

Audizioni periodiche dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Terna S.p.A

Signor Presidente, gentili commissari,

desidero in primo luogo ringraziare l'Autorità per questa Audizione e sottolineare ancora una volta l'importanza di questo momento pubblico di confronto che l'Autorità offre alle imprese e alle associazioni di categoria.

Tale audizione si colloca in una fase particolarmente delicata per le sfide che abbiamo di fronte, sia per le grandi discontinuità che dovremo affrontare per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, sia con riferimento alle tensioni tariffarie che il settore ha registrato negli ultimi trimestri.

La COP 26 svolta le scorse settimane a Glasgow, pur nei limiti delle posizioni assunte da alcuni Paesi, ha indicato ancora una volta l'esigenza di una decisa accelerazione del percorso di decarbonizzazione. L'Europa è determinata nel perseguimento di questi obiettivi, nel convincimento che ciò possa avere ricadute positive non solo sul clima ma anche sull'economia, e con la legge Clima di luglio 2021 ed il pacchetto Fit for 55 ha indicato ai Paesi membri come occorra pianificare e realizzare con urgenza gli investimenti funzionali alla decarbonizzazione.

Al tempo stesso, la ripresa dei consumi nel primo semestre del 2021, unitamente alle note tensioni di natura geopolitica, ha alimentato negli ultimi mesi un aumento dei prezzi del gas che – insieme all'aumento registrato sui prezzi della CO₂ - ha comportato gli aumenti straordinari nella bolletta elettrica registrati nel III e IV trimestre 2021.

Senza entrare nel merito puntuale di simulazioni/stime che tutti noi abbiamo fatto sull'impatto sui prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso di una maggiore quota di fonti rinnovabili nella produzione elettrica, è innegabile che una maggior quota di Fonti di

Energia Rinnovabile (FER) ridurrebbe il numero di ore in cui il gas è la tecnologia marginale, con effetti positivi sul livello dei prezzi all'ingrosso.

La transizione verso un esercizio del sistema elettrico con una penetrazione di FER al 65% secondo i target 2030 o al 90% al 2050 è senz'altro un obiettivo ambizioso, ma a nostro giudizio raggiungibile e necessario, che se opportunamente supportato da tutti gli attori istituzionali creerà valore, fungendo da stimolo all'innovazione e allo sviluppo tecnologico, supportando una crescita economica pienamente sostenibile, aumentando la nostra sicurezza e indipendenza energetica, riducendo le importazioni di combustibili fossili.

Negli ultimi anni lo sviluppo di nuove rinnovabili ha subito un forte rallentamento, per motivi di diversa natura (in particolare autorizzativa), che speriamo si possano superare coi provvedimenti legislativi adottati da poco o ancora *in itinere*.

I target ambientali ci richiedono *effort* aggiuntivi, anche in termini di pianificazione integrata, ed il raggiungimento di questi target, al minor costo per il sistema, è al primo punto della nostra agenda di TSO.

Abbiamo abilitato la chiusura delle prime centrali e carbone – Bastardo, Genova, due gruppi a Fusina, il primo gruppo di Brindisi - ed individuato le condizioni che ci permetteranno di chiudere tutti gli altri impianti a carbone, in un orizzonte temporale relativamente breve. La realizzazione completa delle due tratte del Tyrrhenian Link - unitamente all'approvvigionamento di circa 500 MW di Capacità Disponibile in Probabilità in Sardegna attraverso il Capacity Market - permetterà la chiusura delle centrali a olio e a carbone delle isole, con un risparmio che solo in termini di costi dell'essenzialità stimiamo in oltre 500 milioni di euro/anno.

Il Piano di sicurezza 2021 ha identificato il set di investimenti necessari per una gestione in sicurezza del sistema in una prospettiva di crescente penetrazione delle FER, e permettere la risoluzione delle problematiche di regolazione di tensione e di potenza di corto circuito che potranno conseguentemente maturare ed emergere.

Il Piano di sviluppo 2021 ha identificato le opere di rete necessarie ad una maggiore integrazione FER, in aderenza agli scenari definiti nel 2020. D'altronde la legge clima approvata a luglio 2021 determinerà anche per l'Italia target più ambiziosi che

richiederanno verosimilmente una revisione al rialzo degli obiettivi di penetrazione FER nel sistema elettrico così come della elettrificazione dei consumi.

La sfida principale credo sia ora quella di individuare il mix di investimenti tra reti, rinnovabili e accumuli, che permettano di raggiungere gli obiettivi della transizione ecologica al minor costo e mantenendo gli standard di qualità nell'erogazione del servizio elettrico e di continuità nelle forniture.

