

MERCATO ELETTRICO

LA RIFORMA ORGANICA E COMPLESSA DEL MERCATO ELETTRICO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Decreto legislativo 102/2014
- Regolamento (UE) 2015/1222
- DCO 605/2015/R/eel
- DCO 01/2016 GME

ARTICOLI CORRELATI

- Piano di Sviluppo 2015: nuova metodologia di analisi costi benefici (Newsletter 193-194)
- La riforma del dispacciamento italiano nel panorama europeo (Newsletter 176)
- Rapporto Energia 2013
- L'integrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico (Newsletter 182-183)
- Il dibattito promosso dall'AEEG sul dispacciamento delle rinnovabili e della generazione distribuita: prime riflessioni (Newsletter 169)
- In vigore dal 2015 la nuova regolazione degli sbilanciamenti delle rinnovabili intermittenti (Newsletter 182-183)
- Le persistenti problematiche della Sardegna e i recenti interventi dell'AEEG (Newsletter 159)
- I primi orientamenti dell'AEEG per la riforma della disciplina degli sbilanciamenti (Newsletter 169)
- Tre nuove proposte per gli sbilanciamenti delle rinnovabili (Newsletter 179)
- Il decreto Competitività e il mercato elettrico all'ingrosso (Newsletter 180)
- Consultazione sugli sbilanciamenti: molte le incoerenze (Newsletter 187)

La riforma del mercato elettrico che è stata intrapresa dall'Autorità è sicuramente molto complessa, sia per la numerosità delle tematiche affrontate, sia per la valutazione dei potenziali effetti che interesseranno il mercato e gli operatori che vi operano. È necessario innanzitutto definire un quadro organico, che muova dai principali obiettivi di piena integrazione e di sicurezza ed efficienza del mercato e colleghi in modo coerente tutte le questioni di dibattito, sia sui mercati dell'energia sia sui mercati dei servizi, senza dimenticare il processo di market coupling in corso. Sia per l'Autorità che per gli operatori diventa quindi indispensabile valutare, tramite modelli adeguati, i costi-benefici che questo ampio processo di riforma comporterà, per affrontare con consapevolezza l'evoluzione del mercato.

Alla fine dello scorso anno è stato attivato (Delibera 393/2015/R/eel) dall'Autorità il progetto interdirezionale RDE (Riforma del Dispacciamento Elettrico) al fine di implementare una riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento elettrico nell'arco del 2016. Il tema centrale di questa riforma è di fatto la completa integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato dell'energia e dei servizi, non soltanto attraverso la ridefinizione del disegno dei mercati e del ruolo degli operatori e delle tecnologie già esistenti, ma anche attraverso l'introduzione di nuovi attori di mercato, tra cui gli aggregatori. Sebbene diverse direzioni di riforma siano state già discusse nel corso degli ultimi anni, è tuttavia mancata finora una visione d'insieme, cui il progetto RDE intende rimediare.

Il presente articolo si propone pertanto in primo luogo di ricostruire il contesto da cui è emersa la necessità di questa riforma, in secondo luogo di riordinare, in un quadro il più possibile organico, tutte le principali tematiche al centro dell'attuale confronto fra le istituzioni, fra cui l'Autorità e Terna, e gli operatori.

IL CONTESTO

L'AUMENTO DEI COSTI DEL DISPACCIAMENTO

I costi sostenuti da Terna per il servizio di dispacciamento sono cresciuti negli ultimi anni per effetto delle condizioni critiche del mercato, tra cui principalmente la stagnazione della domanda elettrica, che limita la partecipazione ai mercati dell'energia delle fonti programmabili più flessibili, e sono aggravati dalla continua penetrazione delle fonti rinnovabili, che causano necessità di servizi senza però contribuire al loro soddisfacimento. Le regole attuali del Codice di Rete esplicitano infatti una dipendenza diretta del fabbisogno di riserva terziaria (in particolare, la quota di riserva terziaria di sostituzione) dalla quota di energia rinnovabile immessa in rete e dal relativo errore di previsione. L'aumento progressivo della quota di energia rinnovabile ha pertanto comportato un incremento dei requisiti di sicurezza, ma nel frattempo, congiuntamente al basso livello di domanda, ha ridotto la quantità di riserva già disponibile sui mercati dell'energia grazie agli impianti di generazione programmabili e ha pertanto richiesto crescenti azioni di re-dispacciamento degli impianti nella fase di programmazione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) (Figura 1).

Nel triennio 2012-2014, i volumi movimentati su MSD ex ante sono costantemente aumentati, in particolare per quanto riguarda il servizio di accensione al minimo tecnico, necessario per approvvigionare riserva da impianti che non trovano spazio sui mercati dell'energia. Solo lo scorso anno si è osservato un arresto di questo trend di crescita, con i volumi di MSD ex ante che si sono attestati sugli stessi livelli dell'anno precedente. Questo dato non sembra tuttavia molto rassicurante, considerato che il 2015 è stato un anno meno critico rispetto ai precedenti: ai segnali di ripresa della domanda, si è affiancata anche una netta riduzione dell'apporto da fonti rinnovabili, in particolare idroelettrica fluente ed eolica, che ha guidato l'aumento della domanda contendibile per gli impianti di generazione programmabili, con una conseguente riduzione della volatilità e aumento della riserva regolante già a disposizione del sistema sui mercati dell'energia. Queste condizioni, almeno apparentemente più favorevoli rispetto al passato, non hanno portato a una riduzione dei volumi, ma solo a un rallentamento della loro crescita. La previsione per i prossimi anni, effettuata da REF-E sulla base

FIGURA 1. STORICO E PREVISIONE VOLUMI MSD (TWh)



* Consuntivi

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e ELFO++

TAG

electricity, market design, renewable electricity source

del proprio scenario di riferimento aggiornato, mostra come tali volumi siano destinati a crescere ancora durante l'anno in corso, in corrispondenza di condizioni medie di generazione rinnovabile, e diminuiscano progressivamente dall'anno successivo, con la lenta ripresa delle condizioni di mercato, ma senza mai scendere sotto il livello toccato nel 2015.

L'aleatorietà della produzione da fonti rinnovabili non programmabili e la persistenza di errori di previsione consistenti nella programmazione con *gate closure* molto lontana dal tempo reale comportano inoltre la necessità di notevoli volumi di bilanciamento: nell'ultimo anno, a fronte di quantità di riserva in programmazione in linea con l'anno precedente, si è osservato addirittura un aumento del 20% delle quantità approvvigionate sul Mercato del Bilanciamento (MB).

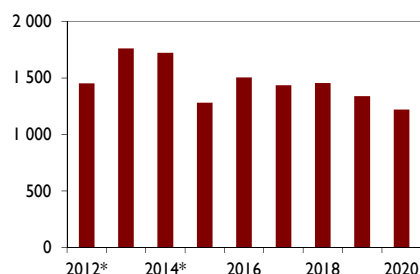
La spinta localizzazione delle fonti a livello territoriale e la mancanza di rinforzi della rete contemporanei allo sviluppo degli impianti ha fatto infine emergere problematiche di sicurezza della rete a livello locale. Varie sono le segnalazioni inerenti tali problematiche da parte di Terna nei recenti Piani di Sviluppo e dell'Autorità nelle varie relazioni pubbliche e per gli enti istituzionali (*Newsletter 154, 165, 176 e 193-194*).

Nonostante queste criticità, gli oneri sostenuti da Terna su MSD ex ante e MB si sono però ridotti nel corso del 2015 (scendendo a circa 1,300 milioni di euro rispetto ai 1,700 milioni di euro del biennio precedente) e ciò può essere imputato a diversi fattori:

- l'aumento dell'approvvigionamento di quantità a scendere, sintomo di un mercato che è tornato "lungo", in controtendenza rispetto a quanto accaduto negli anni precedenti
- la regolazione degli impianti di produzione nella zona Sicilia, che, dichiarati essenziali, sono sottoposti a vincoli di offerta anche su MSD
- la generale diminuzione dei prezzi, guidati da fattori macroeconomici.

