

**DCO 25/09**

**ORIENTAMENTI PER IL DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA  
PRODOTTA DA FONTI RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI**

*Documento per la consultazione  
Mercato di incidenza: energia elettrica*

27 luglio 2009

## **Premessa**

*Dall'approvazione del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, concernente l'attuazione della direttiva 2001/77/CE in materia di promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, in Italia si sta assistendo ad un progressivo aumento delle installazioni di impianti di produzione da fonti rinnovabili. In particolare, negli ultimi anni, il trend di crescita di questo settore ed in particolare della produzione da eolico e fotovoltaico ha conosciuto una notevole accelerazione con un forte incremento della potenza installata. Tale incremento, attribuibile prevalentemente ad impianti che per la natura intermittente della fonte vengono classificati come non programmabili, risulta per lo più concentrato nell'Italia meridionale ed insulare, già caratterizzata da criticità in termini di regolazione e controllo della rete. La non programmabilità di questi impianti, unita allo scarso fabbisogno elettrico che caratterizza le aree in cui sorgono, ad alcune rigidità del parco termoelettrico presente in queste aree e alle difficoltà incontrate da Terna di adeguare e sviluppare la rete di trasmissione coerentemente con l'incremento della potenza elettrica di generazione ad essa connessa, ha reso ancor più critico l'esercizio in condizioni di sicurezza delle suddette reti e ha indotto l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ad effettuare una riflessione sull'attuale disciplina del dispacciamento e sull'attuazione della priorità di dispacciamento, prevista dalla normativa vigente, in situazioni in cui la sicurezza del sistema potrebbe non essere garantita.*

*Tali riflessioni avviate con la deliberazione n. 138/05 in relazione alla gestione del dispacciamento delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili in condizioni di criticità del sistema elettrico, hanno portato all'adozione delle deliberazioni n. 330/07 e ARG/elt 98/08; tuttavia il sempre crescente incremento delle installazioni eoliche unite ad una permanente difficoltà di sviluppo della rete di trasmissione esistente hanno portato nel 2008 e nei primi mesi del 2009 ad un costante ricorso alle modulazioni (in riduzione) programmate ed in tempo reale della produzione da rinnovabili non programmabili ed in particolare degli impianti eolici, rendendo di fatto necessario un intervento regolatorio che miri a disegnare una nuova disciplina del dispacciamento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili favorendone una maggiore integrazione nel mercato.*

*Il presente documento per la consultazione reca gli orientamenti dell'Autorità finalizzati a definire una nuova disciplina del dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili che permetta di superare le criticità manifestate dalla deliberazione n. 330/07.*

*Tutto ciò considerato, i soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il termine del **15 settembre 2009**. I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti ad indicare espressamente quali parti dei documenti trasmessi all'Autorità si intendano riservate alla medesima.*

*E' preferibile che i soggetti interessati inviino osservazioni e commenti attraverso il servizio telematico interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità: <http://www.autorita.energia.it>. In alternativa, i soggetti interessati possono inviare osservazione e commenti al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail con allegato il file contenente le osservazioni (preferibile), fax o posta:*

**Autorità per l'energia elettrica e il gas**  
**Direzione Mercati - Unità Fonti rinnovabili, produzione di energia e impatto ambientale**  
**Piazza Cavour 5 – 20121 Milano**  
tel. **02.655.65.290/284**  
fax **02.655.65.265**  
sito internet: **[www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)**  
e-mail: **[mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it)**

## **1. Introduzione**

Il progressivo incremento delle installazioni di impianti di produzione da fonti rinnovabili, per lo più di carattere non programmabile (eolico, idroelettrico ad acqua fluente, fotovoltaico, ecc.), che si sta verificando in Italia a seguito dell'approvazione del decreto legislativo n. 387/03, sta facendo spostare l'attenzione degli operatori e dei gestori di rete dalle problematiche relative agli aspetti economici e tecnici della connessione alla rete a quelle connesse all'impatto che un elevato quantitativo di energia non programmabile può determinare in termini di regolazione e controllo sull'esercizio in condizioni di sicurezza della rete elettrica. Tali problematiche, già affrontate da altri gestori di rete europei in paesi quali la Spagna, la Germania e la Danimarca nei quali la generazione da fonti rinnovabili non programmabili, per lo più eolico, si è sviluppata in maniera più massiccia, trovano una ulteriore accentuazione nel nostro Paese per effetto dell'estrema concentrazione delle risorse rinnovabili non programmabili in zone quali l'Italia meridionale ed insulare caratterizzate da una scarsa magliatura della rete, dalla presenza di limitazioni sulla potenza trasportabile dalle linee elettriche, nonché dalla presenza di un fabbisogno elettrico locale fortemente sottodimensionato rispetto alla generazione installata e da un parco termoelettrico caratterizzato da scarsa capacità di regolazione.

Tali criticità hanno di fatto reso necessario approfondire le tematiche relative alla priorità di dispacciamento di cui le fonti rinnovabili godono ed in particolare alla gestione di tale priorità in condizioni di criticità del sistema elettrico nazionale.

Tali riflessioni, avviate con la deliberazione n. 138/05 in relazione alla gestione del dispacciamento delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili in condizioni di criticità del sistema elettrico, hanno portato all'emanazione delle deliberazioni n. 330/07 e ARG/elt 98/08, tuttavia il sempre crescente incremento delle installazioni eoliche, unite ad una permanente difficoltà di sviluppo della rete di trasmissione esistente, hanno portato nel 2008 e nei primi mesi del 2009 ad un costante ricorso alle modulazioni (in riduzione) programmate ed in tempo reale della produzione da rinnovabili non programmabili ed in particolare degli impianti eolici, rendendo di fatto necessario un intervento regolatorio che miri a disegnare una nuova disciplina del dispacciamento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, favorendone una maggiore integrazione nel mercato al fine del perseguimento e del raggiungimento di quegli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili al 2020 stabiliti dalla Commissione Europea.

Nel seguito, dopo una rapida digressione sulla regolazione del settore in termini di specificità rispetto all'accesso al mercato della produzione non programmabile e sull'evoluzione che la regolazione in tema di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili ha subito a seguito del manifestarsi delle suddette criticità, saranno esposte le principali considerazioni e proposte avanzate dall'Autorità al fine di avviare una profonda analisi e verifica della disciplina attualmente in vigore nell'ottica di procedere alla definizione di un quadro regolatorio in materia stabile e che permetta tramite interventi di breve, di medio e di lungo periodo di pervenire ad una minimizzazione delle criticità di gestione della rete connesse ad un elevato livello di penetrazione degli impianti rinnovabili non programmabili e ad una definitiva integrazione di queste tipologie di impianti nell'attuale contesto di mercato.

## **2. Il quadro regolatorio vigente**

### **2.1 Le specificità dell'accesso al sistema elettrico per la produzione rinnovabile**

La disciplina relativa all'accesso al sistema elettrico per la produzione da fonte rinnovabile, oltre a delle disposizioni specifiche per la connessione alle reti elettriche recentemente modificate ed aggiornate dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 99/08, già da tempo prevede:

- a) la garanzia della priorità di dispacciamento (a parità di prezzo offerto) nei mercati dell'energia elettrica per le unità di produzione da fonti rinnovabili (in particolare, non programmabili)<sup>1</sup>;
- b) che la priorità di dispacciamento debba essere attuata garantendo, al contempo, la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale e che, in talune circostanze, ad esempio in condizioni di emergenza, a sola salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale o di porzioni del medesimo, si possa limitare transitoriamente la produzione di energia elettrica anche da fonti rinnovabili;
- c) la previsione che gli utenti del dispacciamento delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili definiscano i programmi di immissione utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza (Terna può segnalare all'Autorità significativi e reiterati scostamenti dall'applicazione dei predetti principi, per l'adozione dei relativi provvedimenti di competenza)<sup>2</sup>;
- d) la non abilitazione alla fornitura di risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) per le fonti rinnovabili non programmabili. In particolare le disposizioni del codice di rete escludono le unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili dalla contribuzione alla regolazione primaria della frequenza<sup>3</sup>, dall'abilitazione alla fornitura delle risorse per la risoluzione delle congestioni in sede di programmazione<sup>4</sup>, dall'abilitazione alla fornitura delle risorse ai fini della riserva terziaria di potenza<sup>5</sup>, dall'abilitazione alla fornitura delle risorse per il servizio di bilanciamento<sup>6</sup>;
- e) la valorizzazione degli sbilanciamenti effettuata al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima nel periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento<sup>7</sup>;
- f) che Terna, relativamente all'utilizzazione per il servizio di bilanciamento di risorse approvvigionate al di fuori dei meccanismi di mercato, possa modificare in tempo reale i programmi di immissione anche di unità non abilitate qualora esigenze di sicurezza della rete lo richiedano (ad esempio per la presenza di congestioni di rete locali) e non possano essere utilizzate allo stesso scopo unità abilitate al bilanciamento; e che gli ordini di dispacciamento alle unità di produzione non abilitate siano comunicati telefonicamente e confermati per mezzo di fax o e-mail;
- g) che eventuali variazioni imposte da Terna in tempo reale siano valorizzate al medesimo prezzo indicato alla precedente lettera e), secondo quanto stabilito al punto 7.3.1.4 del Codice di trasmissione e dispacciamento;
- h) la remunerazione da parte di Terna dei vincoli di offerta, secondo quanto stabilito dal capitolo 7, paragrafo 7.3.1.3 del Codice di trasmissione e dispacciamento, nel caso di comunicazioni di limitazioni sulla producibilità massima di una unità di produzione pervenute oltre le tempistiche previste per la definizione dei piani di indisponibilità di elementi di rete.

Da quanto predetto emerge come storicamente il sistema di regolazione italiano sia stato costruito in modo tale da assecondare la necessità di incremento della quota di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile imponendo il maggior sfruttamento possibile di tali risorse. Pertanto anche la disciplina relativa all'accesso ai servizi di rete è stata configurata nell'ottica di consentire il

<sup>1</sup> Cfr. Deliberazione 111/06, art. 30.7

<sup>2</sup> Cfr. Deliberazione 111/06, art. 14.6

<sup>3</sup> Cfr. Capitolo 1, paragrafo 1.B.5.6.1.1 del Codice di rete di Terna

<sup>4</sup> Cfr. Capitolo 4, paragrafo 4.4.1.2 del Codice di rete di Terna

<sup>5</sup> Cfr. Capitolo 4, paragrafo 4.4.4.2 del Codice di rete di Terna

<sup>6</sup> Cfr. Capitolo 4, paragrafo 4.4.5.2 del Codice di rete di Terna

<sup>7</sup> Cfr. Deliberazione 111/06, art. 40.6; Eventuali variazioni imposte da Terna in tempo reale sono valorizzate al medesimo prezzo sopra indicato, secondo quanto stabilito al punto 7.3.1.4 del Codice di trasmissione e dispacciamento

raggiungimento dell'obiettivo di massimo sfruttamento possibile delle risorse rinnovabili presenti sul territorio italiano. In tal senso:

- a) la priorità di dispacciamento nei mercati dell'energia elettrica consente, in pratica, la formulazione di offerte di vendita per cui è prevedibile un'accettazione (praticamente) certa nei mercati dell'energia;
- b) l'accettazione delle offerte di vendita nei mercati dell'energia elettrica, non essendo le medesime unità di produzione abilitate alla fornitura di risorse nel MSD, si traduce nella formulazione di un effettivo programma di immissione (non modificabile attraverso l'approvvigionamento in tempo reale di risorse su MSD);
- c) il regime di valorizzazione degli sbilanciamenti (anche qualora derivanti dalle variazioni imposte da Terna in tempo reale) consente, di fatto, la valorizzazione di tutta l'energia elettrica immessa al prezzo di vendita dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima;
- d) i diversi regimi commerciali sovrimposti alla regolazione del dispacciamento, consentono la valorizzazione della cessione dell'effettiva energia elettrica prodotta secondo il regime scelto dal titolare dell'unità di produzione.

Conseguentemente per questa tipologia di impianti la rete è vitale, non solo al fine di poter ritirare l'energia elettrica da essi prodotta, ma anche per i servizi che essa eroga e di cui i predetti impianti hanno necessità al fine di un corretto funzionamento; per contro, proprio per l'aleatorietà della loro produzione essi non concorrono a garantire la sicurezza e l'affidabilità della rete non contribuendo a fornire risorse ai fini del dispacciamento fatta salva la disponibilità a modificare il livello di produzione in tempo reale unicamente per esigenza di sicurezza che non risultano altrimenti gestibili se non tramite il ricorso esclusivo a dette unità di produzione.

## 2.2 Le criticità connesse al dispacciamento degli impianti da fonti rinnovabili non programmabili

Sul piano tecnico, l'aleatorietà della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, unita alla mancata previsione di fornitura di servizi di rete determina un aumento delle problematiche di cui tener conto ai fini della gestione in sicurezza della rete elettrica.

