TenneT
- TransnetBW

La percentuale di elettricità ottenuta da fonti energetiche rinnovabili è destinata ad aumentare in futuro e quindi anche il livello della domanda di espansione della rete aumenterà drasticamente nei prossimi anni. La transizione della politica energetica tedesca verso l'espansione delle fonti energetiche rinnovabili viene definita

Energiewende. Come per l'Italia, essa presenta nuove sfide per la rete di trasmissione tedesca.

Il lavoro dei quattro TSO rappresenta un contributo significativo per garantire che l'approvvigionamento di energia elettrica del futuro serva in egual misura a tutti gli obiettivi di sicurezza dell'approvvigionamento, economicità e protezione ambientale. I TSO sono quindi attori chiave nell'integrazione dell'elettricità da fonti rinnovabili nell'infrastruttura di rete tedesca. Essi devono inoltre garantire il massimo grado possibile di trasparenza, informazione e partecipazione.

6.1.2 Riserva di controllo

Un equilibrio permanente tra la produzione di elettricità e la domanda è una condizione essenziale per il funzionamento stabile e affidabile della rete. Garantire che gli utenti siano riforniti di energia in modo affidabile è la principale responsabilità dei TSO. Al fine di mantenere il suddetto equilibrio tra domanda e offerta, i TSO acquistano una riserva di controllo (nota anche come potere di bilanciamento).

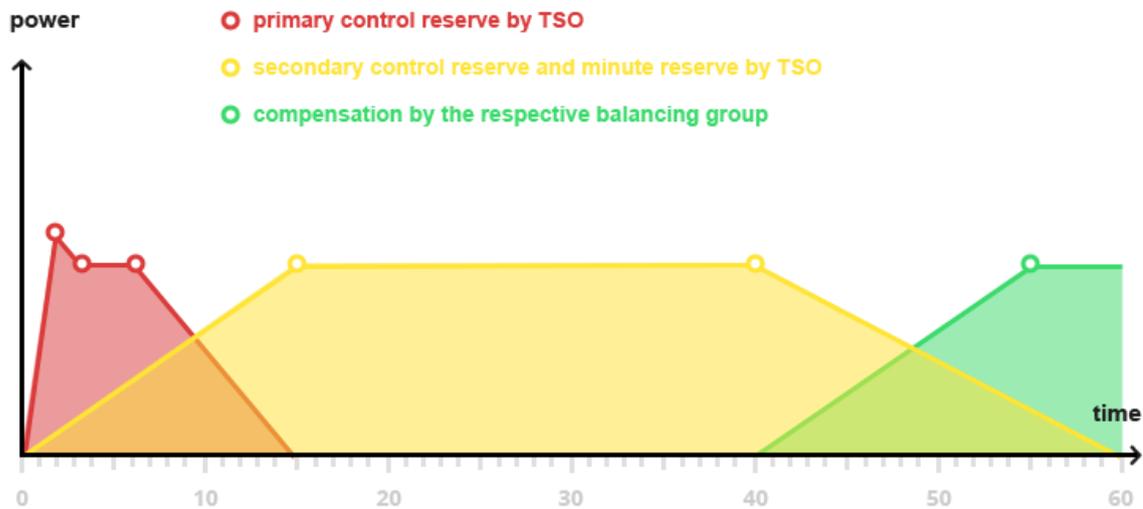
La necessità di una riserva di controllo sorge nel momento in cui l'alimentazione differisce dal consumo reale. Le deviazioni sono causate da fluttuazioni sul lato consumatore nel comportamento di alimentazione e consumo, o sul lato generazione a causa di eventuali guasti o disturbi. Tutto questo si traduce in un calo della frequenza di rete (nel caso di eccesso di capacità di generazione o diminuzione del consumo) o un aumento della frequenza di rete (nel caso di difetto di capacità di generazione o diminuzione del consumo).

L'obiettivo dell'attivazione della riserva di controllo è, da un lato, mantenere la frequenza del sistema entro un intervallo ristretto intorno alla sua frequenza nominale di 50 Hz e, dall'altro, eliminare le deviazioni regionali rispetto al livello di bilanciamento di riferimento. A tal fine, è necessario impiegare diversi tipi di riserva di controllo in modo coordinato.

I servizi per il controllo della frequenza in Germania si dividono in:

- Frequency Containment Reserve (FCR)
- Frequency Restoration Reserve (FRR)
- Minute Reserve (MR)

Nel seguente grafico vengono evidenziate le fasce di intervento delle tre riserve di controllo, con i rispettivi tempi di attivazione e periodi di copertura.



*Fasce di intervento delle riserve di controllo
(fonte: www.regelleistung.net)*

6.1.3 Frequency Containment Reserve

Caratteristiche:

- Fornita da tutti i TSO collegati in sincronia all'interno dell'area ENTSO-E
- Attivazione automatica e completa entro 30 secondi dal guasto
- Periodo di copertura: $0 < t < 15$ min

Il servizio associato alla riserva di controllo primaria si chiama Frequency Containment Reserves (FCR). Non esiste un'attivazione centralizzata per la FCR, ma piuttosto, le unità di produzione assegnate per la fornitura forniscono la FCR in base alla frequenza del sistema misurata localmente.

6.1.3.1 Bandi di gara per Frequency Containment Reserves (FCR)

Dal 1° dicembre 2007, i gestori dei sistemi di trasmissione tedeschi hanno soddisfatto i requisiti di Frequency Containment Reserves (riserve per il contenimento della frequenza, cioè la riserva di controllo primaria) attraverso bandi di gara condivisi (o comuni). L'introduzione di questi bandi di gara comuni, ha conferito ai TSO di connessione un ruolo chiave: un TSO di connessione è un TSO all'interno dell'area di controllo in cui le unità tecniche, che devono essere commercializzate dal fornitore, sono collegate alla rete, indipendentemente dal livello di tensione. Esso conduce la procedura di prequalificazione (abilitazione ai bandi di gara comuni) nella sua area di controllo per queste unità (che possono essere ad esempio unità generatrici o carichi controllabili). Il TSO di connessione è l'unica parte contraente del fornitore. Se un fornitore commercializza unità tecniche in più aree di controllo, è necessario concludere un accordo quadro con ciascun TSO di connessione. Condizione preliminare per la conclusione di tale accordo quadro, come accennato in precedenza, è la prequalificazione, in base alla quale la capacità prequalificata deve almeno essere uguale alla dimensione minima del lotto commercializzato.

L'accordo quadro è una condizione preliminare per partecipare a una gara d'appalto comune per la FCR.

Sulla piattaforma *www.regelleistung.net* condivisa dai TSO, vengono pubblicati bandi di gara, vengono elaborate le offerte e gli offerenti vengono informati se le loro offerte sono state accettate o rifiutate.