La previsione effettuata da REF-E mostra l'attestarsi degli oneri nei prossimi anni intorno a un livello intermedio, vicino ai 1,500 milioni di euro, in leggera diminuzione nel medio termine, ma, anche in questo caso, senza mai scendere sotto il livello toccato nel 2015 (**Figura 2**).

FIGURA 2. STORICO E PREVISIONE DEGLI ONERI TERNA SU MSD-MB (Milioni di euro)



* Consuntivi

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e ELFO++

LA RIFORMA DEL MERCATO DEI SERVIZI

LA RIFORMA DEL DISPACCIAMENTO

Considerata l'evoluzione in corso del mercato elettrico, l'Autorità ha avviato pertanto il progetto interdirezionale RDE, riunendo sotto di esso tutte le attività già avviate nell'ambito della riforma del dispacciamento, tra cui l'integrazione della domanda e delle rinnovabili nella fornitura dei servizi ancillari, in conformità anche con la regolazione europea. L'attività del progetto RDE si pone come obiettivi strategici, da un lato, il raggiungimento di un mercato più sicuro, efficiente e flessibile e, dall'altro, una maggiore integrazione del mercato e di tutti i soggetti che vi operano. In tale progetto confluisce quindi anche e soprattutto la riforma di MSD già avviata nel 2011 (Delibera ARG/elt 160/11).

Gli obiettivi di tale riforma (*Newsletter 176*), che erano già stati esplicitati in due documenti di consultazione (DCO 508/2012/R/eel e DCO 557/2013/R/eel) e che vengono ripresi dall'Autorità, si muovono verso quattro direzioni principali:

- l'estensione della partecipazione a MSD, volta a massimizzare le risorse che possono contribuire a soddisfare i requisiti di sicurezza del sistema elettrico
- la revisione dei prodotti scambiati su MSD, affinché gli operatori possano formulare offerte che riflettano in maniera più fedele la struttura di costo sottostante la fornitura dei diversi servizi di flessibilità e si ottenga una maggior trasparenza dei segnali di prezzo per ciascun servizio approvvigionato
- la flessibilizzazione di MSD, per consentire a Terna di selezionare le offerte per i servizi sempre più vicino al tempo reale, in modo tale da minimizzare l'incertezza derivante dagli errori di previsione e ridurre conseguentemente i volumi movimentati e gli oneri connessi
- una revisione complessiva del Codice di Rete di Terna, al fine di rimuovere eventuali elementi di ostacolo alla piena integrazione del mercato e alla più estesa

partecipazione alla fornitura dei servizi di dispacciamento.

L'ESTENSIONE DELLA PARTECIPAZIONE A MSD

Una delle principali criticità cui Terna deve far fronte, mostrate nella propria analisi dei servizi di flessibilità (DCO 557/2013/R/eel), è la difficoltà di approvvigionare adeguati margini di riserva a scendere: con la costante riduzione della domanda residua per le unità di generazione programmabili, diventa sempre più frequente il caso in cui questo fabbisogno residuo si riduce al di sotto della produzione inflessibile, cioè quella da fonti programmabili, ma legata a vincoli di cogenerazione o di impianto (ad esempio gli stessi minimi tecnici), che non può essere ridotta. Aspettando che questa tendenza prosegua nel futuro, vista la crescente penetrazione da fonti rinnovabili intermittenti e la molto più lenta ripresa della domanda elettrica, è evidente come diventi sempre più critico per il gestore della rete procurare la riserva a scendere necessaria a soddisfare i requisiti di sicurezza del sistema, in particolare nei periodi di basso carico.

Una possibile soluzione è la massimizzazione delle unità produttive idonee a offrire i servizi di dispacciamento, senza per questo pregiudicare la qualità e l'efficacia del servizio fornito. È possibile pertanto individuare due categorie di unità di produzione destinate a una progressiva integrazione nel dispacciamento: le unità programmabili con una potenza minore di 10 MVA e le unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Il passo di più facile implementazione nel breve termine è sicuramente l'estensione della partecipazione a MSD agli impianti di generazione programmabili più piccoli, al momento esclusi. Per questi soggetti, il principale ostacolo non sembra tanto la minore flessibilità rispetto alle fonti abilitate convenzionali, quanto piuttosto la maggiore complessità di gestione che sarebbe richiesta a Terna, per approvvigionare servizi da un numero sempre più esteso di UP, che possono fornire solo un piccolo intervallo di regolazione. La maggiore disponibilità di riserva (e il possibile risparmio economico, vista l'estensione della partecipazione e conseguentemente della concorrenza su MSD) fa fronte quindi a una maggiore difficoltà di coordinare le operazioni di dispacciamento, oltre a una necessaria revisione del Codice di Rete, laddove preveda limitazioni e ostacoli alla piena integrazione del mercato dei servizi.

NUOVE MODALITÀ DI CALCOLO DELLE RISERVE

Nelle ultime settimane, Terna ha posto in consultazione diverse integrazioni e modifiche al Codice di Rete, che impattano soprattutto sul Capitolo 4, relativo alle regole per il dispacciamento, e sui relativi allegati, riguardanti la selezione delle risorse per la fase di programmazione di MSD e per MB. Una prima novità importante è la definizione degli aggregati di zone rilevanti per il calcolo dei fabbisogni di riserva: se finora la rete nazionale veniva di prassi divisa tra Continente, Sicilia e Sardegna, nella nuova versione dell'Allegato A22 attualmente in consultazione, l'aggregato di zone rilevanti è il solo Continente, costituito non solo dall'Italia peninsulare, ma anche da Sicilia e Sardegna, limitatamente ai periodi in cui non sono considerate separatamente. Le due isole vengono separate ai fini del calcolo della riserva solo quando la configurazione dell'interconnessione è tale per cui un singolo evento potenziale possa causare la loro separazione elettrica dalla rete di trasmissione. Il fabbisogno di riserva secondaria sarà calcolato secondo gli aggregati così definiti, mentre il fabbisogno di riserva terziaria sarà calcolato sia a livello di aggregati, sia a livello di zone di mercato, in modo tale che la somma del fabbisogno delle zone risulti in generale superiore alla somma del fabbisogno degli aggregati. Al soddisfacimento del fabbisogno di riserva terziaria degli aggregati contribuiranno tutte le unità di produzione, con il proprio margine di riserva disponibile, indipendentemente dalla loro localizzazione.

La distribuzione territoriale della riserva sarà valutata solo per una quota parte del fabbisogno di riserva di sostituzione, almeno pari al fabbisogno di riserva pronta: infatti, dovendo contribuire al ripristino di quest'ultima, questa quota parte dovrà essere fruibile, tenuto conto dei limiti di transito tra le zone di mercato. Il soddisfacimento del fabbisogno delle singole zone sarà invece calcolato separatamente, tenendo conto dei margini di transito verso e dalle zone adiacenti e senza considerare il soddisfacimento simultaneo delle restanti zone. Insomma ci si sta muovendo verso una gestione della rete svolta sempre più in modo aggregato e meno a livello locale e conservativo. In particolare, in vista del raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi, per cui Terna conferma che saranno rispettati i tempi previsti per l'entrata in servizio (giugno 2016), il nuovo

approccio di Terna al calcolo dei fabbisogni di riserva è sicuramente ambizioso: diminuendo in prospettiva i casi in cui la zona Sicilia sarà separata dal sistema elettrico nazionale, Terna dovrà essere in grado, per una percentuale sempre più significativa di ore annue, di gestire la rete nella sua integrità, approvvigionando riserva a un estremo della penisola italiana per sopperire alle necessità che si potrebbero presentare all'estremo opposto. Ciò potrebbe produrre anche un effetto di riduzione dei volumi approvvigionati su MSD ex ante, dove si predispongono le bande di riserva: il mutuo soccorso tra le zone all'interno dell'aggregato, sempre più esteso, può infatti diminuire la necessità di avere disponibilità di riserva direttamente nella zona di riferimento.

