

I mercati elettrici

Modulo di impianti per l'energia

Ing. Massimo Rivarolo, PhD

massimo.rivarolo@unige.it

Sommario

- Motivazione: perché un mercato elettrico?
- Principi di funzionamento e tipologie di mercati
- Il Mercato del Giorno Prima (MGP) e il Mercato Infragiornaliero (MI)
- Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)

- Motivazione: perché un mercato elettrico?
- Principi di funzionamento e tipologie di mercati
- Il Mercato del Giorno Prima (MGP) e il Mercato Infragiornaliero (MI)
- Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)

Perché un mercato elettrico?

La creazione di un mercato ha l'obiettivo di:

- promuovere, secondo criteri di neutralità, trasparenza ed obiettività, la competizione nelle attività di produzione e di compravendita di energia elettrica attraverso la creazione di una “piazza del mercato”;
- assicurare la gestione economica ottimale di una adeguata disponibilità dei servizi di dispacciamento, perseguendo quindi l'efficienza economica.

Sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica si negoziano programmi di immissione e di prelievo di energia elettrica.

Caratteristiche del sistema elettrico

Gli impianti di produzione si differenziano in termini di:

- Flessibilità (impianti termici vs FER non programmabili)
- Rampe di presa/perdita di carico
- Costi variabili di produzione (prezzo fuel, prezzo energia elettrica...)
- Potenza massima disponibile in generale e in un dato periodo
- Costi fissi di produzione
- Impatti ambientali (es: coefficienti emissivi di CO₂)
- Prevedibilità dell'output su diversi orizzonti temporali
- Altre caratteristiche (minimo tecnico, costi di accensione e spegnimento, tempo minimo di permanenza in servizio, tempo minimo prima di una successiva riaccensione, ...)



Il numero di impianti con caratteristiche diverse che possono essere utilizzati per soddisfare la domanda è elevato, rendendo potenzialmente auspicabile l'introduzione di meccanismi concorrenziali tra i produttori

Caratteristiche del sistema elettrico

Differenziazione nelle modalità di consumo da parte dei singoli soggetti:

- Profilo di consumo (variabilità della domanda a livello, giornaliero, settimanale, stagionale)
- Flessibilità (sfruttamento dell'inerzia termica per riscaldamento/raffrescamento, caricamento batterie, sistemi power to gas)
- Capacità di risposta alle diverse condizioni di mercato (es: tramite il controllo diretto, oppure indiretto da parte di un soggetto terzo, di impianti/apparecchiature elettriche)
- Grado di integrazione con il mercato all'ingrosso (elevato per i consumatori energivori)

La domanda elettrica è ancora in larga misura poco elastica rispetto a variazioni di prezzo; tuttavia, la capacità di risposta alle diverse condizioni di mercato è destinata ad aumentare. Inoltre, attraverso opportune modalità di aggregazione, dovrebbe aumentare la partecipazione dei piccoli consumatori al mercato

Vincoli tecnici per il mercato

L'introduzione di meccanismi di mercato nel settore elettrico è condizionata dalle sue caratteristiche tecniche e, in particolare, da:

1. la necessità di utilizzare un'infrastruttura di rete condivisa che presenta limiti strutturali alla quantità di energia elettrica trasportabile;
2. la necessità di mantenere stabile il livello della tensione e della frequenza sulla rete di trasmissione entro livelli predefiniti, anche attraverso il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi di energia elettrica;
3. l'impossibilità di controllare in tempo reale i flussi di energia elettrica, da e verso, i singoli utenti della rete tramite il distacco selettivo e proporzionato degli utenti medesimi;
4. l'impossibilità di immagazzinare l'energia elettrica (se non in misura limitata).

- Motivazione: perché un mercato elettrico?
- Principi di funzionamento e tipologie di mercati
- Il Mercato del Giorno Prima (MGP) e il Mercato Infragiornaliero (MI)
- Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)

Il disegno del mercato elettrico

Il mercato elettrico dovrebbe essere il più possibile **nodale** e **istantaneo**. Infatti il valore dell'energia varia di nodo in nodo per effetto delle congestioni e varia ogni istante.

Non è però possibile costruire un mercato che descriva alla perfezione la realtà. Pertanto, occorre introdurre standardizzazioni, sia dal punto di vista temporale sia dal punto di vista spaziale.

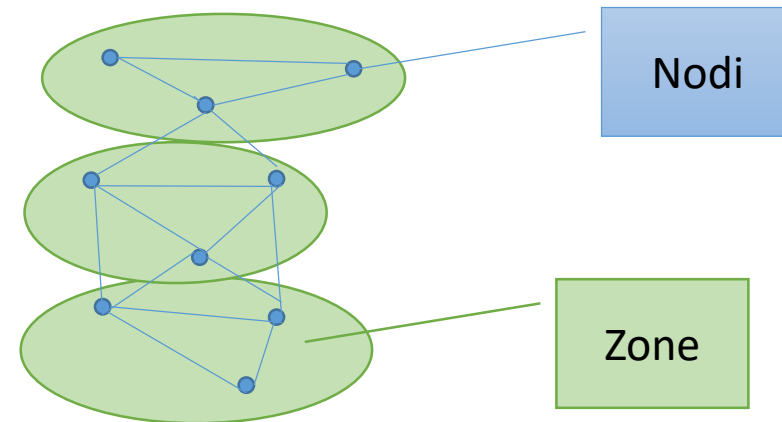
Dal punto di vista temporale, in genere si assume un'ora come periodo di riferimento.

La standardizzazione dei prodotti oggetto di negoziazione comporta benefici se aumenta la liquidità dei mercati e riduce i costi di transazione. Essa però può generare nuovi costi sistemici se troppo ampia perché non sarebbe più rappresentativa della realtà e indurrebbe maggiori costi per garantire l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di energia elettrica.

Mercati nodali e zionali

- Alcuni mercati fanno riferimento al nodo di rete, altri alla zona di mercato (cioè a un'area più estesa all'interno), altri all'intera nazione:
 - ✓ **Mercati nodali** => presenza di frequenti e/o economicamente rilevanti differenze nel valore dell'energia elettrica tra i diversi nodi della rete
 - ✓ **Mercati zionali** => presenza di ampi gruppi di nodi (zone) all'interno dei quali non vi sono differenze nel valore dell'energia elettrica

Più l'estensione geografica è ampia e più è possibile che al suo interno vi siano vincoli di rete che fanno sì che l'energia elettrica non abbia lo stesso valore in tutti i punti geografici. Nel caso in cui vengano definiti mercati nodali non sono necessari interventi successivi finalizzati a rendere operabili i programmi nel rispetto dei vincoli di rete (non è necessaria la cosiddetta azione di re-dispacciamento che invece caratterizza i mercati zionali).



Tipologie di mercato

- ✓ **Mercati bilaterali.** Domanda e offerta si incontrano in modo autonomo senza utilizzare piattaforme organizzate. I risultati di tali mercati vanno comunque registrati per verificare che sia garantito l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di energia elettrica;
- ✓ **Mercati exchange.** Domanda e offerta si incontrano presso mercati organizzati. Sono più efficienti dei mercati bilaterali perché, sfruttando le piattaforme dei mercati organizzati, hanno minori costi di transazione;

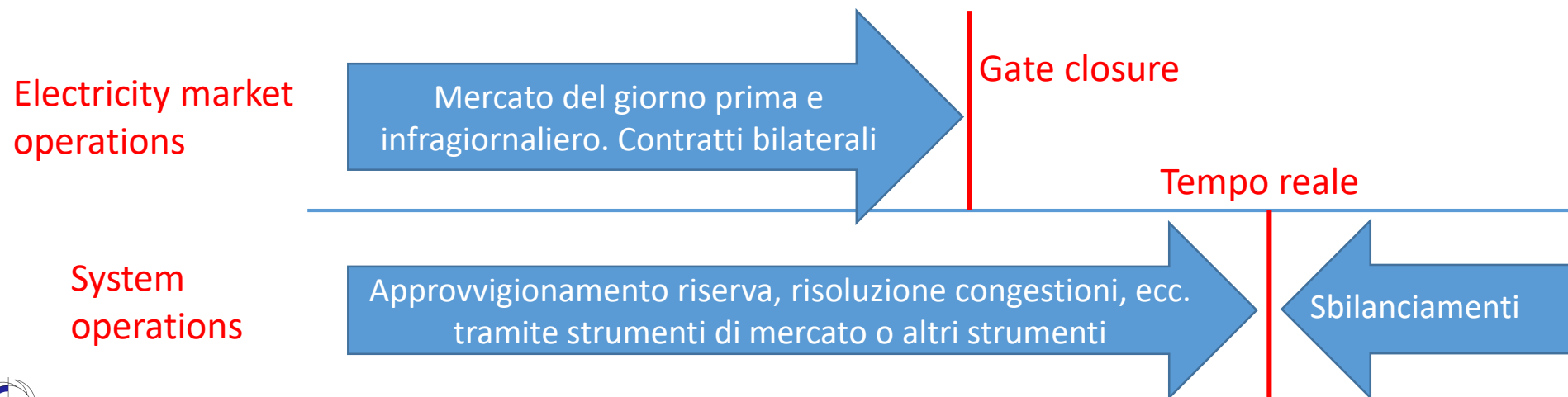
Questi mercati sono i più diffusi in Europa. In essi non viene definito dove avviene la produzione e il consumo all'interno all'ambito spaziale di riferimento (che, come detto, può essere molto ampio e coprire anche l'intera nazione come avviene in Germania).

