



**Audizioni periodiche dell’Autorità per l’energia elettrica,  
il gas e il sistema idrico**

**Osservazioni sulla rendicontazione dell'attività svolta del Quadro strategico  
per il quadriennio 2015-2018 - periodo aprile 2016-aprile 2017.**

Signor Presidente, Signori del Collegio e Direttori,

ringraziamo questa spettabile Autorità per l’opportunità di contribuire all’aggiornamento del Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018 (delibera 358/2017/A) alla luce delle attività svolte nel periodo aprile 2016 – aprile 2017.

È questo un importante momento di confronto che rende possibile un dialogo continuo e approfondito tra Autorità ed imprese, presupposto indispensabile per la definizione di una regolazione equilibrata, tempestiva ed efficiente.

La transizione energetica verso la decarbonizzazione, dopo l’impulso dell’accordo internazionale della COP21 di Parigi, assume connotati sempre più tangibili in diverse regioni del pianeta, sia in quelle economicamente più mature come l’Europa, che in quelle in fase di maggiore sviluppo come l’Asia.

In questa sfida, nel nostro continente, giocano un ruolo cruciale le iniziative legislative di paesi come la Germania, la Francia e più recentemente la Spagna, ma soprattutto le politiche climatico-energetiche adottate in ambito comunitario, coronate dalla pubblicazione del pacchetto “*Clean Energy for all Europeans*” (*Clean Energy Package*) dello scorso dicembre: un’iniziativa che intende traguardare il



raggiungimento dei target intermedi al 2030, coerenti con l'obiettivo finale di decarbonizzazione al 2050.

L'Italia, dopo il sostanziale immobilismo normativo degli ultimi due anni, ha avviato recentemente il progetto della Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017), prima vera prova di programmazione energetica mirata al percorso di decarbonizzazione tracciato dal *Clean Energy Package* europeo e dall'Accordo di Parigi.

Nel **sistema elettrico** italiano persiste una **fase di evidente transitorietà**, dal momento che il disegno organico di guida della transizione stessa si trova ancora ad uno stadio progettuale.

Nonostante lo sfondo di provvisorietà, appare ormai consolidato il cambiamento strutturale del mercato di riferimento, ove si conferma il *trend* di **disaccoppiamento tra la crescita del Prodotto Interno Lordo e l'andamento della domanda elettrica**.

Lo scenario di mercato, in questa prima parte del 2017, continua a mostrare segnali di debolezza e di scarsa resilienza, come attestato dagli scompensi dei prezzi elettrici dello scorso inverno legati alla minor disponibilità di import di energia elettrica dalla Francia.

Tale situazione è stata fino ad oggi complicata da una mancata razionalizzazione del settore, indispensabile per riportare in equilibrio il mercato.

Si tratta di un processo che, a nostro modo di vedere, dovrebbe essere governato attraverso **un quadro normativo e regolatorio** che contemperi necessità eterogenee e non sempre convergenti. Un esercizio di bilanciamento complesso ma ineluttabile. Infatti la necessità di traguardare gli obiettivi climatici in termini di riduzione delle emissioni climalteranti e di rinnovare il parco di generazione



nazionale, superando la perdurante *overcapacity* del settore elettrico spinge ad operare nella direzione della **progressiva chiusura degli impianti "inefficienti" e ambientalmente incompatibili**. Un percorso che però da una parte deve tenere in considerazione la tutela dei livelli occupazionali e dall'altra deve limitare gli oneri riflessi in bolletta così da non costituire un fardello per la vocazione industriale e produttiva del Paese. Si tratta di un esercizio tutt'altro che semplice, che richiederà di **garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico**, nell'ambito di un *energy mix* prospetticamente sempre più rinnovabile ma di natura intermittente e difficilmente programmabile.

Gli obiettivi di penetrazione delle FER nei consumi elettrici prospettati dalla SEN 2017, che possono raggiungere e **superare il 50%** al 2030, sostengono implicitamente un marcato programma di **elettrificazione** di settori quali il **riscaldamento, i trasporti e l'industria**.

In questa prospettiva, a nostro avviso, la necessità di sviluppare la domanda ed al contempo implementare un nuovo mix produttivo elettrico impongono una sostanziale **revisione del modello di mercato elettrico dell'energia e soprattutto del dispacciamento**, in modo tale da restituire significatività attuale e prospettica al prezzo della *commodity*, presupposto necessario per lo sviluppo di nuovi investimenti in una dimensione di mercato.