Al momento della pubblicazione dei rispettivi bandi di gara, i TSO indicano il requisito totale delle offerte congiunte.

Il bando di gara per la FCR è "simmetrico", il che significa che non esiste una gara d'appalto separata per FCR positivo (a salire) e FCR negativa (a scendere).

Il tipo di gara con negoziazione di prodotti con periodi di un intero giorno, lanciata il 1° luglio 2019, è stata sostituita, a partire dal 4 luglio 2020, da una gara giornaliera con negoziazione di prodotti aventi periodo di 4 ore.

Ogni fornitore ha la propria area sicura sulla piattaforma per presentare offerte e consultare l'esito di esse. Il 27 giugno 2011, la German Federal Network Agency (FNA) ha fissato la dimensione minima del lotto a +/- 1 MW (rispetto al precedente minimo

di 5 MW). Conformemente alla suddetta decisione dell'FNA, la quantità richiesta posta in gara e l'elenco anonimo delle offerte vengono entrambi pubblicati nell'area liberamente accessibile della piattaforma Internet.

6.1.3.2 Cooperazione internazionale per la FCR (IGCC)

Il TSO svizzero Swissgrid è stato il primo partner di cooperazione per la Germania, partecipando dal 12 marzo 2012 al 4 aprile 2015 alle gare congiunte con i TSO tedeschi tramite la piattaforma *www.regelleistung.net*. Nelle aste comuni sono stati acquistati 25 MW del requisito di FCR svizzero.

Dal 7 gennaio 2014, il TSO TenneT NL dei Paesi Bassi, partecipa alla procedura congiunta di gara per FCR.

A partire dal 7 aprile 2015, la cooperazione internazionale è collegata alla procedura di gara per FCR austro-svizzera.

A partire dal 1° agosto 2016, il TSO belga Elia e dal 16 gennaio 2017 il TSO francese RTE aderiscono alla cooperazione.

Tutto ciò aumenta la liquidità dal punto di vista della domanda dei TSO sul mercato della FCR e sblocca nuove opzioni di vendita per i fornitori partecipanti. Con l'accoppiamento dei mercati della FCR, è stato creato il più grande mercato FCR d'Europa. In una fase successiva è prevista la partecipazione del TSO Energinet.dk e del TSO Eles sloveno.

Il bando di gara congiunto tra Germania, Belgio, Paesi Bassi, Francia, Austria e Svizzera utilizza i sistemi di gara già in vigore e aperti a tutti i fornitori prequalificati. Le caratteristiche di questo bando di gara sono:

- Il bando di gara comune giornaliero per FCR si svolge tutti i giorni alle ore 8:00. Da gennaio 2020 viene acquistata una FCR totale di circa 1.400 MW. Secondo i requisiti, l'esportazione massima di FCR consentita è del 30% della FCR necessaria nel paese, ma mai inferiore a 100 MW.
- Per i paesi partecipanti, sarà presa in considerazione una quota di base: almeno il 30 % della domanda del paese.
- In caso di carenza di volume da poter negoziare, viene attivato il concetto di "emergenza" del paese in questione. Come stabilito dalla FNA, una seconda gara d'appalto viene quindi indetta nella piattaforma *www.regelleistung.net*.

Per specifiche motivazioni, potrebbe essere necessario disaccoppiare tale mercato comune. Questo disaccoppiamento potrebbe avvenire quando si verificano problemi tecnici e/o gli algoritmi di allocazione non forniscono un risultato di mercato coerente. Nel momento in cui i mercati vengono disaccoppiati, il relativo bando di gara viene identificato in modo chiaro nella panoramica generale.

La suddetta cooperazione per il sistema di bilanciamento, è denominata International Grid Control Cooperation (IGCC).

6.1.4 Frequency Restoration Reserve

Caratteristiche:

- Bilancio energetico nell'area di controllo e controllo della frequenza
- Attivazione automatica immediata da parte del TSO di competenza
- Attivazione completa in un tempo massimo di 5 minuti dal guasto

La riserva di controllo secondaria viene divisa in due servizi distinti:

- Frequency Restoration Reserve con attivazione automatica (aFRR)
- Frequency Restoration Reserve con attivazione manuale (mFRR)

La aFRR viene attivata automaticamente dal controllore della frequenza, che tiene conto degli scostamenti del bilanciamento del sistema e della frequenza dai rispettivi valori target. Scostamenti e richiesta di aFRR vengono attribuiti al BSP come squilibri. L'attivazione della riserva secondaria avviene secondo una lista per ordine di merito del prezzo delle offerte di bilanciamento di energia. L'attivazione per ordine di merito mira a minimizzare i costi di attivazione dell'energia di bilanciamento necessaria per la tipologia di servizio di bilanciamento di riferimento.

I TSO attivano la mFRR al fine di sostituire la aFRR in caso di prevedibili squilibri estesi del sistema in modo che l'intera gamma di aFRR sia nuovamente disponibile per gestire altri squilibri di sistema che si verificano con breve preavviso. Anche l'attivazione delle offerte di energia per la mFRR si basa su una lista in ordine di merito nazionale delle offerte di prezzo dell'energia di bilanciamento al fine di minimizzare i costi di attivazione della mFRR. Le deviazioni della frequenza fornita e richiesta di mFRR, come per la aFRR, sono attribuite al BSP come squilibrio. Inoltre, i BSP sono tenuti a verificare

la fornitura della mFRR richiesta al TSO. Il TSO può verificare la fornitura in base alle attivazioni di specifici test.

6.1.4.1 Bandi di gara per la Frequency Restoration Reserve

Come per la riserva primaria, dal 1° dicembre 2007, i TSO tedeschi coprono il loro fabbisogno di riserva di controllo secondaria tramite una procedura di appalto comune, in conformità con i requisiti stabiliti nel Energy Industry Act (EnWG) del 7 luglio 2005, l'ordinanza associata all'accesso alla rete elettrica (Electricity Network Access Ordinance, StromNZV).

Con l'introduzione della gara comune, il Reserve Connecting TSO assume un ruolo primario. Esso è quel TSO, nella cui area di controllo sono collegate tutte le unità tecniche che devono essere commercializzate dal fornitore.

Il Reserve Connecting TSO conduce la procedura di prequalifica delle unità tecniche (impianti di generazione e utenze controllabili) che sono connesse alla rete nella propria area di controllo, indipendentemente dal livello di tensione. Inoltre, è l'unico partner contrattuale dell'offerente. Le unità tecniche sono utilizzate per la fornitura di SCR (Riserva di Controllo Secondaria) nel circuito di controllo del regolatore di Load-Frequency presso il Reserve Connecting TSO. Se un offerente commercializza unità tecniche in diverse aree di controllo, deve essere concluso un accordo quadro con tutti i pertinenti Reserve Connecting TSO.