- ✓ **Mercati pool.** Gli algoritmi utilizzati per determinare i prezzi di mercato tengono conto delle caratteristiche tecniche degli impianti, dei vincoli di rete e di adeguati margini di riserva necessari per garantire l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di energia elettrica.

Questi mercati sono molto diffusi negli Stati Uniti. In essi vengono identificate le unità di produzione e le unità di consumo coinvolte. I mercati pool consentono di minimizzare i costi di produzione e di avere un programma già fattibile in esito a essi.

Tipologie di transazioni sui mercati

- **Electricity market transactions:** esse terminano (*gate closure*) prima del tempo reale e si concretizzano nei cosiddetti mercati del giorno prima e mercati infragiornalieri, oltre che nella contrattazione bilaterale.
- **System operations.** Il system operator procura la capacità di riserva necessaria per garantire l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di energia elettrica; opera affinché non siano violati i limiti di transito; garantisce il bilanciamento in tempo reale, approvvigionandosi di risorse tramite contrattazioni, imposizioni o strumenti di mercato (mercato per il servizio di dispacciamento). Dopo il tempo reale trova applicazione la disciplina degli sbilanciamenti (pari alla differenza tra realtà e programma). Tali operazioni assumono un ruolo (e un costo) tanto più importante quanto più i mercati precedenti non tengono conto delle condizioni reali.



System Marginal Price (SMP)

Il ***System marginal price (SMP)*** è un prezzo uniforme. Per ogni intervallo rilevante, le offerte accettate sono valorizzate al prezzo di equilibrio del sistema, pari al valore dell'ultima offerta accettata (offerta marginale). Ciascun operatore in vendita ottiene un ricavo pari al prezzo dell'offerta marginale moltiplicato per il volume complessivo di energia venduta sul mercato.

Con tale sistema un operatore, in un mercato concorrenziale, è indotto a offrire al proprio costo variabile poiché la valorizzazione dei volumi accettati sarà comunque effettuata in base al prezzo marginale del sistema (l'ultima offerta accettata più cara).

Le unità di produzione inframarginali riceveranno una remunerazione superiore ai propri costi variabili che permetterà di coprire i costi fissi.

Pay As Bid (PAB)

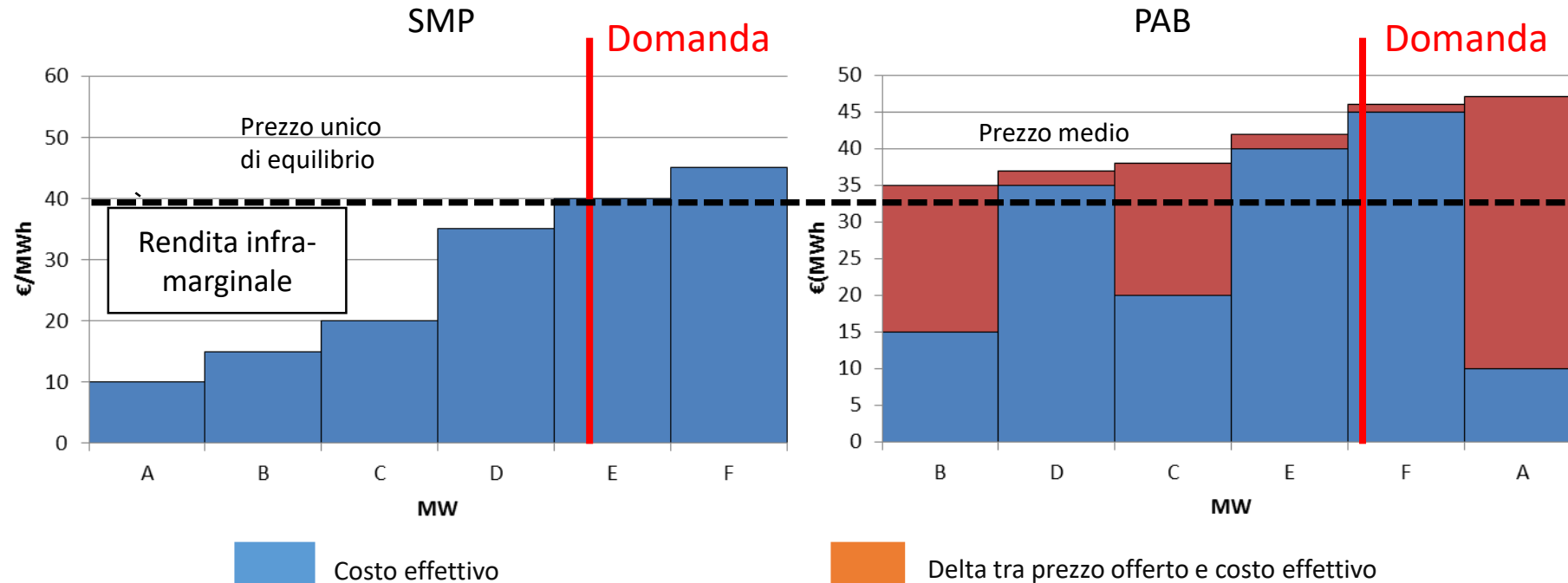
Il **Pay as bid (PAB)** è un prezzo discriminatorio. Per ogni intervallo rilevante, le offerte accettate sono valorizzate al prezzo offerto per ciascuna di esse.

Il ricavo per ogni operatore in vendita sarà quindi dato dalla somma del prodotto quantità-prezzo per ciascuna singola offerta.

Con tale sistema un operatore, in un mercato concorrenziale, è indotto a presentare offerte in cui scommette sul prezzo massimo dell'ultima offerta accettata.

Con il PAB le offerte degli operatori non sono più necessariamente aderenti ai loro costi marginali. Infatti, in questo caso ciascun operatore ottiene ricavi pari al prezzo offerto per ciascuna quantità accettata e, se le offerte rispecchiassero strettamente i costi marginali, non sarebbe possibile coprire i costi fissi sostenuti per la realizzazione dell'impianto di generazione.

Confronto SMP – PAB



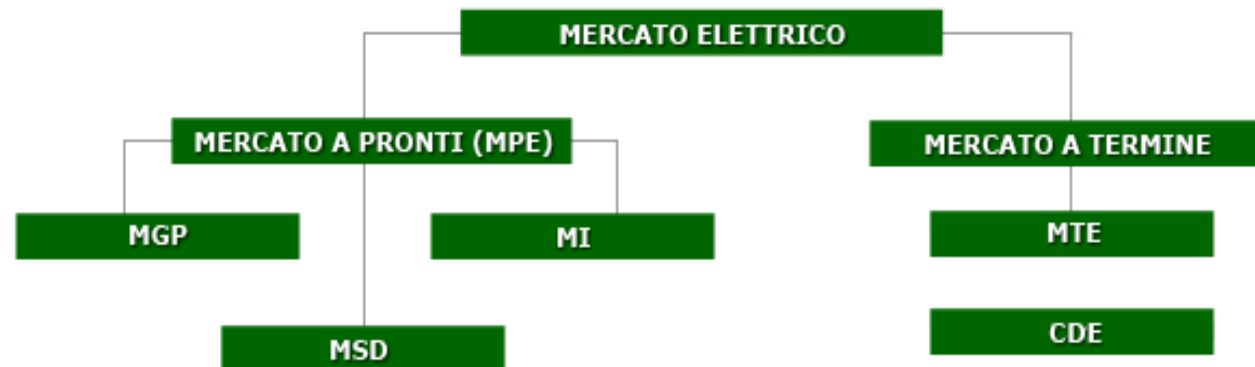
➤ Vantaggi del SMP vs. PAB:

- ✓ Maggiore trasparenza e minore rischio di esercizio di potere di mercato
- ✓ Copertura dei costi fissi degli impianti attraverso la rendita infra-marginale
- ✓ Maggiore probabilità che il sistema minimizzi il costo complessivo
- ✓ Maggiori possibilità di accesso al mercato per i nuovi entranti

I mercati elettrici in Italia

Il mercato elettrico in Italia si articola in:

- **Mercato elettrico a pronti (MPE)**
 - ✓ Mercato del giorno prima MGP (mercato dell'energia);
 - ✓ Mercato *intra-day* MI (mercato dell'energia);
 - ✓ Mercato del servizio di dispacciamento MSD.
- **Mercato elettrico a termine (MTE) – contratti bilaterali**



- Motivazione: perché un mercato elettrico?
- Principi di funzionamento e tipologie di mercati
- Il Mercato del Giorno Prima (MGP) e il Mercato Infragiornaliero (MI)
- Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)