Tutto ciò premesso, con questa relazione ci proponiamo di fornire i nostri commenti al Quadro strategico dell'Autorità, in particolare con riferimento agli elementi funzionali al processo di transizione ecologica. Volendo raggruppare e schematizzare i nostri commenti, procederò secondo due macroaree tematiche, **REGOLAZIONE DEI MERCATI** e **REGOLAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE**.

Regolazione Mercati

Con riferimento alle tematiche di **regolazione dei mercati**, innanzi tutto vale la pena sottolineare ancora una volta come il raggiungimento dei target ambientali comporti anche un **cambiamento radicale nelle modalità di gestione del sistema elettrico**. L'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e la riduzione della presenza in servizio di capacità di generazione regolante, comporta una maggiore aleatorietà dei margini di riserva, un aumento delle congestioni di rete (a causa della distribuzione disomogenea delle fonti rinnovabili sul territorio), un aumento della ripidità delle rampe di carico residuo (fabbisogno non coperto da FER), la riduzione dell'inerzia del sistema e della potenza di corto circuito. In tale contesto, le dinamiche dei mercati determineranno prezzi del mercato dell'energia progressivamente più contenuti, minori selezioni di risorse regolanti in esito al Mercato del Giorno Prima ed al Mercato Infragiornaliero, e maggiori esigenze di movimentazione nel mercato dei servizi, come sperimentato nel corso del 2020. Proiettando le criticità sperimentate nel 2020 da qui ai prossimi 10 anni, quando la produzione da fonti rinnovabili non programmabili coprirà la totalità del fabbisogno nelle ore centrali della giornata, è evidente come siamo di fronte ad una sfida epocale.

E come detto, quello che a nostro avviso occorre fare adesso è accelerare lo sviluppo coordinato di Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), sistemi di accumulo e infrastrutture elettriche, i tre fattori chiave per la transizione ecologica e la riduzione della dipendenza energetica del Paese, così da limitare anche le tensioni sui prezzi dell'energia.

A tal fine:

1) occorre promuovere la **realizzazione di sistemi di accumulo**, il cui sviluppo finora è stato limitato a quello elettrochimico (circa 200 MW in esito alle aste capacity 2023, e 250 MW in esito all'asta fast reserve). In tal senso occorre completare il quadro regolatorio indicato nel Decreto legislativo di recepimento della Direttiva sul mercato interno, appena approvato dal Consiglio dei ministri. I sistemi di accumulo costituiranno sempre più una risorsa fondamentale per il sistema elettrico, stante la capacità di fornire regolazione di frequenza e tensione, compensare la riduzione di inerzia al sistema, di immagazzinare l'energia nelle ore in cui il fabbisogno sarà coperto da soli fonti rinnovabili non programmabili e di poter quindi contribuire alla gestione del sistema elettrico in termini di adeguatezza e sicurezza.

2) è necessario **coordinare i diversi meccanismi a termine** necessari per accompagnare la trasformazione del parco di generazione affinché tale trasformazione sia efficiente. Con la crescita della quota di produzione FER nel mix produttivo i mercati spot sono infatti sempre meno in grado di fornire adeguati segnali per guidare gli investimenti, sia in termini di nuova capacità che di mantenimento in servizio della capacità esistente. I meccanismi a termine dovranno integrare i mercati spot affinché vi sia la disponibilità di una quantità minima di risorse in grado di garantire adeguatezza e sicurezza del sistema (**mercato della capacità** o altri strumenti a termine con finalità equivalente e **aste accumuli**) e in modo che le FER possano sviluppare il loro pieno potenziale (**aste FER**). Tali meccanismi dovranno essere tra loro coordinati per evitare uno sviluppo inefficiente delle risorse, tenendo conto del contributo anche prospettico della rete di trasmissione in termini di capacità di trasporto tra le zone (il decreto legislativo di recepimento della RED 2, prefigura, anche grazie alle segnalazioni di ARERA e le osservazioni di Terna, aste FER su base zonale). Nella definizione dei quantitativi da approvvigionare con il mercato delle capacità - ovvero con altri strumenti

a termine che potranno essere valutati - si dovrà scontare il contributo all'adeguatezza fornito sia dagli accumuli sviluppati in esito alle aste ad essi dedicate, sia quello fornito dalle FER sviluppate attraverso le aste FER o su base merchant e/o attraverso il ricorso ai Power Purchase Agreement (PPA) , e di quello garantito dalla trasmissione.