Dopo la prequalificazione, viene concluso l'accordo quadro con il Reserve Connecting TSO, nella misura in cui la riserva prequalificata è pari alla dimensione minima del lotto. L'FNA ha fissato la dimensione minima del lotto a 5 MW. In deroga, è ammissibile una dimensione di 1 MW, 2 MW, 3 MW o 4 MW, a condizione che il BSP di SCR presenti solo un'offerta per intervallo di tempo del prodotto per regolazione secondaria positiva o negativa nella rispettiva area di controllo. L'accordo quadro è un prerequisito per la partecipazione alla gara d'appalto comune della FRR

Ogni fornitore partecipa automaticamente all'intero mercato tedesco della FRR.

La piattaforma internet utilizzata per l'elaborazione dell'offerta è sempre *www.regelleistung.net*. Tramite questa, vengono annunciate la pubblicazione delle

offerte, il completamento delle offerte e le informazioni del BSP sull'accettazione o rifiuto delle offerte.

I TSO annunciano il fabbisogno totale di riserva di controllo per ogni prodotto e intervallo di tempo, oltre alle esigenze di tutte e quattro le aree di controllo tedesche, tramite la pubblicazione di ogni gara. La gara e l'assegnazione sono forniti per ogni giorno del calendario.

Dal 2 novembre 2020, è stato introdotto il Mercato dell'Energia di Bilanciamento, con acquisizione separata della capacità di bilanciamento al Mercato della Capacità di Bilanciamento, e dell'energia di bilanciamento al Mercato dell'Energia di Bilanciamento. L'introduzione del Mercato di Bilanciamento dell'Energia è la base nazionale per il mercato interno europeo della riserva di.

Alla fine della gara per la capacità di bilanciamento, i BSP hanno la possibilità di adeguare le offerte accettate e/o possono presentare nuove offerte (escluse le offerte di capacità).

La Merit-Order-List (MOL, lista in ordinamento per merito) per il bilanciamento dell'energia, per ciascuna fascia oraria di prodotto (4 ore), si basa sui risultati delle offerte nel mercato dell'energia di bilanciamento.

La quantità offerta, l'elenco delle offerte anonimizzato e la riserva di controllo secondaria attivata, vengono pubblicati nell'area liberamente accessibile della piattaforma Internet.

6.1.4.2 Cooperazione per la SCR con l'Austria – aFRR ATDE

TSO tedeschi e austriaci fanno parte della International Grid Control Cooperation (IGCC). Tramite questa cooperazione viene implementata una compensazione degli squilibri in entrambi i paesi, in modo da evitare l'attivazione della aFRR.

Oggi, i TSO tedeschi e austriaci hanno approfondito la loro cooperazione ottimizzando l'attivazione della SCR sulla base di un elenco di merito comune e sulla base di un modello TSO-TSO, dal luglio 2016.

Dall'inizio del 2019 viene effettuato un appalto congiunto, in cui tutte le offerte provenienti da Austria e Germania vengono raccolte e assegnate congiuntamente tenendo conto delle quote di base specifiche del paese e delle capacità transfrontaliere disponibili.

6.1.5 Minute Reserve

Caratteristiche:

- L'attivazione si basa su Merit-Order-List dal 2012
- L'attivazione viene completata entro quindici minuti dal guasto
- Periodo di copertura $t > 15$ min fino a 4 quarti d'ora o fino a diverse ore, in caso di più incidenti

6.1.5.1 Bandi di gara per la Minute Reserve

Dal 1° dicembre 2006, i TSO tedeschi soddisfano i requisiti di Minute Reserve (MR) attraverso bandi di gara condivisi, pubblicati sulla piattaforma Internet *www.regelleistung.net*. Su questa piattaforma vengono pubblicati i bandi di gara, vengono elaborate le offerte e i BSP vengono informati se le loro offerte sono state accettate o rifiutate.

Anche per la Minute Reserve, a partire dal 2 novembre 2020, è stato introdotto il Mercato dell'Energia di Bilanciamento con appalti separati tra capacità di bilanciamento (sul Mercato della Capacità di Bilanciamento) e di energia di bilanciamento (sul Mercato dell'Energia di Bilanciamento). Al termine dell'offerta di capacità di bilanciamento, i BSP hanno la possibilità di adeguare le offerte accettate e/o possono presentare nuove offerte (escluse le offerte di capacità).

L'attivazione delle offerte avviene attraverso Merit Order List. Essa, per il bilanciamento dell'energia per ogni periodo di tempo del prodotto (4 ore) si basa sui risultati delle offerte nel Mercato dell'Energia di Bilanciamento.

Il periodo di negoziazione è quotidiano. Il prodotto è rappresentato dalla capacità di bilanciamento positiva e negativa e così come per l'energia di bilanciamento, con sei periodi di tempo di 4 ore. La dimensioni minime del lotto è di 5 MW. È ammissibile una dimensione del lotto di 1 MW, 2 MW, 3 MW o 4 MW, a condizione che un BSP di MR presenti una sola offerta per periodo di tempo per la MR positiva o negativa, nella

rispettiva area di controllo. Le aggregazioni sono possibili all'interno della stessa area di controllo.

Le offerte fino a un massimo di 25 MW possono essere designate come offerte a blocco, indivisibili. Durante la gara, non è consentita la suddivisione di tali offerte da parte dei TSO, ma è consentito lo skip in caso di superamento di un determinato requisito.

Per garantire la disponibilità di riserva, a partire dal 12 luglio 2019, i BSP possono ripiegare su unità tecniche prequalificate di impianti di terze parti nella stessa zona di controllo.

Un prerequisito per la partecipazione a una gara comune è la conclusione di un contratto quadro tra il BSP e il TSO di connessione a seguito di una prequalificazione con esito positivo, in base al quale la MR totale prequalificata di un fornitore deve essere di almeno 1 MW.

Ogni BSP dispone di una propria area per la presentazione delle offerte e l'accesso ai risultati della negoziazione sulla piattaforma Internet. La negoziazione per il giorno successivo, si svolge ogni giorno di calendario.

6.1.6 Balancing Market in Germania

Viene riassunto in questo paragrafo quanto appena visto per ogni tipologia di riserva di controllo.

I TSO, per mantenere l'equilibrio tra la produzione e il consumo all'interno delle loro aree di controllo, necessitano di diversi tipi di riserva di controllo: FCR, aFRR e mFRR. Le riserve di controllo vengono procurate comunemente nelle proprie aree di controllo e in parte in cooperazione con i paesi vicini. L'appalto è aperto, trasparente e privo di discriminazioni.

Il presupposto per la fornitura dei servizi è la procedura di prequalificazione di ciascun fornitore di servizi di bilanciamento (BSP) presso il TSO di collegamento. La possibilità di aggregazione consente alle piccole unità tecniche, oltre che ai carichi, di erogare servizi di bilanciamento.