NUOVI APPROCCI ALLA PREVISIONE DI DOMANDA E RINNOVABILI

Con una gestione meno conservativa della rete di trasmissione, diventa quindi indispensabile eseguire una previsione il più possibile accurata della domanda di energia elettrica e della produzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, in particolare eolico e fotovoltaico. Terna ha quindi colto l'occasione della consultazione per scorporare dal Codice di Rete le proprie metodologie di previsione, dandone una descrizione più completa e dettagliata in un documento apposito. Alla previsione della domanda di energia elettrica e della produzione di impianti eolici, già presente nel Codice di Rete, si aggiunge la previsione diretta della produzione da impianti fotovoltaici: Terna riceve la previsione da più fornitori esterni, che forniscono un proprio *forecast*, sulla base delle previsioni di irraggiamento, temperatura e capacità fotovoltaica installata, ed elabora la propria previsione a livello orario e regionale, combinando le diverse stime, unitamente al consuntivo dopo ogni sottofase di MSD ex ante e della stima fornita dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), con il fine di minimizzarne l'errore complessivo.

INTEGRAZIONE DELLE RINNOVABILI E AGGREGATORI

LA BASE NORMATIVA

Oltre ai documenti già citati e strettamente relativi alla riforma di MSD, l'integrazione delle fonti rinnovabili intermittenti e l'eventuale introduzione della nuova figura di aggregatore dovrà in ogni caso essere coerente con il disegno del Target Model europeo (*Rapporto Energia 2013*), essendo in fase di avvio la procedura di comitologia di tre Codici di Rete (in materia di *Load-Frequency Control and Reserves*, *Operational Planning and Scheduling* e *Operational Security*) redatti da ENTSO-E inerenti le norme tecniche relative alla gestione in tempo reale dei sistemi elettrici nazionali interconnessi, che una volta adottati diverranno legalmente vincolanti a livello comunitario.

Anche il Piano Strategico 2015-2018 dell'Autorità promuove un mercato elettrico più sicuro, efficiente, flessibile attraverso diversi interventi. In primo luogo, la revisione dei criteri e condizioni di definizione, selezione e remunerazione dei servizi di dispacciamento da parte di Terna è mirata ad estendere la possibilità di partecipazione a tale mercato a tutte le risorse, indipendentemente dalla tecnologia (generazione convenzionale e rinnovabile, domanda e *storage*), purché abbiano i necessari requisiti tecnici. A tal fine l'Autorità sottolinea il ruolo emergente del nuovo soggetto aggregatore di risorse distribuite, quale mezzo per renderle idonee a contribuire ai servizi di rete. In secondo luogo, per riflettere il valore dell'energia elettrica in tempo reale sulla rete di trasmissione potrebbe essere necessario ricorrere a una regolazione a livello nodale degli sbilanciamenti. Infine, l'efficienza dei mercati energetici potrebbe essere migliorata attraverso l'attuazione del Dlgs 102/2014 in cui, nel rispetto della sicurezza del sistema, viene esplicitamente prevista la partecipazione della generazione distribuita, delle fonti rinnovabili, della cogenerazione ad alto rendimento e della domanda ai mercati dell'energia e dei servizi, stabilendone i requisiti e le modalità di partecipazione.

L'Autorità dovrà pertanto stabilire le interazioni tecniche fra TSO e DSO per consentire la partecipazione dei fornitori di servizi e dei consumatori, inclusi gli aggregatori, sulla base dei requisiti tecnici di questi mercati e delle capacità di gestione della domanda e degli aggregati e garantire che il dispacciamento sia effettuato, pur nel rispetto dei vincoli di sicurezza, dando priorità, a parità di offerta economica, prima alle fonti rinnovabili non programmabili, quindi a impianti di cogenerazione ad alto rendimento e alle altre fonti rinnovabili.

LE REGOLE ATTUALI

Le regole del mercato italiano non sono state modificate, salvo alcuni aggiustamenti parziali, per adattare progressivamente alla radicale trasformazione strutturale del sistema conseguente alle politiche di supporto alle rinnovabili. Gli attuali principi normativi e le attuali regole di dispacciamento presentano alcune limitazioni per la partecipazione al mercato dei servizi da parte delle fonti rinnovabili. Innanzitutto, la normativa primaria (Direttiva 2009/28/CE) impone il principio della massimizzazione dell'energia rinnovabile immessa in rete. L'attuale vincolo normativo risulta incompatibile con la riserva di bande di regolazione sugli impianti rinnovabili e con la possibilità di eseguire regolazioni a scendere, per consentirne la partecipazione ai servizi di rete. In particolare, nelle situazioni di scarsità di adeguati margini di riserva a scendere, il re-dispacciamento delle fonti rinnovabili è già riconosciuto da Terna come unica possibilità praticabile¹. In secondo luogo, il Codice di Rete di Terna delinea i limiti di funzionamento degli impianti non programmabili in relazione alle condizioni di sicurezza della rete: per esempio è prevista la riduzione automatica della potenza in caso di sovrافrequenza ed il servizio di telescatto². Infine, la definizione dei diversi prodotti dell'energia e sul mercato dei servizi, ad esempio la taglia minima delle offerte sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sul Mercato Infragiornaliero (MI) e la durata dei servizi di regolazione scambiati su MSD, di fatto limita la diretta partecipazione ai mercati di tutte le unità di produzione/consumo.

LE POTENZIALITÀ TECNOLOGICHE

Le nuove tecnologie rinnovabili sembrano però mostrare buone potenzialità per l'erogazione di servizi ancillari, stanti gli impliciti limiti di disponibilità delle tecnologie, rispetto ai requisiti e alle prestazioni attualmente richieste dal TSO per i diversi tipi di servizi di regolazione. In particolare, le fonti rinnovabili connesse in alta tensione potrebbero fornire, con adeguati sistemi di monitoraggio, comunicazione e controllo e accurati strumenti di previsione, la regolazione della frequenza/potenza (regolazione primaria, secondaria, terziaria e bilanciamento), la regolazione della tensione (riserva primaria e secondaria) e il telescatto. Tuttavia la concreta fattibilità tecnica e l'efficacia per singolo servizio delle diverse tecnologie va verificata rispetto agli eventuali investimenti di adeguamento tecnologico che risultano necessari, nonché alla piena osservabilità, misurabilità e controllabilità del sottosistema delegato al servizio di dispacciamento, responsabilizzando l'offerente del servizio rispetto alle conseguenze per la mancata o non corretta prestazione dello stesso, rispettando tutti gli obblighi in materia di controlli, certificazioni, verifiche e misure previsti oggi per gli impianti che partecipano a MSD.

I sistemi di accumulo potrebbero favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili rendendo disponibile una riserva di capacità e modulazione. Le tecnologie attualmente disponibili sono in fase di veloce progresso in termini di caratteristiche tecniche ed economiche³. Una maggiore programmabilità delle fonti rinnovabili grazie agli accumuli consentirebbe la partecipazione a vari servizi di regolazione del sistema. Mentre oggi la mancanza di inerzia di gran parte delle macchine alimentate da fonti rinnovabili, dovuta alla presenza di elementi statici (*inverter*) con una maggiore probabilità di occorrenza di guasti, induce un più alto rischio per la sicurezza del sistema, in prospettiva gli *inverter* associati ai sistemi di accumulo potrebbero erogare inerzia sintetica al sistema.

Anche l'aleatorietà delle fonti rinnovabili che può provocare l'indisponibilità delle bande di riserva eventualmente approvvigionate, a causa del *gap* temporale fra la presentazione dell'offerta su MSD e il tempo reale, potrebbe essere mitigata facendo ricorso a sistemi di accumulo.

Per l'integrazione dei sistemi di accumulo l'Autorità ha già predisposto una prima base di orientamenti (DCO 613/2013/R/eel e Delibera 574/2014/R/eel) con particolare riferimento ai sistemi installati (anche singolarmente) in prossimità di un centro di consumo o di un impianto di produzione (*Newsletter 182-183*). In tale disciplina i

¹ La mancata produzione eolica (MPE) stimata da Terna è stata pari ancora a 90 GWh nel corso del 2014.

² Gli Allegati A68 e A17 del Codice di Rete regolano in particolare gli impianti rilevanti, mentre gli Allegati A70 e A72 la generazione distribuita.

