



AUDIZIONI PERIODICHE ARERA

8 – 9 MAGGIO 2019

OSSERVAZIONI DELL'ANEV AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 139/2019/A

ANEV

Lungotevere dei Mellini 44 – 00193 Roma

tel.+39 06 42014701

fax. +39 06 42004838

www.anev.it

segreteria@anev.org

Introduzione

Con riferimento al Documento per la Consultazione 139/2019/A “QUADRO STRATEGICO 2019-2021 DELL’AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE”, ANEV intende anzitutto sottolineare l’eccessiva marginalità con cui il tema delle fonti rinnovabili viene trattato.

Preoccupa inoltre la nuova definizione di fonti rinnovabili non programmabili ivi inserita dall’ARERA “fonti di produzione con costi variabili pressoché nulli e profili di produzione non controllabili”.

Si evidenzia infine che gran parte del quadro strategico riguardo le rinnovabili è incentrato sull’autoconsumo e la generazione distribuita.

A valle di tali osservazioni preliminari sul Quadro Strategico 2019-2021 posto in consultazione, principale scopo del presente documento consiste nell’individuazione delle potenziali linee strategiche che, ad avviso dell’Associazione, meglio possano integrare le fonti di energia rinnovabile non programmabili (FERNP), ed in particolare l’energia eolica, all’interno del mercato elettrico nazionale, analizzando l’attuale situazione di quest’ultimo e tenendo conto delle possibili linee di evoluzione futura.

Quanto sopra attraverso l’attuazione di processi transitori e gradualmente a breve e medio termine che assicurino la tutela degli investimenti già sostenuti dagli operatori di settore e non comportino repentini stravolgimenti delle regole attuali di mercato.

Difatti, occorre evidenziare che modifiche del mercato elettrico quali ad esempio, separazione degli ordini di merito e valorizzazioni separate, potrebbero rappresentare dei punti di criticità per gli operatori.

Vengono quindi di seguito rappresentate le strategie e le azioni proposte da ANEV, tese ad una riforma del mercato elettrico, seguendo tre principi fondamentali:

- Tutela degli investimenti;
- Scalabilità del sistema elettrico;
- Efficienza del sistema elettrico.

Nel dettaglio, a valle di un breve stato dell’arte sui driver di evoluzione del sistema già tracciati in Italia ed in Europa, il presente documento si prefigge di delineare un ventaglio di strategie per un’ottimizzazione del mercato elettrico, con particolare riferimento al comparto eolico.

Stato dell’arte

Negli ultimi anni il mercato elettrico italiano ha vissuto una profonda trasformazione. La crisi ed il conseguente crollo della domanda energetica, così come la penetrazione delle fonti rinnovabili (FER) hanno infatti radicalmente modificato l’operatività e la funzionalità dei mercati.

La crescita delle rinnovabili è stata, come noto, il frutto di una precisa scelta di *policy* volta alla limitazione delle emissioni di gas ad effetto serra.

In Italia, come in altri Paesi, l’*exploit* delle FER è purtroppo coinciso con una profondissima crisi, anche a causa della struttura produttiva del Paese, e l’andamento della domanda elettrica ne ha risentito in modo particolarmente significativo a partire dal 2009. Al contempo il contributo delle fonti rinnovabili è cresciuto, arrivando nel 2014 ad una produzione di circa 116 TWh (+6,7%

rispetto al 2013), coprendo il 43,3% della generazione nazionale e il 37,5% della domanda. In particolare la produzione da fonte eolica ha raggiunto circa 15 TWh.

L'evoluzione del quadro di *policy* a livello europeo mostra come il fenomeno della penetrazione delle rinnovabili sia ragionevolmente destinato a proseguire nei prossimi anni.