I TSO tedeschi cooperano a livello operativo attraverso l'uso coordinato della riserva di controllo nella cooperazione per il controllo della rete (GCC) e attivano la riserva di controllo tra le aree di controllo a costi minimi. Questa modalità di stretta cooperazione sarà estesa a livello transfrontaliero nei prossimi anni con l'obiettivo di ottimizzare l'attivazione di tutte le riserve in tutti i TSO dell'UE

	FCR			aFRR		mFRR	
	until 01/07/19	01/07/19- 01/07/20	from 01/07/20	until 12/07/18	since 12/07/18	until 12/07/18	since 12/07/18
Invitation to tender period	Weekly	Monday to Friday D-2	Daily D-1	Weekly	Daily D-1	Weekly	Daily D-1
Product duration	Week	Day	6 x 4-hour blocks	HT: Mon. - Fri., 8:00 a.m. - 8:00 p.m.: remaining time	6 x 4-hour blocks	6 x 4-hour blocks	
Product differentiation	None (symmetrical product)			Positive/negative aFRR		Positive/negative mFRR	
Minimum bid size	1 MW			5 MW	1 MW ¹⁶	5 MW	1 MW ¹⁷
Bid increment	1 MW			1 MW		1 MW	
Tendering	Capacity price merit order			Capacity price merit order		Capacity price merit order	
Remuneration	Pay-as-bid (capacity price)	Pay-as-cleared (capacity price)	Pay-as-cleared (capacity price)	Pay-as-bid (capacity price and energy price)		Pay-as-bid (capacity price and energy price)	

*Tabella riassuntiva dei Balancing Markets
(fonte: "Description of the Balancing Process and the Balancing Markets in Germany", www.regelleistung.net)*

6.1.7 Procedura di prequalificazione

I potenziali fornitori dei vari tipi di servizi di bilanciamento possono partecipare a una procedura di prequalifica in cui dimostrano di soddisfare i requisiti per la prestazione di uno o più tipi di servizi di bilanciamento necessari a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento.

Per tutte le tipologie di servizi di bilanciamento (FCR, aFRR, mFRR), la procedura avviene esclusivamente per il gestore del sistema di trasmissione (TSO) nella cui area le unità tecniche (centrali elettriche, unità di consumo) sono collegate alla rete, indipendentemente dal livello di tensione. La procedura avviene in conformità con le condizioni di prequalificazione ("PQ Conditions"), rielaborate il 29 maggio 2020. La prequalificazione è possibile in qualsiasi momento. L'esecuzione di una procedura di prequalifica appropriata richiede normalmente almeno due mesi dopo la presentazione della documentazione necessaria, le registrazioni scritte e le verifiche necessarie. Le procedure più complesse potrebbero richiedere anche più tempo. La procedura può essere avviata per singole unità o per gruppi di riserva.

Tutti i dettagli sulla procedura di prequalificazione sono consultabili sul documento "PQ Bedingungen" sulla piattaforma www.regelleistung.net.

6.1.8 Prezzo degli sbilanciamenti

Al fine di mantenere la rete in equilibrio, gli operatori di rete contraggono capacità di riserva dagli operatori del mercato per far fronte in tempo reale a carenze ed eccedenze nella rete elettrica. Questo di solito accade in due mercati consecutivi: il mercato della capacità di riserva e il mercato dell'energia di riserva. Il primo ha lo scopo di garantire in anticipo una determinata quantità di energia per essere a disposizione del gestore di rete nel momento del bisogno. I fornitori selezionati ricevono una remunerazione per la capacità e in cambio sono obbligati a mantenere disponibile il MW aggiudicato. Tali costi vengono coperti dalle tariffe di rete e quindi sostenuti in egual modo da tutti i consumatori finali.

Successivamente, ha luogo il mercato dell'energia di riserva. Qui, i fornitori di energia di riserva selezionati presentano un prezzo in €/MWh l'energia potenzialmente attivabile. In caso di necessità, il gestore di rete attiverà tali offerte a partire dalla più

conveniente. Solo le parti di mercato attivate ricevono la remunerazione. Inoltre, questi costi non sono sostenuti da tutti i consumatori finali, ma addebitati alle parti che hanno causato lo squilibrio in primo luogo (secondo il prezzo di squilibrio). Questo fornisce un incentivo diretto a tutte le parti responsabili del bilanciamento a svolgere il proprio lavoro nel miglior modo possibile.

Il regolamento degli squilibri avviene secondo le disposizioni di StromNZV. Vengono applicati prezzi di sbilanciamento simmetrici per periodi di sbilanciamento di 15 minuti. Significa che il prezzo di sbilanciamento viene calcolato per un periodo di regolamento dello sbilanciamento di 15 minuti e vengono differenziati i prelievi dal sistema da parte di un gruppo di bilanciamento in difetto di produzione di energia (ossia squilibrio positivo) e le immissioni nel sistema da parte di un gruppo di bilanciamento in eccesso (cioè squilibrio negativo).

Il prezzo di sbilanciamento simmetrico viene indicato in €/MWh ed è stato anche calcolato come prezzo nazionale standard dall'introduzione dell'NRV (Net Regulation Volume). È denominato “prezzo di sbilanciamento uniforme tra le aree LFC” (uniform cross-LFC-area imbalance price, reBAP).

Il reBAP viene generalmente calcolato dividendo i costi energetici di bilanciamento, che si verificano in un periodo di 15 minuti, per i volumi di energia di bilanciamento attivati. Poiché il bilanciamento dei costi energetici e il bilanciamento dei volumi energetici attivati possono avere una direzione positiva o negativa, anche il reBAP può essere positivo o negativo:

- ReBAP positivo fa sì che i BRP paghino denaro al TSO per l'energia di bilanciamento prelevata dal sistema (cioè il loro gruppo di bilanciamento è sotto-alimentato) e che ricevano denaro dal TSO per l'energia di bilanciamento immessa nel sistema (cioè se il loro gruppo di bilanciamento è sovralimentato)
- RaBAP negativo fa sì che i BRP ricevano denaro dal TSO per l'energia di bilanciamento prelevata dal sistema e che paghino denaro al TSO per l'energia di bilanciamento immessa nel sistema, in maniera opposta al caso precedente.