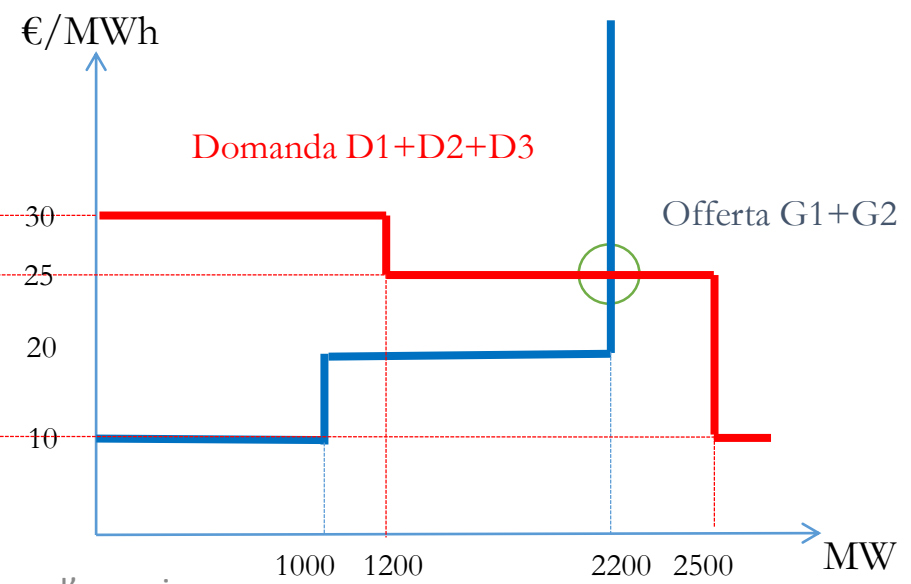
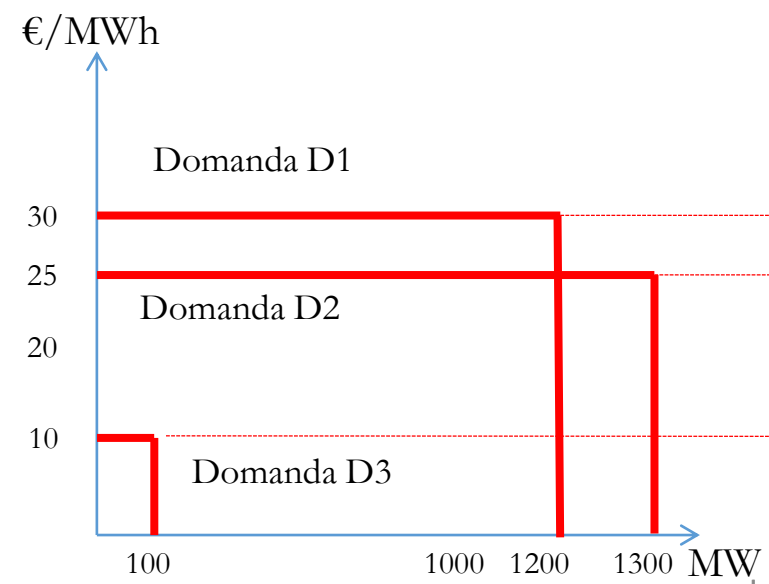
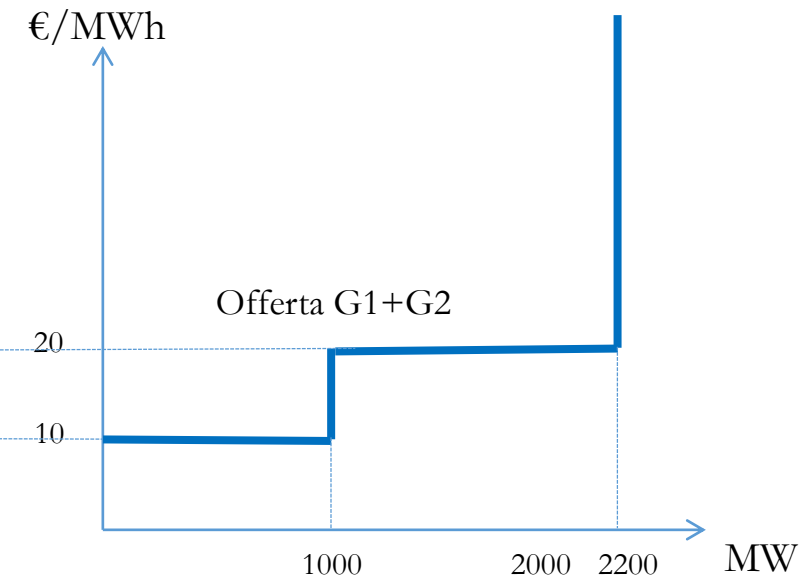
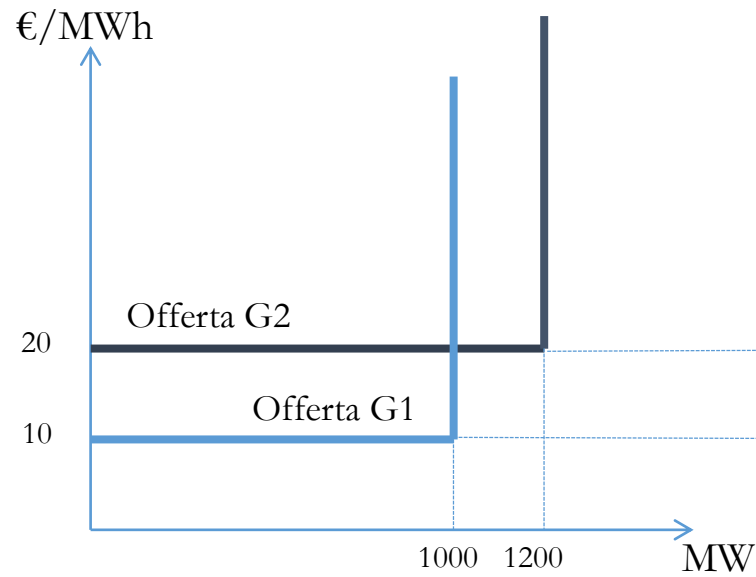
Mercato del Giorno Prima (MGP)

- ✓ Sul MGP si negozia il programma orario di immissione e/o di prelievo di energia elettrica.
- ✓ Gli operatori partecipano presentando offerte nelle quali indicano la quantità ed il prezzo massimo/minimo al quale sono disposti ad acquistare/vendere.
- ✓ La seduta del MGP si apre alle ore 8.00 del nono giorno antecedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 12.00 del giorno precedente il giorno di consegna.
- ✓ Le offerte sono accettate dopo la chiusura della seduta di mercato, sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone. MGP è quindi un mercato d'asta e non un mercato a contrattazione continua.
- ✓ Le offerte di vendita accettate sono valorizzate al prezzo di equilibrio della zona a cui appartengono (prezzo zonale orario). Tale prezzo è determinato, per ogni ora, dall'intersezione della curva di domanda e di offerta e si differenzia da zona a zona in presenza di limiti di transito saturati (*system marginal price*).
- ✓ Le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo unico nazionale (PUN), pari alla media oraria dei prezzi zionali ponderata per i consumi zionali.
- ✓ Il GME agisce come controparte centrale.

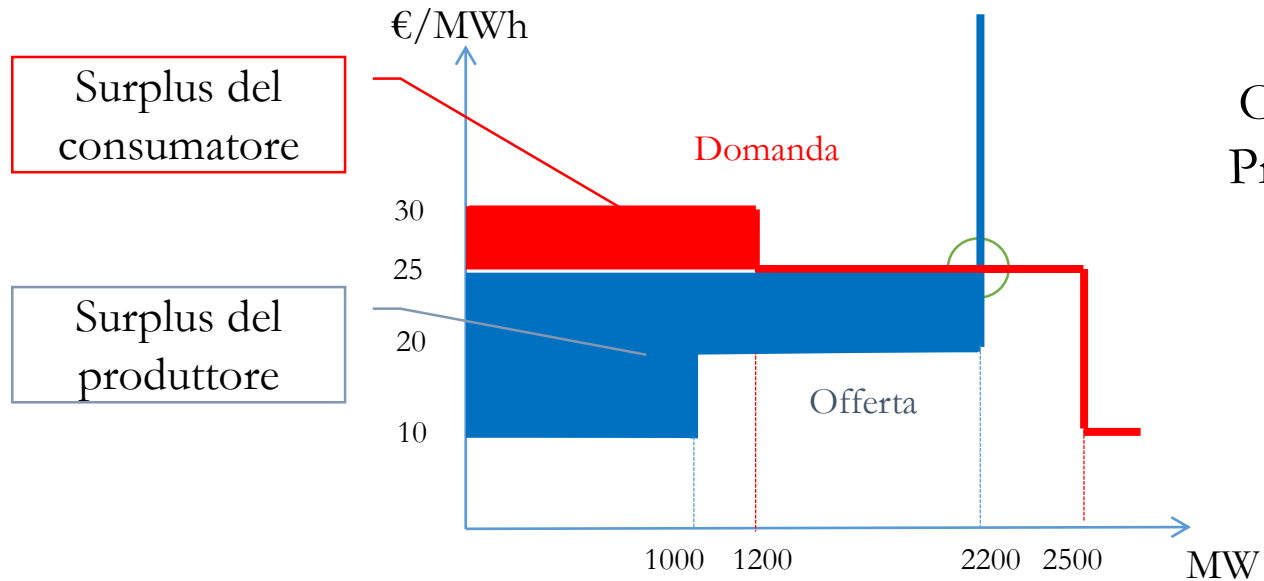
Mercato Infragiornaliero (MI)

- ✓ Il Mercato Infragiornaliero (MI) consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita. Anche qui l'oggetto di negoziazione è il programma orario di immissione e/o di prelievo di energia elettrica.
- ✓ Si svolge in sette sessioni: la prima sessione 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. L'ultima sessione si apre alle ore 17.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 15.45 del giorno di consegna.
- ✓ Le offerte di acquisto e vendita vengono selezionate sulla base dello stesso criterio descritto per MGP (*system marginal price*).
- ✓ A differenza di MGP, anche le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale orario.
- ✓ Il GME agisce come controparte centrale.