La penetrazione delle fonti di energia rinnovabile non programmabile (FERNP) ha profondamente inciso sugli assetti e sugli equilibri del mercato elettrico. Tra gli effetti principali risultano particolarmente rilevanti quelli relativi a:

- Copertura della domanda residua e spiazzamento delle fonti termiche tradizionali: la crescita delle FERNP ha contribuito in modo determinante a ridurre la domanda residua, ossia la parte di carico che deve essere soddisfatta da generazione programmabile prevalentemente termoelettrica, comprimendo ulteriormente la contendibilità del mercato elettrico a discapito delle fonti convenzionali. Tale dinamica ha ulteriormente accentuato, unitamente alla crisi della domanda, la situazione di sovraccapacità, rappresentata principalmente dai cospicui investimenti nel settore della generazione termoelettrica, in particolare impianti a ciclo combinato a gas, realizzati nell'ultimo decennio.
- Diminuzione del prezzo dell'energia: in ragione della significativa influenza della penetrazione delle FERNP sulla dinamica dei prezzi. Secondo una stima di Elemens, per ogni punto percentuale di penetrazione delle FERNP su MGP, il PUN diminuisce di 1,1 euro/MWh.
- Aumento delle risorse movimentate nell'ambito del dispacciamento: l'accresciuta penetrazione delle FERNP ha comportato l'aumento dei fabbisogni di riserva da soddisfare nella fase di programmazione del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), nonché la necessità, concentrata in determinati periodi dell'anno, di gestire il sistema elettrico in condizioni di basso carico ed elevata produzione da FERNP.

Inoltre, considerando il tempo reale, la volatilità della produzione rinnovabile implica un incremento del fabbisogno di capacità produttiva flessibile (Tempi di avviamento rapidi, Incremento dei tempi di permanenza in servizio, etc).

Quanto agli oneri, è necessaria un'analisi puntuale sull'effettivo impatto dell'eolico sui costi di approvvigionamento dei servizi MSD, dal momento che dai dati pubblicati dall'ARERA non si rileva una chiara correlazione con la crescita della penetrazione delle FERNP, in particolare dell'eolico. In questa ottica è bene analizzare quali possano essere gli elementi di contesto che influenzeranno in Italia l'evoluzione del mercato elettrico nei prossimi anni, incidendo quindi sull'integrazione delle fonti rinnovabili al suo interno.

Driver di evoluzione del sistema già tracciati in Italia ed in Europa

Al fine di determinare gli strumenti di mercato più idonei per l'integrazione delle rinnovabili risulta utile indagare le soluzioni adottate da altri mercati del panorama europeo. A questo proposito si riportano di seguito alcune caratteristiche del mercato tedesco, assimilabile a quello italiano per penetrazione FER nel mix di produzione, con l'obiettivo di evidenziare le dinamiche di mercato, le normative e le tecnologie più virtuose per il raggiungimento dello scopo.

- **Mercati intraday continui e con tempi di chiusura più vicini alla delivery**

La possibilità per gli operatori di aggiornare le previsioni in maniera continua e fino a 45 minuti prima della consegna ha ridotto la necessità da parte dei TSO di approvvigionare l'energia sul tempo reale.

Oltre a ciò, la presenza di un mercato quart'orario ha aperto nuove opportunità di flessibilizzazione degli asset di consumo (*demand side management*), facendo guadagnare efficienza all'intero mercato elettrico.

- **Responsabilizzazione del produttore**

Rispetto alla situazione precedente in cui il dispacciamento degli impianti era a carico dei TSO, secondo il nuovo schema di dispacciamento delle rinnovabili nel mercato tedesco (Direktvermarktung), a partire dal 2012 il produttore a fonte rinnovabile tedesco è stato incentivato economicamente per la presa in carico del dispacciamento dei propri impianti. Il conseguente sviluppo di un mercato competitivo in cui sempre più attori hanno partecipato alle contrattazioni è stato alla base degli ottimi risultati ottenuti nel nuovo sistema. Inoltre, gli operatori hanno effettuato importanti investimenti in sistemi di previsione e modelli di trading con l'obiettivo di acquisire quote di mercato con un conseguente effetto positivo sull'efficienza globale del sistema.

