

# La partecipazione delle energie rinnovabili ai servizi di rete: fattibilità e potenzialità

Alessandro Marangoni *Direttore scientifico IREX Monitor e CEO Althesys Strategic Consultants*

*L'evoluzione del settore elettrico italiano, con la trasformazione della struttura industriale e del fuel mix, richiede un nuovo market design che ottimizzi l'integrazione delle rinnovabili. La loro partecipazione ai servizi di rete è uno snodo chiave, ma non privo di difficoltà, della riforma del mercato.*

**N**egli ultimi anni il sistema elettrico italiano ha subito profondi cambiamenti strutturali, con la crescita della penetrazione delle energie rinnovabili nell'offerta elettrica nazionale a fronte di una flessione della domanda. Integrare le rinnovabili nel sistema è diventata, dunque, la sfida per avere un sistema elettrico nazionale adeguato, sicuro, efficiente ed economicamente sostenibile. Si tratta di ridisegnare la configurazione del mercato, un compito complesso, che coinvolge una pluralità di elementi, tra i quali i servizi di rete sono una parte non facile ma certamente necessaria.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili, soprattutto di quelle non programmabili (FRNP), ha comportato una riduzione delle ore di utilizzo degli impianti termoelettrici abilitati al mercato del dispacciamento (MSD), che ha generato scarsità di risorse con capacità di regolazione di frequenza e tensione.

L'assetto del sistema, profondamente differente da quello di non molti anni addietro, ha

ridotto la disponibilità di capacità abilitata alla fornitura di servizi di rete, situazione che si accentua durante i periodi di bassa domanda in cui parte della generazione termoelettrica è sostituita da quella rinnovabile. Allo stato gli impianti FRNP non forniscono servizi di rete non potendo operare su questi mercati (dispacciamento e bilanciamento) mentre il loro forte sviluppo comporta una diminuzione del numero di unità termoelettriche in servizio e, quindi, una riduzione non solo della capacità di regolazione di frequenza e di tensione, ma anche della stabilità del sistema. Inoltre, l'effetto combinato della crescita delle FRNP associato alla decrescita della domanda elettrica aumenta la complessità di gestione del sistema. Il TSO si trova così a far fronte a:

- ❑ maggiori difficoltà nel mantenimento dell'equilibrio tra domanda e offerta;
- ❑ necessità di impiegare risorse di dispacciamento maggiormente flessibili per seguire più rapide variazioni della domanda non

coperte da FRNP (per esempio nelle ore serali);

- ridotte capacità di regolazione del sistema per mantenere adeguati profili di tensione.

Tali problematiche, comuni anche ad altri Paesi europei, si accentuano in Italia a causa della concentrazione delle FRNP in aree spesso caratterizzate da una rete elettrica di trasporto che presenta strozzature, nonché da una domanda elettrica locale ridotta rispetto alla generazione installata (come per esempio nella zona Sud). Il fenomeno è stato evidenziato anche da Terna e dall'AEEGSI, che ha avviato un dibattito pubblico in merito alla "Riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili" e riguardo alla "Revisione delle regole per il dispacciamento", proponendo, in particolare, l'estensione alle FRNP dell'abilitazione ad operare sul MSD [1].

Contestualmente si è assistito ad un susseguirsi di interventi da parte dell'AEEGSI, volti a includere maggiormente gli effetti delle FRNP sui costi di sistema ed a responsabilizzare i gestori degli impianti ad una più corretta previsione della produzione. Tali interventi sono culminati con la delibera 522/2014/R/eel "Disposizioni in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili a seguito della sentenza del Consiglio di Stato" [2].

Indipendentemente dall'evoluzione normativa appare sempre più evidente la tendenza ad estendere alle FRNP da un lato gli oneri per la gestione del sistema, dall'altro la possibilità di partecipare ai mercati dei servizi di rete. Quest'ultimo punto è particolarmente rilevante in quanto gli eventuali adeguamenti tecnologici, che dovranno realizzare gli impianti FRNP per poter offrire servizi di dispacciamento o bilanciamento, avranno effetti positivi sull'entità degli sbilanciamenti, migliorando la stabilità del sistema. In pratica più gli impianti FRNP saranno coinvolti nei mercati dei servizi ancillari, minore sarà il fabbisogno di servizi di bilanciamento, con un ridotto aggravio sugli oneri del sistema.

### Il quadro italiano

In Italia, dopo la crescita impetuosa della generazione da rinnovabili nel periodo 2010-2012, che ha impattato imprevedibilmente sulla gestione della rete e sul dispacciamento, negli anni successivi la situazione si è progressivamente assestata.

A fronte di una produzione da FRNP passata da 37 TWh nel 2013 a 38,2 TWh nel 2014, si è avuto un lieve calo dei volumi sul MSD: 26 TWh (2013) e 25,6 TWh (2014). L'impatto FRNP su MSD nel 2014 è stato pari all'11,5% dei volumi.

La disciplina del codice di rete di Terna prevede che siano abilitati a fornire servizi ancillari gli impianti programmabili "rilevanti", che possono volontariamente partecipare al MSD richiedendo una specifica qualifica [3]. Rientrano tra questi le centrali termoelettriche con potenza maggiore di 10 MVA connesse alla rete di Alta Tensione e quelle idroelettriche a bacino. Tali impianti, infatti, garantiscono una regolazione affidabile ed efficiente, non disperdendo energia primaria in caso di riduzione dell'immissione in rete.

Ad oggi, alcuni impianti non programmabili forniscono già dei servizi di rete, come per esempio la riduzione automatica della potenza in caso di sovrappotenza ed il servizio di telescatto. Per quanto riguarda gli impianti rilevanti, tali servizi sono regolati dagli allegati A17 (impianti eolici) ed A68 (impianti fotovoltaici) del Codice di Rete. Per la generazione distribuita i servizi sono regolati dall'allegato A70 (sovrappotenza) e A72 (telescatto), entrambi recepiti dalle Norme CEI 0-16 e 0-21.

