

Audizioni periodiche dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas

Anno 2014 - DCO 528/2014/A

Spett.le Autorità per l’energia elettrica e il gas,

con il presente scritto si risponde puntualmente al Documento per la Consultazione sullo schema di linee strategiche per il quadriennio 2015-2018, relativamente ai punti di nostra pertinenza.

Premesse:

In un contesto contraddistinto da una situazione di *overcapacity* e da un deciso calo della domanda la crescita della produzione rinnovabile richiede al sistema la necessità di affrontare la complessità del dispacciamento identificando le soluzioni maggiormente efficienti sia dal punto di vista economico sia da quello tecnologico.

Nello stesso tempo, gli obiettivi fissati dalle politiche comunitarie al 2030 affermano con forza la necessità di nuovi investimenti, sia a livello infrastrutturale nelle reti, che in nuova produzione alimentata da fonti rinnovabili. E su questo punto si sostiene con forza come la tecnologia eolica sia quella con le potenzialità maggiori di poter contribuire al raggiungimento di detti *target*.

Riteniamo che tutti gli operatori sono tenuti a confrontarsi in un’ottica nuova, fatta di efficienza, elevata informatizzazione, mercati integrati con le realtà estere e reti integrate sia a livello locale sia oltre i confini nazionali.

La regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali ed i sistemi di accumulo:

Si apprezza l’intenzione dell’Autorità di valutare la possibilità di affidare la gestione dei **sistemi di accumulo** a soggetti terzi rispetto a Terna (e quindi eventualmente anche a produttori), senza che ciò debba o possa tradursi in una deresponsabilizzazione del TSO rispetto al proprio impegno “istituzionale” a garanzia della sicurezza e nella risoluzione delle criticità della rete di trasporto.

A tale scopo si auspica quindi il completamento del quadro regolatorio con la definizione delle modalità di accesso e di utilizzo della rete pubblica nel caso di sistemi di accumulo gestiti dal produttore, nonché delle modalità di remunerazione dell’energia elettrica immessa in rete..

Come peraltro sostenuto dalla stessa Autorità, si dovrebbe abbattere ogni discriminazione tra potenziali fornitori nel mercato dei servizi di dispacciamento, prevedendo una adeguata valorizzazione

del contributo che l'accumulo offre al sistema elettrico in termini di servizi di rete (regolazione della frequenza, regolazione di tensione / potenza reattiva, ecc..).

La riforma del dispacciamento ed i costi della non programmabilità:

Si condivide il principio che si rende necessaria una riforma organica del dispacciamento avente con obiettivo quello di consentire la partecipazione delle fonti rinnovabili al mercato dei servizi di dispacciamento. In tale ottica è auspicabile un tempestivo intervento dell'Autorità volto alla rimozione delle attuali ingiustificate discriminazioni tra potenziali servizi di dispacciamento, consentendo finalmente di valorizzare anche il contributo degli impianti di generazione alimentati da fonte rinnovabile.

Riguardo poi al tema caldo della disciplina sugli sbilanciamenti, confermando la ribadita opportunità di prevedere dei meccanismi volti a responsabilizzare i produttori di energia da fonti rinnovabili non programmabili, ciò deve avvenire nei limiti di quanto tecnicamente possibile, tramite l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili, oltre che ovviamente di quanto deciso dalla giustizia amministrativa nelle recenti sentenze di annullamento della precedente del. 281/12.

Proprio nell'ottica di armonizzare e sincronizzare la disciplina degli sbilanciamenti a carico delle fonti non programmabili con il processo di revisione del Mercato dei servizi di dispacciamento (attualmente in fase di studio), la Scrivente propone/richiede:

- Regole di mercato volte a consentire l'aggiornamento dei programmi di immissione da parte delle FRNP fino ad un'ora prima della consegna fisica, garantendo quindi una maggiore corrispondenza fra programmato ed immesso (non può essere infatti legittimamente imputato all'operatore il ritardo dovuto al sistema);
- La possibilità di aggregazione dei programmi sul MGP e MI su base zonale e multi-fonte come già avviene in altri Stati Europei;
- La reintroduzione di franchigie graduali e differenziate secondo le caratteristiche di ogni fonte rinnovabile non programmabile, da applicare con gradualità temporale ed eventualmente rimodulare secondo le «best available techniques».

I sistemi di remunerazione della capacità:

Riguardo al mercato della capacità, auspichiamo una graduale apertura del mercato della flessibilità anche alle fonti rinnovabili non programmabili, nella misura in cui in futuro tali impianti saranno in grado di fornire dei servizi di flessibilità.