Innanzitutto, dal punto di vista della gestione in sicurezza del sistema elettrico, la presenza di dette unità di produzione comporta la necessità di predisporre margini di riserva (primaria, secondaria e terziaria) incrementati rispetto alla situazione in cui dette unità di produzione non fossero presenti. Inoltre, al fine del buon funzionamento di tali impianti di produzione, potrebbe essere necessario dover attuare azioni di controllo più stringenti dei parametri di funzionamento del sistema elettrico rispetto a quanto effettuato di norma. A ciò è da aggiungere il fatto che, normalmente, le unità di produzione da fonte rinnovabile non programmabile non forniscono contributi in termini di predisposizione di margini di riserva, né, tantomeno, nella attivazione di potenza di riserva.

In linea più generale, stante le considerazioni effettuate circa la non programmabilità della produzione di energia elettrica e la priorità di dispacciamento attribuita a dette unità, risulta che la necessità di prevedere che dette unità risultino comunque programmate in immissione<sup>8</sup> riduce la porzione di carico che risulta essere soddisfatta da unità di produzione di energia elettrica da fonte convenzionale e ciò potrebbe rappresentare un problema in presenza di parchi di produzione da fonti tradizionali caratterizzati da una certa rigidità in termini di caratteristiche di variazione nel tempo del livello di produzione (modulabilità della produzione), nonché di spegnimento e riavviamento dei gruppi (da effettuarsi, di norma, con cadenza giornaliera). Ciò determina, altresì, una più difficoltosa gestione della riserva dovendo la medesima essere approvvigionata con riferimento ad un parco di produzione dedicato alla copertura unicamente del carico residuale (al netto di quello che si prevede venga coperto dalla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili).

---

<sup>8</sup> Per effetto della priorità di dispacciamento alle medesime assegnata.

Le problematiche esposte acquistano una rilevanza estrema nel caso di sistemi elettrici isolati o debolmente interconnessi con altri sistemi elettrici per i quali la predetta rigidità del dispacciamento risulta particolarmente critica.

Quindi, a fronte di particolari vincoli del sistema elettrico determinati dalla configurazione della rete e del parco di generazione, potrebbe accadere che la garanzia assoluta del diritto ad immettere l'energia elettrica prodotta da unità di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile comporti una riduzione dell'ammontare delle risorse disponibili per il mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. Tale problema è ancora più accentuato nel caso di unità di produzione da fonte rinnovabile non programmabile, in quanto la predetta riduzione di risorse confligge con la necessità di far fronte ad aumentati fenomeni di imprevedibilità nel livello effettivo di produzione. In tali condizioni si presenta, pertanto, la necessità da parte del gestore di rete di intervenire operando delle richieste di modulazione in riduzione sugli impianti da fonti rinnovabili non programmabili in modo tale da ristabilire le condizioni di funzionamento in sicurezza del sistema elettrico.

### **2.3 Le deliberazioni dell'Autorità n. 138/05 e n. 330/07**

Le criticità di cui al paragrafo 2.2 hanno indotto il Gestore di rete italiano a monitorare lo sviluppo della generazione da fonti rinnovabili non programmabili nelle aree affette da rigidità nel dispacciamento e così a seguito dello sviluppo che la generazione eolica ha avuto in Sicilia e in Sardegna ha condotto vari studi segnalando all'Autorità l'esigenza di poter disporre della possibilità di modulazione dell'immissione di energia elettrica per talune unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili (nei casi specifici, riduzione delle immissioni di unità di produzione di tipo eolico) in certe zone (Sicilia e Sardegna) affette da una certa "rigidità del dispacciamento", definita come:

- a) scarsa capacità di scambio di energia elettrica con altre zone a cui le medesime sono interconnesse;
- b) presenza di impianti di produzione alimentati da fonti convenzionali a cui è conferito un certo grado di priorità di dispacciamento (ad es. unità di produzione Cip 6 da fonti non rinnovabili);
- c) scarsa flessibilità del parco termoelettrico con limitate possibilità di spegnimento di tali impianti nelle ore notturne e riaccensione degli stessi in previsione della copertura della rampa di carico del mattino.

Evidenziando, inoltre, che le predette necessità di modulazione si sarebbero potute ridurre o eliminare del tutto a fronte della realizzazione di alcuni sviluppi di rete, quali i collegamenti fra la Sardegna e la Corsica, fra la Sardegna e il Continente, nonché fra la Sicilia e il Continente.

Su tali basi l'Autorità, con la deliberazione n. 138/05, ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento relativa ad impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale e successivamente all'elaborazione da parte del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) dell'Appendice 6 alla norma CEI 11-32<sup>9</sup> ha provveduto a pubblicare un documento di consultazione (Atto 23/07 del 5 giugno 2007 - Orientamenti per la gestione della priorità di dispacciamento relativa ad impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale) finalizzato a definire il quadro degli obblighi per gli utenti del dispacciamento di unità di produzione da fonte non programmabile (in particolare da fonte eolica), sia per quanto riguarda la gestione ordinaria dell'interazione tra impianti di produzione da fonte eolica e rete elettrica, sia per quanto riguarda la gestione straordinaria della predetta interazione.

---

<sup>9</sup> Tale Appendice si configura come una norma tecnica finalizzata alla definizione delle caratteristiche funzionali dei sistemi di protezione, regolazione e controllo degli impianti eolici necessarie affinché il funzionamento delle centrali eoliche risulti compatibile con le esigenze del Sistema Elettrico Nazionale.

La predetta Appendice 6, infatti, non si limita ad analizzare gli aspetti tecnici relativi alle modalità di connessione alla rete degli impianti eolici, alle loro protezioni di interfaccia, ecc, ma contiene una serie di prescrizioni connesse alle modalità tecniche di attuazione delle esigenze straordinarie di modulazione della produzione eolica manifestate da Terna, nonché ulteriori requisiti tecnici riguardanti l'ordinaria capacità di regolazione della potenza attiva e reattiva, l'ordinario livello di resistenza del sistema di regolazione degli impianti a transitori di rete che comportino una riduzione del livello della tensione di rete, il controllo dell'inserimento in rete della produzione nelle fasi di avvio dell'impianto, che attengono non solo all'ordinaria gestione operativa dell'interazione tra centrale di produzione e rete elettrica (azioni di controllo della potenza attiva/reattiva, resistenza agli abbassamenti di tensione, gradualità di avviamento della produzione), ma anche alla gestione straordinaria di tale interazione (modulazione in riduzione della produzione).

Proprio il ricorso alla modulazione in riduzione della produzione apre, di fatto, anche agli impianti eolici la possibilità di fornire un servizio di riserva a scendere, che qualora utilizzato come risorsa corrente per la sicurezza del sistema potrebbe determinare effetti di sensibile riduzione della produzione da fonte rinnovabile e mancati ricavi per i produttori fino, al limite, a compromettere la sostenibilità finanziaria degli impianti di produzione eolica oggetto di tali modulazioni.

Alla luce delle predette considerazioni l'Autorità ha ritenuto necessario, almeno per la fonte eolica, proporre una consultazione al fine di definire un quadro normativo riguardante:

- a) gli obblighi di fornitura delle risorse per la normale gestione operativa dell'interazione centrale-rete (azioni di controllo della potenza attiva/reattiva, resistenza agli abbassamenti di tensione, gradualità di avviamento della produzione) - risorse per la regolazione e il controllo della produzione;
- b) gli obblighi di modulazione (in riduzione) della produzione da fonte eolica sulla base di ordini impartiti da Terna in situazioni di criticità del funzionamento del sistema elettrico - risorse per la modulazione della produzione (in condizioni di criticità dello stato di funzionamento del sistema elettrico);
- c) l'eventuale remunerazione per la fornitura delle risorse di cui alle precedenti lettere a) e b);
- d) la formazione di un adeguato segnale economico affinché Terna attui uno sviluppo del sistema di trasmissione finalizzato allo sfruttamento delle fonti rinnovabili,

valutando, anche attraverso indagini presso i costruttori di aerogeneratori, l'incidenza sul costo complessivo di impianto delle apparecchiature e dei componenti necessari all'attuazione delle azioni di regolazione e controllo, secondo quanto stabilito dall'Appendice 6 alla norma CEI 11-32 (tale costo nel caso di equipaggiamento "all'origine", vale a dire in sede di acquisto degli aerogeneratori e di realizzazione dell'impianto eolico, incide per il 2-4% sul costo totale di investimento).

Sulla base dei risultati della consultazione, dai quali è emerso tra l'altro un ricorso ripetuto, da parte di Terna, ad azioni di modulazione della produzione di energia elettrica da impianti eolici in determinate zone della rete rilevante a testimonianza di un'evidente criticità del sistema elettrico nei confronti della promozione dello sfruttamento delle fonti rinnovabili non programmabili, e delle ulteriori analisi svolte dagli Uffici dell'Autorità, il 18 dicembre 2007 è stata pubblicata la deliberazione n. 330/07 (Condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento relativa ad impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale).

La succitata deliberazione, nel ribadire che il ricorso alle azioni di modulazione della produzione deve essere adottato unicamente per esigenze di mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, nel rispetto della priorità di dispacciamento accordata alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, ha:

- definito un meccanismo di remunerazione della mancata produzione eolica conseguente alle azioni di modulazione imposte da Terna, attribuendo al Gestore di rete anche il compito di

definire le procedure necessarie per monitorare la prevedibilità delle immissioni di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili<sup>10</sup>;

- richiesto a Terna di predisporre degli approfondimenti in merito alle modalità di applicazione dell'Appendice 6 alla CEI 11-32, ai presupposti che ne giustificano l'adozione, alle eventuali contromisure da adottare in alternativa all'adozione dell'Appendice 6 (cfr. paragrafo 2.4), all'adeguatezza dell'attuale sistema elettrico e degli sviluppi di rete programmati in relazione alla crescente penetrazione dell'eolico (cfr. paragrafo 2.6), nonché di stilare ogni anno un rapporto che fornisca elementi per valutare l'evoluzione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alle esigenze di sicurezza del sistema elettrico (cfr. paragrafo 2.7);
- dato mandato al Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità di monitorare l'attuazione del provvedimento e di proporre all'Autorità uno o più provvedimenti per l'aggiornamento del medesimo sulla base degli esiti del predetto monitoraggio.

La deliberazione n. 330/07 si configura, quindi, come un intervento regolatorio che da un lato mira a assicurare gli operatori in riferimento ai potenziali mancati ricavi associati all'esecuzione delle azioni di modulazione richieste da Terna e dall'altro avvia una fase di studio e di monitoraggio dell'evoluzione del funzionamento del sistema elettrico e delle criticità connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili finalizzata alla definizione di una nuova disciplina del dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili atta a favorirne lo sviluppo e la diffusione coerentemente con gli obiettivi nazionali ed europei.

#### **2.4 Il rapporto sulla valutazione tecnica del recepimento dell'Appendice 6 alla CEI 11-32 nel Codice di rete**

Il rapporto sulle valutazioni tecniche in merito all'applicazione dei servizi definiti dall'Allegato 17<sup>11</sup> del Codice di Rete "Sistemi di controllo e protezione delle centrali eoliche - Prescrizioni tecniche per la connessione" è stato elaborato da Terna in ottemperanza all'articolo 1, lettera b), della deliberazione n. 330/07<sup>12</sup>. Esso individua:

- i presupposti su cui si basano le proposte di integrazione del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (nel seguito Codice di Rete), presentate dalla medesima Terna;
- le contromisure alternative all'attivazione delle disposizioni di cui all'Appendice 6 alla norma CEI 11-32, necessarie al fine del mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico con riferimento allo stato attuale e futuro del sistema elettrico;
- eventuali necessità di adeguamento degli impianti eolici esistenti con l'indicazione delle motivazioni per le quali tali adeguamenti si rendono necessari e delle possibili modalità di copertura degli oneri conseguenti.

Fornisce, inoltre, indicazioni inerenti:

- la determinazione delle soglie minime di sopportabilità del sistema elettrico italiano in assenza di adeguamenti delle centrali eoliche alle prescrizioni previste nell'Allegato 17;

---

<sup>10</sup> A tal proposito si evidenzia che l'Autorità, con la deliberazione 6 novembre 2007, n. 280/07 aveva già provveduto, nell'ottica di ridurre i costi di dispacciamento, ad attribuire al GSE il compito di definire le procedure per migliorare la prevedibilità delle immissioni di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili che accedono al regime di ritiro dedicato, mentre con la deliberazione 29 dicembre 2007, n. 351/07 ha definito un meccanismo che incentivi Terna alla corretta previsione dell'immissione degli impianti eolici basato su i medesimi principi su cui poggia il sistema previsto per incentivare Terna alla corretta previsione del carico.

<sup>11</sup> L'Allegato 17 del Codice di Rete è un documento di indirizzo tecnico, che recepisce le indicazioni dell'Allegato 6 della Norma CEI 11-32 che prevede che le centrali eoliche debbano essere dotate di apparati tali da garantire l'esercizio in sicurezza della rete elettrica.

<sup>12</sup> Tale rapporto è stato trasmesso da Terna all'Autorità con lettera del 29 aprile 2008, prot. n. TE/P2008007321 (prot. Autorità n. 012815 del 2 maggio 2008).