### La situazione internazionale

L'impatto economico dei servizi di dispacciamento in Italia (dato dal rapporto tra il valore del MSD e quello complessivo del mercato elettrico, pari al 9%)<sup>1</sup> è comunque inferiore rispetto a quello di altri Paesi, come per esempio la Spagna (14%). Nazioni con gate closure a ridosso del tempo reale (Germania e Regno Unito) hanno minor incidenza dei costi di dispacciamento (Germania 5%), come evidenziato nella **figura 1**.

Peraltro, in altri Paesi con caratteristiche e problematiche paragonabili al mercato italiano, con elevata penetrazione di FRNP, è già prevista la partecipazione delle FRNP connesse in Alta Tensione alla fornitura di alcuni servizi di rete:

- il servizio di riserva primaria è fornito in via obbligatoria in Spagna, e volontariamente in Germania e UK;
- i servizi di riserva secondaria, terziaria e bilanciamento sono previsti in via volontaria in

<sup>1</sup> Il valore è dato dal rapporto tra il corrispettivo annuale uplift (il corrispettivo che sostiene Terna per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato MSD) ed il totale valore dei mercati gestiti dal GME (MGP+MI+MSD).

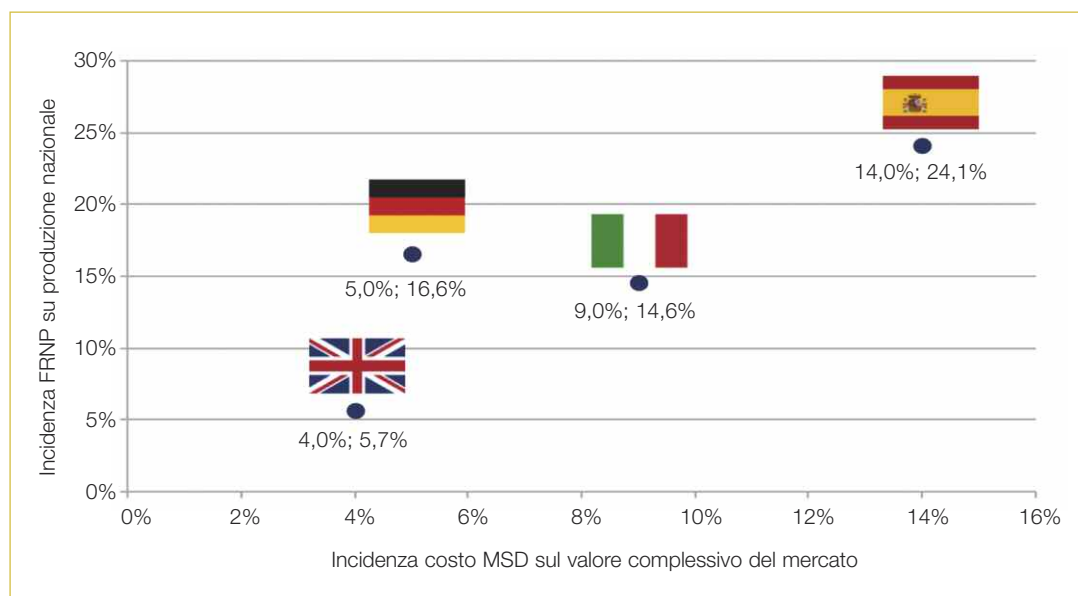


Figura 1 Sviluppo delle FRNP e costi di dispacciamento (Fonte: Althesys, 2014).

Germania e Gran Bretagna, mentre non sono possibili in Spagna;

□ la regolazione della tensione e la partecipazione alla fornitura del servizio di teleseccato sono obbligatori in Spagna, Germania e UK.

Nonostante gli assetti regolatori siano più favorevoli rispetto all'Italia, la partecipazione complessiva delle FRNP ai servizi di rete è ancora limitata anche negli altri Paesi. Tuttavia stanno nascendo numerosi programmi volti ad ampliarne l'utilizzo.

Al fine di promuovere la partecipazione delle FRNP ai servizi di rete, alcune nazioni (Spagna e Germania) hanno previsto meccanismi di remunerazione volti a favorire gli adeguamenti tecnologici necessari per erogare tali servizi. Per esempio, in Germania il sistema di incentivazione premia gli impianti FRNP la cui produzione può essere modulata tramite telecontrollo. Inoltre, il differenziale tra la tariffa riconosciuta agli impianti a questo abilitati rispetto a quella prevista per i non abilitati è definito crescente negli anni passando dal 15% del 2013, al 33% del 2014, fino al 66% del 2015.

Infine, in molti mercati si stanno diffondendo soggetti aggregatori privati che ricevono gli ordini di dispacciamento dal TSO e li ripartiscono ai produttori sulla base di accordi contrattuali. Il calcolo dell'entità degli sbilanciamenti non avviene così per singolo impianto, ma a livello aggregato di portafoglio con benefici sia per il sistema, sia per l'impianto. Tale sistema permetterebbe la partecipazione ai servizi di rete anche ai piccoli impianti per i quali risultano troppo costosi gli adeguamenti tecnici.

La partecipazione delle FRNP ai servizi di rete nei diversi Paesi europei presenta un quadro piuttosto differenziato, sia per quanto riguarda le diverse modalità di attribuzione degli oneri di sbilanciamento che i sistemi di remunerazione di questi servizi ancillari.

In **Spagna** le FRNP sono soggette al pagamento degli oneri di sbilanciamento al pari delle altre fonti. La partecipazione ai servizi ancillari è obbligatoria per gli impianti FRNP con potenza superiore a 50 MW, mentre sotto questa soglia partecipano solo le biomasse. Di fatto, le FRNP non partecipano ai servizi di rete, né sono incentivate a farlo. Non vi sono differenze sostanziali nelle modalità di remunerazione dei servizi tra FRNP e altre fonti. Inoltre, ai fini degli sbilanciamenti, domanda e generazione sono assoggettate alle stesse regole. In generale, le FRNP (in particolare gli impianti minori) si rivolgono a soggetti terzi (principalmente società di trading) per operare sui mercati e gestire gli sbilanciamenti, dato che si possono aggregare più impianti e l'onere è calcolato a livello di portafoglio.