Riportando ciò alla situazione italiana è importante che il produttore FER non deleghi la gestione dell'impianto ad un soggetto centralizzato (es. GSE) ma abbia la possibilità di effettuare una gestione attiva dell'asset (direttamente o tramite un operatore di mercato da lui delegato) anche al fine di sfruttare al meglio le opportunità derivanti da nuovi schemi di mercato.

Ad esempio, in vista della prossima introduzione di prezzi negativi si pensi alla possibilità di adottare opportune strategie di offerta per i propri impianti le quali tengano conto delle specificità dell'asset (es. valore della feed-in premium che si applica all'impianto), nonché di intervenire tramite appositi sistemi di telecontrollo per interrompere la produzione dell'impianto nel momento in cui il valore di un prezzo negativo superi il corrispettivo economico dell'incentivo. E' chiaro che in tal caso non si tratterebbe di cogliere un'opportunità, bensì di consentire all'operatore di minimizzare eventuali perdite, seppur a scapito del sistema che dovrebbe rinunciare alla risorsa rinnovabile.

- **Accesso ai mercati dei servizi ancillari**

In alcuni paesi del Nord Europa (es. Danimarca) le FRNP connesse alla rete di trasmissione sono abilitate a fornire su base volontaria i servizi di riserva primaria, secondaria, terziaria e di bilanciamento.

Risulta evidente già ad una prima analisi come le modalità di remunerazione di questi servizi in altri mercati siano più valorizzanti di quanto avvenga in Italia dove, stante l'odierna struttura di mercato, risultano ancora scarsamente attrattivi. Si pensi, a titolo esemplificativo, alla riserva primaria sul mercato tedesco che viene in parte remunerata in base alla capacità messa a disposizione per il servizio fino a valori di 4.000 €/MW/settimana.

Contestualmente alla revisione della disciplina del dispacciamento italiana è quindi auspicabile che gli organismi competenti si interrogino sul valore di tali servizi al fine di fornire disposizioni tecniche e regolatorie aggiornate alle esigenze del sistema.

Strategie di integrazione dell'eolico nel mercato elettrico

Regole di mercato

L'integrazione delle rinnovabili nel mercato elettrico richiede *in primis* l'adozione di un quadro regolatorio caratterizzato da una flessibilità che permetta il loro massimo sfruttamento. In questa ottica, per le fonti rinnovabili non programmabili, appaiono essere particolarmente positive quelle regole e modalità di funzionamento dei mercati che permettono di far fronte nel modo più efficiente possibile alla aleatorietà della produzione, quali:

- L'avvicinamento al tempo reale delle sessioni di mercato;
- L'evoluzione del mercato verso la trattazione continua;
- La possibilità di presentare offerte riguardanti più periodi rilevanti; cioè offrire la possibilità di formulare offerte per fasce orarie più lunghe (se del caso accompagnata da profili di potenza);
- L'aggregazione dell'offerta in ambiti territoriali omogenei;
- La possibilità per l'operatore FERNP di dispacciare nell'ambito del proprio "perimetro d'equilibrio". Tale innovazione, che renderebbe nel proprio perimetro gestore del dispacciamento ogni titolare di un determinato raggruppamento di UP, consentirebbe di ottimizzare "localmente" il dispacciamento e ridurre gli sbilanciamenti effettivi, contribuendo in tal modo al contenimento dei conseguenti costi di bilanciamento a carico del sistema;
- Eliminare i vincoli che impediscono la stipula di contratti bilaterali a lungo termine, promuovendo, sul lato domanda, forme di aggregazione (comunità di utenze private, pubbliche, o miste) come già avviene in Germania e Danimarca ed è previsto dall'art. 11 del D. Lgs. 102/2014;
- Utilizzare la produzione tradizionale in funzione di back-up.

Prezzi all'ingrosso dell'energia e prezzi negativi

La progressiva integrazione del mercato elettrico italiano con quelli degli altri Paesi Europei, a iniziare da quelli confinanti (processo di *market coupling*) richiede la convergenza delle regole di mercato. Tra le novità in corso di introduzione c'è anche quella dei prezzi negativi, vale a dire la possibilità che in esito alle sessioni di mercato il prezzo possa risultare negativo (verosimilmente fino a -500€/MWh).