Si osservano nella seguente tabella le quattro possibili combinazioni in base alle direzioni di bilancio da parte dei gruppi di bilanciamento e al ReBAP:

<i>Balancing group</i>	<i>Withdrawal/feed-in of imbalance</i>	<i>ReBAP direction</i>	<i>Financial impact for BRP</i>
Under-supplied	Withdrawal	Positive	Invoice
Under-supplied	Withdrawal	Negative	Credit note
Over-supplied	Feed-in	Positive	Credit note
Over-supplied	Feed-in	Negative	Invoice

Impatto finanziario degli sbilanciamenti

(fonte: "Description of the Balancing Process and the Balancing Markets in Germany", www.regelleistung.net)

In base alle situazioni, possono essere utilizzati meccanismi differenti per correggere il prezzo degli sbilanciamenti:

- Il reBAP è generalmente limitato al prezzo massimo dell'energia ottenuto dalle offerte di bilanciamento attivate entro un periodo di 15 minuti, al fine di prevenire picchi di prezzo, che altrimenti si verificherebbero in caso di squilibri NRV molto piccoli (dovuti alla divisione dei costi da un piccolissimo squilibrio).
- Una limitazione al reBAP si applica in caso di piccoli squilibri NRV al fine di evitare prezzi di squilibrio elevati dovuti a prezzi elevati per il bilanciamento dell'energia. Se gli squilibri sono nell'intervallo tra -500 MW e 500 MW, viene applicata una limitazione basata su una funzione lineare dipendente dallo squilibrio. Ciò si traduce in un supplemento o una riduzione (a seconda dei casi) tra 100 e 250 €/MWh.
- Come limite inferiore o superiore, in base alla direzione dello sbilanciamento, viene utilizzato un prezzo riferito all'energia programmata continuamente scambiata nel mercato intraday, al fine di evitare qualsiasi incentivo per un uso intenzionale di squilibri da parte dei BRP che speculano sulle differenze di prezzo.
- Dal 2012, se (in totale) più dell'80% dell'aFRR e mFRR acquisita vengono consegnate in direzione positiva o negativa, viene applicato un supplemento o una riduzione (a seconda dei casi) al reBAP al fine di introdurre un incentivo più forte per il mantenimento dell'equilibrio del sistema. Questo criterio è stato affinato in modo che, dal 2020, esso faccia riferimento al rapporto tra lo

squilibrio e la capacità di bilanciamento attivata e non l'energia di bilanciamento erogata.

I prezzi sono molto influenzati dal fatto che aFRR e mFRR vengono acquistate sulla base di mercati indipendenti e possono quindi avere strutture di prezzo notevolmente diverse. I due tipi di servizi di bilanciamento possono essere temporaneamente utilizzati anche simultaneamente con direzioni opposte. Di conseguenza, i costi energetici di bilanciamento possono essere elevati anche per un piccolo squilibrio o possono essere soggetti a fluttuazioni significative anche in periodi con squilibrio costante, poiché le tipologie di servizi di bilanciamento attivate possono cambiare.

I meccanismi di correzione dei prezzi descritti implicano che i costi attribuiti ai BRP nel regolamento del gruppo di bilanciamento non corrispondono completamente ai costi energetici di bilanciamento in ogni periodo di 15 minuti. Le differenze di prezzo date dagli aggiustamenti, dal 2012, sono coperte dai TSO, che le trasferiscono sui canoni di utilizzo della rete, indicati come “costi non assegnabili” e corrispondono ad un supplemento o una riduzione standard sul reBAP nel mese di regolamento pertinente.

7 Conclusioni

Con la presentazione del Green Deal europeo, da parte della Commissione Europea, l'11 dicembre 2019, sono state presentate una serie di proposte per una strategia di crescita volta a trasformare l'UE una società a impatto climatico zero, fissando degli obiettivi da raggiungere entro il 2050. Gli obiettivi si estenderanno a diversi settori, in particolare i trasporti, l'energia, l'agricoltura, l'edilizia, e settori industriali quali l'acciaio, il cemento, le TIC, i prodotti tessili e le sostanze chimiche e saranno previste tasse sul carbonio per i Paesi che rispettano determinati obiettivi.

La marcia verso la completa decarbonizzazione, che l'Europa si è posta come obiettivo, è dunque avviata e, ovviamente, l'Italia ha preso parte a tale percorso. Nel 2020 la produzione delle rinnovabili elettriche in Italia è stata pari a 113.967 GWh e, nel complesso, le rinnovabili hanno coperto circa il 42% della produzione nazionale e il 38% della richiesta di energia elettrica. L'Italia nel 2020 ha quindi superato gli obiettivi fissati dall'Unione europea (17% al 2020 per la nostra nazione).

Risultano in esercizio in Italia circa 950.000 impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, di cui quasi 936.000 sono fotovoltaici, circa 5.700 eolici, mentre i restanti sono alimentati dalle altre fonti (idraulica, geotermica, bioenergie).

Oltre 15 miliardi di euro sono destinati alla promozione della sostenibilità, dei quali 11,9 per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, 1,1 miliardi per l'efficienza energetica e per le rinnovabili nel settore termico, 1 miliardo dedicato ai biocarburanti. Sono inoltre 1,3 miliardi di euro quelli proventi delle aste di CO₂ nell'ambito del meccanismo europeo ETS (Emission Trading Scheme).

Nonostante gli impatti della pandemia, il GSE ha favorito nel 2020 l'attivazione di nuovi investimenti, pubblici e privati, nel settore della green economy per circa 2,2 miliardi, mentre l'energia elettrica generata da fonti rinnovabili e i risparmi energetici indotti dagli interventi di efficientamento, hanno evitato l'emissione in atmosfera di ben 42 milioni di tonnellate di CO₂.

I costi sostenuti dal GSE per l'incentivazione e il ritiro dell'energia elettrica si sono attestati nel 2020 sui 12,9 miliardi di euro. Questi sono stati in parte compensati dai ricavi, per circa 1 miliardo di euro, provenienti dalla vendita dei 29,2 TWh di energia verde ritirata dal GSE e collocata sul mercato elettrico. La differenza tra i costi e i ricavi

ha determinato per l'anno 2020 un onere sulla componente ASOS della bolletta (gli oneri per il sostegno delle rinnovabili) di circa 11,9 miliardi di euro (l'incremento rispetto agli 11,4 del 2019 è legato alla maggiore produzione di energia da fonti rinnovabili e alla contestuale riduzione dei ricavi legati alla vendita di energia).

Tutto ciò sta a confermare che nel sistema elettrico italiano è necessaria un'evoluzione, in particolare per quanto riguarda il Mercato dell'Energia Elettrica e il Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento riguarda l'approvvigionamento, da parte del gestore della rete, delle risorse ed i servizi utili ad assicurare la gestione in sicurezza del sistema elettrico, a garantire la qualità del servizio di dispacciamento e a mantenere il Bilanciamento del sistema. Queste risorse e servizi sono elencate in dettaglio nel Codice di Rete. Alcuni di questi sono obbligatori, altri sono scambiati all'interno del MSD.