In **Germania** sono soggetti agli oneri di sbilanciamento gli impianti FRNP che operano sul mercato, mentre ne sono esclusi quelli che optano per il ritiro dedicato. Lo sbilanciamento è calcolato a livello di "Gruppo di Bilanciamento" ed il prezzo applicato dai quattro TSO è unico e valido sia per le unità di produzione che di consumo. La partecipazione ai servizi ancillari è stabilita su base volontaria (con una richiesta di capacità minima di 15 MW) ed è consentita l'aggregazione di portafoglio. Le FRNP che decidono di partecipare a tale mercato so-

no assoggettate alle stesse regole delle fonti convenzionali.

Nel **Regno Unito** la partecipazione al mercato elettrico (*day-ahead* e *intraday*) delle FRNP è obbligatoria, con le medesime regole, per tutti gli impianti. La fornitura di servizi ancillari, invece, è volontaria e può essere diretta o tramite aggregazione di portafoglio su cui poi è calcolato lo sbilanciamento.

In tutti questi Paesi i servizi di rete forniti dalle FRNP sono remunerati secondo le stesse modalità degli impianti programmabili, che variano però da nazione a nazione (**figura 2**):

- ❑ **riserva primaria:** questo servizio non viene remunerato in Spagna, mentre lo è con modalità *pay as bid* in Germania. In Gran Bretagna è prevista la valorizzazione tramite una doppia componente: una per la capacità resa disponibile, pagata *pay as bid*, ed una per l'energia fornita, pagata al prezzo *day-ahead* moltiplicato per un fattore "k" specifico (che per esempio per risposta a bassa frequenza è pari a 1,5);
- ❑ **riserva secondaria:** in Spagna è pagata sia la capacità, al prezzo orario marginale, sia l'energia al prezzo orario marginale (il medesimo con cui viene valorizzata la riserva terziaria). In Germania sia la capacità, sia l'energia sono valorizzate *pay as bid*. Infine, in Gran Bretagna si adotta il medesimo sistema previsto per la riserva primaria;
- ❑ **riserva terziaria:** in Spagna è remunerata al prezzo marginale orario. In Germania allo stesso modo della riserva secondaria (*pay as bid* sia per la capacità, sia per l'energia). In Gran Bretagna *pay as bid*;
- ❑ **bilanciamento:** tale servizio è remunerato in Spagna al prezzo marginale orario, mentre in Gran Bretagna *pay as bid*. In Germania, in-

vece, non esiste un vero e proprio mercato di bilanciamento;

- ❑ **regolazione di tensione con potenza reattiva:** non è remunerata in Spagna, mentre è definita tramite accordi bilaterali tra impianti e TSO in Germania. In UK è previsto un sistema *pay-as-bid* e l'approvvigionamento avviene tramite aste ogni sei mesi;
- ❑ **telescatto:** è remunerato tramite una riduzione in tempo reale pari al 15% del prezzo orario *day-ahead* in Spagna. In Germania è riconosciuto il 95% del mancato ricavo, che sale al 100% qualora in un anno, questo sia l'1% dei ricavi totali. In Gran Bretagna sono previste offerte di riduzione del carico a prezzi negativi, mentre per gli impianti che non partecipano al bilanciamento è possibile stipulare accordi bilaterali con il TSO.

### Il confronto con l'Italia

In tutti i maggiori Paesi europei, ad eccezione dell'Italia, è prevista la partecipazione delle FRNP ai servizi di rete in forma obbligatoria o volontaria. In queste nazioni vi sono meccanismi di mercato che permettono l'ottimizzazione della produzione quasi in tempo reale:

- ❑ in Spagna le sessioni del mercato *intra-day* chiudono 2 h e 15 min prima della consegna fisica dell'energia;
  - ❑ in Germania la negoziazione nel mercato *intra-day* è continua, con chiusura 45 min prima della consegna fisica e non esiste il mercato di bilanciamento;
  - ❑ in Gran Bretagna la negoziazione nel mercato *intra-day* è continua con chiusura della contrattazione 30 min prima della consegna fisica.
- In Italia, invece, sono presenti 4 sessioni di

			
Riserva primaria	Pay as bid	Non remunerato	Misto Pay as bid/day-ahead
Riserva secondaria	Pay as bid	Marginal price	Misto Pay as bid/day-ahead
Riserva terziaria	Pay as bid	Marginal price	Pay as bid

**Figura 2** La remunerazione dei servizi di rete in alcuni Paesi europei (Fonte: Althesys).

aggiustamento nel Mercato Infragiornaliero, in cui l'ultima chiude 6 h prima della consegna fisica. Una revisione delle tempistiche dei mercati italiani consentirebbe agli impianti FRNP di ridurre i margini di errore nelle previsioni di produzione e permetterebbe un'efficace partecipazione ai servizi di rete.

Peraltro, in tutti i Paesi analizzati la partecipazione ai servizi ancillari da parte delle FRNP è ancora limitata e ridotta quasi esclusivamente ai servizi obbligatori: in Spagna non è possibile (salvo gli impianti superiori a 50 MW), mentre in Germania e UK, dove la partecipazione è volontaria, non risulta conveniente. In Germania, inoltre, gli impianti FRNP che partecipano al mercato dei servizi offrono prezzi in genere meno competitivi rispetto a quelli delle altre tecnologie. L'unica nazione che incoraggia la partecipazione delle FER ai servizi è la Germania che prevede un bonus sull'energia fornita, riservato solo al biogas.

In Spagna e Germania gli operatori godono di contributi per l'implementazione dei requisiti tecnici necessari a garantire la connessione in caso di buchi di tensione e al mantenimento del fattore di potenza reattiva.