In proposito, si sottolinea che tale fenomeno può essere particolarmente penalizzante per le FER che, per non rischiare di perdere la priorità di dispacciamento, si troveranno costrette ad offrire prezzi negativi rinunciando a parte dei propri ricavi, innescando così una rischiosa concorrenza al ribasso con i termoelettrici che potrebbero essere disposti a offrire negativo per rimanere accesi. Occorrerebbe pertanto individuare un meccanismo che consenta di conciliare i prezzi negativi con la priorità di dispacciamento per evitare al produttore la penalizzazione di una eventuale esclusione dalla partecipazione al mercato.

Qualora gli impianti FER fossero abilitati, su base volontaria, a partecipare al MSD, i prezzi negativi in MSD e MB (mercato del bilanciamento), potrebbero fornire quell'incentivo, in assenza del quale, non sarebbe conveniente per il produttore eolico fornire riserva a scendere.

Si sottolinea infine che i prezzi negativi su MSD e MB si rifletterebbero anche sulla disciplina degli sbilanciamenti: difatti, a seconda della concordanza/discordanza tra segno delle

sbilanciamento zonale e del produttore eolico, i prezzi negativi potrebbero implicare un maggior onere di sbilanciamento, o al contrario, un maggiore guadagno.

Abilitazione ad MSD

Uno degli elementi fondamentali del processo di integrazione dovrebbe consistere nell'abilitazione delle FRNP al MSD, su base volontaria. Sul tema la Direzione Mercati dell'ARERA si è già espressa positivamente sia in Documenti di Consultazione che in altre sedi. Il concetto basilare che dovrebbe passare è che la fornitura di risorse per il dispacciamento deve essere indipendente dalla fonte. Dati i requisiti minimi per l'ammissione, Terna dovrebbe quindi selezionare le offerte per i servizi ancillari in base al merito economico e secondo un criterio di neutralità tecnologica. Si ritiene, infatti, che sebbene con alcune limitazioni, gli impianti eolici siano teoricamente in grado, sotto il profilo tecnico, di offrire servizi di rete ad eccezione del servizio di ri-alimentazione del sistema elettrico.

In particolare, si ritiene che possano essere erogati servizi quali:

- Riserva secondaria a scendere per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione (in programmazione e soprattutto in tempo reale, così da minimizzare gli scostamenti attesi di producibilità delle FRNP) e ristabilire la frequenza;
- Riserva terziaria a scendere per creare opportuni margini di riserva (in programmazione e soprattutto in tempo reale, così da minimizzare gli scostamenti attesi di producibilità delle FRNP);
- Regolazione di tensione tramite potenza reattiva sulla rete di trasmissione;

Tuttavia, la natura delle fonte eolica implica alcuni svantaggi nella fornitura dei servizi rispetto alle unità di produzione attualmente abilitate. Di conseguenza, la fornitura dei servizi di rete da parte dell'eolico richiederà una revisione degli attuali requisiti tecnici definiti nel Codice di Rete per le unità abilitate.

Inoltre, posta la fattibilità tecnica, la partecipazione dell'eolico ai mercati dei servizi:

- Dovrebbe essere prevista su base volontaria, dando al produttore la possibilità di scegliere se fornire o meno i servizi, secondo proprie valutazioni economiche, anche in relazione ai costi per l'abilitazione e ai prezzi di mercato;
- Dovrebbe tener conto della peculiarità della fonte (intermittenza/affidabilità);
- Dovrebbe implicare un vantaggio economico (il recupero dell'incentivo e dei costi di investimento per l'adeguamento dell'impianto) in assenza del quale non sarebbe conveniente partecipare al MSD.

Infine, riguardo gli impianti eolici esistenti, sarebbe auspicabile lo sviluppo di meccanismi di incentivazione per interventi innovativi (es: sistemi di accumulo o per retrofit degli impianti) volti a consentire agli impianti FERNP di fornire servizi di dispacciamento.

