

Audizioni periodiche dell’Autorità per l’energia elettrica, il gas e il sistema idrico Terna S.p.A

Signor Presidente,

desidero in primo luogo ringraziare l’Autorità per la consueta occasione delle audizioni periodiche, nonché per la costante disponibilità al confronto che viene offerta dai Vostri Uffici a tutti gli operatori del settore così come al TSO.

Considerati i cambiamenti che hanno interessato il sistema elettrico negli ultimi anni e i trend attesi di quelli a venire, il confronto continuo – in particolare tra TSO e Regolatore – diventa ancora più essenziale per affrontare al meglio le sfide cruciali ed interessanti che ci attendono in termini di disegno dei mercati, adeguatezza e sicurezza.

Il Sistema energetico italiano sta giustamente puntando verso la **decarbonizzazione**. La riduzione nell’utilizzo dei combustibili fossili determina importantissimi vantaggi ambientali, economici, ed effetti positivi in termini di sicurezza e indipendenza energetica. Il Regolatore, con il supporto del TSO, sarà chiamato ad individuare il disegno di mercato più efficiente per accompagnare il Sistema attraverso tale transizione.

Nel corso degli ultimi anni, abbiamo assistito a trend di settore che hanno trasformato il modello tradizionale di sistema, in primis il forte sviluppo del parco di **generazione** da fonte **rinnovabile**. La capacità eolica installata ha raggiunto 9,5 GW, in buona misura localizzata nella parte meridionale del Paese, mentre la capacità fotovoltaica è pari a circa 19,4 GW. Tale sviluppo della generazione rinnovabile, avvenuto in maniera disomogenea rispetto al territorio e concentrato nelle aree a maggior vocazione della fonte primaria (Sud e Isole), ha contribuito all’insorgere di nuovi vincoli di rete e nuove congestioni tra le zone di mercato. Inoltre, la diffusione della generazione distribuita ha determinato una crescita significativa della numerosità degli impianti che comporta una maggiore complessità generale di gestione del sistema.

La crescita della generazione rinnovabile è stata accompagnata anche da una graduale riduzione della domanda soddisfatta dagli impianti tradizionali, che hanno sperimentato una riduzione delle ore di utilizzazione e di selezione sui mercati dell'energia. È in effetti in corso una **progressiva polarizzazione** del mercato elettrico verso il mercato dei servizi. La crescita della generazione intermittente e il minor commitment degli impianti tradizionali in esito al mercato dell'energia hanno determinato l'esigenza di maggiori movimentazioni su MSD per garantire sufficienti livelli di riserva rotante e per la regolazione di tensione. L'insieme degli effetti di questi fenomeni è riscontrabile anche nell'aumento dei **volumi movimentati sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento** (dal 2012 al 2016 +9 TWh – da 22 TWh a oltre 31 TWh), che, anche alla luce dell'ulteriore crescita prospettica della generazione rinnovabile, deve essere considerato come un trend consolidato ed in qualche modo irreversibile.

Inoltre, l'assenza di segnali di prezzo sul mercato all'ingrosso, che garantiscano una adeguata remunerazione degli impianti, ha spinto gli operatori ad effettuare dismissioni con effetti di deterioramento delle condizioni di **adeguatezza** del sistema. Il sistema elettrico italiano è caratterizzato già oggi da una situazione di forte stress, avendo sperimentato una significativa contrazione dei margini di adeguatezza. Tra il 2012 ed il 2016, sono stati dismessi circa 15 GW di capacità termoelettrica, comportando una forte riduzione del margine di riserva che al 2015 risultava pari a 5 GW contro gli oltre 20 della media degli anni immediatamente precedenti.

Ciò non di meno il mercato dell'energia non sembra offrire segnali di prezzo sufficienti agli operatori per realizzare adeguati investimenti in capacità di generazione. Le tensioni di prezzo che si verificano sui mercati spot, sia per entità che per frequenza, non sembrano sufficienti affinché il mercato risponda con efficacia ad una situazione di mancanza di capacità produttiva.

Dobbiamo tenere presente che il mercato spot da solo non basta. Al tempo stesso è necessario prendere atto che il sistema non può permettersi ulteriori dismissioni di capacità termica senza che queste siano compensate da un set di investimenti ed

interventi (linee, capacità rinnovabile e termica flessibile, stoccaggi) tale da garantire un sufficiente livello di adeguatezza.