In tutte le nazioni esaminate, le FRNP sono assoggettate alla disciplina degli sbilanciamenti. A seguito della recente delibera 522/2014/R/EEL l'Italia si è uniformata agli altri Stati, attribuendo oneri di sbilanciamento anche alle FRNP (in Germania si applicano solo agli impianti che operano sul mercato). Tuttavia, a differenza degli altri Paesi, in Italia non è possibile l'aggregazione delle FRNP in portafogli per la partecipazione ai mercati e a cui attribuire gli eventuali oneri di sbilanciamento.

## I servizi che potrebbero offrire le FRNP

I servizi ancillari che attualmente potrebbero fornire le FRNP connesse alla rete di trasmissione, prendendo come riferimento le BAT (*Best Available Technologies*), teoricamente sono:

- ❑ regolazione della frequenza (riserva primaria);
- ❑ regolazione della frequenza (riserva secondaria, terziaria e bilanciamento);
- ❑ regolazione della tensione tramite assorbimento/erogazione di potenza reattiva (riserva primaria e riserva secondaria);
- ❑ telescatto.

Tuttavia, i servizi potranno essere implementati solo a condizione che siano adeguate le infrastrutture di rete con la realizzazione di sistemi

di comunicazione avanzati e siano disponibili strumenti di previsione, monitoraggio e controllo da remoto della produzione FRNP. Dovrà inoltre essere effettuata una revisione dell'attuale disciplina degli sbilanciamenti in funzione del nuovo contesto, oltre che dei corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento e delle relative modalità di calcolo.

Il servizio di regolazione della frequenza (**riserva primaria**), finalizzato a garantire la stabilità della frequenza, è un servizio obbligatorio non remunerato (eccetto nelle isole) per le unità abilitate a fornire servizi di rete, che richiede tempi di risposta rapidi, dell'ordine dei secondi [4]. Potrebbe essere svolto dalle FRNP rendendo disponibile una riserva di capacità e modulando la propria immissione in rete, in aumento o diminuzione, a seguito di variazioni della frequenza. Inoltre, l'introduzione di sistemi di accumulo potrebbe favorire l'integrazione delle FRNP, grazie ad un aumento del margine della riserva. I principali vantaggi di questa scelta deriverebbero dalla maggiore flessibilità e dai minori tempi di risposta rispetto alle unità di produzione tradizionali. Le criticità sarebbero, invece, il rischio di mancanza della fonte primaria rinnovabile, con una riduzione della riserva per l'intero sistema, e il non utilizzo di parte della fonte perché destinata a riserva.

Le risorse per la **riserva secondaria e terziaria** potrebbero essere richieste dal TSO alle unità FRNP connesse sulla rete di trasmissione per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale. Le principali criticità derivano dalla forte aleatorietà che caratterizza queste fonti e dalle loro potenze limitate.

Le risorse per il **bilanciamento** potrebbero essere richieste dal TSO alle FRNP, connesse alla rete di trasmissione, per garantire il mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni e i prelievi, per la risoluzione di congestioni e per il ripristino dei margini di riserva secondaria di potenza.

L'utilizzo del **telescatto**, infine, prevede la disconnessione automatica dalla rete di un gruppo di produzione al verificarsi di eventi specifici o su ordine del TSO. Tale evento si manifesta quando non è possibile il pieno smaltimento della produzione sia in condizioni di normale funzionamento, sia a seguito di disservizi. Questo servizio potrebbe essere svolto efficacemente dalle FRNP e alcuni degli impianti attuali sarebbero già tecnicamente idonei. La disponibilità all'uso del telescatto potrebbe riguardare, oltre alle unità FRNP di grossa taglia connesse alla rete di trasmissione, anche in prospettiva gli



impianti più piccoli connessi alle reti di distribuzione. L'unica criticità riguarda il numero massimo di distacchi annui che, per gli impianti eolici, in base alle indicazioni di alcuni costruttori, oltre una certa soglia potrebbe compromettere il funzionamento degli impianti.

La **figura 3** riassume i tipi di servizi di rete e la loro efficacia che le principali FRNP (eolico, fotovoltaico e idroelettrico fluente) potrebbero fornire oggi con limitati adeguamenti tecnici.

In generale la partecipazione delle FRNP ai mercati MSD e MB con chiamate a scendere (per risolvere congestioni e/o fornire riserva primaria, secondaria, terziaria o di bilanciamento) sarebbe efficace per il sistema, specialmente in situazioni di basso carico e quando è proprio la produzione da FRNP che complica la gestione in sicurezza della rete.

La partecipazione delle FRNP ai servizi di rete sarebbe particolarmente indicata per ottemperare a queste richieste in quanto l'approvvigionamento delle risorse a ridosso del tempo reale consentirebbe anche di minimizzare gli scostamenti tra produzione attesa e quella reale che caratterizzano le FRNP.

Esistono, invece, diverse perplessità in merito al contributo che potranno offrire le FRNP alla regolazione a salire, che è effettuata riservando una banda di potenza. Infatti, se da un lato le FRNP avrebbero il vantaggio di offrire tale servizio in tempi più rapidi rispetto alle fonti tradizionali, dall'altro sarebbe necessario verificare:

- ❑ la disponibilità della fonte primaria, dato che il fabbisogno di riserva a salire è anche funzione dell'intermittenza delle FRNP;
- ❑ la perdita di produzione, dato che parte viene destinata a riserva.