³ Secondo recenti stime di Tesla, i costi dei sistemi di accumulo sono destinati a diminuire drasticamente nei prossimi anni: ci si aspetta, infatti, che il costo delle batterie al litio si riduca al 50% del costo attuale entro il 2020 e al 25% del costo attuale entro dieci anni.

sistemi di accumulo sono definiti come impianti di generazione soggetti a specifici obblighi per la connessione, dispacciamento e misura; per la compatibilità con gli incentivi sulle rinnovabili sono previste norme specifiche per l'energia immessa e prelevata dagli stessi.

LA PROMOZIONE DELLA PIENA PARTECIPAZIONE DELLE RINNOVABILI AI MERCATI

L'Autorità (DCO 354/2013/R/eel) ha già avviato anche un dibattito sull'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento da fonti rinnovabili e generazione distribuita (GD), riconoscendo come il rapido sviluppo di queste fonti richieda necessariamente che anche gli impianti che attualmente non forniscono servizi di rete (compresi quelli di piccola taglia connessi in media e bassa tensione) contribuiscano attivamente alla gestione efficiente e sicura del sistema. Per favorire il pieno sfruttamento delle fonti rinnovabili intermittenti, il quadro regolatorio dovrebbe tuttavia superare le attuali limitazioni garantendo un'adeguata flessibilità nella gestione sui mercati di tali risorse. Nello specifico il coinvolgimento delle fonti rinnovabili intermittenti nei servizi di rete richiederebbe essenzialmente una riforma dei criteri di abilitazione delle risorse su MSD e dei meccanismi di remunerazione dei servizi ancillari e una revisione delle tempistiche dei mercati e dei prodotti scambiati.

Riguardo i criteri di abilitazione delle risorse su MSD, l'attuale processo di riforma mira di fatto ad abilitare alla partecipazione ai servizi per la sicurezza tutte le risorse idonee indipendentemente dalla specifica tecnologia. L'estensione dei servizi di dispacciamento alle fonti rinnovabili intermittenti e alla GD consentirebbe di base una più ampia platea di soggetti abilitati ai servizi di dispacciamento, migliorandone l'efficienza. L'abilitazione, secondo l'Autorità, potrebbe avvenire in una prima fase per le unità rilevanti connesse alla rete di trasmissione e, in una seconda fase, potrebbe anche essere estesa a tutta la GD. I criteri di abilitazione su MSD per includere le fonti rinnovabili intermittenti dovrebbero in ogni caso essere rivisti una volta definite le soglie di accettabilità delle limitazioni tecniche e della peculiarità della fonte (intermittenza e affidabilità) rispetto alle tecnologie convenzionali.

Riguardo i meccanismi di remunerazione dei servizi ancillari:

- per i servizi attualmente obbligatori, al fine di garantire la qualità e l'efficacia dei servizi erogati al sistema dalle fonti rinnovabili intermittenti e dalla GD, andrebbero comunque ridefinite le modalità di funzionamento dei sistemi di regolazione degli impianti, ovvero i requisiti e gli obblighi di natura tecnica, tenendo conto di alcune limitazioni intrinseche delle fonti rinnovabili intermittenti stesse
- per i servizi a mercato, invece, le fonti rinnovabili intermittenti e la GD andrebbero abilitate alla partecipazione al mercato dei servizi, il che implica la definizione delle modalità economiche di approvvigionamento delle risorse di dispacciamento da tali impianti.

Riguardo la revisione delle tempistiche dei mercati e dei prodotti scambiati (coerentemente con il *Target Model* Europeo) l'avvicinamento al tempo reale delle sessioni di mercato, l'evoluzione di MI verso la negoziazione continua e la possibilità di presentare offerte a blocchi potrebbero consentire l'ottimizzazione dei profili di immissione/prelievo degli impianti, l'incremento di liquidità su MI e la potenziale riduzione dei volumi e degli oneri di dispacciamento.

L'AGGREGAZIONE

Un contributo alla programmabilità delle fonti rinnovabili intermittenti potrebbe derivare dalla possibile aggregazione di queste produzioni in ambiti territoriali omogenei, definiti tenendo conto della capacità di trasporto della rete. Infatti, gestire un portafoglio di impianti di produzione a fonte rinnovabile diversificato sia per localizzazione, che per tecnologia consentirebbe di compensare gli sbilanciamenti delle singole unità, ottenendo in aggregato un portafoglio di produzione rinnovabile più prevedibile e dispacciabile. L'aggregazione consentirebbe inoltre l'integrazione delle fonti rinnovabili connesse sulla rete di distribuzione, data la loro limitata dimensione. L'aggregatore agirebbe come un impianto equivalente, pertanto negoziando capacità ed energia a livello di portafoglio e inviando al gestore della rete (il TSO ed eventualmente il DSO in caso di ruolo attivo nel bilanciamento della rete a media tensione) i programmi a livello di singola unità.

I MODELLI PROPOSTI DALL'AEEGSI

Le regole attuali del mercato italiano prevedono che le offerte di acquisto e vendita sui mercati dell'energia e del dispacciamento siano presentate dal singolo utente del dispacciamento nei punti di scambio sulla rete rilevante in prelievo/immissione. L'Autorità ha però al riguardo proposto (DCO 557/2013/R/eel) la partecipazione su base volontaria a MSD per tutte le unità (anche da fonti rinnovabili) con potenza tra 1 MVA e 10 MVA, che rispettano gli altri requisiti attualmente previsti dal Codice di Rete per la fornitura di servizi su MSD e ha previsto la possibilità per gli operatori di aggregare queste unità, purché siano tra loro equivalenti rispetto ai vincoli di rete, ai fini della presentazione delle offerte su MSD. Analizzando i propri dati raccolti sul parco di generazione italiano, REF-E stima che, a fronte di meno di 300 unità di produzione abilitate alla fornitura di servizi (corrispondenti a una capacità di circa 72 GW), vi siano più di 800 unità attualmente non abilitate (corrispondenti a una capacità complessiva di circa 30 GW): si tratta prevalentemente di impianti termoelettrici di piccola taglia e impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, in particolare idroelettrici ad acqua fluente ed eolici. L'estensione della partecipazione a MSD di tali unità, aumenterebbe sicuramente la complessità gestionale per Terna, visto l'alto numero di unità che dovrebbero essere considerate nel dispacciamento del sistema, ma comporterebbe contemporaneamente un significativo miglioramento nelle potenzialità d'azione del gestore di rete, che potrebbe disporre di una banda di regolazione più ampia e con una diversa distribuzione geografica rispetto alla capacità convenzionalmente utilizzata (Tabella 1).

TABELLA 1. UNITÀ ABILITATE E POTENZIALMENTE ABILITABILI SU MSD

CATEGORIA	n	GW
Abilitate	278	72.20
- termoelettriche	171	58.34
- idroelettriche	107	13.85
Non abilitate	812	32.69
- programmabili	159	13.59
- rinnovabili	653	19.10
- idroelettrico	268	8.26
- eolico	279	8.20
- fotovoltaico	38	0.86
- altro	68	1.78

Dati aggiornati a fine 2014

Fonte: elaborazioni REF-E

Sono state inoltre prefigurati (DCO 354/2013/eel) tre possibili modelli avveniristici per la gestione del dispacciamento delle fonti rinnovabili intermittenti e della GD (*Newsletter 169*). Secondo il primo di questi modelli, quello del dispacciamento centralizzato esteso, il TSO gestisce secondo gli attuali meccanismi il dispacciamento ricorrendo, oltre che alle unità tradizionalmente abilitate, anche alle fonti rinnovabili intermittenti e alla GD, che parteciperebbero al mercato dei servizi o direttamente, o attraverso un trader aggregatore. In questa soluzione il punto critico è l'implementazione reale della gestione centralizzata di tutte le unità attualmente installate sulle reti di distribuzione. Nell'ambito del secondo modello, quello del dispacciamento locale del DSO, il TSO esegue un dispacciamento centralizzato secondo gli attuali meccanismi utilizzando i servizi resi disponibili sia dalle risorse tradizionalmente abilitate sia dalle fonti rinnovabili intermittenti connesse alla rete di trasmissione e dai DSO che, a loro volta, gestirebbero dei sotto-mercati di dispacciamento locale approvvigionando le risorse dagli impianti in GD. In questa soluzione il disegno di mercato del dispacciamento dovrebbe per coerenza mutare da zonale a nodale. Secondo il terzo modello, quello con profilo di scambio AT/MT programmato, il DSO dovrebbe essere responsabile verso il TSO del mantenimento di un profilo di scambio fra MT e AT, per singolo nodo/cabina primaria o per area di riferimento (aggregato di cabine primarie), senza fornire servizi ancillari al sistema. In questo modo, il TSO può dispatchare le risorse abilitate connesse alla rete di trasmissione fronteggiando minori sbilanciamenti fra carico e generazione. Il DSO può a sua volta gestire la rete sottostante, attraverso mercati di dispacciamento locali, per mantenere il profilo di scambio con la trasmissione.