Il **Capacity Market** potrà fornire i corretti segnali agli operatori per il mantenimento in piena efficienza degli impianti esistenti ove necessario o per la realizzazione di nuova capacità di generazione laddove richiesto per esigenze di adeguatezza e al tempo stesso fornire stabilità al mercato riducendone il rischio complessivo, con effetti positivi in termini di efficienza e costi per il sistema. Tale mercato, insieme all'apertura alla domanda del mercato dei servizi per il dispacciamento, consentirà anche di valorizzare il contributo delle unità di consumo ai fini della adeguatezza del sistema. Terna è pronta ad avviare le aste non appena ottenuto il via libera da Commissione Europea, Ministero ed Autorità.

L'avvio del capacity market potrà accompagnare la dismissione della capacità termica meno efficiente, **che dovrà essere compensata dallo sviluppo di nuova capacità rinnovabile, da impianti termici più efficienti e con prestazioni dinamiche** più coerenti con un sistema elettrico caratterizzato da una sempre maggiore penetrazione di fonti rinnovabili, auspicabilmente **da nuova capacità di accumulo** (idroelettrico/elettrochimico), **nonché da investimenti per un potenziamento della rete di trasmissione** che consenta di risolvere congestioni esistenti e nuove e incrementare la capacità di interconnessione con l'estero.

Con riferimento allo scenario prospettico, nei prossimi anni dovrà essere assicurata una **ulteriore crescita di impianti alimentati da fonti rinnovabili** per rispondere agli obiettivi europei di crescita delle rinnovabili, che prevedono al 2030 una quota di FER di almeno il 27% sui consumi finali. Terna è fortemente impegnata anche attraverso il suo Piano di Sviluppo a favorire gli obiettivi di decarbonizzazione con tutte le leve necessarie per la piena integrazione delle FER e la riduzione delle emissioni in ottica di lungo periodo.

Inoltre, sempre nell'ottica di agevolare la piena integrazione delle FER, Terna sta lavorando a una revisione dei mercati nella prospettiva di miglioramento dell'efficienza complessiva del sistema e in particolare:

- a) **l'apertura del MSD** alla domanda, alla generazione distribuita e alle fonti rinnovabili non programmabili, salvaguardando la neutralità tecnologica e al fine di ampliare le risorse su cui approvvigionare servizi di dispacciamento. La delibera 300/2017, con i progetti pilota, è un passo importantissimo per il nuovo assetto del mercato. Terna è stata impegnata attivamente al fine di implementare in tempi estremamente ristretti il primo progetto pilota sulla domanda e sta lavorando ad un secondo progetto per la partecipazione della generazione distribuita;
- b) l'integrazione del mercato italiano con i mercati esteri, con particolare riferimento al **mercato di bilanciamento**. Al riguardo si segnala l'impegno di Terna nel progetto pilota per lo scambio cross-border di risorse di bilanciamento (c.d. TERRE - Trans European Replacement Reserve Exchange), finalizzato allo scambio di energia di bilanciamento da riserva terziaria mediante la costituzione di una piattaforma centrale da cui le offerte sono attivate in base a criteri di merito economico e in base alla disponibilità di capacità di transito. Il progetto TERRE coinvolge 6 TSO europei, inclusa Terna, e nuove adesioni al progetto sono attese prima del *go-live*, ad oggi previsto entro fine 2019. Attualmente siamo nella fase di implementazione per la realizzazione della piattaforma centrale (c.d. Libra), che consentirà lo scambio di energia di bilanciamento.

La piena integrazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili all'interno del Sistema Elettrico richiede **investimenti sulla Rete di Trasmissione Nazionale**, mirati a rafforzare la magliatura della rete, rimuovere o ridurre nuove congestioni e vincoli di rete. Il **Piano di Sviluppo 2017** di Terna prevede investimenti pari a circa 7,8 miliardi di euro ed è stato elaborato tenendo conto delle esigenze di miglioramento della gestione delle rinnovabili non programmabili esistenti e di crescita delle stesse (gli scenari considerati prevedono fino a 38 GW di solare e 19 GW di eolico negli scenari più aggressivi).

Stiamo inoltre già lavorando al Piano di Sviluppo 2018 per affrontare anche le esigenze emerse dalle evidenze più recenti del mercato, in primo luogo la necessità di una maggiore integrazione fra Centro-Nord e Centro-Sud.