Quanto al mercato dell'adeguatezza, dal momento che le fonti rinnovabili non programmabili contribuiscono al soddisfacimento del fabbisogno di capacità produttiva, seppur con un grado di affidabilità differente rispetto alle fonti programmabili, oramai non trascurabile (ad oggi il contributo al soddisfacimento della domanda tocca, in alcuni momenti della giornata, il 20%) e che in futuro sarà sempre più rilevante, si propone di non precludere a tali fonti l'opportunità di partecipare a detto mercato.

Verso un nuovo mercato elettrico

Considerata la difficoltà dell'attuale mercato elettrico di gestire una quota molto rilevante e crescente di rinnovabili non programmabili, si propone di sollecitare il Governo ad intervenire adeguatamente per favorire la crescita delle rinnovabili minimizzando i costi per il Paese.

In particolare proponiamo la creazione di un quadro normativo che faciliti la definizione di contratti a lungo termine e l'aggregazione di un pluralità di impianti rinnovabili per evitare che i prezzi vengano a modificarsi in modo non di mercato per la presenza sul MGP di offerte a costo marginale praticamente nullo.

Un contributo notevole alla programmabilità può peraltro venire dall'aggregazione delle produzioni FER in ambiti territoriali omogenei. Non a caso il riferimento è alla loro produzione, in quanto l'aggregazione qui proposta può essere solo virtuale (è l'ipotesi più probabile per gli impianti già in esercizio) e non fisica, in quanto esclusivamente finalizzata a presentare sul mercato un'offerta elettrica con caratteristiche sostanzialmente non dissimili da quelle della produzione tradizionale

La possibile partecipazione all'aggregazione anche delle altre FER potrebbe contribuire a stabilizzare ulteriormente l'offerta di elettricità.

Avrebbe poi senso pensare per i cicli combinati, invece del *capacity payment*, meccanismo che continua a incontrare riserve a livello europeo e oltre tutto è definito per via amministrativa, ad un più accettabile e coerente *flexibility payment*, il cui valore sarebbe determinato dalla convenienza dell'integratore, quindi in ultima istanza dal mercato.

In quest'ottica, l'aggregatore ha il compito di gestire l'insieme degli impianti in un dato ambito territoriale, partecipando al mercato elettrico su mandato e per conto dei singoli operatori e, successivamente, governarne la produzione in modo da soddisfare gli impegni contrattuali, anche tramite la gestione attiva della domanda.

Le FER sono come le altre tecnologie di produzione, purché vengano trattate come tali, condizione oggi resa impossibile dall'attuale codice di rete che impedisce loro di partecipare ai servizi di dispacciamento e ai relativi ritorni economici.

Il problema può quindi trovare soluzione solo con contratti di compravendita a medio e a lungo termine, che obbligano a offerte che, nel prezzo, includano tutte le voci del costo di produzione.

Sulla carta le attuali normative consentono di stipulare contratti bilaterali di qualsiasi durata, ma di fatto questi vengono stipulati con scadenze ravvicinate, in quanto una norma europea autorizza il compratore a disdire senza alcuna penalità questo tipo di contratto quando lo ritiene opportuno.

Occorre pertanto sostituire la norma attuale con una che contempli le consuete garanzie commerciali applicate ai contratti di lunga durata, in modo che i contratti a lungo termine siano in grado di orientare in modo più corretto investimenti per loro natura ad alta intensità di capitale e con ritorni molto differiti nel tempo, di favorirne la bancabilità e infine di difendere produttori e consumatori dalla volatilità dei mercati.

Obiettivi strategici in materia di accountability e trasparenza:

Si apprezza naturalmente la politica dell'Autorità descritta nel documento in materia di audizioni, confermando che il confronto diretto porta sempre dei benefici e a tal riguardo si osserva come anche il confronto tecnico su appositi tavoli (come già fatto in passato) ha sempre condotto a dei risultati positivi.

In tema di trasparenza rinnoviamo all'Autorità la necessità di predisporre dati e informazioni agli utenti dei Documenti di consultazione che a volte ne sono privi mentre gli stessi meriterebbero di analisi costi/benefici oltre alle utili relazioni tecniche che spiegano in dettaglio le fondamenta del DCO in questione. Detta mancanza si è sentita, solo per citare il più recente, nel DCO in materia di sbilanciamenti (DCO 302/2014).

Roma, 11.11.2014

Il Presidente

Simone Togni