LE ESPERIENZE INTERNAZIONALI

A livello internazionale, le esperienze inglese e tedesca possono essere assunte come *benchmark* rispetto a due configurazioni peculiari di aggregazione:

- perimetro di equilibrio (modello tedesco), in cui i *Balancing Responsible Party* (BRP) garantiscono un profilo netto tra generazione-domanda-scambi all'interno dell'area e tra le aree di bilanciamento (aggregazione di tutte le fonti su livelli di tensione differenti)
- aggregazione libera (modello UK) in cui l'aggregatore non deve garantire un profilo netto e possono essere previste forme di aggregazione differenti.

In entrambi i casi, il BRP/aggregatore ottimizza la posizione del portafoglio in prossimità del tempo reale, fino alla *gate closure* dei mercati, non svolge attività di bilanciamento nel tempo reale, che rimane una prerogativa del gestore di rete, ma è responsabile della gestione degli sbilanciamenti del proprio portafoglio.

COORDINAMENTO FRA AGGREGATORE, TSO E DSO

In presenza di aggregatori delle fonti rinnovabili intermittenti e della GD si vanno naturalmente a configurare due livelli di mercato dei servizi:

- quello gestito dal TSO per l'approvvigionamento delle risorse di sistema, sia dalle risorse tradizionalmente abilitate sia dalle fonti rinnovabili intermittenti
- quelli locali gestiti dai DSO per il dispacciamento delle reti locali attraverso l'utilizzo dei servizi resi disponibili dalla GD.

In quest'ultimo caso il controllo diretto della produzione dei singoli impianti da parte del TSO potrebbe risultare complesso e costoso, se non addirittura impossibile. Quindi il responsabile del dispacciamento delle unità in GD potrebbe essere il DSO o direttamente i soggetti aggregatori. Per promuovere le potenzialità dall'aggregazione ad erogare servizi di rete risulta quindi fondamentale coordinare le interazioni fra DSO e TSO nel caso di ruolo attivo del DSO nel bilanciamento della rete di distribuzione e lo sviluppo della rete per inserire sistemi diffusi di comunicazione in tempo reale fra TSO/DSO e generatori rinnovabili, così da poter effettuare il monitoraggio e controllo, il dispacciamento, la misura e la previsione (*smart grid*).

LE CARATTERISTICHE DELL'AGGREGATORE

Le possibili configurazioni di aggregazione sono in linea teorica svariate. Infatti un aggregatore di fonti di generazione può distinguersi in base a:

- assetti tecnologici (monotecnologia, multitecnologia, generazione distribuita)
- estensione territoriale, in quanto nel rispetto dei vincoli di rete l'aggregazione può avvenire a livello di singolo nodo sulla rete di trasmissione o di un insieme di nodi appartenenti a una certa porzione di rete, a livello di zona o di macrozona di rete
- livello di tensione, poiché gli impianti inclusi nel portafoglio possono essere allacciati alla rete di distribuzione afferente a un certo nodo e/o direttamente alla rete di trasmissione
- presenza o meno di sistemi di accumulo fra le risorse aggregate.

Un'ulteriore evoluzione dell'aggregatore è rappresentato dall'aggregatore misto che può aggregare non solo risorse di generazione diversificate, ma anche punti di prelievo e incorporare risorse di stoccaggio. Dalle diverse configurazioni di aggregazione dipendono la prevedibilità e la dispacciabilità del portafoglio caratteristico e quindi i servizi di rete erogabili. Per garantire la piena osservabilità, misurabilità e controllabilità del sottosistema aggregato dal punto di vista del dispacciatore (TSO o DSO a seconda dei modelli adottati) è necessario installare sistemi diffusi di comunicazione in tempo reale fra TSO/DSO e generatori rinnovabili/carichi distribuiti modulabili, così da poter effettuare tutte le attività di gestione di tale sottosistema (monitoraggio e controllo, dispacciamento, misura e previsione).

LA VALUTAZIONE DEL PERIMETRO CRITICO DI AGGREGAZIONE

I diversi stadi di aggregazione e i modelli di gestione alternativi presentano un diverso grado di efficacia nell'ottimizzazione dell'approvvigionamento di risorse per il dispacciamento e il bilanciamento in tempo reale. Pertanto il perimetro critico di aggregazione andrebbe valutato in relazione all'impatto potenziale che possono produrre sul sistema nello scenario di mercato atteso, in termini di benefici a fronte dei costi per l'implementazione.

Dal punto di vista dei potenziali benefici, in presenza di un'ottimizzazione del bilanciamento delle fonti rinnovabili intermittenti e della domanda da parte di aggregatori misti sviluppati nel sistema a livello esteso, i requisiti di dispacciamento dovrebbero diminuire drasticamente, così come i volumi di bilanciamento. I costi del dispacciamento sarebbero solo legati alla risoluzione dei vincoli di rete e al bilanciamento in tempo reale di risorse molto prevedibili, con un fortissimo efficientamento degli oneri di sistema per l'effetto di riduzione dei volumi. Tuttavia il consolidamento delle risorse negli aggregatori può generare una maggiore concentrazione e una minore liquidità dei mercati, con conseguente possibilità di potere di mercato e rialzo dei prezzi.

Dal punto di vista invece degli oneri per l'implementazione, i costi degli apparecchi

necessari per trasformare la rete attuale in una *smart grid* (linee, interruttori, trasformatori, e dispositivi per l'elettronica, informatica e comunicazione connessi) non sono trascurabili e può cambiare il soggetto che dovrà farsi carico degli investimenti necessari a seconda del modello gestionale di riferimento.

Dal punto di vista delle fonti rinnovabili intermittenti e della GD, la scelta di eseguire un adeguamento tecnologico (con relativi costi) per la partecipazione attiva ai mercati del dispacciamento andrebbe verificata a fronte delle opportunità prospettiche su MSD. Rimane prioritaria al fine di innescare il potenziale di sviluppo dell'integrazione delle rinnovabili, la necessità di chiarezza della compatibilità di tale scelta con gli schemi incentivanti in essere.

LA RIFORMA ORGANICA DELLA DISCIPLINA DEGLI SBILANCIAMENTI

LE DUE PROPOSTE DELL'AUTORITÀ

Un'altra tematica su cui l'Autorità ha intenzione di intervenire nel corso di quest'anno nell'ambito del progetto interdirezionale RDE è quella della disciplina degli sbilanciamenti. Come la riforma organica del dispacciamento, anche questa però non è una tematica nuova in quanto è stata oggetto di diverse proposte e interventi dell'Autorità nel recente passato. Ad agosto 2013, alla luce anche analisi condotte nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche del mercato elettrico in Sardegna (*Newsletter 159, 167, 179 e 180*), l'Autorità aveva infatti proposto e sottoposto a consultazione i criteri generali da seguire per una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti attualmente in vigore (DCO 368/2013/R/eel). Con la progressiva penetrazione nel sistema italiano della generazione da fonti rinnovabili intermittenti e in presenza di segni degli sbilanciamenti aggregati macrozonalmente persistenti (*Newsletter 167*), questa disciplina basata su un sistema di *dual pricing* nel caso delle unità abilitate a partecipare a MSD e di *single pricing* nel caso di quelle non abilitate, ha infatti mostrato non pochi limiti, da un lato, ostacolando la formazione di corretti segnali di prezzo per la valorizzazione degli sbilanciamenti, dall'altro, addirittura incentivando strategie di sbilanciamento volontario da parte di alcune categorie di operatori. Per superare queste criticità l'Autorità aveva così proposto di riformare il meccanismo di calcolo dei prezzi degli sbilanciamenti o su base nodale o sulla base di zone dinamiche (*Newsletter 169*). Nel primo caso, sia il sistema di *dual pricing*, che quello di *single pricing*, così come il problema del calcolo dei segni degli sbilanciamenti aggregati macrozonalmente verrebbero meno: alle unità abilitate su MSD sarebbero applicati prezzi di sbilanciamento pari al valore dell'energia in tempo reale nel proprio nodo sulla rete, mentre a quelle non abilitate sarebbero applicati prezzi di sbilanciamento pari alla media pesata dei prezzi di sbilanciamento nodali dei nodi interni alla propria zona di mercato. Nel secondo caso, verrebbero mantenuti sia il sistema di *dual pricing*, che quello di *single pricing*, ma gli sbilanciamenti aggregati macrozonalmente sarebbero calcolati a partire da zone definite dinamicamente, coerentemente con il *market splitting* di MGP, rendendone così il segno meno persistente e dunque meno prevedibile da parte degli operatori.