Nei capitoli di questo documento è stato analizzato il Regolamento Balancing. Tale Codice Del Bilanciamento Europeo contiene una serie di norme valide in tutta l'Unione Europea, atte a regolamentare il funzionamento dei mercati del bilanciamento del sistema elettrico, al fine di favorire il coupling tra i mercati europei. Contiene le norme per l'acquisizione di capacità di bilanciamento, per l'attivazione dell'energia di bilanciamento e il regolamento finanziario dei responsabili del bilanciamento, per lo sviluppo di metodologie armonizzate per l'allocazione di capacità di trasmissione interzonale ai fini del bilanciamento per incrementare la liquidità dei mercati a breve termine consentendo un aumento degli scambi transfrontalieri e un uso più efficiente della rete. Le offerte di acquisto di energia di bilanciamento competeranno su piattaforme di bilanciamento a livello di UE. Lo scopo del Regolamento è quello di garantire una gestione ottimale e coordinata del sistema europeo di trasmissione dell'energia, al fine di raggiungere gli obiettivi dell'Unione Europea.

Basandosi sul Regolamento Balancing, la riforma del mercato elettrico italiano è stata sistematizzata nel Testo Integrato del dispacciamento Elettrico (TIDE).

Gli obiettivi e le riforme principali di questo documento, per quanto concerne MGS e MI, riguardano:

- Revisione e superare della divisione nelle attuali categorie come: unità rilevanti e non rilevanti, qualificate e non qualificate.
- Aggregazione in "portafogli" di più unità gestite da un operatore con conseguente disponibilità di nuove risorse, rivedendo i requisiti di partecipazione al mercato.
- Ridefinizione dei ruoli, distinguendo tre diverse classi di responsabilità: di partecipazione al mercato, di programmazione e bilanciamento, di offerta dei servizi, con conseguente attribuzione di ognuna di queste responsabilità a soggetti diversi, in modo da suddividere l'attività commerciale da quella fisica.
- Introduzione di prezzi negativi sui mercati nazionali, nel caso di overgeneration, quindi la rimozione dei vincoli di prezzo sul mercato, nei mercati MGP e MI, allineandosi al resto dei mercati europei.
- Modifica della gate-closure fino ad un'ora precedente al real time.
- Accoppiamento dei mercati europei, tramite la raccolta di offerte in un "book di negoziazione" in cui verranno eseguite offerte di vendita/acquisto. A questo riguardo, l'Italia aderirà alla piattaforma XBID.

Per quanto riguarda il MSD, invece:

- Superamento del limite di partecipazione per le sole centrali di produzione di grossa taglia.
- Sostenimento dei progetti pilota riguardanti:
 - La partecipazione al MSD delle unità di produzione e di consumo attualmente non abilitate;
 - Il coinvolgimento dei sistemi di stoccaggio;
 - Le modalità di aggregazione delle unità di produzione e di consumo non rilevanti per la partecipazione al MSD;
 - Schemi di remunerazione per servizi ancillari attualmente non remunerati;
 - L'approvvigionamento dei servizi ancillari.
- Ridefinizione di remunerazione e approvvigionamento, come la remunerazione a termine, quindi acquisto a mercato di capacità, quindi non di energia, ma di una certa quantità di potenza: un MSD che integrerà remunerazioni fisse e variabili.

- Aderimento a piattaforme europee di scambio dei servizi: TERRE, MARI, PICASSO, IN, per l'ottimizzazione dell'approvvigionamento dei servizi all'interno di mercati europei.
- Introduzione del System Marginal Price, in sostituzione dell'attuale Pay as Bid.
- Definizione di un periodo rilevante di 15 minuti per gli sbilanciamenti
- Superamento del concetto di macrozona tramite una nuova definizione del perimetro.
- Definizione di un prezzo unitario di sbilanciamento effettivo di tipo single pricing.

Riguardo al coupling tra i mercati, le lezioni apprese dagli attuali accordi di cooperazione energetica di bilanciamento tra i paesi che fanno parte dell'IGCC, che hanno stabilito su base volontaria, saranno di grande valore per l'implementazione della piattaforma di scambio europea. L'IGCC ha generato € 128,90 milioni di assistenza sociale attraverso risparmi dovuti agli squilibri compensati nel periodo 2018-2019 e un importo cumulato di circa € 500 milioni dall'inizio della cooperazione internazionale nel 2011. L'esperienza decennale dell'IGCC nella cooperazione internazionale dei TSO e i suoi risultati impressionanti dimostrano l'efficace governance e la natura ben funzionante del progetto.

In questo preciso periodo, tutti i TSO europei stanno sviluppando, volontariamente, una soluzione centralizzata per la gestione delle energie e capacità interzonali tra le piattaforme di bilanciamento (di cui anche l'Italia farà parte) per lo scambio di energia di bilanciamento, o il processo di compensazione degli sbilanciamenti denominato Capacity Management Module (CMM). In questo modo, i TSO mirano a migliorare l'utilizzo delle reti elettriche coinvolte nelle loro prestazioni. Inoltre, i TSO stanno valutando come monitorare adeguatamente l'operatività delle piattaforme di bilanciamento. A questo riguardo, il Market Supervision Module (MSM), è uno strumento che ha il compito di raccogliere i dati dalle piattaforme per facilitarne il monitoraggio. Inoltre, il MSM è stato definito in conformità con il regolamento sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency, REMIT).

In tema di coupling dei mercati, si può citare il caso dei TSO tedeschi 50Hertz, Amprion, TenneT e Transnet, e il TSO austriaco Austrian Power Grid AG che collaborano dal 31 gennaio 2020 (prima data di consegna 1° febbraio 2020) implementando il primo

sistema di approvvigionamento comune in Europa basato sul processo di approvvigionamento di capacità aFRR. Questi TSO collaborano già alla compensazione degli sbilanciamenti dal 2014 e all'attivazione comune delle offerte di energia aFRR (dal 2016).

La cooperazione si basa sull'appalto transfrontaliero di aFRR utilizzando una metodologia di analisi costi-benefici (CBA) per l'allocazione della capacità interzonale. Con questo tipo di cooperazione, i TSO di Austria e Germania mirano a ridurre l'attivazione delle offerte di energia di bilanciamento aFRR tramite la compensazione dello sbilanciamento e ad essere efficienti in termini di costi di attivazione.