- la localizzazione dei servizi richiesti dall'Allegato 17 e le motivazioni tecniche di tali richieste, distinguendo tra impianti esistenti ed impianti futuri, vale a dire gli impianti non ancora in parallelo con la rete alla pubblicazione dell'Allegato 17 del Codice di Rete.

Le analisi riportate sono state condotte analizzando l'impatto dei soli apparati di regolazione e controllo, prevedendo scenari che garantiscano la verifica della sicurezza di rete sia in condizioni di sicurezza N che in situazioni di N-1 e assumendo come significativi, al fine di individuare il livello di penetrazione raggiunto dagli impianti eolici nelle diverse aree in cui si può suddividere il sistema elettrico nazionale e di individuare le condizioni di attivazione totali o parziali delle disposizioni di cui all'Appendice 6 della Norma CEI, i seguenti indicatori:

- rapporto tra la potenza eolica installata e il fabbisogno minimo notturno [K<sub>fabb</sub>]
- rapporto tra la potenza eolica installata e la capacità massima di trasporto tra le aree [K<sub>cap</sub>]

Dall'analisi di questi indicatori (tabelle 1 e 2) si evincerebbe che, nel 2008:

- nella rete elettrica del Centro Sud e delle isole il rapporto [K<sub>fabb</sub>], tra la potenza eolica attualmente installata ed il fabbisogno minimo notturno, ha superato il 20% con un massimo di circa il 50% nella Sicilia;
  - in Sicilia, Sardegna e nella rete del Centro Sud il rapporto [K<sub>cap</sub>], tra la potenza eolica installata e la capacità massima di trasporto tra le aree, ha superato il 100%;
  - considerando scenari a breve termine (anno 2009) il K<sub>fabb</sub> raggiunge valori superiori al 50 % per tutte le reti insulari, con un massimo del 75% in Sicilia, e valori intorno al 40% per le aree continentali;
  - pur considerando per le reti insulari gli interventi di sviluppo della rete previsti nel P.d.S. 2008, i valori di K<sub>cap</sub> si mantengono a valori elevati (Sicilia 180%, Sardegna 80%);
- e che tali livelli di penetrazione giustifichino l'esigenza di prescrivere in queste aree i sistemi richiesti nell'Allegato 17 al Codice di Rete.

Regione	Zona di analisi	In servizio (MW)	Fabbisogno minimo notturno (MW)	Livello di penetrazione [K <sub>fabb</sub> ] (%)	Capacità massima di trasporto tra le aree (MW)	Capacità di trasporto interarea della produzione eolica [K <sub>cap</sub> ] (%)
Abruzzo	Centro Sud	1.598	8.000	20	Min 1.300 Max 2.000	130% 80%
Umbria						
Lazio						
Molise						
Campania						
Basilicata						
Puglia						
Calabria						
Sicilia	Sicilia	667	1.400	48	600 <sup>(1)</sup>	<b>111%</b>
Sardegna	Sardegna	370	1.100	33	300	<b>120 %</b>

<sup>(1)</sup> Con gli apparati di distacco automatico EDA attivi

**Tabella 1:** Livelli di penetrazione nella situazione attuale (2008)

Regione	Zona di analisi	Previsti in servizio (MW)	Fabbisogno minimo notturno <sup>(1)</sup> (MW)	Livello di penetrazione [K <sub>fabb</sub> ] (%)	Capacità massima di trasporto (MW)	Capacità di trasporto inteara della produzione eolica [K <sub>cap</sub> ] (%)
Abruzzo	Centro Sud	3.170	8.200	39		
Umbria						
Lazio						
Molise						
Campania						
Basilicata						
Puglia						
Calabria						
Sicilia	Sicilia	1.100	1.450	75	600 <sup>(2)</sup>	<b>180%</b>
Sardegna	Sardegna	650	1.150	56	800 <sup>(3)</sup>	80%

<sup>(1)</sup> si è considerato un incremento di circa il 2% annuo

<sup>(2)</sup> con gli apparati di distacco automatico EDA attivi.

<sup>(3)</sup> si è considerato in servizio oltre al SACOI il primo polo del SAPEI da 500 MW.

**Tabella 2:** Livello di penetrazione nella situazione a medio termine (entro 2009)

In particolare nella tabella 3 si riporta una sintesi delle richieste di adeguamento delle centrali eoliche formulata da Terna. Rispetto a quanto contenuto nella tabella 3, dalle analisi di dettaglio presentate da Terna all'interno del rapporto emerge che in realtà la potenza minima installata da adeguare in relazione al servizio di regolazione della potenza attiva è pari a 375 MW in Sardegna, tra i 360 MW e gli 850 MW in Sicilia a seconda dei vincoli considerati, mentre non ci sarebbe necessità di adeguare gli impianti presenti nel centro-sud. Tuttavia, in considerazione del fatto che la regolazione della potenza attiva può essere attuata anche attraverso l'installazione di semplici dispositivi di protezione con controllo della frequenza, Terna propone di adeguare tutti gli impianti esistenti così da evitare il distacco delle centrali eoliche non regolanti in presenza di transitori di sovralfrequenza e di mancanza di possibilità di ridurre la produzione delle altre unità di produzione.

In generale, comunque, in assenza di adeguamenti delle centrali eoliche ai requisiti previsti dall'Allegato 17 al Codice di rete Terna ritiene che sia necessario fare un sempre maggior ricorso alla riduzione a preventivo del parco di generazione da fonte eolica. A tal fine Terna evidenzia la difficoltà operativa di attuare riduzioni di produzione, in assenza di adeguate teleinformazioni provenienti dagli impianti dei Titolari relative alla effettiva potenza immessa in rete dagli impianti di generazione in oggetto.

Terna, inoltre, ha evidenziato che in caso di mancato adeguamento delle centrali eoliche si avrebbe un aumento del rischio di disservizi rilevanti con possibilità di estese disalimentazioni per le aree del Sistema elettrico nazionale in cui è maggiore la presenza di centrali eoliche.

**Servizio da adeguare alla norma CEI 11-32 Allegato 6**

Zona	Impianti	Insensibilità agli abbassamenti di tensione	Regolazione della potenza attiva	Inserimento graduale della potenza immessa in rete	Riduzione della potenza immessa in rete o distacco di generazione		Regolazione della potenza reattiva
					Sistema di controllo della produzione	Sistema di distacco automatico a distanza	
Centro Sud	Esistenti	Nessuno	Nessuno	Nessuno	Tutti	Centrali eoliche inserite nelle dorsali Benevento Città – Contursi Campagna e Foggia-Lucera-Melfi Fiat  Centrali eoliche la cui produzione afferisce agli impianti di: - Foiano - Montelcone	Tutti
	Futuri	Tutti	Tutti	Tutti	Tutti	c.s.	Tutti
Sicilia	Esistenti	Adeguamento di circa 90 MW di potenza installata	Tutti	Nessuno	Tutti	Tutti	Tutti
	Futuri	Tutti	Tutti	Tutti	Tutti	Tutti	Tutti
Sardegna	Esistenti	Adeguamento di circa 100 MW di potenza installata	Tutti	Nessuno	Tutti	Tutti	Tutti
	Futuri	Tutti	Tutti	Tutti	Tutti	Tutti	Tutti

**Tabella 3:** Adozione sistemi previsti dall'Allegato 17 CdR. – Richieste TERNA

## 2.5 La deliberazione dell'Autorità ARG/elt 98/08 e l'analisi dei costi di adeguamento degli impianti eolici esistenti

Sulla base degli elementi indicati nel rapporto di cui al paragrafo precedente l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 98/08, ha ritenuto opportuno:

- verificare positivamente la proposta di integrazione al Codice di rete, presentata da Terna con la lettera del 29 aprile 2008, limitando la sua applicabilità agli impianti eolici non ancora entrati in esercizio e, per i quali, non sia ancora stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla deliberazione n. 281/05;
- prevedere che Terna proceda ad una ricognizione tecnica degli impianti eolici attualmente in esercizio o che abbiano già accettato la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla deliberazione n. 281/05 (di seguito: impianti esistenti) e per i quali potrebbe risultare necessario procedere ad adeguamenti impiantistici secondo quanto indicato nella proposta di integrazione al Codice di rete, determinando i costi e i tempi necessari all'adeguamento dei suddetti impianti alla luce di quanto indicato nella proposta di integrazione al Codice di rete.

Il rapporto, recante gli esiti della ricognizione tecnica degli impianti eolici attualmente in esercizio o che, alla data di entrata in vigore della deliberazione ARG/elt 98/08 (25 luglio 2008), abbiano già accettato la soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD) e per i quali risulterebbe necessario procedere ad adeguamenti impiantistici, è stato trasmesso da Terna all'Autorità con lettera del 6 novembre 2008, prot. n. TE/P2008016761 (prot. Autorità n. 0036180 del 21 novembre 2008). Sulla base delle informazioni pervenute a Terna dai soggetti coinvolti in tale processo di ricognizione sono emersi i risultati di seguito esposti in termini di costi e di tempistiche necessarie per l'adeguamento degli impianti esistenti<sup>13</sup>.

Nella tabella seguente sono riportati i costi da sostenere per adeguare gli impianti a ciascuna delle prescrizioni previste dall'Allegato 17 al Codice di rete. Tali costi sono riportati come valori massimi e medi e confrontati con i valori comunicati da Anev a Terna a seguito di analisi effettuate fra i suoi associati.

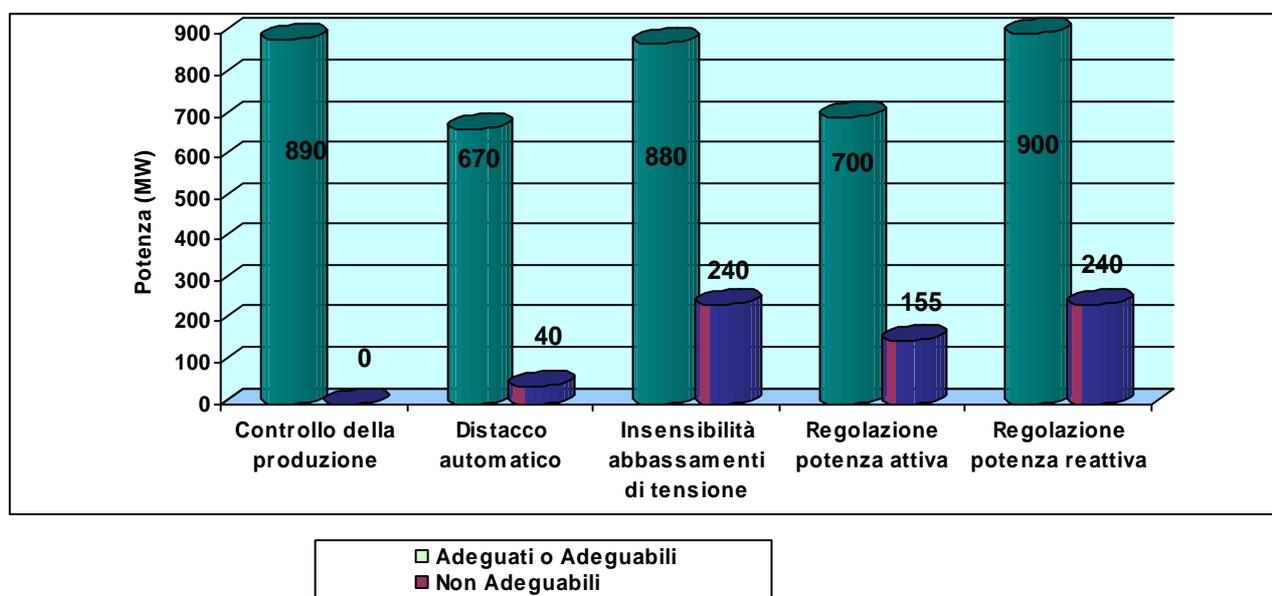
	Valori massimi (euro/MW)	Valori medi (euro/MW)	Quotazione ANEV (euro/MW)
Sistema di controllo della Produzione	7.984	4.318	7.000
Sistema automatico di distacco a distanza	8.133	3.794	5.600
Insensibilità ad abbassamenti di tensione	38.754	25.176	12.450
Regolazione della potenza attiva	1.250	1.000	10.000
Regolazione della potenza reattiva	26.738	5.374	7.000
<b>Totale impianto</b>	<b>82.859</b>	<b>39.662</b>	<b>42.050</b>

<sup>13</sup> La ricognizione ha coinvolto 48 Titolari di impianti per un totale di 116 impianti pari ad una potenza complessivamente installata di 4.490 MW. Di questi, al 27 ottobre 2008, hanno risposto solo 18 Titolari per complessivi 37 impianti (circa il 25% del campione oggetto di analisi). Inoltre, le risposte pervenute forniscono indicazioni per quanto riguarda la fattibilità degli interventi e i costi relativi, ma non sempre indicano i tempi necessari alla realizzazione degli adeguamenti

In relazione alle tempistiche necessarie ad adeguare gli impianti Terna ha comunicato i seguenti valori:

	Valori Massimi (mesi)	Valori Medi (mesi)
Sistema di controllo della Produzione	18	9
Sistema automatico di distacco a distanza	18	7
Insensibilità ad abbassamenti di tensione	12	5
Regolazione della potenza attiva	3	2
Regolazione della potenza reattiva	18	5

Infine, in relazione alla effettiva possibilità di adeguamento degli impianti esistenti ai requisiti richiesti sono stati presentati all'Autorità i seguenti risultati:



In generale la possibilità di adeguamento degli impianti varia da un valore minimo pari all'80% per l'insensibilità agli abbassamenti della tensione e la regolazione della potenza e reattiva, al valore massimo del 100% per il controllo della produzione.