IL COORDINAMENTO CON LA REGOLAZIONE EUROPEA

A oggi l'Autorità non ha comunque ancora preso una decisione finale su quale meccanismo di calcolo dei prezzi degli sbilanciamenti adottare. Anche la riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti va infatti opportunamente coordinata con la corrispondente regolazione europea e in particolare con il Codice di Rete in materia di *Electricity Balancing* redatto da ENTSO-E, la cui entrata in vigore è attualmente prevista per il 2017. Al riguardo, il meccanismo di calcolo dei prezzi degli sbilanciamenti su base nodale proposto dall'Autorità sembrerebbe non compatibile con il Codice di Rete europeo, nel quale viene stabilito che:

- il prezzo degli sbilanciamenti negativi non deve essere inferiore rispetto al prezzo medio ponderato dei prezzi sia della riserva secondaria, che della riserva terziaria attivate a salire
- il prezzo degli sbilanciamenti positivi non deve essere superiore rispetto al prezzo medio ponderato dei prezzi sia della riserva secondaria, che della riserva terziaria attivate a scendere.

Calcolando i prezzi di sbilanciamento nodali come proposto dall'Autorità nel 2013 escludendo i prezzi della riserva secondaria o comunque sulla base dei prezzi delle risorse meno pregiate che vengono scambiate su MB il vincolo europeo sul calcolo dei prezzi degli sbilanciamenti potrebbe essere pertanto violato.

COORDINAMENTO CON L'ESTENSIONE DELLA PARTECIPAZIONE A MSD

Oltre che con la regolazione europea, la riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti va coordinata anche con la più generale riforma del dispacciamento e in particolare con l'eventuale estensione della partecipazione a MSD anche alle unità programmabili con una potenza minore di 10 MVA e alle unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Alle unità programmabili con una potenza minore di 10 MVA viene infatti attualmente applicato il sistema di *single pricing*, sistema di fatto esteso dopo un lungo periodo di ricorsi da parte degli operatori interessati anche alle unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili seppur con l'introduzione di soglie specifiche per fonte e di un corrispettivo perequativo (*Newsletter 182-183*). Sarà necessario, pertanto, non soltanto chiarire se, in caso di abilitazione su MSD anche di queste unità (eventualmente in forma aggregata), verranno a esse applicati i prezzi degli sbilanciamenti delle unità abilitate su MSD, ma anche, e soprattutto, valutare attentamente se l'eventuale applicazione di questi prezzi ne scoraggerà o meno l'effettiva partecipazione a MSD stesso e quindi il successo di una parte rilevante della riforma organica del dispacciamento. A questo potrebbe ovviare l'introduzione della nuova figura di aggregatore.

LE ALTRE MISURE TRANSITORIE PROPOSTE DELL'AUTORITÀ

A seguito del definitivo annullamento da parte del Consiglio di Stato degli interventi urgenti in tema di disciplina degli sbilanciamenti adottati tra il 2012 e il 2013 per contenere gli oneri di dispacciamento (*Newsletter 159, Newsletter 167, Newsletter 179 e Newsletter 180*), ad aprile 2015 l'Autorità aveva anche proposto e sottoposto a consultazione alcune misure temporanee volte a correggere il più possibile le principali distorsioni del meccanismo attualmente in vigore in attesa dell'implementazione della riforma organica. In particolare, l'Autorità aveva proposto da un lato l'esclusione dei prezzi della riserva secondaria dal calcolo dei prezzi degli sbilanciamenti, dall'altro l'esclusione delle movimentazioni per riserva terziaria indipendenti dallo sbilanciamento aggregato macrozonale, dal calcolo dei prezzi degli sbilanciamenti, a quello dei segni dallo sbilanciamento aggregato macrozonale stesso. Era stata inoltre posta in consultazione la proposta di eliminare ogni riferimento ai prezzi di MGP dalla regola di *single pricing* prevista per il calcolo dei prezzi degli sbilanciamenti delle unità non abilitate su MSD al fine di rendere questi prezzi maggiormente aderenti ai costi del bilanciamento del sistema. L'Autorità si era inoltre riservata la possibilità di introdurre anche ulteriori aggiustamenti nel caso in cui avesse riscontrato significative e sistematiche distorsioni dei futuri prezzi di sbilanciamento. A distanza di quasi un anno dalla consultazione l'Autorità non ha tuttavia più dato seguito a nessuna di queste proposte che, oltre a presentare numerose criticità, non sembravano nemmeno poter del tutto eliminare le eventuali strategie di sbilanciamento volontario da parte delle unità non abilitate su MSD (*Newsletter 187*). Data l'intenzione dell'Autorità di procedere con la riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti, anche se inizialmente forse in forma semplificata, sarà pertanto necessario chiarire quale spazio eventualmente riservare alle misure temporanee proposte ad aprile 2015. Un chiaro coordinamento tra riforma organica ed eventuali misure temporanee sembra dunque essenziale per rendere la regolazione in materia di sbilanciamenti stabile dopo un lungo periodo in cui si sono sovrapposti volontà di riforma, interventi correttivi e ricorsi degli operatori.

LA RIFORMA DEI MERCATI DELL'ENERGIA

PREZZI NEGATIVI E VALORE ECONOMICO DELLA FLESSIBILITÀ

In altri paesi europei, la forte penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti ha spinto a intraprendere una serie di riforme, che hanno interessato, oltre al dispacciamento, anche i mercati dell'energia. L'attenzione all'evoluzione dei mercati dell'energia di fronte alla rapida crescita delle fonti rinnovabili si è acuita in particolare nel 2007, il primo anno in cui il peso complessivo della generazione da fonte eolica e solare nel *mix* di generazione tedesco ha superato la soglia del 5%, attestandosi attorno al 7%. Con

il raggiungimento di una quota rilevante di rinnovabili intermittenti, caratterizzate da una forte volatilità e da una concentrazione della produzione in determinate ore della giornata, e a fronte di un restante *mix* di generazione sostanzialmente caratterizzato da produzioni poco modulabili, il problema della flessibilità è emerso in maniera netta. È diventato quindi indispensabile consentire al mercato di esprimere il valore economico della flessibilità attraverso un segnale di prezzo: per questo motivo, nel 2007 è stata introdotta per la prima volta in Germania la possibilità di presentare offerte a prezzi negativi.

Gli operatori con impianti di produzione poco flessibili possono quindi essere disposti ad accettare sul mercato elettrico all'ingrosso dei prezzi negativi, nel caso risulti meno costoso pagare per mantenere accesi i propri impianti piuttosto che incorrere nei costi di spegnimento e ri-accensione e in eventuali perdite di opportunità di mercato nelle ore di rampa. I prezzi negativi in esito al mercato costituiscono dunque un incentivo per gli operatori a investire in tecnologie flessibili.