L'Autorità, anticipando la SEN e ben comprendendo la portata del cambiamento in atto, ha da tempo intrapreso un percorso di riforma, volto a garantire i presupposti per uno sviluppo equilibrato e sostenibile nel tempo del sistema elettrico. Crediamo che questo sia il modo corretto per favorire il soddisfacimento dei bisogni espressi in termini di economicità e innovazione dei servizi a disposizione dei consumatori.



## **Sulle linee strategiche della regolazione dei settori dell'energia e del gas e relativi obiettivi strategici.**

### ***La riforma del dispacciamento.***

Come già evidenziato in occasione delle Audizioni periodiche del 2016, la riforma della disciplina del dispacciamento necessita della definizione di un chiaro quadro normativo europeo. In questa prospettiva la mancata emanazione del regolamento europeo sul bilanciamento, le cui sole linee guida ad oggi hanno ottenuto il parere favorevole degli Stati membri nell'ambito della procedura di comitologia, rappresenta un elemento che continua inevitabilmente a creare ritardi nel processo.

Alle citate linee guida si ispirano le ultime azioni in materia di riforma del dispacciamento adottate dall'Autorità, in particolare attraverso le delibere 419/2017/R/eel e 300/2017/r/eel.

Con quest'ultimo provvedimento, avviando un'importante fase operativa della riforma, viene affrontato il tema dell'apertura del mercato per il servizio di dispacciamento alla domanda elettrica, alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non programmabili o comunque non già abilitate e ai sistemi di accumulo.

Il percorso dovrebbe portare, secondo i piani dell'Autorità, alla definizione del nuovo **Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE)** che sostituirà l'attuale delibera 111/06 (sempreché il citato regolamento UE sul bilanciamento veda nel frattempo la luce).

A nostro modo di vedere, la riforma del dispacciamento di riferimento, che secondo l'Autorità prevedrebbe una valorizzazione degli sbilanciamenti su base nodale, dovrebbe essere strutturata per sfruttare al massimo le potenzialità del nuovo mix



energetico “a trazione rinnovabile non programmabile” e di conseguenza garantire l’ottimale dispacciamento dell’energia prodotta da tali impianti.

In primo luogo, l’offerta dei servizi di dispacciamento dovrebbe essere **adeguatamente differenziata** per garantire a tutte le Unità Produttive, comprese in particolare le FERNP di taglia rilevante, un adeguato *level playing field* e l’apporto ottimale di ogni tecnologia al dispacciamento, con conseguente adeguata remunerazione per i partecipanti al MSD.

Per le gli impianti FERNP, inoltre, considerata l’intrinseca difficoltà di pianificazione dell’energia prodotta, sarebbe a nostro avviso necessario garantire la **volontarietà di partecipazione** al mercato dei servizi.

Per quanto attiene alla valorizzazione degli sbilanciamenti a regime su **base nodale**, anticipata da una fase transitoria (che allo stato attuale non rispetta i regolamenti europei in merito ai tempi di pubblicazione del segno di sbilanciamento aggregato zonale) riveste fondamentale importanza un attento dimensionamento dei “nodi”. Questi ultimi sono da intendersi a nostro avviso come il più grande *cluster* della rete di trasmissione capace di esprimere un valore dell’energia sbilanciata omogeneo.

Proprio per tale connotazione, l’Autorità dovrebbe dimensionare i nodi senza però penalizzare le UP collocate in zone della rete scarsamente strutturate, che si troverebbero ingiustamente a sopperire da punto di vista economico alle carenze legate all’infrastruttura.

Per il medesimo motivo, si dovrebbero indentificare **limiti massimi del prezzo di sbilanciamento** per evitare situazioni pesantemente sperequative.



Analogamente, dovrebbe essere adeguatamente considerata la **peculiarità delle fonti non programmabili** con la conseguente intrinseca impossibilità, rispetto alle fonti programmabili, di raggiungere la stessa prevedibilità della produzione.

Sarebbe quindi necessario prevedere, a beneficio di **ciascuna tecnologia FERNP**, l'individuazione e l'applicazione di **adeguate franchigie** di sbilanciamento (intese quindi come soglie di esenzione).

Sempre in questo ambito, come già evidenziato in passato, riteniamo che l'azione del regolatore debba anche: (i) spingere verso la **corretta responsabilizzazione FERNP**, evitando di affidare al TSO compiti suppletivi per quanto concerne l'attività previsionale e quella del dispacciamento; (ii) **valorizzare l'impegno dei produttori più efficienti** che in questi anni hanno investito sulle attività di *forecasting* e programmazione; (iii) adottare, come previsto a livello sperimentale dalla delibera 300/2017/R/eel, la possibilità di gestione dello sbilanciamento **a livello di portafoglio** di impianti con aggregazione di UP e termini di **gate closure** dei mercati dell'energia tali da avvicinare la previsione della produzione alla consegna fisica.