## 2.6 L'analisi delle potenzialità di sviluppo dell'eolico in relazione allo stato attuale della rete di trasmissione nazionale e agli interventi programmati

Il rapporto sull'analisi delle potenzialità di sviluppo dell'eolico in relazione allo stato attuale della rete di trasmissione nazionale e agli interventi programmati è stato elaborato da Terna in ottemperanza all'articolo 1, lettera c), della deliberazione n. 330/07<sup>14</sup>. In particolare questo rapporto individua, al variare della capacità eolica installata nelle diverse zone della rete rilevante, l'energia elettrica non prodotta per effetto delle azioni di modulazione imposte da Terna nei seguenti scenari:

<sup>14</sup> Tale rapporto è stato trasmesso da Terna all'Autorità con lettera del 4 agosto 2008, prot. n. TE/P2008012447 (prot. Autorità n. 0024958 del 18 agosto 2008).

- stato attuale del sistema elettrico nazionale (2008);
- stato del sistema elettrico nazionale derivante dall'attuazione degli interventi di sviluppo previsti nel documento Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale nel breve-medio termine (2012);
- stato del sistema elettrico nazionale derivante, oltre che dalla attuazione degli interventi di cui al precedente punto, anche dall'attuazione degli interventi di sviluppo previsti nel documento Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale nel lungo termine (2017).

Dall'analisi effettuata da Terna si rileva che con l'aumento dell'eolico installato cresce anche la percentuale di produzione che viene limitata e che la quantità di energia eolica non ritirata, a parità di eolico installato, risulta decrescente passando dallo scenario attuale allo scenario di lungo termine. Infatti, lo scenario di lungo termine, caratterizzato da una rete che prevede tutti i rinforzi specificati nel Piano di sviluppo e da un carico superiore rispetto agli scenari 2008 e 2012, mostra dei livelli di energia eolica decurtata inferiori rispetto a quelli degli scenari di breve e medio termine. Tale differenza è ancor più marcata quanto più elevata è la potenza installata da fonte eolica<sup>15</sup>. Per quanto riguarda la Sardegna invece, la crescita della percentuale di energia eolica non prodotta è molto più evidente, e non è soggetta a variazioni significative al variare dei diversi anni orizzonte dato che, al momento, non sono previsti particolari interventi di sviluppo tra il 2012 ed il 2017.

Nelle figure seguenti si riportano i risultati di tale analisi suddivisi per zona di interesse e scenario di riferimento. Le figure riportano, inoltre, in funzione del livello di generazione eolica installata, la quota di produzione eolica attesa nell'Italia continentale e in Sicilia (in giallo) e la curva di rischio che mostra la quantità di eolico disponibile che deve essere decurtata nel continente, in Sicilia e in Sardegna per vincoli di rete e di sicurezza nell'esercizio del sistema elettrico.

In particolare l'area colorata rappresenta la possibile decurtazione dell'energia eolica producibile. La parte inferiore della curva è correlata principalmente alla necessità di ridurre l'eolico per i sovraccarichi degli elementi di rete mentre la fascia di variabilità rappresenta la necessità di mantenere livelli minimi di produzione dispacciabile per garantire la flessibilità necessaria alla copertura del carico (peak-off peak) e i margini di riserva normalmente richiesti per la regolazione a fronte di eventi critici. Si osserva che tale area di "decurtazione" varia per ciascun anno orizzonte considerato e può raggiungere dimensioni significative all'aumentare della percentuale di energia eolica prodotta in una singola area; questo significa che, al di sopra di una certa soglia, tutta o la maggior parte della produzione del nuovo eolico viene tagliata per mantenere la necessaria capacità di regolazione in rete. Tuttavia, in presenza di maggiori garanzie offerte dalla produzione eolica in termini di continuità di esercizio, l'area della curva esaminata potrebbe subire una significativa riduzione legata alla contrazione della riserva garantita da generazione di tipo convenzionale.

In conseguenza di queste considerazioni il limite superiore della curva può essere ridotto a fronte di una maggiore capacità di supporto degli eolici in rete mentre quello inferiore costituisce un obiettivo a cui tendere anche e soprattutto mediante la rimozione dei vincoli di scambio fra le aree della rete, in modo da avere una maggiore quantità di generazione convenzionale a supporto di quella eolica.

Una conferma deriva dai risultati di alcune analisi di sensibilità che sono state effettuate con limiti di scambio infiniti tra le diverse zone di mercato. In tal modo è stato possibile osservare un sensibile decremento dell'energia eolica decurtata, specialmente se accompagnata da riduzioni di energia importata dall'estero. Vale la pena segnalare che all'incremento fittizio dei limiti di scambio si accompagna un peggioramento degli indici di affidabilità della rete legato ad un incremento dell'energia eolica non fornita per sovraccarichi sulle linee. Ne consegue pertanto che al fine di favorire un migliore sfruttamento della risorsa eolica, è necessario non solo sviluppare la rete di

---

<sup>15</sup> I valori riportati nelle figure seguenti sono soggetti ad un'incertezza maggiore, nel caso in cui per garantire la sicurezza di esercizio della rete, si dovrà provvedere ad effettuare un distacco preventivo degli impianti eolici in fase di programmazione. Infatti il programma GRARE non permette di rappresentare tali logiche.

trasmissione del Mezzogiorno, ma anche rimuovere i vincoli di scambio tra le altre zone di mercato. Infatti rilassando i vincoli di scambio fra zone la quota dell'eolico prodotto, che può raggiungere negli scenari di massima fattibilità anche il 50% della generazione del Mezzogiorno, si viene a confrontare con l'intera generazione di tipo convenzionale italiana, allontanando di conseguenza il rischio di riduzione della generazione eolica per i citati problemi legati alla riserva.

Per quanto riguarda la Sardegna si segnala che la crescita dell'energia eolica decurtata è molto più marcata rispetto a quelle di Italia e Sicilia. In particolare per l'anno 2008 tale area risulta maggiore rispetto a quella degli anni successivi in quanto è presente una forte limitazione negli scambi con il continente attualmente garantiti dal solo collegamento SACOI. Tale vincolo viene rimosso negli anni successivi con l'entrata in esercizio del SAPEI. Questo caso è un ulteriore esempio di come il rilassamento, parziale o totale, dei vincoli zionali impatti in maniera positiva sul possibile sfruttamento dell'energia da fonte rinnovabile. Si segnala infine che nelle simulazioni si è ipotizzato, per tutti i parchi eolici futuri, l'installazione dei dispositivi per garantire l'insensibilità degli stessi ai buchi di tensione, permettendo in questo modo la produzione contemporanea di parchi eolici oltre i limiti indicati nella valutazione tecnica all'allegato 17 del Codice di Rete del 29 aprile 2008. Nel caso in cui gli impianti futuri non siano dotati di tali dispositivi, si può stimare per il 2008, nello scenario caratterizzato da un installato eolico pari a 1.000 MW, una decurtazione della produzione eolica di circa il 45% della energia producibile in Sardegna e il 25% in Sicilia. I valori di energia decurtata aumentano significativamente all'aumentare della potenza eolica installata.

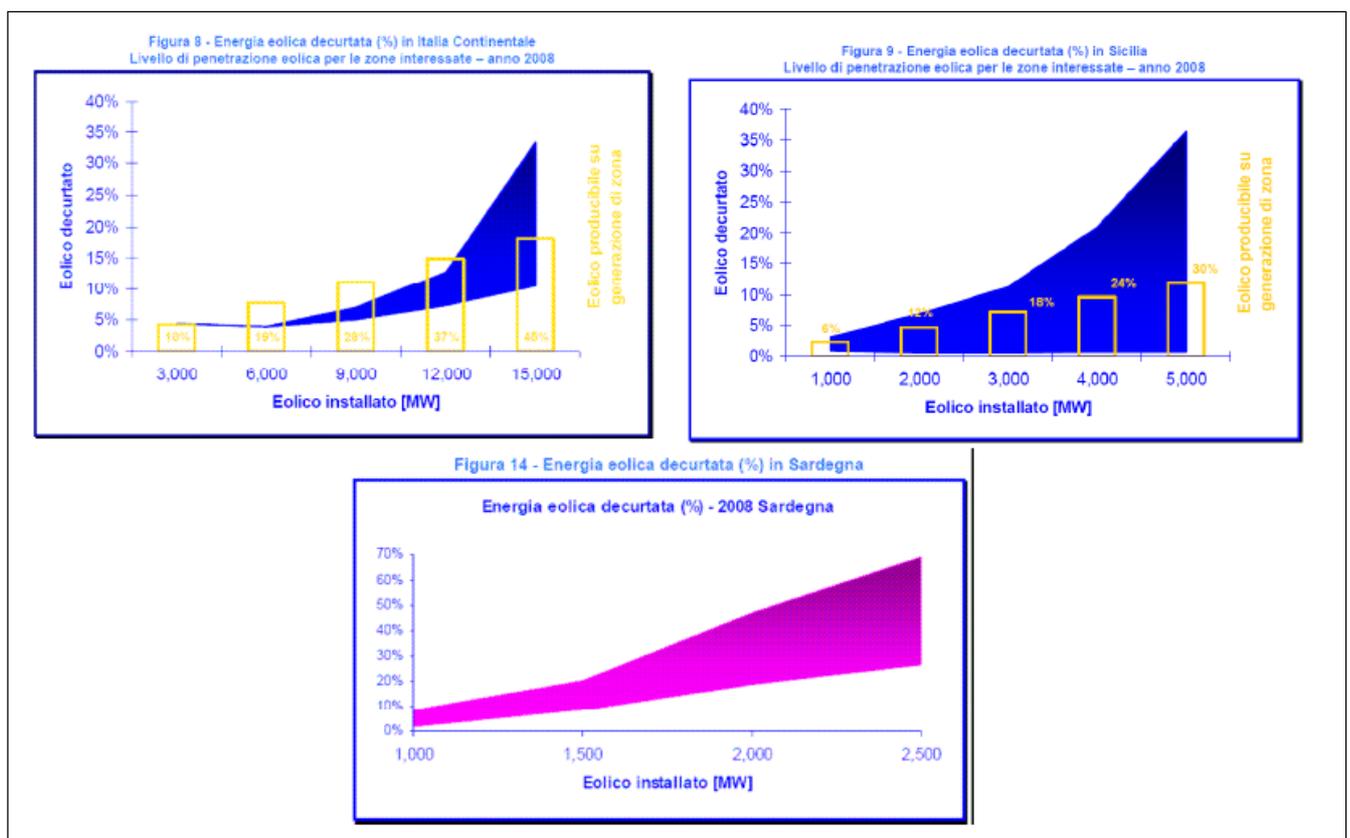


Figura 10 - Energia eolica decurtata (%) in Italia continentale  
Livello di penetrazione eolica per le zone interessate - anno 2012

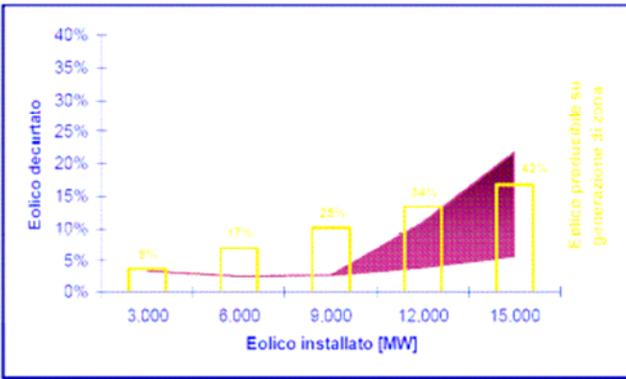
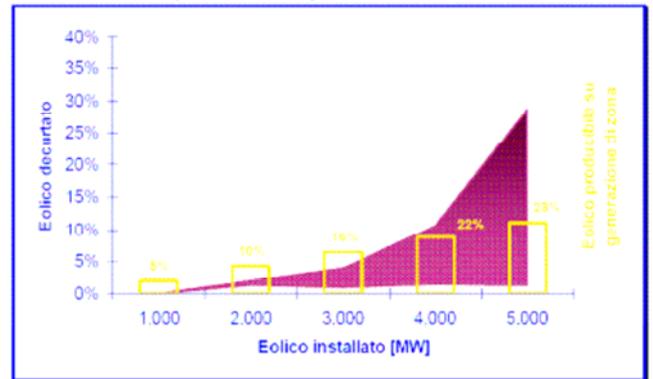


Figura 11 - Energia eolica decurtata (%) in Sicilia  
Livello di penetrazione eolica per le zone interessate - anno 2012