Incontro domanda - offerta



Incontro domanda – offerta (2)



Esito di mercato:
Output = 2200 MW
Prezzo = 25 €/MWh

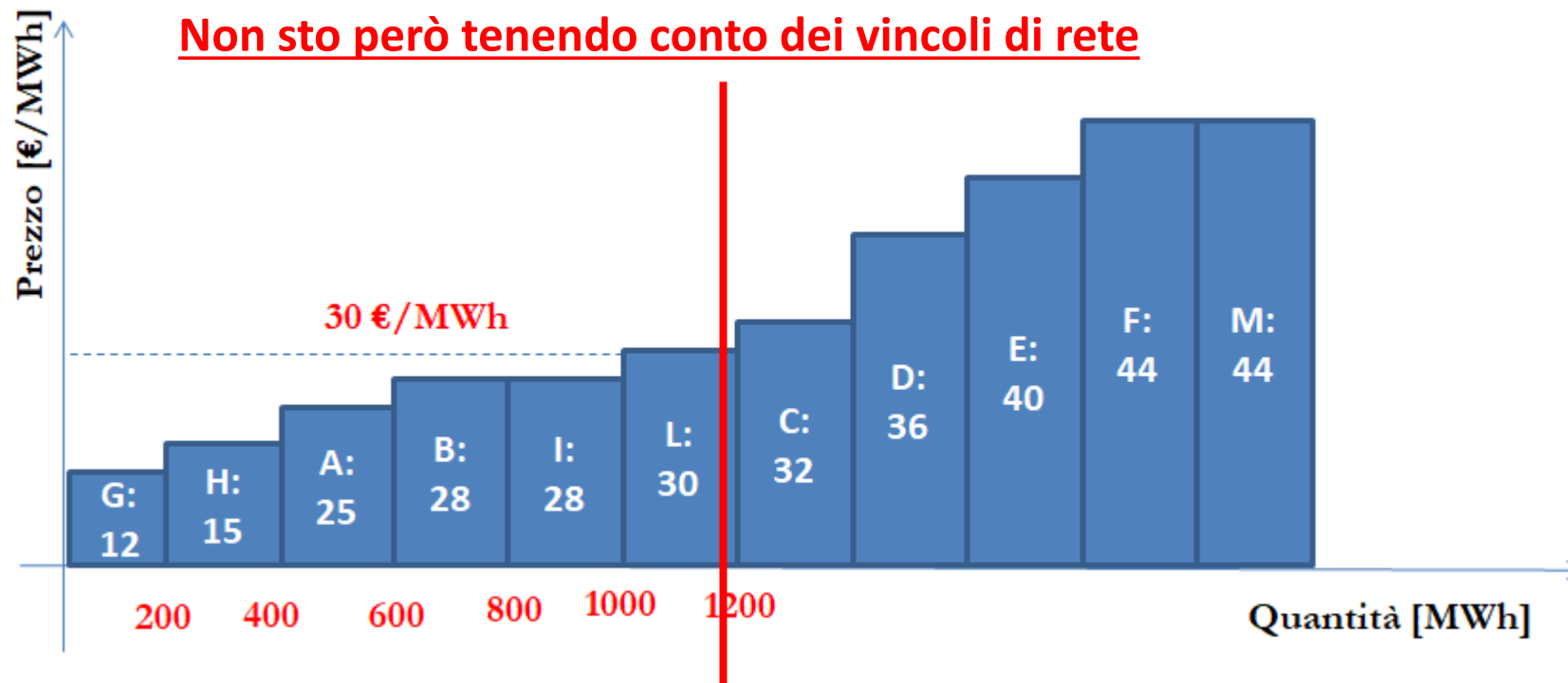
Zona unica di mercato – esempio

Domanda: 1190 MW

Produzione accettata: 1190 MW

Prezzo di equilibrio: 30 €/MWh

Costo base orario (SMP): $1190 * 30 = 35700$ €



Due zone di mercato – esempio

Sub-zona 1

Domanda: 780 MW

Produzione: 400 MW

Sub-zona 2

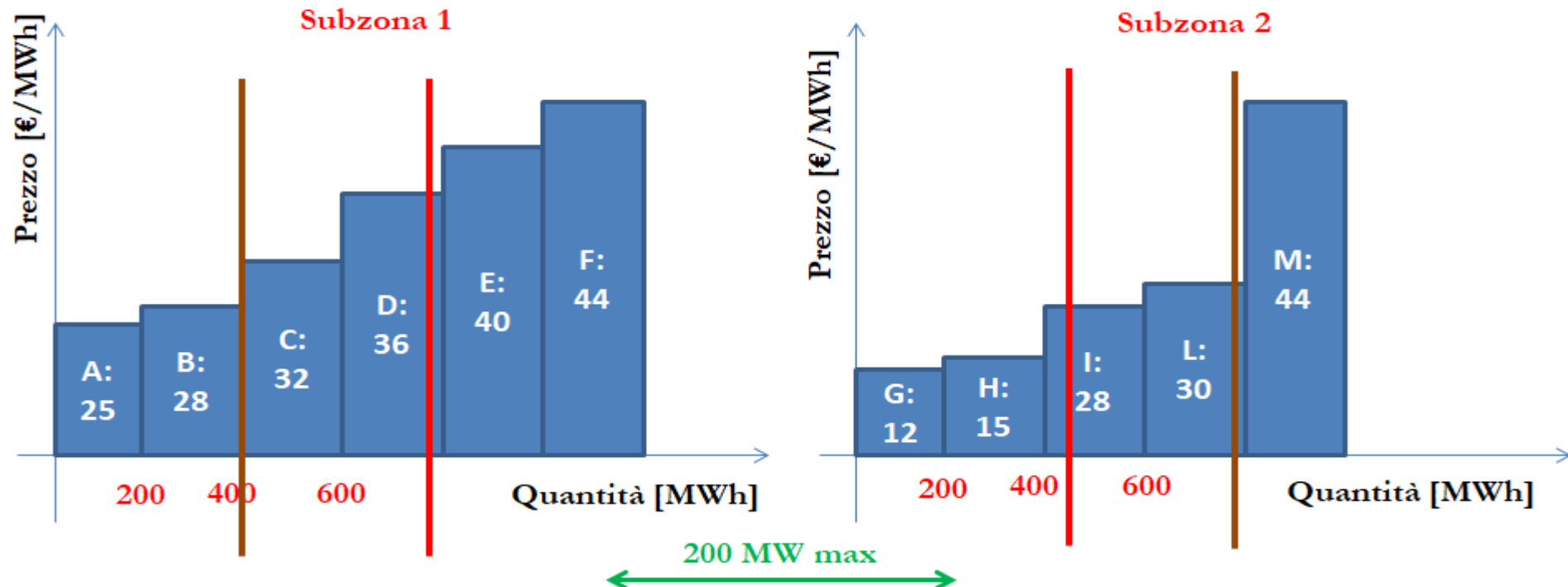
Domanda: 410 MW

Produzione: 790 MW

Esportazione: 380 MW

Vincolo: 200 MW max

In questo modo i vincoli di rete NON sono rispettati.