3) Riguardo i mercati spot, è necessario **completare il percorso di integrazione** con i mercati europei. Come noto, la piena integrazione dei mercati dell'energia è stata raggiunta lo scorso 21 settembre con l'avvio della partecipazione operativa di Terna al progetto europeo Single Intraday Coupling (SIDC); riguardo al processo di integrazione del mercato di dispacciamento, sono già operative la piattaforma IGCC per la compensazione degli sbilanciamenti dei sistemi gestiti dai diversi TSO partecipanti (da gennaio 2020) e la piattaforma TERRE per l'approvvigionamento di energia di bilanciamento da terziaria di sostituzione (da gennaio 2021). I progetti PICASSO (scambi di secondaria) e MARI (scambio di terziaria rotante) si completeranno rispettivamente nel 2023 ed entro il primo semestre 2024.

4) Con riferimento al **mercato dei servizi di dispacciamento** nello specifico, è fondamentale proseguire nel percorso di revisione delle sue regole, prevenendo anche in tale mercato l'introduzione di segnali a termine. I **progetti pilota** già avviati rispondono all'esigenza di sperimentare nuovi servizi di dispacciamento e di ampliare il novero di risorse in grado di fornirli. Gli esiti di tali sperimentazioni hanno dato finora risultati non univocamente confortanti in termini di prestazioni ed affidabilità, ma ciò ci ha permesso di acquisire in ogni caso elementi utili a pianificare l'evoluzione delle modalità di approvvigionamento delle risorse di dispacciamento.

Sicuramente nel prossimo futuro Terna non potrà far a meno di risorse di *Demand-side Response* (DSR) pregiate come le risorse interrompibili istantaneamente.

5) Sempre in tema di **mercato dei servizi di dispacciamento**, abbiamo condiviso con ARERA l'adozione di strumenti regolatori tesi a promuoverne l'efficienza, prefigurati nel DCO 325/2021; il **passaggio ad una regolazione** concretamente **output based** sul MSD, tesa a responsabilizzare il TSO sui costi del MSD e dell'essenzialità, permetterà di allineare completamente l'azione e le iniziative del TSO al contenimento dei costi del sistema (come in parte già sperimentato in passato, con risparmi fino ad un miliardo di

euro su base annua). Ciò ci espone evidentemente a dei rischi, ma abbiamo ritenuto corretto assumerci il rischio di essere misurati rispetto ad obiettivi concreti da raggiungere, che dipendono anche da comportamenti di terzi ed in un contesto potenzialmente sfavorevole, come quello degli ultimi anni in cui tali costi sono aumentati per effetto della minore disponibilità di risorse regolanti in esito ai mercati dell'energia. Questo passaggio crediamo sia il vero game changer, dell'azione regolatoria che potrà portare i maggiori risultati e benefici per il sistema.

Regolazione delle infrastrutture

Anche sulla regolazione delle infrastrutture desidero iniziare dall'output based. ARERA nel 2018 ha definito i primi meccanismi concreti, per interventi tesi ad aumentare la capacità di trasporto tra le zone e a risolvere congestioni all'interno delle zone di mercato e vincoli per esigenze di regolazione di tensione. Riteniamo che l'adozione di strumenti regolatori di questo tipo sia ancora più importante oggi in considerazione degli importanti investimenti che sarà necessario realizzare per far fronte alle criticità di gestione del sistema elettrico e per garantire la piena integrazione della produzione FER.

L'incentivo per l'incremento della capacità di transito tra le zone di mercato ha funzionato bene e si è rivelato efficace, incentivandoci a estrarre il maggior valore possibile dagli asset esistenti. Da gennaio 2021 abbiamo incrementato la capacità di trasporto tra le zone per un valore complessivo di 1600 MW, consentendo maggiore efficienza nel mercato dell'energia e aumentando la produzione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili concentrate nel Sud e nelle Isole. Un simile risultato è stato possibile attraverso una iniziativa senza precedenti, ottenuta con interventi a bassa intensità di capitale e ingegnerizzando nuove soluzioni tecnologicamente innovative.

Estrarre il massimo valore possibile dagli asset disponibili, attraverso l'impiego di intelligenza e innovazione, riteniamo sia l'approccio da adottare anche per i prossimi anni; a riguardo, i meccanismi output based sono stati lo strumento (regolatorio) che ha innescato questo percorso virtuoso. Crediamo che occorra continuare a percorrere questa strada senza paura sia da parte del regolatore che da parte del TSO, rinnovandolo

o estendendolo anche ad altri ambiti di applicazione, tenuto conto delle sfide che abbiamo di fronte a noi.