Energia eolica decurtata (%) - 2012 Sardegna

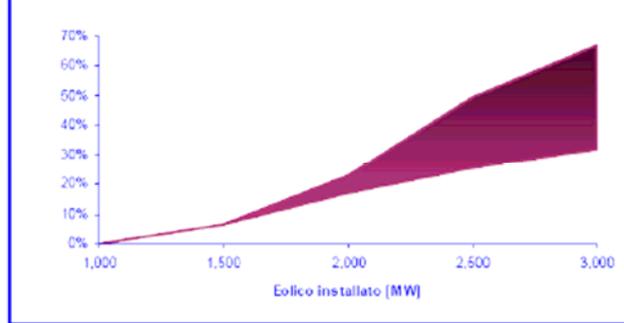


Figura 12 - Energia eolica decurtata (%) in Italia continentale  
Livello di penetrazione eolica per le zone interessate - anno 2017

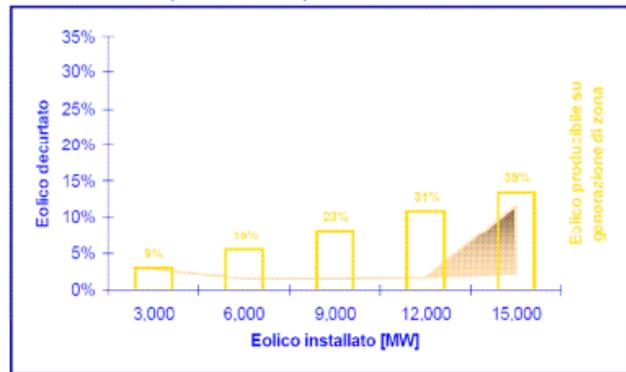
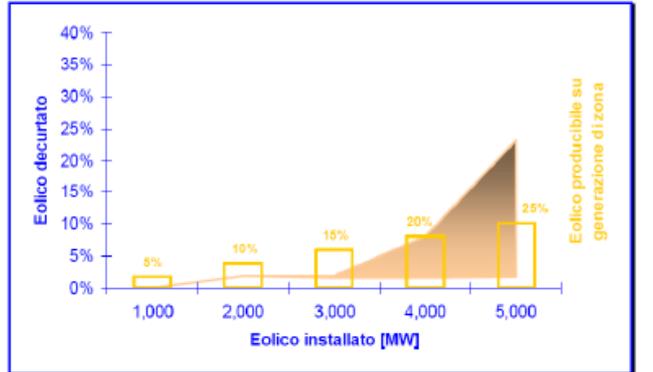
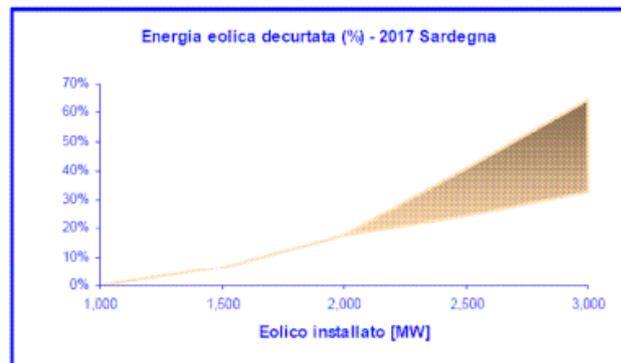


Figura 13 - Energia eolica decurtata (%) in Sicilia  
Livello di penetrazione eolica per le zone interessate - anno 2017



Energia eolica decurtata (%) - 2017 Sardegna

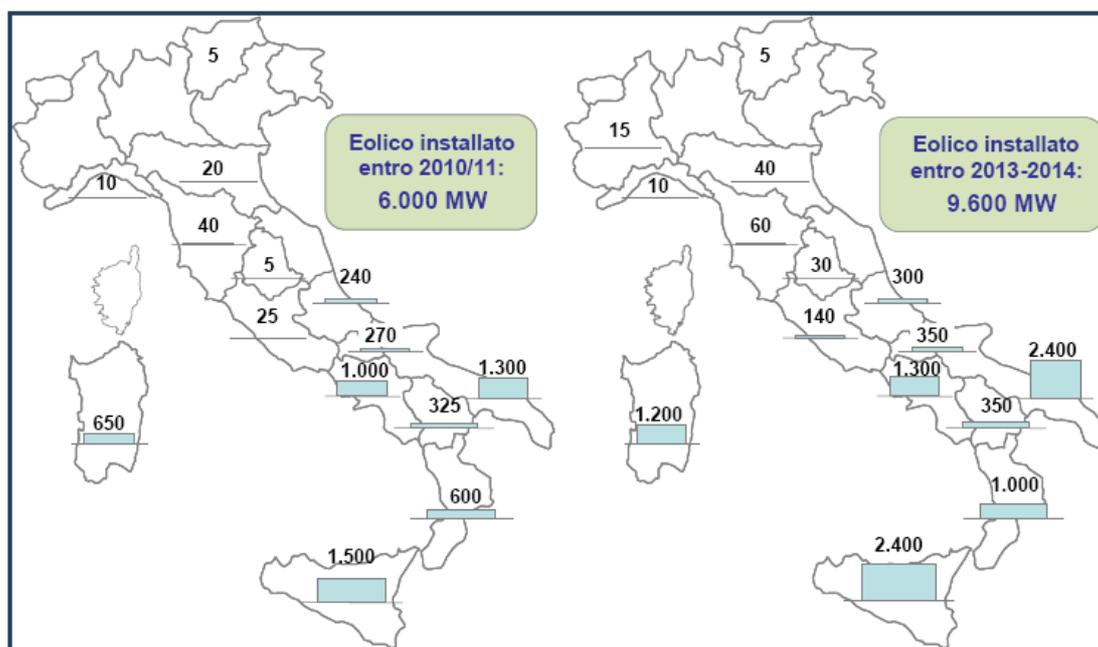


## 2.7 Il rapporto sull'evoluzione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alle esigenze di sicurezza del sistema elettrico

Il rapporto sulla situazione delle fonti rinnovabili non programmabili nell'ambito della gestione del sistema elettrico nazionale è stato redatto da Terna ai sensi dell'articolo 3, lettera c), della deliberazione n. 330/07<sup>16</sup> e in base a quanto disposto dal predetto articolo contiene:

- il resoconto delle attività condotte da Terna per monitorare la prevedibilità delle immissioni di energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili;
- le potenziali criticità della produzione da fonti rinnovabili non programmabili in rapporto alle esigenze di garanzia del funzionamento in sicurezza del sistema elettrico nazionale o di porzioni del medesimo;
- le ore dell'anno in cui è stato fatto ricorso alle azioni di modulazione degli impianti di produzione non programmabili, le motivazioni che hanno condotto a detto ricorso, la stima della mancata produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile per effetto della modulazione imposta da Terna, suddivisa almeno per fonte primaria e per zona e gli interventi che sarebbe necessario attuare al fine di limitare il ricorso alle azioni di modulazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per il mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale o di porzioni del medesimo.

Dal rapporto trasmesso da Terna emerge che il settore della produzione da rinnovabili non programmabili continua ad essere caratterizzato da un notevole sviluppo per lo più attribuibile all'eolico. Attualmente la potenza eolica installata in Italia è pari a circa 3.600 MW, di cui circa 1.200 MW localizzati in Sicilia e Sardegna, mentre la quasi totalità dei rimanenti impianti è situata in Puglia, Campania, Calabria e Basilicata. Partendo da questi dati, sulla base delle richieste di connessione presentate e tenendo conto sul medio periodo esclusivamente delle richieste per le quali i richiedenti hanno assunto impegni economici a copertura degli oneri di connessione Terna ha elaborato una previsione sulla penetrazione dell'eolico in Italia nel breve (2010) e nel medio periodo (2013/2014) di cui si riporta una sintesi nella figura seguente.



In particolare Terna prevede che al 2010 la potenza installata da eolico sia di circa 6.000 MW per lo più concentrata in quelle zone (Italia meridionale ed insulare) che già oggi sono interessate da una

<sup>16</sup> Tale rapporto è stato trasmesso da Terna all'Autorità con lettera del 30 aprile 2009, prot. n. TE/P20090005431 (prot. Autorità n. 0025407 del 12 maggio 2009).

forte penetrazione di questi impianti con un prevedibile e conseguente incremento delle attuali criticità connesse alla sicurezza del sistema elettrico.

Come sottolineato nei paragrafi precedenti tali aree, infatti, presentano già un certo grado di criticità sia per la carenza di una magliatura efficace, sia per la presenza di generazione superiore al carico locale, che porta di fatto a delle limitazioni nella potenza evacuabile dalle linee esistenti. Sulla base di tali osservazioni, pertanto, Terna ritiene prevedibile che, in presenza di tali criticità topologiche della rete elettrica e in assetti di rete particolari, continui a rendersi necessario il ricorso alle limitazioni della produzione anche degli impianti eolici. Le motivazioni che potrebbero richiedere tali azioni di limitazione sono diverse ed in particolare:

- limiti di funzionamento degli elementi diretti sia in condizioni di rete integra che in situazioni di contingenza o di manutenzione programmata;
- limiti di scambio fra le varie aree elettriche;
- generazione convenzionale non sufficiente a garantire la riserva di sostituzione in assenza di vento;
- difficoltà nella gestione del minimo tecnico, in condizioni di basso carico, degli impianti termoelettrici in servizio (che si traduce nell'impossibilità di riduzione della generazione del parco termoelettrico).

Già allo stato attuale, infatti, nell'area Sud sono state individuate delle dorsali elettriche che hanno ormai raggiunto i loro limiti di funzionamento anche in condizioni di rete integra con conseguente necessità di contenere la produzione eolica. In particolare :

- la dorsale a 150 kV tra le stazioni di Andria e Foggia (circa 520 MW di capacità eolica installata);
- la dorsale a 150 kV Campobasso – Montefalcone – Forano – Benevento (circa 510 MW di capacità eolica installata);
- la dorsale 150 kV tra le stazioni di Benevento e Montecorvino (circa 460 MW di capacità eolica installata).

Dorsali che nel caso di indisponibilità di alcuni elementi possono ammettere, in condizioni di sicurezza, una produzione eolica massima tra il 20% e il 55% della potenza attualmente installata.

Con riferimento, invece, alle azioni di modulazione in tempo reale a cui Terna ha dovuto far ricorso nel 2008 al fine di garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico esse sono state pari a circa 5.160 ore (3.718 nel periodo gennaio-ottobre)<sup>17</sup> nell'area Centro-Sud (insieme delle zone di mercato Centro-Sud e Sud) e circa 125 ore in Sardegna (0 nel periodo gennaio-ottobre). A tali azioni è corrisposta una mancata produzione indotta, calcolata ai sensi dell'articolo 1, lettera d), della deliberazione n. 330/07, di circa 15,5 GWh pari a circa lo 0,35% della produzione eolica italiana nel 2008. Nella tabella seguente si riportano i dati suddivisi fra le varie aree.

Al momento le richieste di modulazione in tempo reale sono inoltrate telefonicamente dalle sale controllo di Terna ai soggetti autorizzati dai produttori (prevalentemente telefonia mobile e solo in alcuni casi a centri di controllo) e successivamente confermate via mail o fax.

---

<sup>17</sup> I dati relativi al periodo gennaio-ottobre sono dati effettivi mentre, per il periodo novembre-dicembre, Terna ha prodotto una stima che risulterebbe in difetto, come indicato dalla medesima Terna per le vie brevi a seguito dell'invio del rapporto.

Area	Mancata produzione [MWh]		
	Gen-Ott (calcolata)	Nov – Dic (stimata)	Totale
CentroSud	10.280	4.320	14.600
Sardegna	-	880	880
Sicilia	-	-	-
Altro	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>10.280</b>	<b>5.200</b>	<b>15.480</b>

Viceversa, in riferimento alle limitazioni di produzione “a programma”<sup>18</sup>, nel 2008 si sono verificate 95 indisponibilità di elementi di rete che hanno generato vincoli di produzione a programma su unità di produzione di tipo eolico di cui il 77% ha interessato l’area Centro-Sud, il 18% la Sicilia e il restante 5% la Sardegna, per una mancata produzione indotta (calcolata da Terna sulla base delle produzioni medie degli ultimi due anni) di circa 8 GWh. Nella tabella seguente si riportano i dati di dettaglio.

Area	Totale			di cui per lavori su rete Terna			di cui per interventi di sviluppo			di cui per altri lavori		
	indisp.	vincoli	mancata produz.	indisp.	vincoli	mancata produz.	indisp.	vincoli	mancata produz.	indisp.	vincoli	mancata produz.
CentroSud	73	736	7.540	56	635	6.070	11	144	3.110	45	491	2.960
Sardegna	5	5	510	1	1	120	-	-	-	1	1	120
Sicilia	17	19	120	1	2	80	-	-	-	1	2	80
Altro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>95</b>	<b>759</b>	<b>8.170</b>	<b>58</b>	<b>638</b>	<b>6.270</b>	<b>11</b>	<b>144</b>	<b>3.110</b>	<b>47</b>	<b>494</b>	<b>3.160</b>

Complessivamente, quindi, nel corso del 2008 Terna stima che le azioni di modulazione, siano esse a programma o in tempo reale, hanno comportato una mancata produzione di energia elettrica da fonte eolica di circa 24 GWh.