Due zone di mercato – esempio

Sub-zona 1

Domanda: 780 MW

Produzione: 580 MW

Sub-zona 2

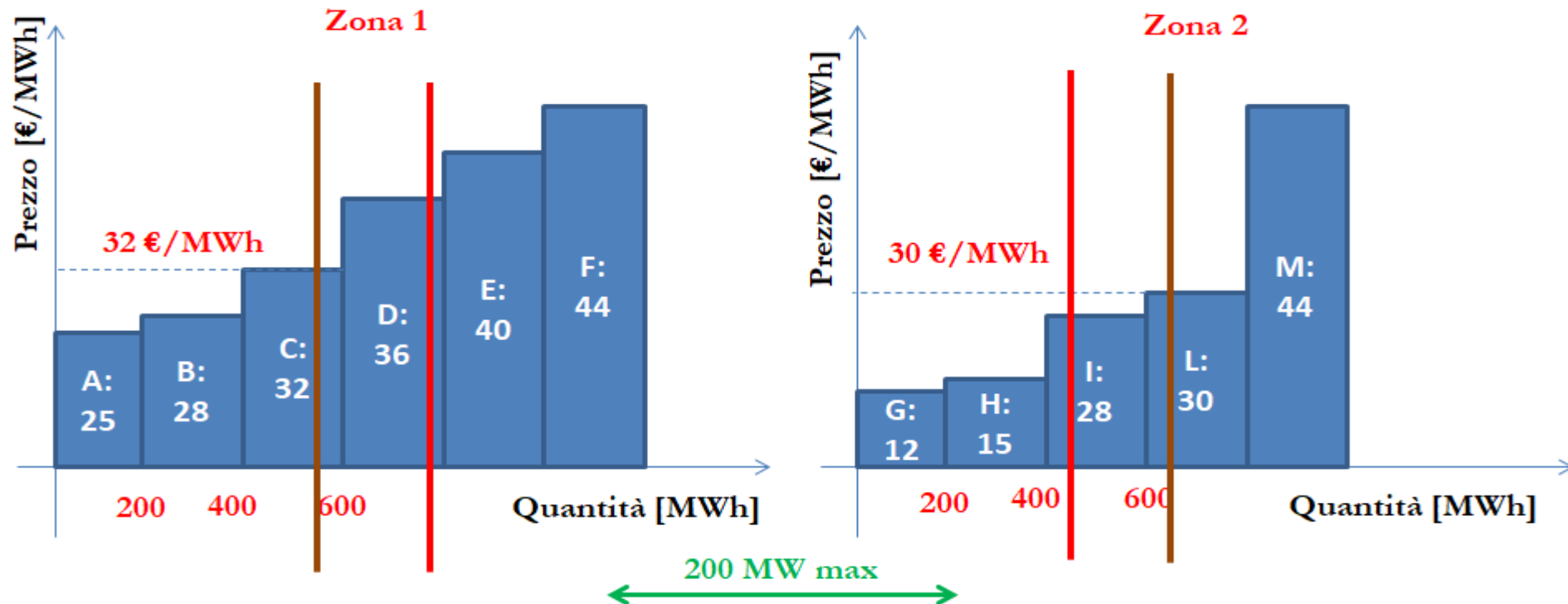
Domanda: 410 MW

Produzione: 610 MW

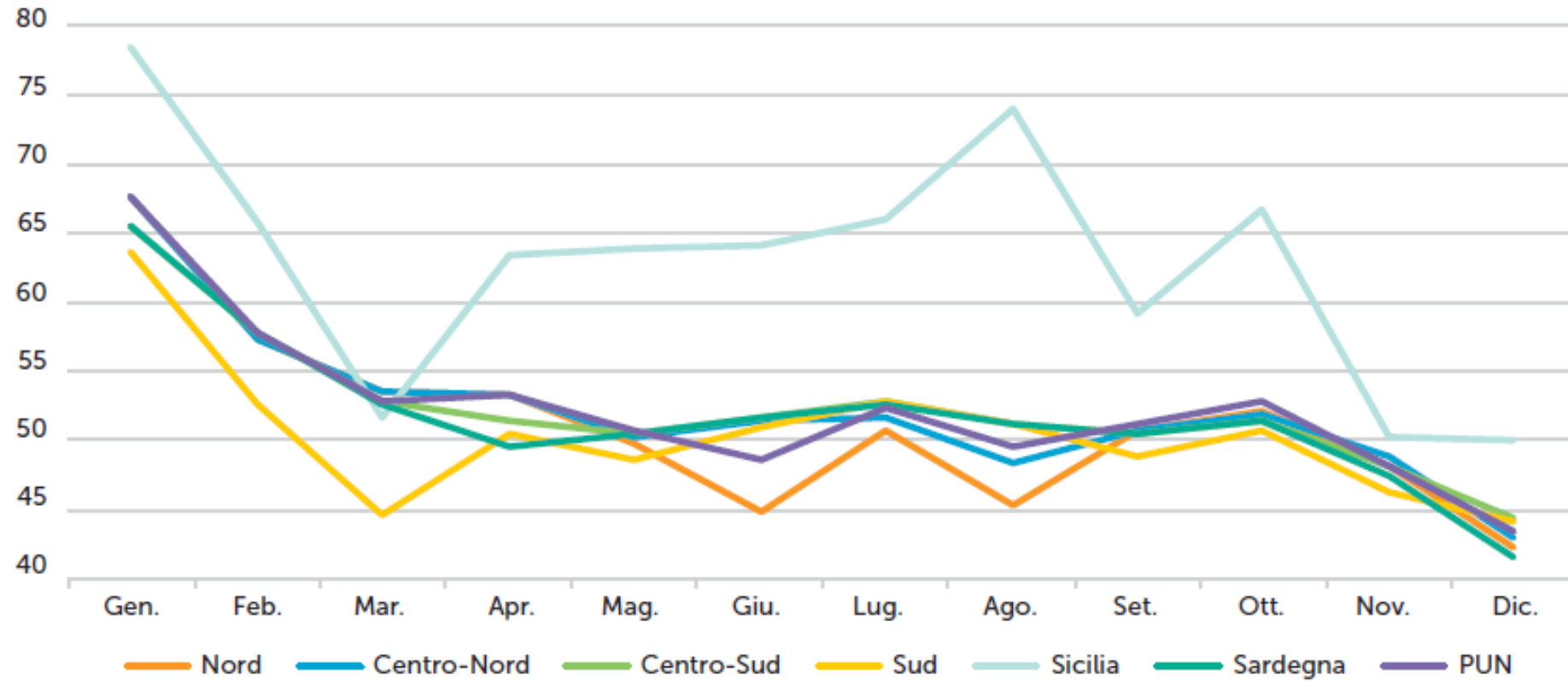
Esportazione: 200 MW

In questo modo i vincoli di rete sono rispettati.

Costo orario (SMP): $580 \cdot 32 + 610 \cdot 30 = 36830 \text{ €}$

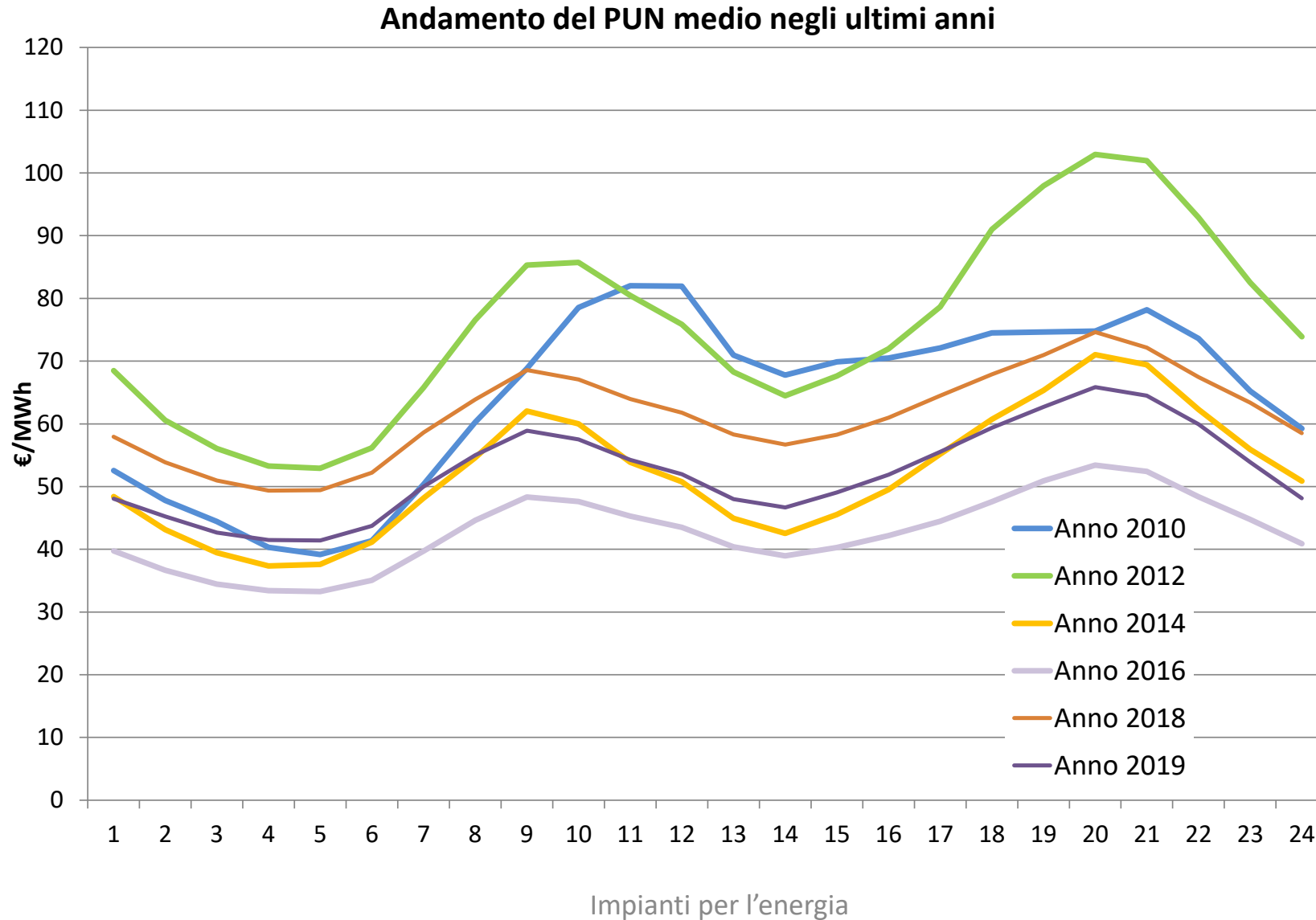


Andamento mensile prezzi zonali



Fonte: GME.