La possibilità di offerte a prezzi negativi si è poi diffusa negli altri Paesi europei la cui borsa elettrica è gestita da EPEX: più precisamente, dopo l'introduzione nel segmento *intraday* tedesco, nel 2008 è stata estesa anche al segmento *day-ahead* tedesco/austriaco; nel 2010, è stato il turno della Francia, sia sul mercato *day-ahead* che *intraday*. La possibilità di offerte a prezzi negativi è stata infine introdotta nel segmento *day-ahead* elvetico nel 2014⁴.

PREZZI NEGATIVI E INTEGRAZIONE EUROPEA

Contrariamente al caso tedesco, in Italia le rinnovabili intermittenti hanno raggiunto un peso relativo di rilievo nel *mix* di generazione diversi anni dopo il 2007, inoltre il *mix* di generazione è sempre stato caratterizzato da una quota prevalente di produzione da tecnologie flessibili a gas. Nel 2007, ad esempio, il peso complessivo degli impianti di generazione da fonte eolica e solare nel *mix* di generazione italiano era pari solo all'1%, mentre nel 2012 è cresciuto fino all'11%, anche se a fronte di un peso relativo degli impianti di produzione alimentati a gas naturale di circa il 43% e dell'idroelettrico di circa il 15%. Nel caso italiano, dunque, l'introduzione della possibilità di offerte a prezzi negativi va inquadrata non tanto rispetto al problema della flessibilità⁵, quanto rispetto al processo di integrazione dei mercati europei dell'energia elettrica, che per i mercati dell'energia è arrivato a uno stadio avanzato con l'approvazione, a luglio 2015, del Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione Europea in tema di *Capacity Allocation and Congestion Management* (CACM). Sono state fissate delle norme armonizzate per un *coupling* unico dei mercati del giorno prima e infragiornalieri e tra esse è previsto⁶ che i prezzi massimi e minimi siano armonizzati entro diciotto mesi dall'approvazione del regolamento in tutte le aree che partecipano al *market coupling* (sia per il *day-ahead*, che per l'*intraday*).

Il processo di integrazione dei mercati del giorno prima è iniziato ben prima della ratifica ufficiale del regolamento da parte della Commissione Europea: infatti nel 2009 il Gestore Mercati Energetici (GME) insieme ad altre sei borse elettriche europee ha avviato l'iniziativa *Price Coupling of Regions* (PCR) con l'obiettivo di sviluppare un unico algoritmo per la risoluzione di MGP: di fatto prezzi zonali e allocazioni delle capacità transfrontaliere vengono definiti contemporaneamente. La quasi totalità dei paesi che hanno aderito all'iniziativa ha identificato un unico valore massimo (+3,000 €/MWh) e un unico valore minimo (-500 €/MWh) per la valorizzazione dei prezzi elettrici. All'avvio del *market coupling* su MGP, avvenuto a febbraio 2015 per l'Italia, l'armonizzazione dei limiti di prezzo⁷ era stata rimandata perché non ritenuta un aspetto prioritario, ma con l'approvazione del regolamento CACM la questione non è più rinviabile: l'Autorità ha iniziato conseguentemente un processo di consultazione sul tema (DCO 605/2015/R/eel).

IMPLICAZIONI DEI PREZZI NEGATIVI IN ITALIA

L'Autorità ha presentato alcune preliminari riflessioni in merito alla possibilità e alle

⁴ I mercati *intraday* austriaco ed elvetico, pur non facendo parte di EPEX Spot, ammettono la possibilità di offerte a prezzi negativi fin dal loro avvio, avvenuto rispettivamente nel 2012 e nel 2013.

⁵ Anche se, dato l'impatto sui mercati e sul sistema della penetrazione delle rinnovabili intermittenti, il mantenimento dello stato di disponibilità della capacità CCGT è divenuto questione fondamentale alla base dei nascenti *capacity payment* e *capacity market*.

⁶ Articoli 41 e 54.

⁷ In Italia su MGP i limiti di prezzo attuali sono fissati a +3,000 €/MWh e 0 €/MWh.

implicazioni dell'introduzione dei prezzi negativi nel mercato elettrico italiano che potrebbero essere limitati ai mercati dell'energia (MGP e MI) o estesi anche a MSD. In particolare, limitare la possibilità di prezzi negativi a MGP e MI non consentirebbe di cogliere i segnali di scarsa flessibilità nel tempo reale, riducendo di fatto l'utilità dei prezzi negativi; d'altra parte, la possibilità di prezzi negativi in MSD potrebbe essere enfatizzata da un'eventuale presenza di potere di mercato sui servizi a scendere.

Occorre anche definire in modo coerente come applicare la disciplina dei prezzi negativi alla generazione incentivata: l'Autorità ricorda che nella "Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2104-2020" la Commissione Europea prevede che siano adottate misure volte a garantire che i produttori da fonti rinnovabili beneficiari di meccanismi di supporto non siano incentivati a generare energia elettrica a prezzi negativi. La proposta dell'Autorità è quindi quella di prevedere che non sia erogato l'incentivo nelle ore con prezzo negativo, consentendone il recupero al termine del periodo di diritto. Tale misura dovrebbe essere prevista per tutti gli strumenti incentivanti, non solo per quelli di prossima definizione.

CONCRETA OCCORRENZA DEI PREZZI NEGATIVI

Per capire la portata di questa riforma, è necessario valutare, attraverso l'analisi di scenario del mercato italiano, la possibile occorrenza di ore a prezzo negativo. Nella borsa tedesca il fenomeno assume un'entità contenuta (al massimo nell'1% delle ore annue) e diventa addirittura trascurabile nel caso francese (al massimo 15 ore nel 2013). La relazione tra occorrenza dei prezzi negativi e penetrazione delle fonti rinnovabili in Germania (in particolare da fonte eolica e solare) è positiva anche se debole e indica che a fronte di un aumento dell'1% della capacità installata da fonte eolica e solare nel mix di generazione, si generano 7 ore aggiuntive con prezzo negativo (**Figura 3**).

In Italia, le ore con prezzo uguale a zero sono state osservate a partire dal 2012 e hanno raggiunto il numero massimo nel 2014: le zone con la frequenza maggiore di ore a prezzo zero sono la Sicilia e il Sud, dove la maggiore penetrazione rinnovabile ha portato rispettivamente a una media di 79 e 64 ore all'anno con prezzo nullo; molto raro è invece il caso in cui il prezzo nazionale si sia ridotto a zero: questo è accaduto solo in due casi nel 2013, quando anche la zona Nord aveva registrato un prezzo nullo. Infatti, essendo il PUN la media ponderata dei prezzi zonali, la possibilità di avere un prezzo di acquisto negativo è decisamente più improbabile. Quindi, come per Francia e Germania, anche in Italia i prezzi nulli, che potenzialmente potrebbero diventare prezzi negativi, riguardano solo un numero esiguo di ore.

Non è immediato determinare il livello che potrà essere raggiunto dai prezzi negativi, in quanto le strategie degli operatori sono influenzate da vari fattori non sempre facilmente quantificabili. Il costo di spegnimento e accensione, più l'eventuale costo opportunità di perdere le ore più remunerative, potrebbe essere un primo indicatore del livello cui gli operatori sarebbero disposti a offrire pur di rimanere accesi, ma esso può dipendere anche dalla struttura e remunerazione degli altri mercati, in particolare quello dei servizi di dispacciamento. Per questo, solo un'approfondita modellizzazione della struttura del mercato e dell'evoluzione della domanda e dell'offerta rispetto allo scenario atteso di mercato, può rispondere in modo più preciso alla valutazione di impatto dell'introduzione dei prezzi negativi.

LE SIMULAZIONI DI REF-E

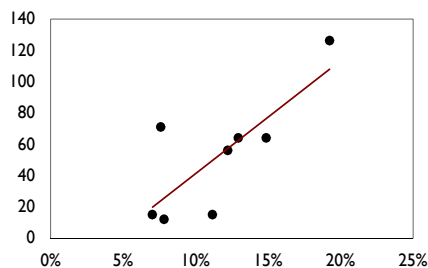
Un primo esercizio di valutazione è stato svolto da REF-E, per provare a quantificare la potenziale occorrenza di ore a prezzo negativo nello scenario di medio periodo. Basandosi sullo scenario di mercato più aggiornato, si è simulato il mercato dell'energia italiano tramite il modello di dispacciamento ottimo ELFO++.