Oltre alle azioni di modulazione degli impianti eolici, Terna nel corso del 2008 ha dovuto ricorrere ad azioni di modulazione anche su impianti idroelettrici ad acqua fluente. Le azioni di modulazione in tempo reale risultano molto limitate e concentrate nell’area del Triveneto. Viceversa un po’ più consistenti appaiono le limitazioni “a programma” che nel 2008 sono state pari a 124 per una mancata produzione, calcolata sulla base delle produzioni medie degli ultimi due anni, intorno ai 16 GWh (0,12% della produzione 2008 da acqua fluente). Di seguito si riportano i dati di dettaglio.

<sup>18</sup> Le limitazioni di produzione “a programma” consistono nella comunicazione agli utenti del dispacciamento di vincoli di riduzione della produzione massima ammissibile per un determinato periodo di tempo e per il 2008 sono dovuti principalmente ad interventi di manutenzione su elementi di rete esistente e a lavori di connessione di nuovi impianti e lavori di sviluppo di rete.

Area	Totale			di cui per lavori su rete Terna		
	indisp.	vincoli	mancata produz.	indisp.	vincoli	mancata produz.
Nord	121	91	15900	97	73	10.760
CentroSud	1	1	80	1	1	80
Sardegna	2	2	0	2	2	0
Altro	0	0	0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>124</b>	<b>94</b>	<b>15.980</b>	<b>100</b>	<b>76</b>	<b>10.840</b>

Infine, ultimo aspetto analizzato nel rapporto sono gli interventi di sviluppo di rete che sarebbe necessario attuare al fine di limitare le azioni di modulazione. A tal fine Terna ha prodotto la seguente tabella che riassume gli interventi di sviluppo dell'RTN previsti dal piano di sviluppo e finalizzati a favorire lo sviluppo degli impianti eolici.

intervento	anno
<b>Centro-Sud</b>	
Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania	2010
Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria	2011
Elettrodotto 380 kV "Feroletto-Maida" (trasversale calabra)	2011
Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento (Troia, Bisaccia, Deliceto)	2011
Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Puglia	2012
Elettrodotto 380 kV "Foggia-Benevento II"	2012
Elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi"	2013
Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Basilicata	2014
<b>Sardegna</b>	
Elettrodotto HVDC 500 kV "Sardegna-Continente" (SAPEI)	2009
Elettrodotto 150 kV "Selargius-Goni"	2012
<b>Sicilia</b>	
Stazione 150 kV Castel di Lucio	2009
Elettrodotto 150 kV "Mineo SE-Mineo CP"	Lungo termine

## 2.8 Le criticità del meccanismo di remunerazione della mancata produzione introdotto dalla deliberazione n. 330/07

A partire dai primi mesi del 2009 l'Autorità ha ricevuto dai produttori eolici varie segnalazioni su un crescente ricorso da parte di Terna alle azioni di riduzione della potenza eolica, sia in tempo reale che a programma, immettibile in rete. Segnalazioni che hanno portato l'Autorità a prevedere nell'ambito del Tavolo di monitoraggio sulle rinnovabili (tavolo permanente gestito dalla Direzione Mercati dell'Autorità sulla base della deliberazione ARG/elt 2/08) un incontro *ad hoc* sulle tematiche relative alla modulazione degli impianti eolici tenutosi in data 27 maggio 2009 (di seguito: Tavolo di monitoraggio 27 maggio 2009). In tale occasione le associazioni di produttori presenti hanno rappresentato che le azioni di modulazione negli ultimi mesi del 2008 e nei primi mesi del 2009 hanno subito un costante incremento e sono state tante e tali da perdere la loro caratteristica di "straordinarietà" impedendo il funzionamento degli impianti oltre livelli del 30-40% del valore nominale di potenza installata nei periodi ad alta ventosità. Le condizioni di ripetitività e di rilevanza dei vincoli in riduzione imposti alla produzione comportano una riduzione del valore storico della produzione, conducendo ad una minore remunerazione dell'azione di controllo del livello di produzione attuato sulla base della deliberazione n. 330/07.

Infatti, in base alle disposizioni della deliberazione n. 330/07, il produttore interessato alle azioni di modulazione imposte da Terna ha diritto alla remunerazione del servizio reso, valutato economicamente come il controvalore economico dell'energia non prodotta a seguito di ordini di dispacciamento imposti da Terna. In particolare il meccanismo di calcolo della mancata produzione<sup>19</sup>, basandosi sul valore medio di produzione degli ultimi 24 mesi ovvero, per i nuovi impianti, per i mesi che intercorrono tra la loro entrata in esercizio e i primi 24 mesi di esercizio, comporta che il frequente ricorso ad azioni di modulazione di rilevante entità determini la riduzione della stima della mancata produzione. Inoltre, la deliberazione n. 330/07 è stata applicata non prevedendo la remunerazione delle modulazioni a programma: ciò penalizza di fatto gli impianti che immettono su porzioni di rete che risentono degli effetti di fuori servizio di elementi di rete per l'attuazione di interventi di manutenzione e/o di sviluppo. Dalle analisi elaborate dalle varie associazioni di produttori emergerebbe che il meccanismo di remunerazione previsto dalla deliberazione n. 330/07 permetta di remunerare solo un terzo dell'energia elettrica effettivamente persa a causa della mancata produzione. Infine le associazioni di produttori hanno rappresentato che la predetta attuazione della deliberazione n. 330/07 non permette di tener conto del fatto che circa l'80% della produzione di un impianto eolico deriva da periodi, corrispondenti al 35% del totale delle ore in un anno, durante i quali la potenza erogata dall'impianto è superiore al 45% della potenza nominale e che gli interventi di modulazione vengono richiesti proprio quando è previsto che la potenza immessa oltrepassi la soglia del 40% della potenza nominale.

### **3. Considerazioni e orientamenti**

Dal quadro delineato nei paragrafi precedenti appare evidente l'esistenza di una forte criticità nella gestione della rete di trasmissione in presenza di un progressivo incremento della penetrazione della produzione da fonti non programmabili, incremento che per di più è concentrato in alcune zone del sistema elettrico nazionale. Al fine di definire le possibili azioni da adottare è necessario procedere ad analizzare le motivazioni che conducono al ricorso al servizio di modulazione fornito da impianti eolici e, più in generale, da impianti di produzione da fonti non programmabili. Dalle informazioni fornite da Terna emergerebbe che il ricorso alla modulazione della produzione eolica si rende indispensabile:

- 1) in alcune zone del Paese (in particolare in Sicilia e in Sardegna), dove le criticità nascono soprattutto dalla scarsa magliatura della rete, associata ad una forte rigidità del parco termoelettrico con conseguente difficoltà di gestione dei margini di riserva soprattutto durante il passaggio fra le ore notturne (bassi carichi ed elevata produzione eolica) e le ore diurne (rapido incremento del carico e conseguente necessità di avere impianti in esercizio per poter sopperire a questo incremento repentino dei carichi e di ricostituire i margini di riserva, diminuzione della produzione eolica) esasperato dal fatto che gli impianti eolici presenti manifestano un fattore di contemporaneità tra 0,7 e 0,8;
- 2) in altre zone (dorsali 150 kV di cui al paragrafo 2.7 tra Campobasso-Benvenuto-Montecorvino-Foggia-Andria), dove le criticità nascono dalla presenza di una rete di trasmissione inadeguata ad accogliere la potenza installata. In tali casi (Terna evidenzia che nel caso tutti gli impianti connessi a tali reti producessero a potenza massima, la rete sarebbe in grado di trasportare un valore variabile fra il 20% e il 55% dell'intera potenza generata) è evidente che le azioni di modulazione e distacco permettono solo di attenuare il fenomeno, non di risolverlo.

A fronte delle predette problematiche è da tenere in considerazione il fatto che:

---

<sup>19</sup> Articolo 1, lettera d), della deliberazione n. 330/07.

- a) l'attuale contesto politico europeo e nazionale di riferimento punta al massiccio ricorso alle fonti rinnovabili;
- b) il settore delle rinnovabili sta registrando negli ultimi anni un notevole sviluppo il cui trend appare in ulteriore incremento negli anni futuri;
- c) gli oneri del mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito: MSD) risultano in costante crescita;
- d) Terna, nel sesto incontro del Tavolo di monitoraggio del 27 maggio 2009 ha rappresentato una stima degli impatti, in termini di mancata produzione eolica (14.434 MWh, +77% rispetto al 2008, cfr. tabella 4), che potrebbero determinare le limitazioni a programma che Terna ha imposto e dovrà imporre nel corso del 2009 per effetto di:
  - interventi sulle reti necessari ai fini della loro manutenzione;
  - connessione di nuovi impianti eolici (per circa 144 nuovi MW).

#### Energia non prodotta [MWh]

Zona/Tratta	Lavori 2009 attuati al 25 maggio	Lavori programmati 2009	Totale complessivo 2009
Andria-Foggia	139	80	219
Benevento-Montecorvino	6.536	3.781	10.317
Campobasso-Benevento	203	1.432	1.635
Altro Continente	287	194	482
Sardegna	952	215	1.167
Sicilia	295	321	615
<b>Totale complessivo</b>	<b>8.413</b>	<b>6.022</b>	<b>14.434</b>

**Tabella 4:** stima Terna su mancata produzione per limitazioni a programma durante il 2009

Si delinea, quindi, uno scenario in cui gli interventi di modulazione risultano essere in continua crescita. In particolare dall'analisi dei dati forniti da Terna nel rapporto di cui al paragrafo 2.7 emerge che nel 2008 la mancata produzione stimata secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 330/07 a seguito di ordini di dispacciamento (in riduzione) a programma e in tempo reale ammonta per il Centro-Sud a circa 22 GWh. Pur nell'ipotesi che questa sia solo un terzo dell'effettiva energia non prodotta<sup>20</sup> si giunge a stimare la mancata produzione da eolico nel Centro-Sud pari a 66GWh. Poiché sulla base delle statistiche pubblicate da Terna la produzione eolica in Campania, Puglia e Basilicata nel 2007 si assesta intorno ai 2.117 GWh, se ne deduce che la mancata produzione sarebbe pari al 3% della produzione totale. Dato questo che, se riflettesse il dato puntuale del singolo impianto, non giustificherebbe le forti rimostranze presentate dalle varie associazioni dei produttori.

Si ritiene pertanto necessario che Terna presenti all'Autorità i dati a consuntivo sulle modulazioni relative all'anno 2008 e al primo semestre 2009. Tali dati devono essere presentati indicando, per ciascun impianto oggetto di modulazione e per ciascuno dei due anni oggetto di richiesta:

- a) la data di entrata in esercizio;
- b) quali servizi dell'appendice A17 è in grado di offrire;
- c) il numero di ore di modulazione a programma;
- d) il numero di ore di modulazione in tempo reale;
- e) la produzione media (calcolata sui dati di immissione ante 2007, se esistenti);

<sup>20</sup> Ipotesi che riprende quanto sostenuto dalle associazioni dei produttori al Tavolo di monitoraggio 27 maggio 2009, cfr. paragrafo 2.8 del presente documento.

- f) la produzione effettiva 2008;
- g) la mancata produzione calcolata sulla base della deliberazione n. 330/07 nel 2008 e 2009;
- h) la mancata produzione effettiva calcolata sulla base della previsione di produzione di Terna 2008 e 2009,

nonché una stima dei predetti dati in relazione all'intero 2009. Inoltre si richiede che Terna fornisca l'elenco delle linee elettriche su cui insistono impianti eolici oggetto di modulazione e per ciascuna di esse gli impianti di produzione ad esse connessi specificandone taglia e tipologia (eolico, termoelettrico a ciclo combinato, ecc) e quanta della mancata produzione è stata già conguagliata ai produttori oggetto di modulazione).

Alla luce di quanto predetto, è necessario valutare quali azioni debbano essere approntate al fine di risolvere o attenuare le predette criticità. Tali azioni possono essere suddivise in interventi di breve, medio e lungo periodo. In particolare, le criticità (vedere punti 1) e 2) del presente paragrafo) evidenziate in precedenza possono essere completamente risolte solo a seguito di interventi di potenziamento infrastrutturale, collocabili esclusivamente nel lungo periodo. Sul medio e breve termine, invece, è necessario valutare l'opportunità di intraprendere azioni che seppure non in grado di risolvere definitivamente le suddette problematiche, siano in grado di attenuarne gli effetti riducendo al minimo la necessità di ricorrere alle azioni di modulazione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili.

### **3.1 Orientamenti relativi alle azioni di breve periodo**

Sul breve periodo l'attenuazione delle criticità emerse passa da una maggiore integrazione nel sistema elettrico e nel mercato della produzione da fonti rinnovabili non programmabili; l'Autorità ritiene che tale integrazione debba derivare da un'azione di convergenza fra mondo della produzione e Terna finalizzata ad affrontare in maniera strutturale lo sviluppo e il dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili uniformando quanto più possibile la gestione delle unità di produzione non programmabili alla gestione di quelle programmabili. Chiaramente tale integrazione deve essere valutata tenendo conto della praticabilità tecnica di ogni singola soluzione, della sua complessità applicativa, del rapporto costi benefici ad essa associato, della taglia degli impianti e della peculiarità delle singole fonti di energia.