Riforma del dispacciamento: aggregazione della produzione da FER e previsione della produzione

Un contributo interessante alla programmabilità viene dalla possibile aggregazione delle produzioni FER in ambiti territoriali omogenei, definiti tenendo conto della capacità di trasporto della rete.

Il fatto di effettuare le previsioni e dispacciare con riferimento ad un unico cluster contenente i diversi impianti di produzione a fonte rinnovabile, a prescindere dalla tecnologia e dalla taglia della singola unità, permetterebbe da un lato di sfruttare la correlazione negativa esistente tra la fonte eolica e quella solare, dall'altro un effetto portafoglio dovuto alla numerosità e alla distribuzione geografica dei diversi impianti.

Benché questo concetto sia piuttosto intuitivo è possibile ottenere riscontri quantitativi in tal proposito sia tramite numerosi studi condotti sull'argomento¹ sia da un'analisi su quei mercati che già oggi adottano uno schema di questo tipo (es: mercato tedesco).

Sistemi di accumulo

ANEV ritiene che dovrebbero essere implementati meccanismi volti a facilitare il processo di integrazione della capacità esistente nel mercato. A titolo di esempio potrebbero essere sviluppati dei meccanismi di incentivazione per interventi innovativi (es: sistemi di accumulo) volti a consentire ad impianti FRNP di divenire programmabili e abilitati a fornire servizi di dispacciamento diversi dalla MPE.

Si propone l'utilizzo di accumuli, elettrochimici o di altra natura, per la gestione degli impianti FER aggregati, anche in considerazione del calo del costo delle batterie nei prossimi anni. Ad oggi le batterie non consentono ancora un efficace accumulo di energia per impianti di taglia media/grande, e non garantiscono una vita utile adeguata a quella media degli impianti eolici. Nel caso in cui, come sembra, l'evoluzione tecnologica consenta nei prossimi anni sistemi di accumulo in grado di immagazzinare l'energia prodotta da impianti di media\grande taglia si potrà valutare la possibilità di considerare gli impianti FER come impianti programmabili.

I sistemi di accumulo di energia elettrica permetterebbero comunque al produttore eolico di accedere a nuove modalità e opportunità di gestione dell'energia prodotta. I potenziali vantaggi sono molteplici:

- Contenimento degli sbilanciamenti;
- Partecipazione a tutti i servizi di rete e maggiore flessibilità nella loro erogazione;
- Peak shaving;
- Time shifting della produzione (carica sistema in off-peak, scarica nelle ore di punta);
- Eliminazione delle fluttuazioni di produzione;
- Aumento della qualità dell'energia immessa
- Erogazione servizi di dispacciamento
- Massimizzazione dell'autoconsumo

In ogni caso, occorre sottolineare che sono ancora molti gli aspetti da disciplinare, in assenza dei quali risulta difficile per un operatore valutarne la convenienza.

Conclusioni

La notevole crescita delle FER in questi anni è il frutto di una sfida che i Paesi hanno accettato per ragioni ambientali, politiche ed economiche. Del resto l'obiettivo di decarbonizzazione dell'economia, finalizzato soprattutto alla lotta ai cambiamenti climatici, non poteva che coniugarsi con un modo nuovo e più sostenibile di produrre energia. Per aree geografiche, quali l'Europa, fortemente tributarie in termini di importazioni di idrocarburi, la produzione da fonti rinnovabili è stata ed è tuttora anche uno dei modi con cui limitare la propria dipendenza da Paesi politicamente instabili, migliorando la propria bilancia commerciale.

Nel settore elettrico le rinnovabili hanno avuto particolare successo. Regimi di sostegno a livello nazionale ed affidabilità delle tecnologie hanno spinto gli investimenti, in particolare nella fonte eolica e fotovoltaica, verso obiettivi - in termini di capacità installata e di produzione - inimmaginabili sino a pochi anni addietro.