Evoluzione del PUN



Driver prezzi energia elettrica

Fattori lato offerta:

- costi di generazione (costo dei combustibili, costi ambientali, costi fissi)
- condizioni meteorologiche (es: precipitazioni, irraggiamento, intensità vento)

Fattori lato domanda:

- ciclo economico
- nuovi utilizzi (es: dispositivi elettronici, auto elettriche, pompe di calore)
- condizioni meteorologiche (es: temperatura)

Struttura dei mercati:

- numero di operatori e volumi scambiati
- sviluppo dei mercati finanziari

Politiche energetiche e ambientali:

- incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili
- misure di efficienza energetica
- misure per la riduzione delle emissioni di gas serra (CO₂)

- Motivazione: perché un mercato elettrico?
- Principi di funzionamento e tipologie di mercati
- Il Mercato del Giorno Prima (MGP) e il Mercato Infragiornaliero (MI)
- Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)

Dispacciamento dell'energia elettrica

L'energia elettrica non si può immagazzinare. E' 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.

La *gestione coordinata delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica e dei flussi di energia elettrica sulla rete di trasmissione ai fini del mantenimento del bilanciamento del sistema elettrico in condizioni di sicurezza* è ciò che si chiama **servizio di dispacciamento**.

Tale servizio è erogato da Terna secondo condizioni definite dall'Autorità.

Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento

Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) è lo strumento attraverso il quale Terna si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale). Sul MSD Terna agisce come controparte centrale e le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato.

Il MSD si articola in fase di programmazione (MSD ex-ante) e Mercato del Bilanciamento (MB). Il MSD ex-ante e MB si svolge in più sessioni.

Dispacciamento dell'energia elettrica

L'utente che sigla con Terna il contratto di dispacciamento si chiama utente del dispacciamento. Tale utente è il produttore o un suo delegato.

Ai fini del dispacciamento, le unità di produzione (UP) si distinguono in:

- abilitate o non abilitate a partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento;
- rilevanti o non rilevanti: in particolare, sono rilevanti se hanno una potenza superiore a 10 MVA.

Le unità non rilevanti, ai fini del dispacciamento, vengono aggregate per ogni utente del dispacciamento e per ogni zona di mercato.

Le unità di consumo (UC) sono tutte non abilitate.

Il ruolo del System Operator (SO)

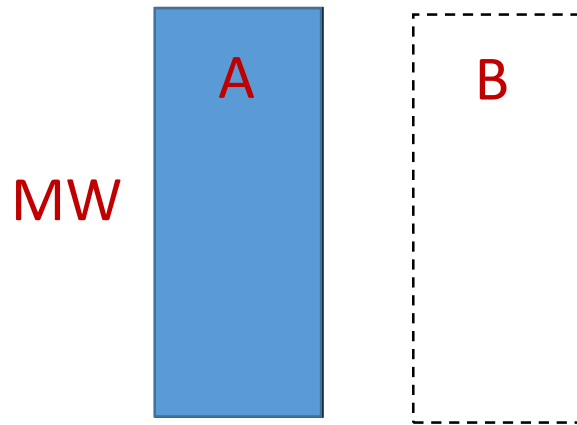
Qualora ad impegni commerciali assunti sul mercato corrispondano impegni fisici incompatibili con la sicurezza del sistema elettrico, il SO agisce in maniera tale da ricostituire le condizioni di sicurezza acquisendo la disponibilità a correggere le posizioni fisiche in esito al mercato in maniera tale che l'azione combinata delle modifiche introdotte ricrei le condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico (**azione di re-dispacciamento**).

Questa attività, da effettuarsi ex ante rispetto al tempo reale, consiste nel modificare i programmi in esito ai precedenti mercati, al fine di risolvere le congestioni e di approvvigionarsi della riserva che potrebbe essere necessaria per sopperire, in tempo reale, a guasti, avarie, imprevisti e per garantire l'equilibrio tra domanda/offerta.

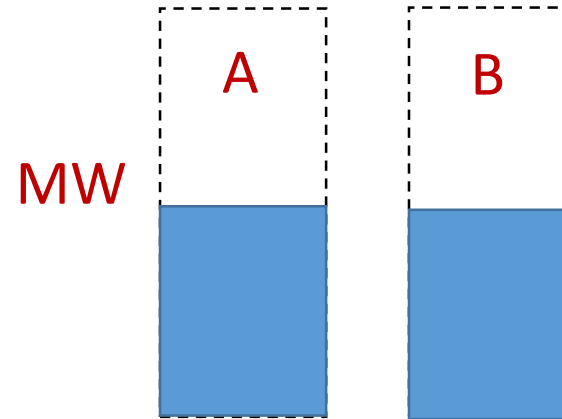
Inoltre, il SO opera in tempo reale per garantire il bilanciamento, cioè l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica (**azione di bilanciamento**). Questa attività, da effettuarsi in prossimità al tempo reale, consiste nel modificare i programmi in esito ai precedenti mercati, al fine di garantire l'equilibrio domanda/offerta.

Il SO in Italia è Terna.

Esempio di re-dispacciamento



Risultato in uscita da MGP + MI: un impianto a massimo carico e un impianto spento. Una siffatta situazione non garantisce nessun margine di riserva a salire.



Il SO, su MSD, può ritenere necessario ricostituire opportuni margini di riserva, accettando un'offerta a scendere per l'impianto A e un'offerta a salire per l'impianto B. In questo modo il SO dispone, a parità di produzione, di due impianti già accesi a medio carico da poter utilizzare all'occorrenza in tempo reale.

Approvvigionamento delle risorse

Le risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione (cioè prima del tempo reale) consistono nella disponibilità, da parte degli operatori, ad accettare modifiche ai propri programmi.

In particolare le unità abilitate a fornire tale servizio devono rendere completamente disponibile, in via esclusiva, al SO 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, presentando un'offerta sul MSD.

Il SO modifica i programmi, con un'azione di re-dispacciamento, accettando le offerte presentate dagli operatori di mercato secondo un ordine di merito economico, minimizzando i costi per il sistema elettrico.

In Italia, queste risorse vengono reperite da unità di produzione abilitate, tramite MSD (trovano quindi remunerazione secondo criteri di mercato).

Riserva primaria

Per rispettare gli standard di sicurezza nell'esercizio del sistema elettrico, deve essere prevista un'adeguata capacità di regolazione primaria capace di garantire la stabilità della frequenza in tutte le condizioni operative.

La riserva primaria deve essere continuamente disponibile (tutte le unità abilitate hanno l'obbligo di fornirla) e deve essere distribuita all'interno del sistema elettrico il più uniformemente possibile.

In Italia, queste risorse vengono reperite da unità di produzione abilitate, tramite imposizioni. Non vengono remunerate.

Riserva secondaria

Per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale, è necessario attivare i servizi di regolazione secondaria che consistono:

- nella fase di programmazione o nella fase di gestione in tempo reale, nel rendere disponibile la riserva secondaria nei programmi o nella disponibilità ad accettare modifiche a tali programmi allo scopo di renderla disponibile. Il SO modifica i programmi accettando le offerte presentate dagli operatori di mercato secondo un ordine di merito economico, minimizzando i costi per il sistema elettrico.
- nella fase di gestione in tempo reale, nell'asservire la riserva secondaria ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare l'immissione di energia elettrica sulla base del segnale di livello ricevuto (entro 200 s). Nel tempo reale la riserva secondaria viene attivata automaticamente su tutte le unità già precedentemente selezionate e ha una durata di pochi minuti.

In Italia, queste risorse vengono reperite da unità di produzione abilitate, tramite MSD (trovano quindi remunerazione secondo criteri di mercato, sia nella fase di programmazione sia in tempo reale se attivate).