Inoltre andrebbe verificata la sostenibilità eco-

nomica. Eventuali nuovi requisiti obbligatori, non previsti dalle norme tecniche, dovrebbero essere ridotti al minimo, affidandone l'approvvigionamento, nel rispetto dei vincoli tecnici e di sicurezza, a meccanismi di mercato verso soluzioni al minor costo per il sistema. Infine nella definizione delle unità che possono offrire servizi di rete, è importante considerare anche le peculiarità fisiche, specifiche delle diverse fonti. Per esempio:

- ❑ fra le rinnovabili non programmabili l'idroelettrico ad acqua fluente è caratterizzato dalla minore variabilità e maggiore prevedibilità, in quanto la portata del corso d'acqua non varia repentinamente e generalmente ha un andamento stagionale;
- ❑ il fotovoltaico, invece, è la fonte più discontinua, ma parzialmente prevedibile in base alle fasce orarie e stagionali, se pur influenzata da fenomeni meteorologici;
- ❑ l'eolico ha un elevato livello sia di variabilità che di aleatorietà, pur con qualche mitigazione resa possibile dai modelli previsionali, in ragione anche delle condizioni orografiche. Tuttavia, più la generazione eolica è distribuita in aree con caratteristiche meteorologiche diverse, minore è l'effetto aleatorio sul sistema.

Il coinvolgimento delle FRNP nei servizi di rete implica la revisione delle:

- ❑ modalità di partecipazione e di remunerazione dei servizi, in particolare per quelli per i quali non è attualmente prevista la possibilità di offerta sul mercato (riserva primaria di potenza, regolazione della tensione, telescatto);
- ❑ tempistiche dei mercati, con chiusure più vicine al tempo reale, al fine di massimizzare l'efficienza di approvvigionamento delle risorse, in particolare quelle fornite dalle FRNP, coerentemente con la futura applicazione del target model europeo.

### I possibili effetti sui mercati dei servizi

Alla luce dei servizi che le FRNP potrebbero teoricamente rendere sui mercati elettrici, pare dunque opportuno analizzare, almeno in prima approssimazione:

- ❑ la consistenza del parco impianti rinnovabile che potrebbe fornire servizi di rete;
- ❑ i costi necessari per l'adeguamento tecnologico degli impianti;
- ❑ i principali effetti per il sistema derivanti dall'accesso delle FRNP a questi mercati.





























	 Alta efficacia	 Media efficacia			
Regolazione di frequenza					
Bilanciamento					
Regolazione tensione primaria					
Regolazione tensione secondaria					
Telescatto					

Figura 3 I servizi che potrebbero offrire le FRNP (Fonte: Althesys).

L'analisi degli impianti FRNP in grado di fornire servizi di rete si concentra sulle installazioni che potrebbero operare in tempi brevi e con costi contenuti.

Per l'**eolico** che, in base a quanto avviene all'estero, risulta il più idoneo ad operare sui mercati MSD e MB, sono stati considerati gli impianti con potenza superiore a 10 MW entrati in funzione successivamente all'emanazione dell'allegato A-17 del codice di rete Terna [3]. In Italia sono presenti al 31 dicembre 2013 179 impianti eolici (185 a fine 2014) che, con modifiche contenute, potrebbero offrire servizi di rete, per un totale di 4,4 GW (4,5 GW nel 2014), corrispondente ad una produzione annua pari a 8,8 TWh (9 TWh nel 2014). La distribuzione geografica del potenziale eolico vede, naturalmente una forte prevalenza della zona Sud, con il 63% della potenza installata, seguita a grande distanza dalla Sicilia, con 21%, e dalla Sardegna.

Il contributo del **fotovoltaico**, stimato considerando solo gli impianti connessi alla rete di Alta Tensione e conformi all'allegato A-68 del codice di rete è più contenuto, con circa 410 MW di potenza. Infatti, i costi per l'adeguamento tecnologico e per la gestione dei servizi sono compatibili solo per questi impianti. In un'ottica di medio periodo, le installazioni di potenza inferiore connesse in Media e Bassa Tensione, potranno comunque contribuire ai servizi di dispacciamento tramite i DSO locali. La localizzazione geografica rispecchia quella dell'eolico con il 50% degli impianti, corrispondenti al 50% della potenza installata localizzati nella zona Sud, seguita dalla Sicilia (22% degli impianti e 18% della potenza).

Infine, si possono considerare gli impianti **idroelettrici ad acqua fluente** connessi in Alta Tensione superiori ai 10 MW. Il potenziale è di 4.671 MW, superiore a quello fornito dal fotovoltaico e paragonabile all'eolico, mentre è maggiore l'energia producibile (18,6 TWh, circa il doppio rispetto all'eolico). Anche la distribuzione geografica è molto più polarizzata, diversamente da eolico e fotovoltaico. La quasi totalità degli impianti e della produzione è loca-

lizzata al Nord, mentre appaiono marginali i contributi di Centro, Sud e isole.

Il parco FRNP potrebbe, con investimenti contenuti, contribuire con 242 impianti per 9.473 MW, alla produzione di 27,9 TWh di energia da destinarsi in parte ai servizi ancillari (**tabella 1**).

Ovviamente questo dato è la potenzialità massima dato che, nell'eventualità che questi impianti fossero abilitati ai servizi di rete, solo una parte della produzione vi parteciperebbe. Peraltro, l'AEEGSI nel rapporto sull'andamento del mercato elettrico [5] evidenzia:

- la carenza di unità abilitate al MSD a causa delle dismissioni di cui 2,1 GW di potenza nel 2013 a cui si aggiungono altri 9,1 GW di potenza in uscita nel 2014;
- un aumento consistente del fabbisogno di riserva a scendere, pari a 22,7 TWh (+7% rispetto al 2012).

La possibilità delle FRNP di fornire servizi ancillari comporta però costi per l'adeguamento tecnologico degli impianti. La spesa totale è stimata tra lo 0,3% e il 2% del Capex, in base alla fonte e alla tecnologia (**tabella 2**). Nella stima dei costi sono state considerate le seguenti dimensioni minime: eolico 5 MW, solare 8 MW, idrofluente 10 MW.