La riforma del dispacciamento elettrico, che prevede una revisione della filosofia di bilanciamento con l'introduzione della figura di aggregatore identificata nel **Balance Service Provider**, pone anche il legittimo quesito sul mantenimento del modello di tipo **Central dispatch**, peculiarità italiana rispetto al panorama europeo.



### ***Modello di mercato elettrico: contratti a lungo termine***

Come anche accennato nella SEN 2017, oltre alla riforma del dispacciamento sarebbe necessario allargare la riflessione al più ampio tema del modello di mercato.

Come noto l'attuale struttura del mercato non è più in grado di fornire segnali di prezzo efficaci su differenti orizzonti temporali e sempre meno lo sarà nel futuro, con la crescente presenza di sistemi di produzione dell'energia caratterizzati da una struttura di costi **fortemente sbilanciata sui costi fissi**.

Lo sviluppo della **contrattazione di lungo termine e la creazione di segnali di prezzo di lungo periodo** costituiscono una prospettiva adeguata a rispondere a questa esigenza.

I *long term Power Purchase Agreement* (PPA), in particolare se applicati agli impianti alimentati a fonti rinnovabili a costo variabile pressoché nullo - rappresentano, infatti, uno strumento in grado di assicurare, lato generazione, una remunerazione stabile nel tempo - requisito fondamentale in un settore *capital intensive* come quello elettrico a fonti rinnovabili - e, lato consumo, forniture sicure e non esposte alla volatilità dei prezzi tipica dei mercati di breve termine.

La situazione attuale, sia a livello di regole che di fondamentali di mercato è però ben lungi da permettere l'operatività di una tale soluzione.

In primo luogo, appare difficilmente ipotizzabile una ripresa nel breve termine del valore della *commodity* elettrica, tale da stimolare la sottoscrizione di PPA da parte dei consumatori. In una condizione di limitata crescita della domanda e di limitato incremento del prezzo dell'energia elettrica, i consumatori sono infatti orientati ad approvvigionarsi sul mercato spot piuttosto che vincolarsi per lungo tempo con un fornitore ai prezzi attuali, potenzialmente più alti di quelli dei prossimi mesi.



In secondo luogo, vi è un problema di visibilità a medio lungo termine sul valore dell'energia elettrica. In questa ottica pare interessante e sicuramente da approfondire la praticabilità della proposta, contenuta nella SEN 2017, di strutturare una curva di prezzo a lungo termine su base regolata. Tale strumento – una volta implementato, reso fruibile e considerato affidabile dal mercato – potrebbe effettivamente rappresentare un valido supporto per lo sviluppo di PPA. Ma i tempi per la sua realizzazione non paiono brevi.

Cionondimeno auspichiamo che l'Autorità si faccia promotrice di un percorso, con indicazione della sequenza e della tempistica delle misure da adottare e degli strumenti regolatori abilitanti, che progressivamente porti alla definizione delle basi ed allo sviluppo di un vero mercato dei PPA.

A tale proposito sarebbe bene:

- implementare politiche che favoriscano le condizioni per lo sviluppo del mercato PPA (i.e. elettrificazione della domanda, *phase out* generazione a carbone e valorizzazione delle esternalità ambientali della generazione elettrica da fonti fossili);
- accelerare il percorso per la strutturazione dello scenario prezzi in forma regolata, testandone l'affidabilità e approntando gli strumenti finanziari di supporto;
- revisionare la disciplina antitrust e regolatoria dei contratti di fornitura a lungo termine, eliminando clausole e disposizioni *statutory* di revisione e di recesso anticipato ad appannaggio del compratore (in particolare per i clienti "dimensionati").

In una prima fase di sviluppo del mercato dei PPA, il ruolo di *off-taker* potrebbe essere assegnato ad una **controparte pubblica** per l'acquisto e il ritiro di energia necessariamente *green*.





### ***Modello di mercato elettrico: sistemi di remunerazione della capacità.***

Per quanto riguarda la riforma dei sistemi di remunerazione della capacità, apprezziamo che sia l’Autorità che il Governo (all’interno della SEN 2017) convergano nel ritenere il *capacity market* come una **componente necessaria** di un mercato elettrico moderno, che assegni un adeguato valore alla capacità di generazione oltreché all’energia elettrica prodotta.