La gestione in sicurezza del sistema elettrico impone che sia programmato anche un sufficiente margine di potenza reattiva disponibile, sia in immissione che in assorbimento. Inoltre, per sfruttare al meglio la capacità di trasmissione della rete esistente e per ottenere minori perdite di trasporto, è opportuno che la potenza reattiva sia prodotta il più possibile vicino ai centri di consumo. Sono necessari investimenti non solo per rinforzare la magliatura della RTN, ma anche tesi ad aumentare la disponibilità di risorse per la regolazione della tensione (reattanze e compensatori sincroni).

Ricordiamo che nell'ultima review regolatoria l'Autorità ha inciso sulla redditività degli investimenti in trasmissione elettrica soprattutto attraverso due modifiche rilevanti: l'esclusione dei lavori in corso dal capitale remunerato – che pesa in modo particolare per gli investimenti più impegnativi e rilevanti, minandone la redditività e dunque la finanziabilità – ed il drastico ridimensionamento di ambito ed intensità degli incentivi *input-based*. Tali misure penalizzanti erano parzialmente controbilanciate da un impegno dell'Autorità a definire tempestivamente nuovi incentivi *output-based* finalizzati a garantire esplicitamente, già nel presente sotto-periodo regolatorio 2016-19, l'allineamento degli interessi del TSO a quelli del Sistema elettrico.

Come noto, i meccanismi *output-based* legano esplicitamente l'eventuale premio per i soggetti regolati all'effettivo raggiungimento di specifici indicatori di performance che evidenzino un rilevante beneficio netto per il sistema elettrico. Gli indicatori sottostanti a tali meccanismi devono essere misurabili, controllabili e direttamente correlati all'impegno del soggetto regolato, ed essere sterilizzati dall'influenza di fattori esogeni non controllabili.

Terna è pienamente favorevole all'adozione di meccanismi che garantiscano l'allineamento delle proprie azioni con gli interessi del Sistema elettrico, come dimostra, fra l'altro, la pronta adozione già nel Piano di Sviluppo 2017, pochissimi mesi dopo la sua

pubblicazione, della metodologia di analisi costi benefici approvata dall’Autorità con la delibera 627/2016 del novembre 2016, la c.d. ACB 2.0. Tale metodologia rappresenta peraltro un elemento di snodo fondamentale per una valorizzazione degli investimenti che tenga conto anche degli impatti ambientali degli stessi. La ACB 2.0 – evolutiva sia rispetto a quella già applicata da Terna in passato, sia rispetto alla *best practice* europea – è basata sul confronto tra benefici e costi previsti delle infrastrutture e fornisce un indice sintetico che mostra l’utilità attesa per il sistema elettrico di ciascun intervento inserito nel Piano di Sviluppo, a garanzia che Terna proponga e realizzi esclusivamente investimenti nel migliore interesse del Sistema elettrico. Riteniamo che gli indicatori che vengono utilizzati in tale metodologia di analisi – già ampiamente validati nel processo di sviluppo della stessa – costituiscano un’ottima base per sviluppare i meccanismi incentivanti *output-based* che attendiamo che l’Autorità definisca.

La tempestiva definizione di opportuni meccanismi incentivanti si rivela quindi cruciale per la realizzazione dei significativi interventi necessari al Sistema per il raggiungimento degli obiettivi prefissati e precedentemente descritti. In termini più espliciti, con l’ultima revisione tariffaria sono stati tolti, per i nuovi interventi di sviluppo, gli incentivi *input-based*, e si è divaricata la differenza di remunerazione fra investimenti di trasmissione e distribuzione a oltre 50 punti base (tenendo conto della mancata remunerazione dei lavori in corso). Solo con la tempestiva definizione di una regolazione *output-based* che consenta di compensare tali effetti sarà possibile attuare quanto previsto dal Piano di Sviluppo.

Analoghi meccanismi incentivanti rappresenteranno un elemento fondamentale anche per affrontare un’altra esigenza emersa con forza negli ultimi anni a fronte dei rilevanti cambiamenti meteo-climatici in corso. Ci riferiamo alla necessità di incrementare la resilienza della rete di trasmissione nazionale a fronte di eventi meteorologici estremi, la cui intensità e frequenza va crescendo e che in alcune aree del Paese – che storicamente non erano state interessate da fenomeni meteo rilevanti – creano condizioni critiche per l’esercizio della rete.