In particolare sul breve periodo l'ottimizzazione del dispacciamento potrebbe passare da un miglioramento nella gestione delle risorse per il dispacciamento a programma e in tempo reale da parte di Terna attraverso:

- a) un'ottimizzazione delle attività di coordinamento ai fini della gestione e della definizione dei programmi annuali, mensili e settimanali di manutenzione di tutte le unità rilevanti di produzione di energia elettrica effettuate anche attraverso la valutazione delle previsioni di ventosità e della conseguente produzione eolica attesa;
- b) la revisione dei piani di manutenzione della rete di trasporto al fine di garantire la maggiore integrità possibile della rete nei periodi di prevedibile maggior disponibilità della risorsa primaria per la produzione di energia elettrica da fonti non programmabili;
- c) l'introduzione di un'attività di previsione della produzione eolica di ciascuna unità rilevante fatta con poche ore di anticipo rispetto al tempo reale;
- d) l'adozione di criteri di sicurezza preventiva da parte di Terna anche meno conservativi degli attuali, come previsto dal paragrafo 6.3 dell'allegato A9 al codice di rete, a fronte della possibilità da parte di Terna di poter controllare in tempo reale la produzione eolica e di poter intervenire tramite dispositivi di telescatto e teleriduzione (ciò consentirebbe di ridurre notevolmente gli ordini di dispacciamento a programma conseguenti ad interventi di manutenzione a fronte di una garanzia di esecuzione di ordini in tempo reale);

e) la gestione del processo di adeguamento degli impianti esistenti all'allegato A17 al codice di rete in relazione al servizio di regolazione della potenza attiva tramite l'installazione di relè di frequenza;

e da un miglioramento della programmazione delle unità non programmabili non rilevanti effettuata dal GSE.

*SP1. Si condividono gli orientamenti generali proposti dall'Autorità?*

*SP2. Quali ulteriori azioni possono essere intraprese al fine di ridurre l'incidenza e il numero delle azioni di modulazione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili nel breve termine?*

Il miglioramento nella gestione delle risorse per il dispacciamento a programma e in tempo reale da parte di Terna passa attraverso il miglioramento della capacità previsionale di medio periodo (anno, mese, settimana) e di brevissimo termine (previsioni effettuate con un anticipo di alcune ore), nonché attraverso un miglioramento della capacità, sempre di Terna, di poter monitorare il funzionamento delle unità di produzione rilevanti non programmabili in tempo reale e di poterle modulare o distaccare.

L'effettuazione delle previsioni sempre più affidabili sulla disponibilità della risorsa vento sul medio termine permette di poter migliorare e ottimizzare la gestione delle manutenzioni sulla rete, nonché del programma di manutenzione degli impianti di produzione efficientando la gestione a programma del dispacciamento e permettendo di ridurre al minimo le modulazioni a programma. Viceversa la previsione sul brevissimo termine mette nelle condizioni Terna di poter operare in maniera più efficiente sul brevissimo termine e sul dispacciamento in tempo reale.

A tal fine però accanto allo strumento della previsione in tempo reale deve essere garantita a Terna la possibilità di monitorare in tempo reale il funzionamento delle unità rilevanti e al tempo stesso di verificare l'avvenuta attuazione degli ordini di dispacciamento in tempo reale che essa impartisce alle unità di produzione eolica in grado di modulare, nonché la possibilità di intervenire al fine di distaccare da remoto gli impianti per questioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. La combinazione fra previsione sul brevissimo termine, controllo del funzionamento in tempo reale degli impianti, possibilità di modulazione e di distacco da remoto permettono infatti una maggiore sicurezza nell'esercizio della rete e al tempo stesso la massimizzazione dello sfruttamento della produzione rinnovabile dati certi vincoli di rete. In particolare la possibilità di poter monitorare il funzionamento degli impianti di potenza superiore ai 10 MVA, lo stato di attivazione delle protezioni e la potenza immessa in rete, nonché la possibilità di disporre di sistemi di teledistacco e di teleriduzione mette Terna nelle condizioni di poter esercire la rete interessata da fenomeni di potenziale produzione superiore ai vincoli di transito in condizioni di sicurezza N non vincolando a preventivo il valore di produzione, ma attivando un segnale di telescatto, o di teleriduzione, di una o più unità, in caso di eccesso di produzione o di guasti sulle linee.

Naturalmente l'implementazione di sistemi di telesegnale, telemisura e teledistacco o teleriduzione passa per un adeguamento degli impianti di produzione da fonti rinnovabili non programmabili alle disposizioni degli allegati A6, A13 e A52 del codice di rete. L'Autorità ritiene opportuno consentire a Terna di esercitare il monitoraggio e il controllo degli impianti connessi alla rete rilevante prevedendo che l'adeguamento degli impianti debba essere effettuato, però, valutando le diverse soluzioni tecnologiche disponibili e i costi indotti sui produttori considerate le peculiarità degli impianti da fonte rinnovabile non programmabile tipicamente installati dove vi è la presenza di fonte di energia primaria, molto spesso in zone non facilmente accessibili e prive di una struttura di telecomunicazioni rispondente ai requisiti di cui ai predetti allegati.

- SP3. *Si condividono gli orientamenti espressi dall’Autorità in riferimento alla possibilità di imporre che tutte le unità di produzione rilevanti (sopra i 10 MVA) da fonti rinnovabili non programmabili debbano adeguarsi alle prescrizioni degli allegati A6, A13 e A52?*
- SP4. *Si ritiene opportuno che la soglia minima, in termini di potenza installata, oltre la quale sia necessario uniformarsi alle disposizioni degli allegati A6, A13 e A52 siano i 10 MVA o si ritiene opportuno individuare una soglia maggiore? Se sì, quale e perché?*
- SP5. *Quali problematiche si ravvedono nella previsione di dover adeguare alle predette disposizioni anche gli impianti esistenti?*
- SP6. *Quali altri elementi potrebbero essere presi in considerazione?*
- SP7. *Si ritiene opportuno, al fine del raggiungimento degli obiettivi cui mirano le disposizioni degli allegati A6, A 13 e A52 al codice di rete, prevedere per le unità di produzione rilevanti da fonti rinnovabili non programmabili dei sistemi e delle modalità specifiche? Quali?*
- SP8. *Quali sono i costi e le tempistiche necessari ad adeguare alle prescrizioni dei predetti allegati un impianto esistente?*
- SP9. *Quanti degli impianti attualmente in esercizio soddisfano le predette prescrizioni?*
- SP10. *Quali impatti ha il teledistacco o la teleriduzione sugli impianti eolici in termini di riduzione della vita utile dell’impianto e in termini di aumento dei costi di manutenzione dell’impianto medesimo? Qual è il numero minimo di distacchi a cui può essere soggetto un impianto senza che ciò comprometta le garanzie dei fornitori delle macchine?*
- SP11. *Si condivide la proposta dell’Autorità di prevedere su richiesta di Terna che anche gli impianti esistenti possano procedere ad installare dei relè di frequenza che permettano ad essi di poter fornire il servizio di regolazione della potenza attiva?*
- SP12. *Si ritiene che tale intervento di adeguamento debba essere previsto soltanto nei limiti minimi individuati da Terna e riportati nel paragrafo 2.4 (375 MW in Sardegna, tra i 360 MW e gli 850 MW in Sicilia), oppure dati i costi relativamente contenuti si ritiene di dover estendere tale prescrizione a tutti gli impianti esistenti?*

Per quanto concerne la programmazione delle unità rilevanti da fonti rinnovabili non programmabili da parte di Terna (previsione fino ad alcune ore prima del tempo reale) e delle unità non rilevanti da parte del GSE, è opportuno richiamare il fatto che la non programmabilità di talune fonti non consiste nella non prevedibilità del livello di produzione, ma piuttosto nell’impossibilità di programmare una precisa azione di controllo che necessiti di una capacità di gestione (a programma) della fonte primaria. Pertanto alcune forme di produzione di energia elettrica difficilmente programmabili (nel senso che non possono essere programmate azioni di modulazione delle medesime), in realtà, potrebbero essere comunque prevedibili con un buon grado di approssimazione<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> Commercially available wind-forecasting capability can substantially reduce the costs associated with day-ahead uncertainty. (...) state of the art forecasting was shown to provide 80% of the benefit that would result from perfect forecasting. Cfr. Smith, Milligan, DeMeo, Parson, *Utility Wind Integration and Operating Impact State of the Art*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, n°3, August 2007

Il miglioramento della previsione della produzione degli impianti da fonti rinnovabili non programmabili rappresenta, quindi, un utile strumento per perseguire l'obiettivo di incrementare il livello di integrazione della produzione non programmabile nel mercato.

I sistemi di previsione possono rivelarsi efficaci nella previsione della risorsa con una certa approssimazione (tanto migliore quanto più ci avvicina al tempo reale) e in definitiva permettere di ridurre i margini di riserva di cui si approvvigiona Terna su MSD e conseguentemente di ridurre gli oneri di sbilanciamento.

In questo contesto, Terna è già chiamata a stimare su base giornaliera e pubblicare la produzione eolica attesa per zone. Tale stima è effettuata attraverso un modello basato su reti neurali e dati di input derivanti sia dai modelli meteorologici che dai dati di alcuni anemometri ed impianti di riferimento. Le previsioni sono poi estese agli impianti diversi da quelli di riferimento.

L'intenzione dell'Autorità è di spingere Terna a migliorare ulteriormente tale previsione (al momento Terna ha raggiunto un'accuratezza della previsione su base oraria dell'ordine del 70-75% dell'effettiva produzione eolica immessa in rete). A tal fine è però necessario che i produttori degli impianti rilevanti mettano a disposizione di Terna i dati di produzione e di ventosità relativi ai loro impianti così da permettere a Terna di effettuare delle stime sulla produzione anche con pochissime ore di anticipo rispetto al tempo reale.

*SP13. Si condividono gli orientamenti espressi dall'Autorità in riferimento alla possibilità di realizzare previsioni anche con poche ore di anticipo rispetto al tempo reale?*

*SP14. Quali criticità si intravedono nel mettere a disposizione di Terna i dati di ventosità relativi ai siti in cui sorgono gli impianti eolici di dimensioni superiori ai 10 MVA?*

*SP15. Quali sono le modalità, le tecnologie e le tempistiche che ritenete sia più opportuno adottare al fine di permettere a Terna l'acquisizione dei dati di intensità e direzione del vento?*

*SP16. Si ritiene più utile che tale previsione sia condotta solo ed esclusivamente su alcuni impianti di riferimento scelti da Terna o che sia fatta su tutti gli impianti?*

Analogamente il miglioramento delle previsioni di produzione delle unità di produzione non rilevanti non programmabili da parte del GSE permetterebbe di migliorare ulteriormente le stime di produzione a programma e conseguentemente ridurre i costi del dispacciamento. A tal fine il GSE ha già avviato una serie di attività finalizzate a realizzare un sistema di previsione a breve termine della produzione eolica, basato sull'uso combinato di modelli a rete neurale e fisici-descrittori della configurazione del parco eolico, ai fini della collocazione dell'energia sul mercato. Il sistema, in particolare, si basa anche su dati reali dei singoli impianti, che ne rappresentano il valore aggiunto. Lo stesso GSE sta inoltre lavorando sul fronte previsionale in ambito solare fotovoltaico e idroelettrico ad acqua fluente.

*SP17. Si condividono gli orientamenti espressi dall'Autorità in riferimento alla possibilità di riservare al GSE la previsione della produzione da rinnovabili non programmabili di potenza inferiore ai 10 MVA? Quali criticità si intravedono?*

*SP18. Si ritiene che tale previsione debba essere estesa anche alle non rilevanti che non intrattengono col GSE un rapporto di natura commerciale?*

Per quanto concerne le criticità emerse dall'applicazione del meccanismo di remunerazione del servizio di modulazione di cui alla deliberazione n. 330/07, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che la remunerazione del servizio di modulazione prestato a seguito del rispetto di un ordine di

dispacciamento in riduzione operato da Terna (sia esso in tempo reale o a programma) avvenga sulla base della stima dell'energia elettrica oggetto di modulazione (mancata produzione) realizzata a partire dai dati reali di ventosità. A tal fine appare opportuno che la predetta stima sia effettuata dal GSE, in qualità di soggetto terzo indipendente, sulla base di procedure che prevedano, alternativamente, la quantificazione della mancata produzione per ciascun impianto oggetto di modulazione a partire:

1. dai dati anemometrici dell'impianto stesso (ipotesi A);
2. dai dati anemometrici relativi ad alcuni impianti di riferimento (ipotesi B).
3. dalla produzione di un impianto di riferimento non modulato (ipotesi C).

A tutto ciò si aggiunge la problematica di individuare quali dati anemometrici debbano essere utilizzati (gli anemometri di navicella o gli anemometri di sito) e di individuare opportuni sistemi per evitare manipolazioni dei dati anemometrici medesimi.

Affinché il GSE possa effettuare detta stima è necessario che i produttori interessati provvedano a rendere disponibili al GSE i dati e le informazioni necessarie.