Nel corso del 2021 le **richieste di connessione** alla RTN di impianti di produzione rinnovabili (eolico e fotovoltaico) hanno raggiunto (8 novembre 2021) 152,7 GW, concentrate per oltre il 90% al Sud e nelle Isole, di cui 22,7 GW sono relative a impianti eolici offshore.

È evidente come per garantire la piena integrazione nel sistema elettrico di queste rinnovabili, che non sono alla base degli scenari su cui è stato costruito il Piano di Sviluppo 2021, le opere di sviluppo già pianificate potranno rivelarsi non sufficienti e sarà necessario pianificare nuove opere di rete, tese a rinforzare in particolare le dorsali di collegamento con il Sud e le Isole. Ma al tempo stesso sarà necessario ricorrere a strumenti innovativi e di intelligenza estraendo il massimo valore possibile dagli asset. D'altronde il decreto legislativo di recepimento della RED II prevede al tempo stesso un'indicazione a Terna ad un rilascio celere alle soluzioni di connessione e all'individuazione di un set di opere urgenti finalizzate al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

In questo contesto, oltre ai meccanismi output già citati (l'incentivo per la riduzione dei costi MSD e quello per l'incremento della capacità di trasporto tra le zone), sarà importante completare il disegno degli strumenti di regolazione output-based, integrandoli ed aggiornandoli alle nuove esigenze del sistema, per incentivare il TSO a prioritizzare gli investimenti più importanti e di maggiore utilità e garantire un pieno allineamento tra gli interessi del TSO a quelli del sistema.

Diversi sono ancora gli ambiti rispetto ai quali i meccanismi output-based possono contribuire a stimolare iniziative importanti generando benefici per il sistema e su cui potremo confrontarci nei prossimi mesi. Ad esempio, riteniamo necessario approvare la metodologia per l'individuazione degli interventi finalizzati all'incremento della **resilienza** della rete di trasmissione.

La crescente intensità e severità degli eventi meteorologici estremi (neve-ghiaccio, vento, alluvioni etc.), strettamente connessa al cambiamento climatico, sottopone l'infrastruttura

elettrica a stress sempre maggiori, aumentando la probabilità di fuori servizio accidentali degli elementi di rete e, conseguentemente, di disalimentazione degli impianti connessi RTN. La nuova metodologia, innovativa sotto molti aspetti, consentirà di identificare le future aree del territorio a maggior rischio climatico permettendo allo stesso tempo di valutare gli interventi per incrementare la resilienza della RTN in una logica di selettività, utilità ed economicità e può quindi essere presa a riferimento per la costruzione di meccanismi incentivanti output based.

In questo contesto confermiamo il nostro orientamento favorevole ad una evoluzione verso logiche di **regolazione per obiettivi di spesa e servizio “ROSS”** che necessita in ogni caso di gradualità e semplicità di applicazione. Condividiamo che la regolazione debba continuare a spingere gli operatori verso comportamenti virtuosi, seppur proteggendoli al tempo stesso da eventi straordinari e condizioni di esercizio imprevedibili derogando, se necessario, a principi definiti per condizioni normali.

Al tempo stesso (fermo restando il nostro costante impegno nella ricerca di soluzioni tecnologiche e di processo innovative volte a ottimizzare il più possibile l'esercizio della rete attuale) è fondamentale che la regolazione continui ad offrire elementi di stabilità per rendere possibile l'accelerazione nella realizzazione delle opere di rete necessaria al raggiungimento dei target climatici. Nell'ambito della revisione dei criteri di determinazione del tasso riconosciuto per i prossimi anni crediamo indispensabile continuare a garantire una remunerazione tale permettere la realizzazione degli investimenti nelle reti necessari alla transizione ecologica e alla ristrutturazione del sistema elettrico, piuttosto che perseguire l'obiettivo di limitarne i livelli oggi già riconosciuti per paventati rischi di sovrainvestimento che, nel caso specifico della trasmissione elettrica, sono peraltro scongiurati dal processo di approvazione dei piani di sviluppo da parte dell'Autorità.

Conclusioni

In conclusione, un quadro regolatorio stabile nel medio-lungo periodo che garantisca una adeguata remunerazione e che sia di supporto alle iniziative più utili al sistema e al Paese assume un ruolo sempre più cruciale per abilitare gli investimenti funzionali al processo

di decarbonizzazione e di efficientamento del mercato e del sistema elettrico: in tal senso, il ruolo della regolazione è fondamentale per supportare questi processi e azioni. Ricorrere a strumenti regolatori di tipo output-based rappresenta un modo efficace per allineare gli interessi del TSO a quelli del sistema, consentendo di generare benefici per la collettività, creare valore, fungere da stimolo all'economia e all'innovazione.