Auspichiamo, come più volte riportato dalle istituzioni coinvolte, che il processo di formalizzazione possa essere finalizzato in tempi brevi in modo da poter avviare il meccanismo entro la **prima parte del 2018**, eventualmente con l’istituzione parallela di un sistema di monitoraggio per la correzione e/o l’affinamento di eventuali problematiche che dovessero sorgere in prima applicazione.

A nostro modo di vedere, l’introduzione del *capacity market* dovrebbe permettere di valorizzare il contributo all’adeguatezza del sistema di unità di produzione particolarmente efficienti, come OCGT, CCGT e Idroelettrico, penalizzando invece la generazione ad elevata emissività. Tra gli affinamenti che potrebbero essere introdotti, successivamente all’avvio del *capacity market*, ben potrebbe trovare spazio - come proposto nella SEN 2017 e nel *Winter Package* - un *emission performance standard* in grado di discriminare gli impianti più “inquinanti” dal punto di vista delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

Per quanto attiene l’introduzione di uno **strike price** che determina la massima remunerazione complessiva della capacità resa disponibile al sistema, pur manifestando la nostra contrarietà alla sua adozione, sarebbe più corretto quantificarlo in base alla **tariffa pagata dai consumatori finali per la fornitura di energia elettrica** inclusiva degli oneri di sistema, invece che al costo di un impianto di produzione a gas a ciclo aperto.



Tale proposta è giustificata dal fatto che (i) così come previsto dallo Schema di disciplina posto in consultazione dall’Autorità, la “domanda” è ammessa al mercato della capacità e (ii) il valore dell’energia elettrica in prelievo risulta maggiormente rappresentativo ed applicabile in ogni zona di mercato, anche non priva di fornitura di gas naturale.

Tale revisione dei criteri di calcolo dello *Strike Price* renderebbe la disciplina del *Capacity Market* più idonea a favorire la partecipazione della domanda in quanto maggiormente riflessiva della struttura di costo degli operatori lato prelievo.

È inoltre opportuno valorizzare il contributo all’adeguatezza del sistema degli impianti qualificati come **Cogenerativi ad Alto Rendimento** (CAR) garantendone la possibilità di partecipazione al mercato.

### ***La regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali e i sistemi di accumulo.***

Per garantire il dispacciamento della mole di energia da FERNP prevista nei prossimi anni dalle misure di *policy* definite dalla SEN 2017 e ancor prima dagli obiettivi climatico-energetici comunitari, riteniamo prioritario l’apporto regolatorio dell’Autorità per disciplinare **il potenziamento e l’adeguamento delle infrastrutture di trasmissione e di distribuzione dell’energia elettrica.**

È fondamentale che in tale ambito sia riservato un adeguato spazio per gli investimenti in risorse di flessibilità da parte di **operatori industriali attivi nel settore elettrico**: il mercato deve in principio essere la scelta preferenziale per l’approvvigionamento di servizi di flessibilità da parte del TSO. Parimenti, occorre



definire più puntualmente il ruolo di Terna e il programma degli interventi ipotizzati, alla luce del consistente *commitment* assegnatogli dalla SEN 2017.

La strategicità del ruolo affidato a Terna spinge a riflettere sul rischio che un ritardo ovvero una variazione del programma di intervento assegnato al TSO possa vanificare il dispacciamento della nuova generazione elettrica da FER installata – con importanti investimenti di mercato – dagli operatori industriali, oltreché ritardare il traguardo degli obiettivi FER prefissati.

Per scongiurare tali rischi sarà necessario abilitare un **percorso regolatorio e autorizzativo** snello, accelerato e “preferenziale” per gli interventi in infrastrutture e flessibilità a beneficio di Terna e degli operatori coinvolti.

Il coinvolgimento dell’impresa è particolarmente rilevante anche per la prevedibile necessità di settare **nuovi standard di flessibilità e di back-up** a supporto della generazione intermittente, attraverso l’installazione nel breve termine di impianti flessibili alimentati a gas, opportunamente collocati in zone nevralgiche della rete di trasmissione e nel medio termine di accumuli idroelettrici e/o elettrochimici.

Per abilitare gli investimenti in **impianti OCGT “di bilanciamento”** (cd. *peaking plants*) da parte di operatori industriali, è indispensabile definire più compiutamente gli strumenti di contrattualizzazione pluriennale dei servizi richiesti, sfruttando le misure regolatorie esistenti - quali ad esempio, il **regime di essenzialità pluriennale** - nonché estendere a tali iniziative gli eventuali strumenti di remunerazione concessi agli altri dispositivi di flessibilità (ad esempio gli accumuli elettrochimici).