Tra le diverse FRNP, l'eolico è quello che dovrebbe sostenere i costi inferiori con un range compreso tra i 3.000 e gli 11.200 €/MW, dato che sono stati considerati solo gli impianti che già ottemperano all'Allegato Terna A-17. Sul fronte opposto l'idroelettrico fluente, che invece dovreb-

**Tabella 1** Impianti italiani FRNP che possono fornire servizi di rete  
(Fonte: Elaborazione Althesys su dati Terna - GSE - Atlasole - Atlavento)

TECNOLOGIA	N°	POTENZA [MW]	PRODUCIBILITÀ [GWh]
Eolico	179	4.390,7	8.779,5
Fotovoltaico	32	410,5	574,7
Idro-fluente	31	4.671,6	18.627,2
<b>Totale</b>	<b>242</b>	<b>9.472,8</b>	<b>27.981,3</b>

**Tabella 2** FRNP e servizi di rete: costi adeguamento tecnologico (Fonte: Elaborazione Althesys)

	COSTI TECNOLOGIA IMPIANTO [k€/MW]	INCIDENZA ADEGUAMENTO TECNOLOGICO SU COSTI IMPIANTO	TOTALE COSTI ADEGUAMENTO TECNOLOGICO [€/MW]
Eolico	1.000-1.400	0,3-0,8%	3.000-11.200
Fotovoltaico	900-1.100	1-1,5%	9.000-16.500
Idro-fluente	2.500-3.000	1-2%	25.000-60.000

be sostenere l'investimento più oneroso (tra i 25.000 e i 60.000 €/MW). Sotto le ipotesi adottate e consci che una reale valorizzazione dei costi sia ottenibile solo tramite una valutazione puntuale degli impianti e della tecnologia impiegata, una prima indicazione quantitativa dell'ammontare complessivo per l'adeguamento del parco FRNP ritenuto idoneo sarebbe così compresa tra i 135,5 e i 343,2 milioni di euro.

### La stima degli effetti per il sistema

L'estensione dei servizi di dispacciamento agli impianti FRNP avrà inevitabilmente delle ripercussioni, sia sul funzionamento del sistema, sia sui costi di gestione. Vari potrebbero essere gli effetti positivi:

- la riduzione dei tempi di risposta delle risorse richieste dal TSO se confrontato con i tempi necessariamente più lunghi di modulazione degli impianti termoelettrici;
- la riduzione degli sbilanciamenti degli impianti FRNP dovuta alla necessità di impiegare migliori e più sofisticati strumenti di previsione quale condizione per operare sul mercato dei servizi;
- l'aumento di risorse disponibili come riserva che potrebbero per buona parte compensare la dismissione di impianti termoelettrici;
- la presenza di risorse che hanno costi di modulazione molto contenuti e non paragonabili ai costi sostenuti dagli impianti termoelettrici.

Come stimato precedentemente, il potenziale FRNP tecnicamente idoneo ad offrire servizi ancillari è di 9.473 MW, che potrebbe in ipotesi contribuire con il 10% della produzione, pari a 2.798 GWh, ad incrementare l'offerta per i servizi di dispacciamento.

L'offerta aggiuntiva corrisponderebbe a circa il 21% dell'intera produzione a salire di MSD e MB (a dati 2014). Si può, quindi, desumere che l'immissione di nuova energia su questi mercati avrà effetti sui prezzi.

In base all'andamento storico di prezzi e volumi di MSD e MB, si è provato a simulare gli effetti dell'ingresso di questa potenza FRNP nei mercati a salire e a scendere. In alcuni casi non sono state riscontrate evidenze significative, in altri, invece, sono emerse correlazioni tra andamento dei volumi e prezzi. Tali indicazioni, tuttavia, vanno prese con estrema cautela data la molteplicità di variabili che hanno concorso a determinare la domanda di energia su tali mercati. Inoltre l'analisi è stata condotta su dati aggregati

a livello nazionale che prescindono, quindi, da eventuali limiti di transito nelle linee di interconnessione e da logiche specifiche che nel passato hanno influenzato l'andamento di alcuni mercati zionali (come per esempio la Sardegna). Va tenuto, infine, presente che tali valutazioni considerano che le FRNP partecipino con l'intero potenziale di energia stimata, indipendentemente dal realizzare ricavi o perdite, poiché non è ancora definito se un'eventuale estensione dei servizi alle rinnovabili avvenga alle stesse modalità previste per le fonti tradizionali. In altre parole, si è condotta una prima valutazione di sistema, indipendentemente dalla convenienza degli operatori a partecipare ai mercati dei servizi, che allo stato pare assai limitata [6].

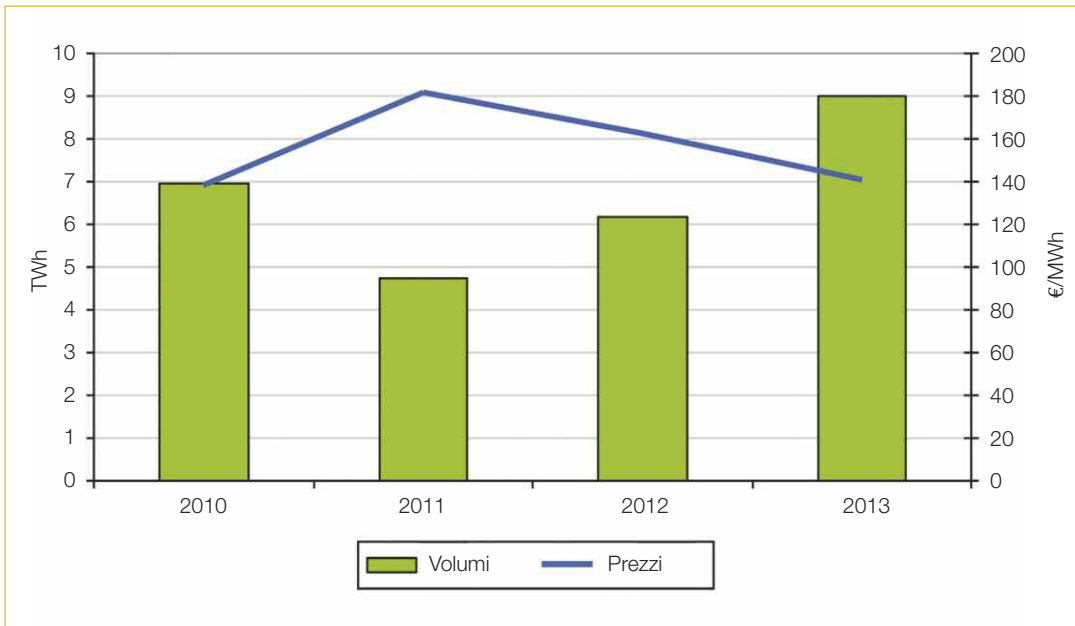
La **figura 4** riporta l'andamento dei volumi e dei prezzi sul MSD a salire, nel quadriennio 2010-2013, mostrando una correlazione negativa tra andamento dei volumi e prezzi. Tra 2010 e 2011, a fronte di una diminuzione dei volumi di 2,2 TWh (-32%), i prezzi medi ponderati sono saliti di 43,5 €/MWh (+32%), mentre tra 2011 e 2012 i volumi sono aumentati di 1,5 TWh (+31%) e i prezzi sono scesi di 18,8 €/MWh (-10%), infine tra 2012 e 2013 i volumi hanno registrato un ulteriore incremento di 2,8 TWh (+45%) a fronte di una contestuale riduzione dei prezzi di 22,1 €/MWh (-14%).