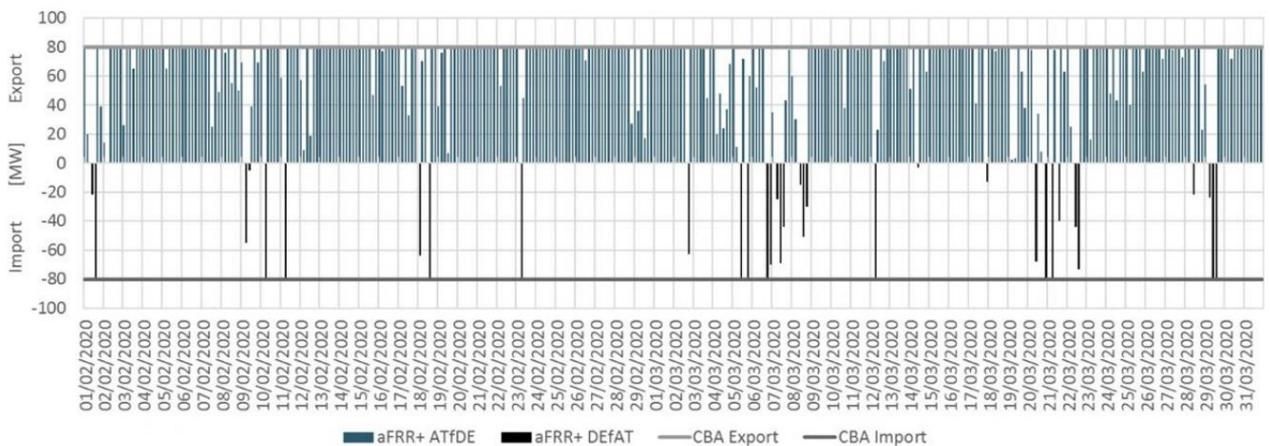
Le regole dei due mercati di Austria e Germania erano già simili inizialmente: ciò ha ridotto le complicazioni per un'ulteriore armonizzazione. Affinché avvenisse tale cooperazione, tuttavia, c'erano obiettivi impegnativi da raggiungere, come avere piattaforme di gara indipendenti, ma un sistema di compensazione comune che effettuasse la selezione delle offerte, tenendo conto dei risultati dell'ACB.

L'approvvigionamento transfrontaliero è limitato nella prima fase al risultato CBA o un massimo di +/- 80 MW (esportazione/importazione). L'ottimizzazione CBA si basa sul valore della capacità interzonale sul mercato del giorno prima rispetto al valore della capacità interzonale per il mercato aFRR, dove ogni offerta considerata è rappresentata da:

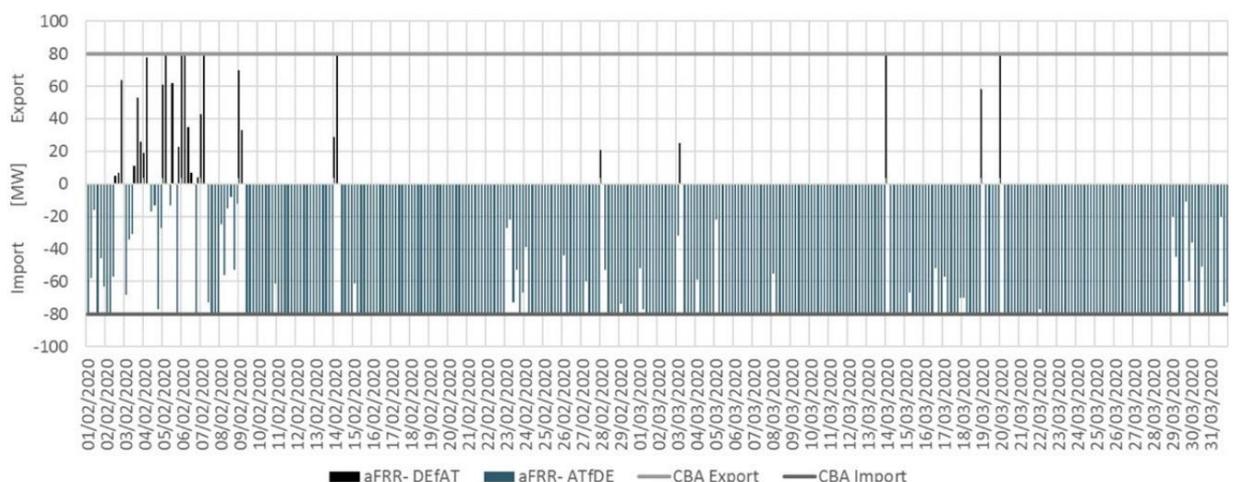
$$\textit{Capacity Price} + x * \textit{Energy Price}$$

Nella formula, x rappresenta la probabilità individuale di attivazione in entrambe le zone di offerta, tedesca e austriaca. Il CBA viene eseguito una volta al mese e rivisto settimanalmente.

Si possono osservare i benefici della collaborazione attraverso i seguenti grafici:

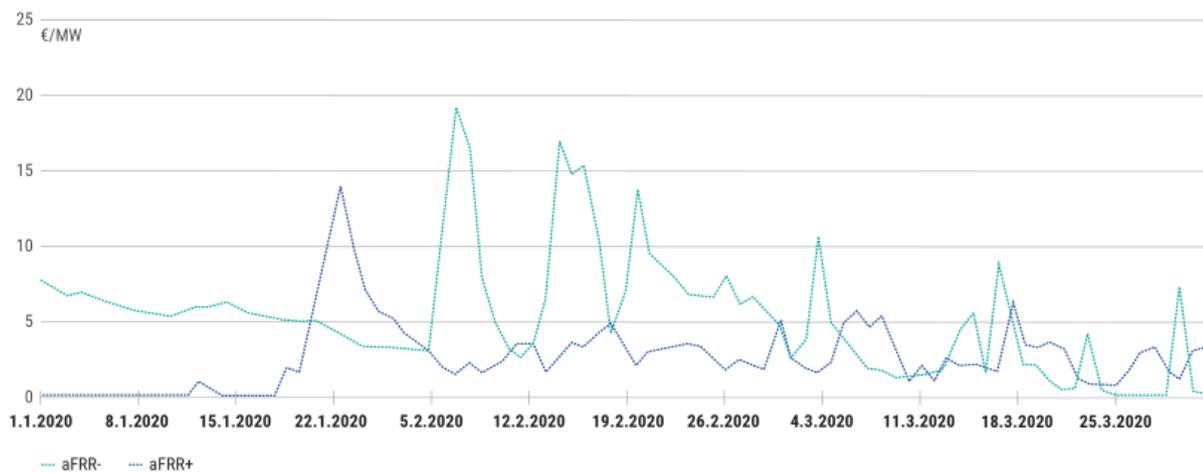


Allocated cross-border aFRR balancing capacity (positive)
(fonte: ENTSO-E Balancing Report 2020)

