

A margine delle delibere AeeG ARG/elt 4/10 e 5/10

Eolico, tempi lunghi per la riforma del dispacciamento

Pubblichiamo un'analisi delle nuove disposizioni AeeG sulla priorità di dispacciamento per le fonti rinnovabili, a cura di **Giuseppe Mastropieri**, coordinatore dell'area Fonti rinnovabili di **Nomisma Energia** e professore di Economia ed organizzazione aziendale presso la facoltà di Ingegneria di Bologna.

La rapida crescita di installazioni eoliche in zone quali l'Italia meridionale e insulare, non accompagnata da un adeguato e contemporaneo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica, ha comportato negli ultimi anni un ricorso sempre maggiore da parte del gestore di rete alle modulazioni della produzione, sia programmate che in tempo reale.

AneV nel corso del 2009 denunciava limitazioni a causa dell'inadeguatezza della rete di trasmissione nei confronti di oltre 1.300 MW di capacità eolica, limitazioni che in alcune aree della dorsale appenninica avrebbero causato una riduzione media dei flussi del 30%, con punte fino al 100%. Il problema delle modulazioni riguarda buona parte degli impianti situati nel Sud Italia (Campania, Puglia, Basilicata e Sardegna in particolare, le Regioni cioè che garantiscono i livelli di producibilità più elevati nella Penisola), dove si verificano sistematiche congestioni dovute alla scarsa capacità delle linee e alla inadeguatezza delle infrastrutture. Secondo AneV gli interventi di modulazione avrebbero interessato una producibilità annua pari a 2,34 TWh e la limitazione media del 30% avrebbe provocato una mancata produzione di circa 700 GWh, con un danno stimato in 57,5 milioni di euro, derivante fondamentalmente dal mancato ottenimento dei certificati verdi corrispondenti.

Si è reso di conseguenza necessario un intervento regolatorio dell'Autorità mirato a costruire strumenti di intervento per garantire quella di dispacciamento di cui la fonte eolica, come tutte le fonti rinnovabili, dovrebbe godere.

Con le nuove deliberazioni ARG/elt 05/10 e 04/10, l'Autorità ridefinisce gli aspetti legati alla gestione di tale priorità in condizioni di criticità del sistema elettrico nazionale, al fine di superare le criticità emerse dall'applicazione del previgente meccanismo di remunerazione del servizio di modulazione di cui alla deliberazione n. 330/07.

La delibera AeeG 330/07, emanata a valle di un processo di consultazione attivato il 5 giugno 2007 con Terna ed i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili, prevedeva che la quantità oraria di energia elettrica non prodotta per effetto di modulazioni in riduzione venisse calcolata a partire dai valori di energia elettrica oraria mediamente immessa calcolati su base storica e che la remunerazione fosse relativa alla sola mancata produzione generata da modulazioni in tempo reale. Inoltre

individuava in Terna il soggetto preposto a definire le procedure necessarie per monitorare la prevedibilità delle immissioni di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

Tale meccanismo era inficiato da un effetto di *loop distortivo* in quanto il susseguirsi dei vincoli di modulazione imposti ha inevitabilmente comportato nel tempo una progressiva riduzione del valore storico della produzione determinando, di conseguenza, una minore e non corretta remunerazione per la mancata produzione imposta.

L'Autorità è quindi intervenuta disponendo che la remunerazione del servizio di modulazione prestato a seguito del rispetto di un ordine di dispacciamento in riduzione operato da Terna - sia in tempo reale che a programma - avvenga sulla base della stima dell'energia elettrica oggetto di modulazione, realizzata a partire dai dati reali di ventosità. Inoltre è stato individuato il GSE quale soggetto terzo indipendente, delegato all'implementazione del sistema (installazione, manutenzione e certificazione dei componenti) e alla definizione del modello previsionale, nonché all'acquisizione ed elaborazione dei dati ai fini del calcolo della mancata produzione eolica.