L'evidenza empirica di tali mutamenti, che in alcuni casi non riescono ad essere intercettati in modo sufficientemente tempestivo dalla normativa tecnica di settore, rende necessario intervenire in modo proattivo per incrementare la resilienza della rete con soluzioni che richiedono piani di investimento specifici ed una revisione delle prassi di valutazione e progettazione delle infrastrutture elettriche, con:

- interventi strutturali profondi sugli asset (ricostruzione, modifica al tracciato, realizzazione di nuove linee);
- soluzioni di mitigazione puntuale che, per mezzo dell'installazione di elementi innovativi, contribuiscono a minimizzare gli effetti di eventi estremi sul normale esercizio (ad esempio dispositivi anti-rotazionali, isolatori stabilizzatori,...);
- revisione delle normative tecniche e delle mappe meteorologiche alla base delle stesse.

L'Autorità si è già attivata in tema di resilienza delle reti con la Deliberazione 653/2015 e con il coordinamento del Tavolo di lavoro ivi definito, richiedendo fra l'altro ai gestori di rete di predisporre piani di lavoro finalizzati all'incremento della resilienza del sistema elettrico (**Piani per la Resilienza**).

Terna, consapevole della rilevanza del tema, sta esprimendo uno sforzo importante, e conferma il proprio impegno nel merito; in questa sede riteniamo opportuno porre all'attenzione dell'Autorità alcuni temi rilevanti.

In primo luogo è opportuno vi sia consapevolezza che gli attuali criteri di valutazione costi-benefici penalizzano gli interventi che servono pochi utenti; ciò rischia di esporre parte dell'utenza a livelli di servizio molto inferiori a quelli medi. A titolo di esempio, la magliatura di una cabina primaria collegata in antenna strutturale – ove la cabina serve un'area con un carico contenuto – in molti casi non supera la soglia dell'analisi costi-benefici, e ciò impedisce l'inserimento di tale intervento nel Piano di Sviluppo. Riteniamo sia opportuno valutare l'opportunità di considerare benefici di tipo sociale che consentano di offrire un livello di servizio minimo universale per favorire la realizzazione di interventi quali la

risoluzione di antenne strutturali e l'interramento dei cavi, ove necessario, superando una mera logica di costo.

In secondo luogo, benché sia corretto responsabilizzare i gestori delle reti rispetto alla qualità del servizio e dare risposte tempestive a tutti gli stakeholder, clienti finali *in primis*, riteniamo corretto sottolineare come sia sempre opportuno salvaguardare un adeguato processo di consultazione. Ci riferiamo in particolare alla delibera 127/2017 – da Terna comunque accettata senza ricorsi in via amministrativa – che poteva forse essere adottata a valle di un maggior confronto e tenendo maggiormente conto di tutti i vincoli esterni che caratterizzano una materia così complessa.

Tornando al tema dell'output regulation – crediamo che la definizione del piano di resilienza debba essere completata con la definizione di una regolazione sull'incentivazione di predetti interventi al fine di allineare pienamente gli interventi dei gestori alle priorità del sistema elettrico; lo sforzo incrementale che sarà richiesto per adeguare le reti deve essere accompagnato da incentivi adeguati.

Piano di investimenti e di sviluppo 2018 sono fondamentali per affrontare le esigenze emerse dalle evidenze più recenti del mercato (adeguatezza, integrazione RES, risoluzione vincoli di rete, potenziamento dorsale adriatica per potenziamento interconnessione Cnord-CSud) e per porre rimedio a quelli che si sono rilevate negli ultimi anni come elementi di debolezza del sistema elettrico (miglioramento della resilienza).

In ultimo, riteniamo che la possibilità di ricorrere ai finanziamenti europei rappresenti uno strumento complementare essenziale per la realizzazione degli investimenti necessari al Sistema elettrico nonché un'opzione con evidenti ricadute positive in termini di benefici per il sistema Paese. Riteniamo pertanto auspicabile un approccio proattivo e coordinato tra Terna e Codesta Autorità per favorire la richiesta e l'ottenimento dei suddetti finanziamenti, utili a ridurre l'impatto in tariffa per l'utente elettrico italiano.