Riserva terziaria

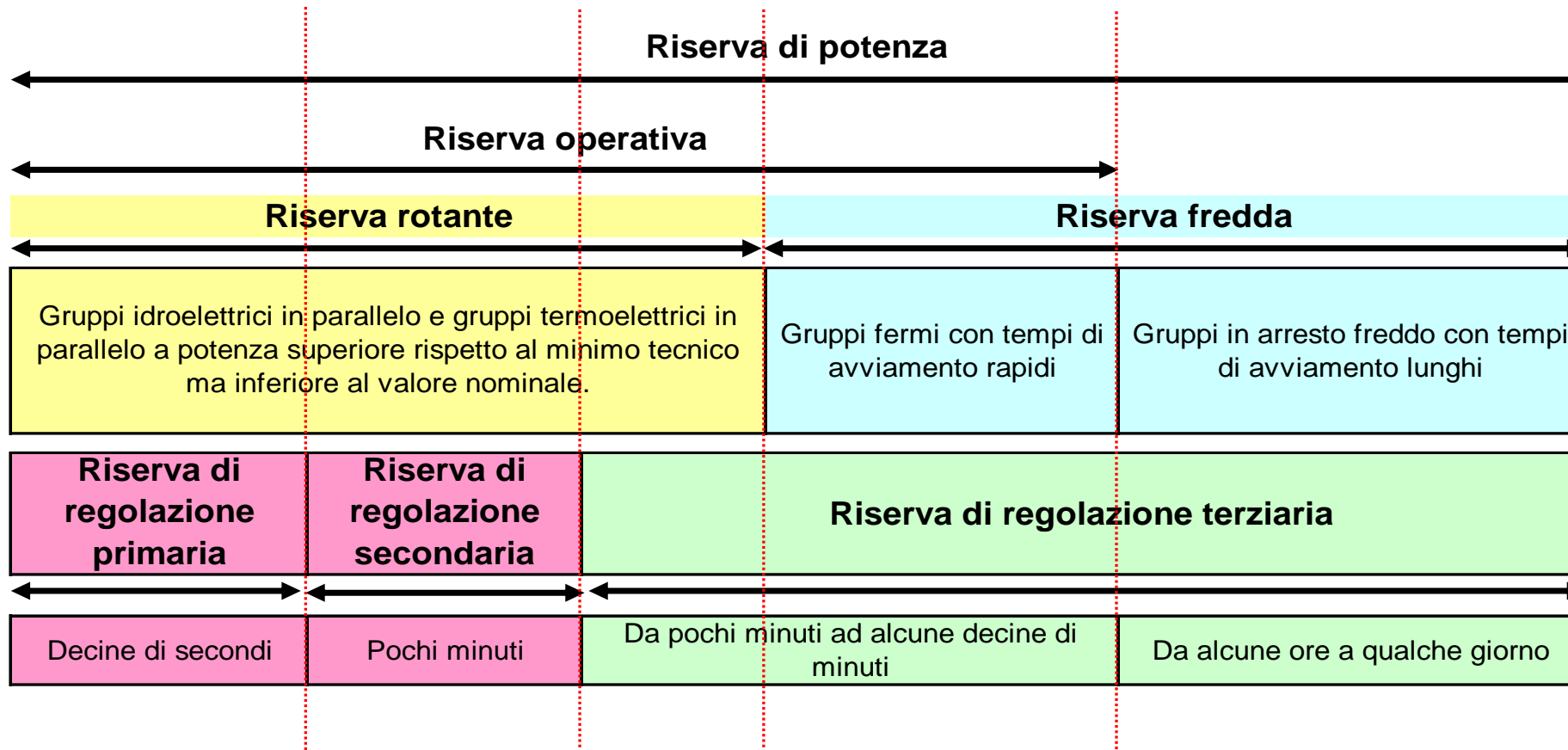
La riserva terziaria consiste, nella fase di programmazione o nella fase di gestione in tempo reale, nel rendere autonomamente disponibili margini rispetto alla potenza massima o minima nei programmi delle unità abilitate o nella disponibilità ad accettare modifiche ai programmi aggiornati cumulati dell'unità abilitata allo scopo di costituire margini di riserva terziaria di potenza.

Il SO modifica i programmi accettando le offerte presentate dagli operatori di mercato secondo un ordine di merito economico, minimizzando i costi per il sistema elettrico.

La riserva terziaria può essere divisa in **riserva pronta** (entro 15 minuti con gradiente di 50 MW/min) e **riserva di sostituzione** (entro 120 minuti con gradiente di 0,67 MW/min).

In Italia, queste risorse vengono reperite da unità di produzione abilitate, tramite MSD (trovano quindi remunerazione secondo criteri di mercato).

Schema del tipo di riserva di potenza e dei relativi tempi di attivazione



Risorse per il bilanciamento

Per garantire il mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica, è necessario utilizzare le risorse per il bilanciamento in tempo reale che consistono:

- nell'attivazione delle risorse approvvigionate per la riserva terziaria di potenza, senza bisogno di automatismi perché i tempi di attivazione sono più lunghi rispetto a quelli della riserva primaria e secondaria;
- nell'accettazione in tempo reale delle offerte delle unità abilitate al bilanciamento presentate sul MSD.

La fornitura di risorse ai fini del bilanciamento da parte delle unità abilitate si traduce nella modifica in tempo reale dei programmi. Il SO modifica i programmi accettando le offerte presentate dagli operatori di mercato secondo un ordine di merito economico, minimizzando i costi per il sistema elettrico.

In Italia, queste risorse vengono reperite da unità di produzione abilitate, tramite MSD (trovano quindi remunerazione secondo criteri di mercato).

Gestione di MSD in Italia

Sul MSD, Terna è il soggetto che acquista, i BSP sono i soggetti che vendono.

Attualmente devono presentare offerte su MSD gli utenti del dispacciamento di unità di produzione rilevanti programmabili (cioè impianti termoelettrici e idroelettrici di elevata taglia) – UP oggetto di abilitazione obbligatoria. In relazione ad esse MSD è nodale.

Possono presentare offerte su MSD gli altri soggetti, per ora tramite progetti pilota – UP e UC oggetto di abilitazione volontaria. In relazione ad esse MSD non è necessariamente nodale.

Le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato (*pay-as-bid*) e comportano la modifica del programma di immissione e/o di prelievo del corrispondente utente del dispacciamento.

Se le offerte accettate su MSD non vengono eseguite si applicano i corrispettivi per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.

Gestione di MSD in Italia

Il MSD si articola in fase di programmazione (MSD ex-ante) e Mercato del Bilanciamento (MB).

Il **MSD ex – ante** si articola in sei sottofasi di programmazione. La seduta per la presentazione delle offerte sul MSD ex-ante è unica e si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 17.30 del giorno precedente il giorno di consegna.

Su MSD ex-ante Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei margini di riserva.

Il **MB** è articolato in 6 sessioni. Per la prima sessione del MB vengono considerate le offerte valide presentate dagli operatori nella precedente sessione del MSD ex-ante. Per le altre sessioni del MB, le relative sedute per la presentazione delle offerte si aprono tutte alle ore 22.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiudono 1 ora e mezza prima della prima ora che può essere negoziata in ciascuna sessione.

Su MB 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.

I prezzi in MSD

In generale, i prezzi che si formano su MGP e MI sono diversi dai prezzi che si formano su MSD per le offerte a salire e a scendere.

- ✓ i prezzi delle offerte a salire (cioè aumento del programma in immissione o riduzione, tramite ri-vendita, del programma in prelievo) sono più alti rispetto ai prezzi MGP associati al medesimo periodo temporale (anche oltre 500 €/MWh);
- ✓ i prezzi delle offerte a scendere (cioè riduzione del programma in immissione o aumento del programma in prelievo) sono più bassi rispetto ai prezzi MGP associati al medesimo periodo temporale (anche 0 €/MWh).

Pertanto, l'azione di re-dispacciamento non conduce allo stesso risultato economico che si sarebbe ottenuto con un mercato nodale di tipo pool.

Gli sbilanciamenti

Al termine di tutti i mercati, il programma finale prende il nome di **programma vincolante modificato e corretto**: questo è il programma che l'utente del dispacciamento è tenuto a rispettare.

La differenza, in MWh, tra l'energia elettrica effettivamente immessa e quella risultante nel programma, nel periodo temporale di riferimento (di solito l'ora) prende il nome di **sbilanciamento**.
Esso può risultare positivo o negativo.

Gli sbilanciamenti nascono quindi dopo la chiusura di tutti i mercati, decorso il tempo reale.

Se l'unità di produzione ha immesso più energia di quella indicata dal programma vincolante (**sbilanciamento positivo**), il valore complessivo dell'energia sbilanciata è positivo. **Il produttore sta cioè vendendo più energia elettrica.**

Viceversa, se l'energia immessa è inferiore a quella indicata nel programma vincolante (**sbilanciamento negativo**), il valore complessivo dell'energia sbilanciata è negativo. **Il produttore sta riacquistando parte dell'energia elettrica già venduta.**

Gli sbilanciamenti (2)

Poiché l'energia elettrica oggetto di sbilanciamento NON è stata commercializzata nei mercati, non ha necessariamente lo stesso valore unitario dell'energia programmata. Nascono maggiori costi o ricavi in capo all'utente del dispacciamento rispetto al caso in cui, a parità di immissioni o prelievi, non ci siano stati sbilanciamenti.

Il prodotto tra lo sbilanciamento e il prezzo di sbilanciamento unitario prende il nome di **corrispettivo di sbilanciamento**.