La mancata produzione dovuta ad ordini di modulazione da parte del gestore di rete viene calcolata mensilmente, in acconto e salvo conguaglio. Per il calcolo occorre definire:

- Un indice di affidabilità (IA), che si configura come un coefficiente di riduzione della mancata produzione, al fine di correlare la quantità di energia remunerata al rispetto degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna;

- L'energia elettrica oraria producibile, calcolata dal Gse in base al sistema di rilevamento dei dati e al modello previsionale, implementati sulla base di unità di produzione di riferimento

- Una franchigia oltre la quale remunerare la mancata produzione

La mancata produzione oraria è calcolata come prodotto fra l'Indice di Affidabilità e lo scostamento fra l'energia producibile calcolata dal GSE ed il valore massimo tra l'energia effettivamente immessa e quella massima che si sarebbe dovuta immettere in rete in base all'ordine di dispacciamento. Quella allora il valore così calcolato risulta minore della franchigia, la mancata produzione è posta convenzionalmente a zero. La mancata produzione eolica è valorizzata al prezzo zonale orario -

come definito all'art. 30.4, lettera b) della del. AeeG 111/06 - e tale valore viene erogato da Terna nell'ambito del contratto di dispacciamento.

Esaminando il criterio di remunerazione adottato, assume rilevanza il valore della franchigia, che rappresenta in pratica la soglia minima di mancata produzione oltre la quale accordare la remunerazione. Tale valore è direttamente correlato al livello di adeguamento delle unità di produzione eolica ai requisiti dei sistemi di protezione, regolazione e controllo imposti da Terna (all. A17 del Codice di Rete) affinché il funzionamento delle centrali eoliche risulti compatibile con le esigenze di sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale.

In base al codice di rete di Terna, infatti, le nuove unità di produzione eolica (entrate in esercizio dopo il 25 luglio 2008 o, per le quali a tale data non era ancora stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio STMD di cui alla deliberazione n. 281/05) sono obbligate a fornire servizi di rete tali da consentire l'adozione di criteri di sicurezza preventiva meno conservativi degli attuali, mediante l'installazione di apparecchiature finalizzate all'attuazione di azioni di regolazione e controllo.

Per quanto riguarda gli impianti esistenti, ad oggi, molte delle macchine eoliche in commercio non sono in grado di rispettare tutti i requisiti richiesti, né si prestano tecnicamente alla possibilità di accogliere tali adeguamenti. Pertanto è ammesso che eventuali adeguamenti impiantistici possano essere adottati su base volontaria. Terna può in ogni caso concedere deroghe nel caso in cui ci sia un'oggettiva impossibilità nel procedere all'adeguamento dell'unità di produzione ad una o più prescrizioni dell'Allegato A17 basata su motivazioni di carattere tecnico ed economico finanziario, ovvero nel caso in cui i costi di adeguamento risultino essere tali da compromettere la stabilità finanziaria dell'investimento.

Il meccanismo di remunerazione premia pertanto gli impianti adeguati volontariamente al Codice di Rete - in tutto o in parte a seguito di deroga - prevedendo la remunerazione della mancata produzione senza fissare alcun valore di soglia minimo (franchigia nulla). Gli impianti non adeguati volontariamente vedranno invece riconosciuta la mancata produzione solo nei casi in cui questa risulti superiore ad una producibilità equivalente a 80 ore.

L'Autorità, stabilisce in ogni caso che gli interventi di adeguamento volonta-

rio siano remunerati, rispondendo positivamente alle aspettative degli operatori del settore, che non sembravano disposti ad accollarsi costi derivanti essenzialmente da carenze infrastrutturali e non imputabili ai produttori stessi¹.

Le conseguenze della mancata produzione eolica dovuti a insufficienze della rete elettrica vanno ad incidere anche sulla bancabilità dei progetti di investimento in tale settore: gli istituti di credito richiedono maggiori garanzie sui cash flow dei progetti di investimento, il che comporta per i produttori eolici fornire maggiori certezze sulla producibilità dei propri impianti e, soprattutto, sull'effettiva possibilità di commercializzare l'energia potenzialmente producibile. L'effetto combinato di un rischio tecnico di lungo periodo in termini di mancato dispacciamento dell'energia elettrica generata associato ad un rischio commerciale legato all'instabilità del meccanismo dei certificati verdi, genera effetti pesanti sull'affidabilità dei business plan di impianti eolici su cui si costruisce un'operazione di project finance.