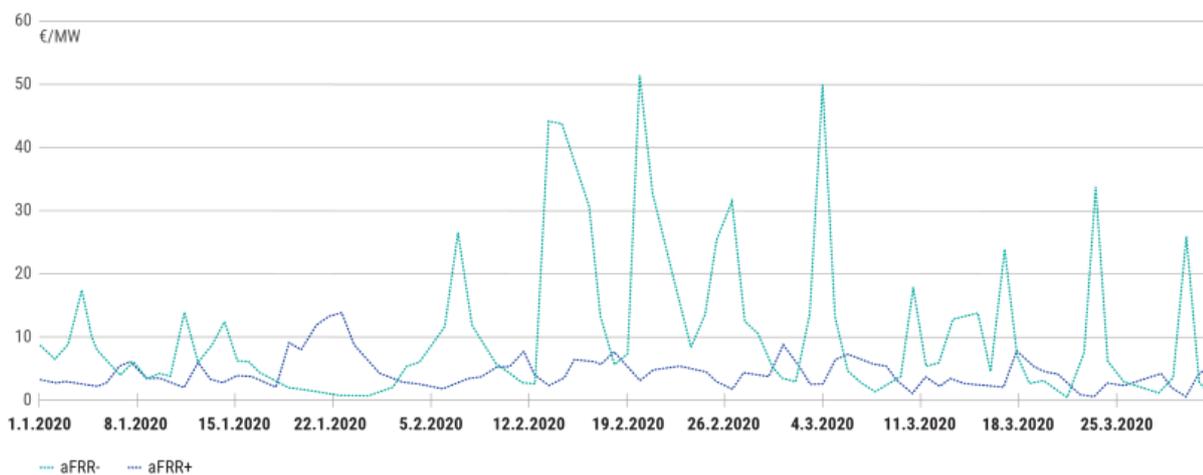


Allocated cross-border aFRR balancing capacity (negative)
(fonte: ENTSO-E Balancing Report 2020)

Le due figure mostrano l'allocazione della capacità di bilanciamento aFRR transfrontaliera dal punto di vista austriaco. Nella prima figura, "export" significa che APG ha contratto una capacità di bilanciamento aFRR positiva per la Germania. Nella seconda figura, "import" significa che APG ha fornito anche capacità di bilanciamento aFRR negativo per la Germania.



*Average capacity price in Austria
(fonte: ENTSO-E Balancing Report 2020)*



*Average capacity price in Germany
(fonte: ENTSO-E Balancing Report 2020)*

Le ultime due figure descrivono l'andamento dei prezzi della capacità rispettivamente in Austria e Germania. Entrambi i dati mostrano la tendenza al ribasso dei prezzi della capacità dopo l'inizio degli appalti comuni.

In conclusione, è evidente che le evoluzioni contenute nel TIDE e il coupling del mercato italiano con quello degli altri paesi europei, porteranno a numerosi vantaggi (come osservato dalle collaborazioni tra altri paesi di riferimento) che porteranno sicuramente l'Italia ad un più vicino raggiungimento degli obiettivi europei.

Bibliografia e sitografia

- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, *“Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland”*, 2020, Germania.
- ARERA, *“Prima apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo”*, Deliberazione 5 Maggio 2017 300/2017/R/eel, vol. 2004, pp. 1–22, 2017.
- ARERA, *“Quadro Strategico 2019-2021”*, 2019, Milano.
- ARERA, *“Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico”*, 2019, Milano.
- Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, *“Scheda Tecnica: interventi prioritari in materia di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi nell’ambito del dispacciamento elettrico”*, tratto da delibera 444/2016/R/EEL.
- B. Galetto, *“L’aggregazione energetica e l’analisi dei modelli di business degli aggregatori emergenti in Italia”*, 2020, Padova.
- Beretta, De Carlo, Saccardi, Introna, *“Progettare e gestire l’efficienza energetica”*, Capitolo 9: Soluzioni organizzative e gestionali, 2012, McGraw Hill.
- C. D’Angelo, *“Modelli di dispacciamento degli impianti di generazione elettrica in presenza di generazione distribuita”*, 2016/2017, Padova.
- Commissione Europea, *“Clean Energy for All Europeans”*, 2019, Lussemburgo.
- Consentec, *“Description of the Balancing Process and the Balancing Markets in Germany”*, 2020, Germania.
- F. Addante, *“Sistema di accumulo in una rete di distribuzione chiusa”*, 2017, Torino.
- F. Tonolli, *“Modelli di dispacciamento per l’analisi di possibili futuri sistemi di generazione elettrica in Italia”*, 2018, Padova.

- G. Rizzo, *“Analisi delle potenzialità di flessibilità elettrica di una unità di consumo: sviluppo di un flexibility audit per uno stabilimento industriale”*, 2018, Torino.
- Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., *“Vademecum della Borsa Elettrica”*.
- GSE, *“Rinnovabili in Italia e in Europa”* 2019.
- L. Berlen, *“Alla ricerca dell’indipendenza energetica. Il caso tedesco e l’Italia”* pp. 2012–2015, 2016.
- L. Bruno, *“Partecipazione alla domanda flessibile al MSD”*, 2018.
- La Commissione Europea, Regolamento (UE) 2017/2195, *“Codice del Bilanciamento Europeo*, 2017, Bruxelles.
- M.C. Dalena, M. Cerretto, *“Il pacchetto Energia Pulita: l’evoluzione del mercato elettrico italiano”*.
- R. Campagna, *“Recenti sviluppi normativi in materia di regolazione primaria ed oneri di sbilanciamento per le fonti non programmabili”*, 2015, Pisa.
- REF-E, *“Structure of italian electricity market and role of renewables: current state and perspectives”*, 2020, Milano.
- S. Europeo, A. L. Comitato, D. Regioni, and E. A. Banca, *“Quarta relazione sullo stato dell’Unione dell’energia”* 2019.
- S. Mischinger, H. Seidl, E.L. Limbacher, S. Fasbender, F. Stalleicken, DENA Germany Energy Agency, *“Ancillary Services: actual achievements and actions at present for stable operation of the electric power system up to 2030”*, 2018, Berlino.
- S. Moro, *“I mercati dell’energia elettrica in Italia”*, 2016, Padova.
- Terna, *“Codice di Rete”*, Capitolo 4: Regole per il Dispacciamento, 2005
- Terna, *“Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di Unità Virtuali di Consumo abilitate al Mercato dei Servizi di Dispacciamento - Regolamento MSD UVAM”*, Ital. Netw. Code, pp. 1–35, 2017.

- V. Termini, *“Regolare il cambiamento: l’impatto delle fonti rinnovabili e dell’innovazione tecnologica sulle reti”* 2014.
- Workshop ENIG, *“Mercato, Servizi e Riforma”*, 2020, Milano.
- it.wikipedia.org
- www.autorita.energia.it
- www.consilium.europa.eu
- www.gse.it
-
- www.mercatoelettrico.org
- www.netzentwicklungsplan.de
- www.next-kraftwerke.com
- www.qualenergia.it
- www.regelleistung.net
- www.reopenspl.initalia.it
- www.servizioelettriconazionale.it
- www.terna.it