L'accesso alla remunerazione del servizio di modulazione effettuato secondo i dati reali di ventosità avviene a condizione che:

- a) le unità di produzione interessate, se rilevanti, siano adeguate alle prescrizioni degli allegati A6, A13 e A52 del codice di rete (ferme restando le predette considerazioni derivanti dalla localizzazione degli impianti), salvo opportuna deroga concessa da Terna, ovvero a condizione che il produttore interessato abbia concordato con Terna un programma di adeguamento<sup>22</sup> alle predette prescrizioni;
- b) i produttori interessati consentano al GSE l'acquisizione delle informazioni necessarie alla quantificazione dell'energia elettrica oggetto di modulazione;
- c) siano rispettati gli ordini di modulazione impartiti da Terna; l'effettiva remunerazione può essere ridotta dipendentemente dal grado di non adempimento dei predetti ordini.

La modulazione e il distacco in tempo reale degli impianti eolici si configurano come ordini di dispacciamento che Terna emana quando non vi sono altre risorse efficaci utilizzabili. Al fine di assicurare che il ricorso agli impianti eolici da parte di Terna venga effettuato assicurando la priorità di dispacciamento a tale fonte, si ritiene utile che le azioni di modulazione (riduzione e distacco) vengano gestite da Terna come offerte a prezzo nullo accettate a scendere nell'ambito del MSD e che rientrino pertanto nel computo dei volumi dell'energia movimentata nel mercato che viene utilizzato ai fini dell'incentivazione prevista dalla deliberazione n. 351/07 (Terna viene incentivata nella riduzione dei volumi di energia movimentati in MSD al netto dell'energia di bilanciamento). Si potrebbe altresì prevedere un meccanismo che incentivi ulteriormente Terna a individuare delle soluzioni tecniche che consentano di minimizzare il ricorso alla modulazione degli impianti eolici introducendo, nell'ambito della formula di determinazione dei volumi prevista nel citato meccanismo incentivante, un coefficiente moltiplicativo per la sola energia eolica modulata. Si potrebbe ipotizzare, ad esempio, che l'energia modulata a programma sia moltiplicata per un fattore 3 o 4 nel caso di unità da fonti rinnovabili non programmabili e che l'energia modulata in tempo reale sia moltiplicata per un fattore 2 o 2,5 nel caso di unità da fonti rinnovabili non programmabili. Inoltre strumenti ancora più evoluti potrebbero essere introdotti per promuovere l'azione congiunta di produzione, consumo e stoccaggio di un gruppo di unità ai fini della riduzione dei volumi di energia di bilanciamento.

Altra ipotesi potrebbe essere quella di prevedere un termine di incentivazione ad hoc da calcolare in rapporto al valore dell'energia non fornita pagata al produttore (in modo da essere certi di pagare a Terna solo una quota del risparmio per il cliente finale), fermo restando che Terna possa ricorrere ad azioni di modulazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili unicamente per esigenze di

---

<sup>22</sup> In tal caso Terna effettua dei pagamenti in acconto salvo rivalersi nei confronti del produttore se questi non ottempera agli accordi sottoscritti.

mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale e nel rispetto della priorità di dispacciamento accordata alla produzione da fonti rinnovabili.

*SP19. Si condividono gli orientamenti espressi dall’Autorità in riferimento al sistema di riconoscimento della mancata produzione?*

*SP20. Quale tra le ipotesi A, B e C proposte ritenete essere preferibile e perché?*

*SP21. Quali sono le modalità, le tecnologie e le tempistiche che ritenete sia più opportuno adottare al fine di permettere al GSE di acquisire i dati di intensità e direzione del vento utili ai fini del calcolo della mancata produzione?*

*SP22. Potrebbe essere utile, ai fini di ridurre i costi, prevedere che i medesimi dati di ventosità acquisiti da Terna ai fini delle stime di produzione siano acquisiti dal GSE secondo le medesime tempistiche e modalità?*

*SP23. Quali anemometri si ritiene debbano essere utilizzati al fine di stimare la mancata produzione e perché?*

*SP24. Quali sistemi possono essere adottati per evitare che ci siano manipolazioni dei dati anemometrici?*

*SP25. Si condividono le modifiche proposte al meccanismo di incentivazione dell’operato di Terna nell’attività di dispacciamento previsto dalla deliberazione 351/07? Si ritengono appropriati i valori dei fattori moltiplicativi o ritenete opportuno proporre altri valori? Oppure si ritiene più efficiente l’introduzione di un termine di incentivazione ad hoc da calcolare in rapporto al valore dell’energia non fornita pagata al produttore?*

*SP26. Si ritiene opportuno disincentivare, anche per il tramite di un meccanismo economico, il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento?*

### **3.2 Orientamenti relativi alle azioni medio periodo**

Sul medio periodo, invece, l’Autorità ritiene che le linee di azione portanti su cui deve basarsi l’integrazione nel sistema della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili siano:

1. il miglioramento delle azioni già individuate come interventi da effettuare nel breve termine (quali, ad esempio, lo sviluppo di capacità previsionale della produzione da fonti non programmabili);
2. lo sviluppo di ulteriori elementi come di seguito indicati.

L’ottimizzazione del dispacciamento potrebbe passare da una gestione più spinta degli impianti eolici da parte dei produttori attraverso l’introduzione di meccanismi regolatori che incentivino il miglioramento della programmazione delle unità non programmabili favorendo:

- a) il miglioramento della capacità di previsione della produzione da unità non programmabili;
- b) l’introduzione di sistemi di stoccaggio locali in grado di differire nel tempo l’immissione in rete dell’energia prodotta dagli impianti non programmabili permettendo di fatto un’ottimizzazione nello sfruttamento della rete di trasmissione (in tale categoria rientrano anche i pompaggi richiamati tra gli interventi di lungo periodo);
- c) l’adeguamento degli impianti esistenti all’allegato A17 al codice di rete nei limiti richiesti da Terna (vedere paragrafo 2.4);

- d) il continuo miglioramento nella gestione delle risorse per il dispacciamento a programma e in tempo reale da parte di Terna attraverso un'ottimizzazione e un miglioramento delle azioni già individuate nel breve periodo.

In particolare si potrebbe prevedere di realizzare un sistema di valorizzazione degli sbilanciamenti non più al prezzo del mercato del giorno prima (di seguito: prezzo MGP), ma tramite un meccanismo che incentivi progressivamente a prevedere correttamente il livello di produzione. Tale meccanismo potrebbe essere realizzato individuando diverse soglie di merito in relazione alla differenza esistente fra energia programmata in immissione ed energia effettivamente immessa e supponendo che al ridursi di questa differenza aumenti il premio previsto per il produttore. Con un meccanismo di questo tipo tutte le unità di produzione rilevanti e non rilevanti sarebbero incentivate a fare una programmazione accurata. Chiaramente questo tipo di previsioni potrebbe richiedere una serie di dati e di sistemi che difficilmente potrebbero essere acquisiti dai piccoli produttori. In tal caso essi potrebbero o accedere al regime del ritiro dedicato avvalendosi del GSE ai fini della programmazione oppure rivolgersi a soggetti terzi (ad esempio il GSE potrebbe fornire questo servizio a pagamento agli impianti non in RID) che effettuano a pagamento questo tipo di analisi.

Il grande pregio di un sistema di valorizzazione dello sbilanciamento è quello di realizzare uno strumento economico che mettendo in concorrenza le diverse soluzioni tecniche utilizzabili per raggiungere l'obiettivo (previsione, sistema ibrido, sistema di stoccaggio), ne seleziona la più efficiente. Appare evidente che un sistema di stoccaggio o ibrido non solo permette di ridurre al minimo lo sbilanciamento, ma addirittura di azzerarlo. Questo risultato costituisce un valore aggiunto per il sistema (si potrebbe prevedere un opportuno premio per tale obiettivo) a cui va aggiunta la possibilità di usufruire di ulteriori servizi di rete (riserva, spostamento della produzione o del prelievo in opportune finestre temporali) per i quali è necessario prevedere un meccanismo di remunerazione coerente con il valore del servizio medesimo.

*SP27. Si condividono gli orientamenti espressi dall'Autorità in riferimento agli interventi di medio periodo?*

*SP28. Quali criticità si intravedono in relazione all'implementazione di una disciplina di valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili?*

*SP29. Quali criticità si intravedono circa la possibilità di prevedere un adeguamento alle disposizioni dell'allegato A 17 al codice di rete per gli impianti già esistenti nei limiti di potenza individuati da Terna (vedi paragrafo 2.4) e nel rispetto dei principi di fattibilità tecnico-economica?*

### **3.3 Orientamenti relativi alle azioni lungo periodo**

Gli orientamenti relativi alle azioni sul lungo termine non possono prescindere dal fatto che su tale orizzonte possono essere intraprese molteplici azioni di responsabilità di più soggetti. Infatti, è evidente che la soluzione nel lungo periodo passa da una serie di azioni mirate a consentire un adeguato sviluppo della rete di trasporto e di sistemi infrastrutturali per la gestione contemporanea di un considerevole ammontare di risorse intermittenti nel tempo.

Sul lungo periodo è chiaro che la realizzazione di quegli sviluppi di rete che seppur programmati non sono stati completati, né in molti casi avviati, permetterebbe di risolvere quelle criticità che al momento impongono la necessità di dover modulare o distaccare gli impianti eolici. In particolare questo tipo di intervento è l'unico in grado di risolvere pienamente le criticità evidenziate sulle dorsali tra Andria, Foggia, Campobasso, Benevento e Montecorvino.

L'Autorità ritiene che tale azione di sviluppo debba essere supportata da un adeguato meccanismo incentivante nei confronti dei gestori di rete responsabili della pianificazione dello sviluppo delle reti e della sua attuazione, in primis, Terna.

Già l'Autorità con la deliberazione n. 348/07 ha stabilito un meccanismo di incentivazione fortemente premiante per la realizzazione di interventi di sviluppo infrastrutturale tesi a ridurre le congestioni di rete.

Appare opportuno rinforzare ulteriormente tale schema valutando la possibilità di attuazione di un sistema di premi e penalità correlato alle tempistiche con le quali sono eseguiti interventi di sviluppo rete essenziali alla riduzione del ricorso al servizio di modulazione da parte di unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili<sup>23</sup>. Nell'ambito di tale sistema di incentivazione, deve essere definito un meccanismo per l'individuazione degli interventi di sviluppo che consentono una riduzione o l'annullamento delle azioni di modulazione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili. Inoltre, sempre nell'ambito del predetto sistema, potrebbe essere definito un indicatore aggiuntivo, relazionato al numero, all'entità e alla durata delle modulazioni, da utilizzare in combinazione con il precedente parametro relativo alla tempistica di realizzazione degli interventi di sviluppo.

Ulteriori interventi di lungo periodo da analizzare nell'ottica di migliorare il dispacciamento in tempo reale e la gestione della riserva possono essere rappresentati dalla previsione di strumenti regolatori che favoriscano la realizzazione di impianti asserviti esclusivamente alla fornitura di servizi di riserva (sviluppo di un mercato della riserva) o di impianti di pompaggio (stoccaggi) localizzati in opportune zone (ad esempio in Sicilia e nell'area tra Campania, Puglia e Basilicata caratterizzata dalle problematiche di cui al paragrafo 2.7). In particolare questi ultimi avrebbero il doppio beneficio di aumentare i carichi notturni e allo stesso tempo migliorare la capacità di modulazione del parco di generazione nelle ore di picco<sup>24</sup>.

In prospettiva, infine, si notano delle necessità in termini di ricerca applicata, tra le quali l'implementazione e *upgrading* dei modelli e dei metodi previsionali della risorsa per una migliore gestione del bilancio carico/produzione, lo sviluppo di metodologie per l'analisi dell'interazione dinamica tra gli impianti eolici e il sistema elettrico, la valutazione dinamica della capacità delle linee elettriche in funzione dei parametri ambientali, la valutazione di soluzioni per incrementare la flessibilità del sistema e infine il monitoraggio sistematico per la verifica di ipotesi e risultati.

*SP30. Si condividono gli orientamenti espressi dall'Autorità in riferimento agli interventi di lungo periodo?*

*SP31. Quali si ritiene debbano essere gli indicatori da utilizzare come riferimento al fine di individuare gli elementi di rete potenzialmente critici e quindi avere il tempo di approntare interventi atti a scongiurare il ripetersi di una situazione come quella che attualmente caratterizza l'Italia meridionale ed insulare?*

*SP32. Quali criticità si intravedono in relazione all'implementazione di un mercato della riserva?*

*SP33. Quali ulteriori azioni si ritiene debbano essere analizzate e perseguite al fine di risolvere le attuali criticità connesse al dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili e alla loro crescente penetrazione nel sistema elettrico italiano?*

<sup>23</sup> In relazione alla possibilità di utilizzare meccanismi di premio-penalità si ravvisa la criticità legata al fatto che la mancata realizzazione di un'infrastruttura di rete nei tempi previsti può essere indipendente dalla volontà di Terna.

<sup>24</sup> Risulta evidente che propedeutico alla definizione di un meccanismo regolatorio che incentivi la costruzione di impianti di pompaggio è la presenza di studi che vadano a valutare la sussistenza delle condizioni tecniche per la realizzazione di tali impianti.