Le delibere recentemente emesse dall'Autorità (Del. ARG/elt 4/10 e Del. ARG/elt 5/10) hanno il pregio di introdurre un sistema di remunerazione non basato più sui dati storici dell'energia elettrica immessa in rete, influenzati negativamente dagli interventi di mo-

dulazione subiti dalle unità produttive, consentendo ai produttori di conseguire un più equo risarcimento economico del danno subito per la mancata produzione. Ciò non potrà che andare ad influenzare positivamente la valutazione dei business plan dei progetti di investimento da parte dei potenziali finanziatori.

Va in ogni caso sottolineato che il problema della modulazione degli impianti e la conseguente mancata produzione, determina una riduzione dei ricavi attesi non solo per la componente energia ma anche per la componente incentivazione, Cv o componente aggiuntiva nel caso di impianti in convenzione CIP 6/92.

L'attuale normativa (art. 11, comma 8 del DM 18/12/2008)², nel prevedere una estensione del periodo di riconoscimento dei certificati verdi pari al periodo complessivo di fermi dovuti a problematiche connesse alla sicurezza della rete, incrementato del venti per cento, si dimostra poco sensibile al miglioramento dei flussi finanziari, in relazione alla capacità di ripagare il debito³.

In tal senso sono state sicuramente disattese le aspettative degli operatori, che avrebbero auspicato il riconoscimento di una remunerazione dell'intero danno economico subito, completa e contestuale alla modulazione, in modo da ridurre il rischio finanziario che l'attuale

meccanismo comporta, legato all'allungamento dei tempi di ritorno degli investimenti per gli impianti coinvolti.

Resta infine da capire quali saranno le tempistiche di adozione del sistema, che non si profilano brevi. L'implementazione del modello previsionale per l'energia elettrica producibile da parte del Gse, infatti, richiederà presumibilmente tempi piuttosto lunghi: dopo una fase di ricognizione e di individuazione delle unità di produzione eolica di riferimento per la raccolta dei dati, il Gse dovrà installare gli anemometri preposti alla rilevazione dei dati stessi, raccogliere le informazioni ed, infine, elaborare e validare un modello previsionale che permetta di ricostruire l'energia producibile dalle unità di riferimento e dalle unità diverse da quelle di riferimento. Il che non sembra di immediata realizzazione.

Quello che invece non si risolverà sono i problemi legati al raggiungimento degli obiettivi nazionali in sede comunitaria ed internazionale. Solo un profondo adeguamento infrastrutturale, con ingenti investimenti e lunghi tempi di realizzazione, potrebbe risolvere i problemi legati alla mancata produzione da fonti rinnovabili non programmabili e favorire un più adeguato tasso di penetrazione delle fonti rinnovabili eliminando l'attuale consistente freno agli investimenti. ■

Note: 1) Desta tuttavia qualche perplessità l'istituzione di procedure concorsuali mediante meccanismo di asta a ribasso - definite da Terna - attraverso cui si intende provvedere alla remunerazione degli interventi di adeguamento. 2) ART. 11 - DM 18/12/2008 comma 8 - "A garanzia della reale durata dell'incentivazione tramite i certificati verdi, il periodo per il quale viene riconosciuto l'incentivo di cui al presente articolo, è considerato al netto di eventuali fermate disposte dalle competenti autorità in materia secondo la normativa vigente per le problematiche connesse alla sicurezza della rete o per eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti autorità. A tal fine, al produttore è concessa una estensione del periodo nominale di diritto ai certificati verdi pari al periodo complessivo di fermate di cui al presente comma, incrementato del venti per cento". 3) L'estensione del periodo di validità per il riconoscimento dei Certificati Verdi fino ad un massimo del 20%, non considera il principio basilare della finanza per cui "un dollaro oggi vale più di un dollaro domani". Remunerare la perdita di oggi con un incentivo equivalente tra dieci, dodici o quindici anni, significa penalizzare significativamente qualsivoglia progetto di investimento.