Distribuendo la nuova produzione da FRNP entrante nei servizi di dispacciamento, tra MSD e MB, in base al peso percentuale mostrato dai due mercati negli ultimi anni, l'analisi dell'elasticità dei prezzi orari zionali al variare dei volumi rileva che un incremento dell'offerta di 1,8 TWh (produzione FRNP stimata sul MSD a salire) potrebbe in teoria portare ad una diminuzione fino al 17% dei prezzi, con un beneficio sui costi di gestione di Terna. Il risparmio per il sistema in seguito alla riduzione dei prezzi del 17% della riserva a salire, conseguente alla partecipazione ai servizi delle FRNP, è così stimabile teoricamente in circa 214,7 milioni di euro (ai dati 2013).

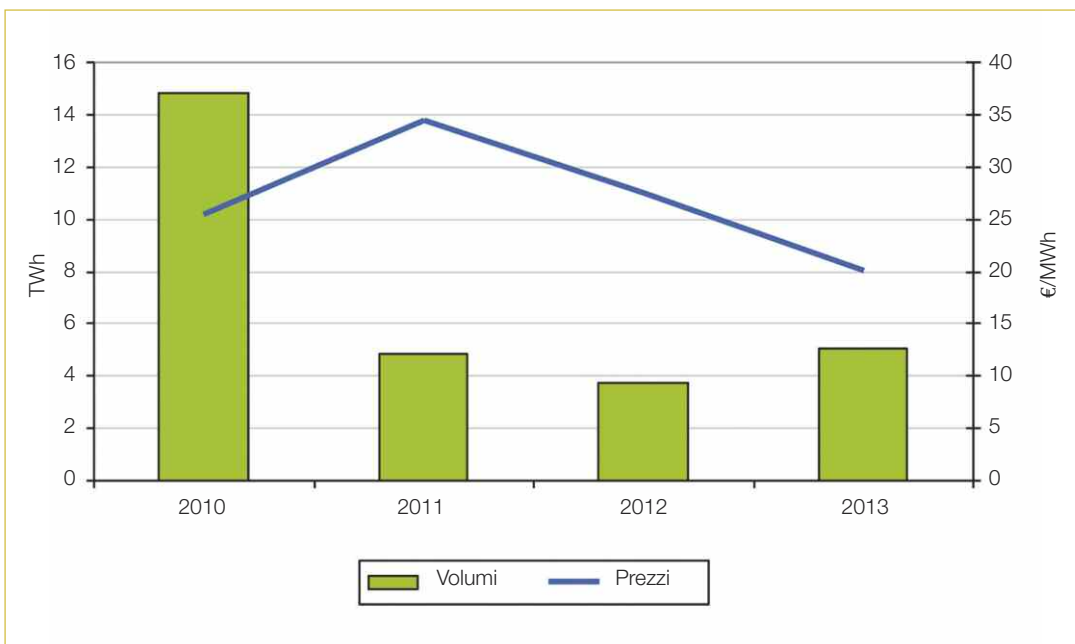
Una stima più cautelativa considera solo la produzione di eolico, fotovoltaico e idroelettrico fluente nelle ore in cui risulta conveniente per l'operatore presentare offerte a salire, stimata in 448,7 GWh. In tal caso l'effetto sui prezzi dei volumi entranti nel mercato sarebbe inferiore, con un calo teorico complessivo del 4% dei prezzi del MSD a salire.

Tale situazione porterebbe ad un risparmio sui costi di gestione di Terna di 54 milioni di euro. Mentre la prima valutazione evidenzia un potenziale teorico massimo di volumi entranti sul MSD a salire, che prescinde dalle scelte di con-





**Figura 4**  
Andamento prezzi e volumi mercato MSD a salire (Fonte: Elaborazione Althesys su dati Terna).



**Figura 5**  
Andamento prezzi e volumi mercato MSD a scendere (Fonte: Elaborazione Althesys su dati Terna)

venienza degli operatori, questa seconda ipotesi (seppur sempre teorica) è, invece, più realistica in quanto stima il potenziale di rinnovabili solo per quelle ore in cui c'è effettiva convenienza a partecipare.

Si è condotta anche una valutazione per il mercato MSD a scendere che, pur essendo l'opzione più facilmente fruibile dalle FRNP, mostra una correlazione meno evidente tra volumi e prezzi. La **figura 5** illustra l'andamento dei volumi e dei prezzi su tale mercato. In base ai dati storici, ad un aumento dei volumi è corrisposto in generale un calo dei prezzi e viceversa.