L'ipotesi principale è che le ore con prezzo negativo siano quelle nelle quali il carico è soddisfatto completamente dalla somma di produzione rinnovabile e imposta⁸. Nel breve periodo (2016-2017), la possibilità di ottenere prezzi negativi è inferiore all'1% delle ore totali: nello scenario di riferimento, infatti l'occorrenza di prezzi negativi si attesta rispettivamente a 70 nel 2016 e 50 ore nel 2017. La riduzione nel 2017 è dovuta a un aumento del carico contendibile che amplia le possibilità per gli impianti convenzionali.

⁸ Con produzione imposta si intende la produzione di impianti che seguono logiche non di mercato (autoproduttori, CIP6, cogenerazioni).

FIGURA 3. RELAZIONE TRA RINNOVABILI E PREZZI NEGATIVI

(% RES in mix di produzione, N° ore con prezzo negativo)



Dati annuali 2008-2015

Fonte: BMWI e Reuters

TABELLA 2. SIMULAZIONI REF-E: DRIVER PRINCIPALI DEGLI SCENARI E PREZZI NEGATIVI (TWh e N°)

	Reference		High RES	
	2016	2017	2016	2017
Richiesta	315	319	315	319
Eolico+Solare	41	42	46	47
Produzione imposta	88	88	88	88
Ore a prezzo negativo	70	51	165	117

Fonte: ipotesi e elaborazioni REF-E su scenari ELFO++

La frequenza di prezzi negativi, come visto, è legata al livello di produzione delle rinnovabili intermittenti: essendo questo per natura molto volatile, la sola simulazione dello scenario di riferimento, caratterizzato da condizioni medie, non può essere sufficiente a fornire una stima della portata del fenomeno. L'analisi svolta da REF-E è stata quindi approfondita, prevedendo la simulazione di uno scenario estremo (corrispondente a una probabilità di uno su venti), costruito a partire dai livelli e dalla volatilità storica di fabbisogno e produzione da fonte eolica e solare. In tale scenario le ore a prezzo negativo aumentano di circa due volte e mezzo rispetto allo scenario *Reference* (Tabella 2).

IL SETTLEMENT FINANZIARIO E I NUOVI PRODOTTI GME

Per completare l'integrazione dei mercati dell'energia, un altro aspetto importante è rappresentato dall'armonizzazione dei tempi del *settlement* finanziario delle posizioni su MGP. Attualmente, la differenza tra il mercato italiano e quelli interconnessi è notevole: si passa da due mesi (M+2) per gli operatori di IPEX a due giorni (D+2) per gli operatori di EPEX e ELES. La differenza di tempistica è al momento regolata da GME con l'aiuto della ex Cassa Conguaglio dei Servizi Elettrici (oggi Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali - CSEA) che fornisce la liquidità in anticipo per la regolazione delle importazioni (o incassa in anticipo in caso di esportazioni).

La soluzione a regime individuata da GME⁹ e che entrerà in vigore nel terzo trimestre 2016 prevede un *settlement* settimanale (W+1), in linea con quanto accade nel mercato iberico. Il disallineamento con i paesi limitrofi non sarà ancora del tutto eliminato, ma almeno ridotto, così come ridotto sarà l'impegno della CSEA come soggetto finanziatore.

Questa decisione impatterà sicuramente sugli operatori del mercato italiano, in termini di processi operativi, e in particolare per gli operatori in acquisto, per cui si ridurrà in modo drastico il periodo intercorrente tra l'acquisto e il pagamento. D'altro canto, il *settlement* ravvicinato permetterà agli stessi operatori di ridurre le garanzie da presentare al GME.

Data la possibile difficoltà per alcuni operatori nel passaggio dal regime M+2 a quello W+1, il GME ha proposto¹⁰ l'istituzione di due nuovi prodotti per il mercato elettrico, che manterrebbero il *settlement* finanziario in M+2, con l'intenzione di offrire agli operatori la possibilità di mantenere il *settlement* attuale almeno per una parte delle loro transazioni. I due nuovi prodotti potrebbero essere configurati come prodotti giornalieri a blocchi con profilo *baseload* e *peakload*. La modalità di negoziazione è proprio l'oggetto della consultazione, che propone sia la possibilità di aste giornaliere che quella a negoziazione continua. In entrambi i casi, gli esiti degli scambi saranno comunicati in anticipo rispetto alla chiusura di MGP, in modo che gli esiti di questo comparto siano incorporati nelle offerte presentate sul mercato attraverso i conti energia a termine (PCE¹¹).

GLI IMPATTI SUL PREZZO ELETTRICO

Anche in questo caso, la stima del potenziale impatto di questi nuovi prodotti sul prezzo elettrico è complessa: innanzitutto sarà necessario verificare se e quanta liquidità avranno questi strumenti.

Una speculazione puramente teorica lascerebbe intendere un effetto al ribasso per i prezzi elettrici: infatti gli operatori in acquisto, per esempio l'Acquirente Unico, potrebbero essere disposti ad acquistare a un prezzo maggiore del PUN pur di mantenere il *settlement* in M+2. In questo modo, operatori che offrono a un prezzo maggiore di quello di mercato potrebbero vendere parte della loro energia con i prodotti a blocchi entrando su MGP attraverso la PCE e quindi con un'offerta a zero (o al nuovo limite inferiore in caso di prezzo negativo), facendo traslare la curva di offerta verso destra con il risultato di un potenziale abbassamento del prezzo marginale di mercato (Figure 4 e 5).

FIGURA 4. CURVA D'OFFERTA A REGOLE ATTUALI (€/MWh)

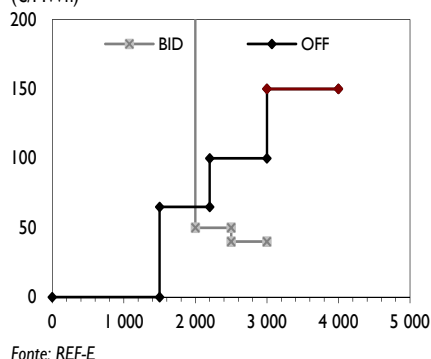
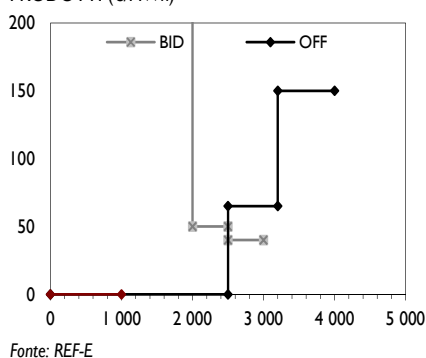


FIGURA 5. CURVA D'OFFERTA CON NUOVI PRODOTTI (€/MWh)



⁹ Delibera dell'Autorità 651/2015/R/EEL.

¹⁰ DCO 01/2016.

¹¹ I conti PCE saranno di conseguenza un requisito minimo per i chi volesse scambiare i nuovi prodotti.

CONCLUSIONI

Il processo di riforma del mercato intrapreso dall'Autorità è sicuramente molto complesso e ambizioso, dovendo gestire in modo organico e coerente tematiche anche molto diverse tra loro, quali l'armonizzazione dei mercati dell'energia a livello europeo e la riforma del mercato del dispacciamento. Le diverse esigenze di riforma nascono e non possono prescindere da quella che è l'attuale evoluzione in corso dei sistemi elettrici europei, caratterizzati da una domanda debole e da una sempre più rapida penetrazione da fonti rinnovabili non programmabili. Diventa necessario quindi puntare alla creazione di un mercato efficiente e sicuro, in cui sia assicurata la piena integrazione di tutti gli attori che partecipano al mercato.

Saranno destinati a cambiare quindi molti paradigmi, che modificheranno lo scenario in cui gli operatori si troveranno ad operare. È indispensabile, sia per le istituzioni che portano avanti le diverse riforme, sia per gli operatori che si trovano in uno scenario volatile e mutevole, fare un'accurata valutazione di quelli che potranno essere gli impatti sul mercato, per non rischiare di trovarsi impreparati.