Allo stesso tempo crediamo sia importante favorire lo sviluppo tecnologico e industriale dello *storage* elettrochimico concentrando solo sui **soggetti non regolati la sperimentazione di sistemi di accumulo nella Rete di trasmissione**



**nazionale.** In particolare, i produttori rinnovabili potrebbero essere stimolati ad esplorare le potenzialità di tali dispositivi per la gestione ottimale degli impianti in termini di maggiore programmabilità e minimizzazione degli sbilanciamenti.

A tale riguardo salutiamo con favore la delibera 300/2017/R/eel che sancisce l'apertura del MSD alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate, oltre che ai sistemi di accumulo, avviando specifici progetti pilota. Auspichiamo che tale provvedimento apra la strada ad una definizione compiuta del **quadro regolatorio** che possa permettere investimenti gestiti dal produttore, chiarendo le modalità di implementazione, accesso e utilizzo dei sistemi di accumulo, ma anche la disciplina per la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete e i servizi di rete eventualmente offerti.

### ***La liberalizzazione del mercato retail.***

Il disegno di legge relativo alla "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" (DDL Concorrenza), nuovamente in discussione al Senato, prevede, a partire dal 2019, la completa rimozione delle cosiddette tutele di prezzo nei mercati *retail* dell'energia elettrica e del gas naturale.

Inoltre anche l'Autorità si è data l'obiettivo generale di sviluppare un mercato efficiente della vendita di energia elettrica al dettaglio, identificando nella fornitura del mercato libero l'unica modalità di "normale approvvigionamento" anche per i clienti di piccola dimensione. Per raggiungere quest'obiettivo, come evidenziato nei DCO 421/2015 e 75/2016 conseguiti poi dall'istituzione - attraverso la delibera 369/2016/R/eel - del regime transitorio di tutela "Simile ad una fornitura di Mercato Italiano Libero dell'Energia elettrica" (Tutela SIMILE), l'Autorità ha delineato una riforma volta sia ad accompagnare il cliente finale verso un'uscita volontaria dalle



tutele di prezzo sia a trasformare l'attuale "Servizio di Maggior tutela" in un vero "servizio di ultima istanza".

Pare quindi giunto il momento di dare un nuovo impulso allo sviluppo dei mercati *retail* per aumentare il livello di concorrenza, supportando i clienti finali nel loro percorso, già da tempo avviato, di consapevolezza e progressiva "capacitazione".

Il **Gruppo ERG** guarda con **attenzione** a **questo processo di ulteriore apertura** di un segmento di mercato di prospettico interesse. A tale riguardo riteniamo che per permettere ai clienti finali di cogliere appieno tutti i vantaggi e le opportunità offerti dal mercato libero sia necessario accompagnare il processo di uscita dalle tutele di prezzo attraverso meccanismi e accorgimenti che garantiscano una effettiva ed equa concorrenza tra i *retailer*.

Al contempo, proprio per limitare le possibili barriere in ingresso lato offerta è importante che siano adottati adeguati strumenti regolatori e normativi per garantire: (i) meccanismi competitivi trasparenti e non discriminatori per l'allocazione dei "nuovi" clienti; (ii) una **tutela del credito affidabile** e non eccessivamente onerosa; (ii) la differenziazione tra distributore e *retailer* e l'effettiva **"terzietà" del DSO**; (iii) la **disponibilità e la fruibilità di informazioni sui clienti** "in uscita" dal mercato tutelato, sia per quanto riguarda il "merito creditizio" che per i profili di consumo.

In coerenza a quanto sopra rappresentato, riteniamo che la proposta di introduzione di un'offerta standard obbligatoria definita dall'Autorità (cd "Offerta PLACET"), non costituisca la giusta risposta per agevolare il passaggio al mercato libero dei clienti finali e nel contempo rendere più facilmente comprensibili e comparabili le offerte stesse.



Riteniamo in particolare che l'aspetto più critico sia costituito dall'impossibilità di integrare simili standard con ulteriori servizi a potenziale valore aggiunto per il cliente, quali ad esempio offerte di energia di origine "verde", ovvero servizi di efficientamento dei consumi.

La "rigidità" delle offerte standard appare peraltro in netta controtendenza rispetto all'evoluzione del settore, chiaramente orientato verso l'articolazione e la diversificazione delle offerte in un'ottica "*multi-service*".

Tali ulteriori elementi consentirebbero di orientare la competizione su aspetti diversi e altrettanto qualificanti rispetto al solo prezzo della *commodity*, ad oggi unico discriminante tra le offerte standard.

\*\*\*

Genova, 12 luglio 2017