Tra 2010 e 2011 ad una diminuzione dei vo-

lumi di 9,9 TWh (-67,1%) è corrisposto un aumento dei prezzi medi di 8,9 €/MWh (+34,9%), mentre tra 2012 e 2013 a fronte di una salita di 1,3 TWh dei volumi scambiati (+35,5%) i prezzi sono scesi di 7,3 €/MWh (-26,6%).

Considerando sempre le ipotesi precedentemente assunte e distribuendo i volumi entranti come per la valutazione della riserva a salire, l'analisi dell'elasticità dei prezzi orari zonali al variare dei volumi rileva che un incremento dell'offerta di 2,8 TWh (intera produzione FRNP potenzialmente entrante sul mercato MSD a scendere) potrebbe in teoria portare ad un aumento fino al 45% dei prezzi, con un evidente

beneficio sui costi di gestione di Terna, pari a 127 milioni di euro di maggiori ricavi per la riserva a scendere.

Qualora si considerasse solo la produzione di eolico, fotovoltaico e idroelettrico fluente nelle ore in cui risulta conveniente per gli operatori presentare offerte a scendere, pari a 378,8 GWh, l'effetto sui prezzi sarebbe molto ridotto (pari ad un aumento del 6%), che comporterebbe maggiori ricavi per Terna di circa 14,2 milioni di euro. Ovviamente a maggiori benefici per Terna, dovuti ad una maggiore competitività sui mercati MSD e MB, corrispondono minori benefici per gli operatori dalla partecipazione a tali mercati.

Sommando le stime precedenti, l'impatto totale dell'ingresso delle FRNP nei mercati dei servizi di rete potrebbe ipoteticamente portare ad un risparmio per il sistema fino a circa 340 milioni di euro, pari al 19,3% dei costi complessivi rilevati da Terna nel 2014.

A tale valutazione andrebbero poi affiancati gli effetti, di difficile quantificazione, che dipendono, oltre che dalle strategie di bidding dei nuovi operatori entranti, anche dal comportamento delle unità tradizionali (termoelettrico e idroelettrico a bacino) attualmente presenti nel sistema che vedranno ridurre le proprie quote di mercato.

Dati i benefici diretti (sul mercato dei servizi) e indiretti (connessi ai minori sbilanciamenti) che le FRNP porterebbero al sistema, potrebbero essere previste delle nuove forme di remunerazione sia per i volumi di energia fornita sia per la disponibilità del servizio.

La valutazione sugli effetti quantitativi per il sistema dell'ingresso sui mercati ancillari delle FRNP, è stata necessariamente condotta "congelando" la situazione al 2013 e sterilizzando tutte le altre variabili che, al di là dell'andamento di prezzi e volumi, influiscono sulla domanda e sull'offerta. A questo si sommano le incertezze che permangono sia sulle modalità con cui il legislatore regolerà l'accesso delle FRNP ai servizi di rete, sia sulle tempistiche con cui i gestori di impianti FRNP decideranno di fornire tali servizi. Infatti, come per altro già evidenziato nelle premesse, i fattori che in passato hanno influenzato l'andamento dei prezzi e della domanda su tali mercati sono molteplici e di difficile valutazione.

Un'elevata partecipazione delle FRNP ai servizi ancillari potrebbe produrre ricadute sugli attuali assetti dei mercati (sia dispacciamento, sia MGP) e sugli attori che attualmente vi operano che, inevitabilmente, potranno ripercuotersi sulle simulazioni fin qui condotte.

## Conclusioni

In conclusione, dalle analisi e simulazioni svolte è possibile trarre alcune considerazioni sulla possibile partecipazione delle FRNP ai servizi ancillari:

- ❑ tutte le valutazioni risentono dell'estrema incertezza circa le modalità con cui saranno definiti i nuovi regolamenti per la partecipazione delle FRNP ai mercati MSD e MB;
- ❑ un aspetto chiave che inciderà sulla convenienza per le FRNP sarà il persistere degli attuali livelli di incentivazione in caso di presentazione di offerte sui mercati MSD e MB;
- ❑ complessivamente l'andamento dei prezzi dei mercati MSD e MB nel 2014 presenta minori opportunità per le FRNP rispetto al 2013 con una generale diminuzione dei prezzi per i servizi a salire ed un aumento per le chiamate a scendere;
- ❑ date le regole attualmente valide per le fonti convenzionali la fornitura di servizi di rete risulta poco o per nulla conveniente per tutte le FRNP;
- ❑ il servizio più idoneo e fattibile in tempi brevi è la riserva a scendere, tuttavia i principali benefici ricadrebbero principalmente sul TSO e quindi sul sistema, mentre l'attività risulterebbe poco o per nulla conveniente per gli impianti FRNP;
- ❑ la partecipazione delle FRNP ai servizi ancillari dovrebbe essere finalizzata ad ampliare il numero di risorse a disposizione del TSO e a ridurre i costi sostenuti dal sistema. L'operatività dovrebbe quindi focalizzarsi sui servizi che le FRNP possono fornire con maggiore efficacia rispetto alle fonti tradizionali, a fronte di un'adeguata remunerazione che non le penalizzi rispetto all'attuale operatività. L'assetto regolatorio attuale, adatto alla partecipazione delle sole fonti convenzionali, risulta, invece, del tutto inadeguato per le rinnovabili.

## bibliografia

- [1] DCO 508/2012/R/EEL, 354/2013/R/EEL e 557/2013/R/EEL.
- [2] Consiglio di Stato, sezione sesta - sentenza del 9 giugno 2014, n. 2936, Roma.
- [3] Terna: *Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete*. Versione aggiornata a luglio 2013.
- [4] AEEGSI, Delibera 231/2013.
- [5] Rapporto 428/2014/I/eel.
- [6] *Althesys-Assorinnovabili: Il settore elettrico italiano, Quale market design?* Milano, 2015.