Il valore degli sbilanciamenti non dipende dalla fonte né dalla tecnologia ma dipende dalle movimentazioni che devono essere fatte in tempo reale per garantire il bilanciamento del sistema elettrico.

Esistono due criteri per la definizione del prezzo di sbilanciamento unitario: **il single pricing e il dual pricing**.

Gli sbilanciamenti (3)

Single pricing: il prezzo di sbilanciamento dipende solo dal segno dello sbilanciamento aggregato dell'area geografica di riferimento ed è uguale sia nel caso degli sbilanciamenti positivi sia nel caso di quelli negativi. Il single pricing è tanto più efficiente quanto più il prezzo di sbilanciamento riflette il valore dell'energia elettrica in tempo reale. Il prezzo di sbilanciamento unitario che ne deriva non è penalizzante: esso può risultare minore o maggiore rispetto al prezzo zonale orario.

Dual pricing: il prezzo di sbilanciamento dipende sia dal segno dello sbilanciamento aggregato dell'area di riferimento sia dal segno dello sbilanciamento individuale, al fine di non consentire mai agli utenti maggiori ricavi rispetto a quelli che sarebbero derivati dal prezzo del mercato del giorno prima in assenza di sbilanciamenti. Esso è quindi penalizzante e non consente di riflettere correttamente il valore dell'energia elettrica in tempo reale.

La regolazione europea recentemente approvata e oggetto di prossima implementazione indica il single pricing come preferibile.

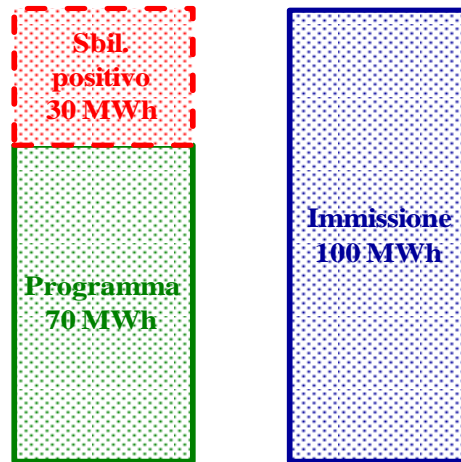
Gli sbilanciamenti (4)

Il prezzo unitario di sbilanciamento è attualmente definito su base macrozonale.

- **per le unità con obbligo di abilitazione** è dual pricing: è sempre penalizzante e tiene conto dei prezzi marginali delle offerte accettate su MSD;
- **per le unità di produzione senza obbligo di abilitazione** è single pricing e tiene conto dei prezzi medi delle offerte accettate su MSD;
- **per le fonti rinnovabili non programmabili** storicamente era pari al prezzo MGP. A partire dal 2015 ogni utente del dispacciamento può scegliere se applicare lo stesso trattamento previsto per le altre UP senza obbligo di abilitazione o se applicare un sistema appositamente definito e più tutelante;
- **per le unità di consumo** è single pricing e tiene conto dei prezzi medi delle offerte accettate su MSD.

Dual pricing in Italia – esempio

Caso di sbilanciamento positivo nel punto di dispacciamento



Ipotesi:

prezzo zonale orario: 75 €/MWh
prezzo più basso delle offerte di acquisto accettate in MSD: 35 €/MWh
prezzo più alto delle offerte di vendita accettate in MSD: 105 €/MWh

Valorizzazione programma

$$70 \text{ MWh} * 75 \text{ €/MWh} = 5.250 \text{ €}$$

Valorizzazione sbilanciamento

$$30 \text{ MWh} * 75 \text{ €/MWh} = 2.250 \text{ €}$$

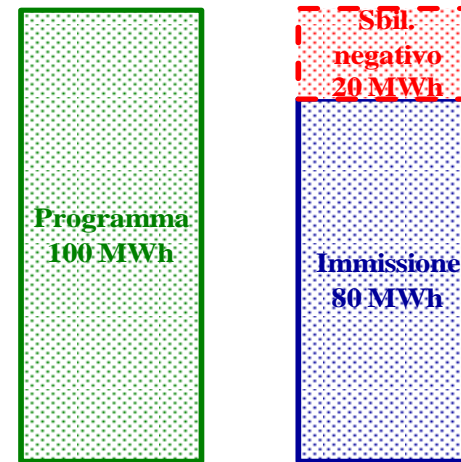
se sbilanciamento aggregato zonale negativo

oppure

$$30 \text{ MWh} * \min(35; 75) \text{ €/MWh} = 1.050 \text{ €}$$

se sbilanciamento aggregato zonale positivo

Caso di sbilanciamento negativo nel punto di dispacciamento



Ipotesi:

prezzo zonale orario: 75 €/MWh
prezzo più basso delle offerte di acquisto accettate in MSD: 35 €/MWh
prezzo più alto delle offerte di vendita accettate in MSD: 105 €/MWh

Valorizzazione programma

$$100 \text{ MWh} * 75 \text{ €/MWh} = 7.500 \text{ €}$$

Valorizzazione sbilanciamento

$$-20 \text{ MWh} * \max(75; 105) \text{ €/MWh} = -2.100 \text{ €}$$

se sbilanciamento aggregato zonale negativo

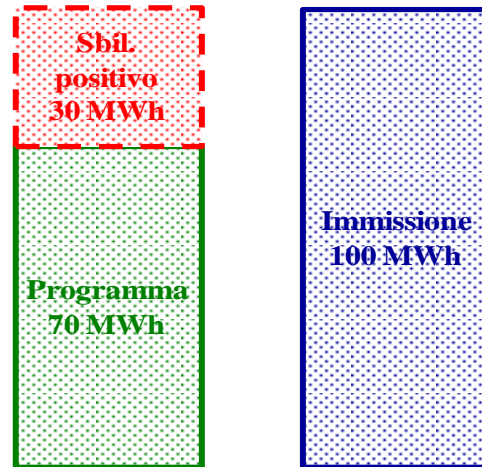
oppure

$$-20 \text{ MWh} * 75 \text{ €/MWh} = -1.500 \text{ €}$$

se sbilanciamento aggregato zonale positivo

Single pricing in Italia – esempio

*Caso di sbilanciamento positivo
nel punto di dispacciamento*



Ipotesi:

prezzo zonale orario: 75 €/MWh
prezzo medio delle offerte di acquisto accettate in MSD: 50 €/MWh
prezzo medio delle offerte di vendita accettate in MSD: 90 €/MWh

Valorizzazione programma

70 MWh * 75 €/MWh = 5.250 €

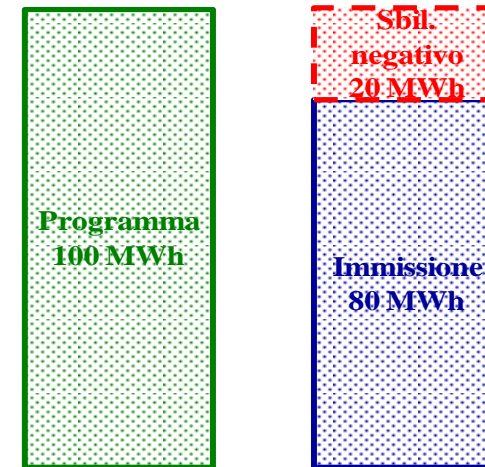
Valorizzazione sbilanciamento

30 MWh * max (75; 90) €/MWh = 2.700 €
 se sbilanciamento aggregato zonale negativo

oppure

30 MWh * min (50; 75) €/MWh = 1.500 €
 se sbilanciamento aggregato zonale positivo

*Caso di sbilanciamento negativo
nel punto di dispacciamento*



Ipotesi:

prezzo zonale orario: 75 €/MWh
prezzo medio delle offerte di acquisto accettate in MSD: 50 €/MWh
prezzo medio delle offerte di vendita accettate in MSD: 90 €/MWh

Valorizzazione programma

100 MWh * 75 €/MWh = 7.500 €

Valorizzazione sbilanciamento

- 20 MWh * max (75; 90) €/MWh = - 1.800 €
 se sbilanciamento aggregato zonale negativo

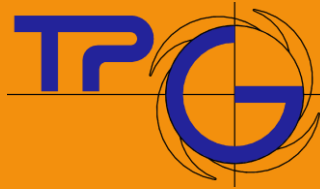
oppure

- 20 MWh * min (50; 75) €/MWh = - 1.000 €
 se sbilanciamento aggregato zonale positivo

Schema organizzativo dei mercati

	MGP	MI	MSD	
Risorsa Scambiata	Energia	Energia	Energia per la risoluzione delle congestioni	Energia per il bilanciamento in tempo reale
Unità ammessa a partecipare	Tutti i punti di offerta in immissione e in prelievo		Tutti i punti di offerta in immissione e prelievo abilitati alla fornitura dei servizi di dispacciamento	
Operatori ammessi a partecipare	Operatori di mercato	Operatori di mercato	Utenti del dispacciamento	Utenti del dispacciamento
Prezzo	Prezzo di Equilibrio	Prezzo di Equilibrio	Prezzo Offerto	Prezzo Offerto

UniGe



I mercati elettrici

Ing. Massimo Rivarolo, PhD

massimo.rivarolo@unige.it