Proprio la penetrazione delle FER, seppure unitamente ad altri e più importanti fattori, ha contribuito ad accentuare alcuni limiti e criticità del mercato elettrico che spingono oggi a dibattere sulle modalità del suo "ridisegno".

Ma tale "ridisegno" non può quindi prescindere dall'analisi di quanto avvenuto nell'ultimo decennio, tenendo al contempo in considerazione il quadro evolutivo delle politiche energetiche europee che confermano l'ineluttabilità della prosecuzione, nei prossimi anni, del fenomeno della penetrazione delle rinnovabili. Conseguentemente l'evoluzione del disegno del mercato elettrico in Italia, come in Europa, non potrà prescindere dall'esigenza di integrare in modo sempre più efficiente la crescente presenza delle FERNP (e della generazione da fonte eolica in particolare). È una grande opportunità per sfruttare al meglio le potenzialità derivanti dal loro utilizzo a beneficio del sistema e dei consumatori.

Affinché tale sfida sia affrontata in modo corretto, ANEV ritiene necessario che le istituzioni operino tenendo in considerazione alcuni principi e linee di azione qui sotto elencate.

Integrazione dei mercati e delle reti a livello europeo

Per quanto concerne il *market design* è auspicabile che si prosegua nella direzione dell'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo, non solo dei mercati *day ahead*, ma anche di quelli *intraday* e di bilanciamento, la cui piena funzionalità è fondamentale per la gestione efficiente ed efficace dell'energia prodotta da fonte eolica. La crescita dell'integrazione facilita il funzionamento di mercati "*energy only*".

Al contempo, dal punto di vista infrastrutturale, è bene che sia ampliata la cooperazione tra i diversi operatori di rete europei in modo da conseguire un uso ottimale delle risorse e che, ove opportuno, si proceda con gli investimenti finalizzati a sviluppare nuova capacità di trasmissione ed a migliorare l'operatività delle linee esistenti.

La riforma del mercato costituirebbe, inoltre, l'occasione per superare le criticità in merito alle possibili distorsioni sul MGP dovute alla presenza di un operatore istituzionale (il GSE) sul mercato, attraverso (i) l'abolizione del suo attuale ruolo nell'operatività sui mercati in favore di meccanismi maggiormente concorrenziali; (ii) il rafforzamento del ruolo di soggetti aggregatori; (iii) la limitazione del TSO e/o DSO ad un ruolo residuale nella programmazione e dispacciamento degli impianti di piccole dimensioni in caso di mantenimento, seppur rivisto, del ritiro dedicato.

Partecipazione della domanda al mercato

Altro aspetto da affrontare è quello dello sviluppo di un adeguato quadro regolatorio per favorire l'aggregazione e la partecipazione della domanda al mercato. Meccanismi di *demand response* e la flessibilità nella gestione dei carichi possono permettere da una parte la riduzione della necessità di capacità per coprire i picchi della domanda e gli investimenti in infrastrutture di rete e dall'altra limitare la variabilità dei prezzi della commodity, garantendo una maggiore stabilità dei mercati elettrici.

Liquidità dei mercati

Fondamentale risulterà in prospettiva l'incremento della liquidità dei mercati. Mercati dell'energia liquidi infatti aiutano l'integrazione delle fonti rinnovabili e risultano fondamentali per la competitività dei prezzi dell'energia.

Sbilanciamenti e *closure* mercati

Si ritiene opportuno che anche in Italia vengano introdotti meccanismi volti a promuovere un progressivo miglioramento della programmazione e previsione della produzione in quanto questo rappresenta un elemento utile non solo al sistema paese ma anche alla promozione di una sempre migliore gestione degli investimenti (e, non ultimo, allo sviluppo di nuove tecnologie).

Il successo di questi meccanismi è tuttavia legato allo sviluppo di una normativa che sia ispirata al principio della promozione di comportamenti virtuosi anziché alla mera allocazione di costi, con spirito punitivo, a carico delle tecnologie intrinsecamente meno programmabili.

In questa prospettiva è quanto mai opportuno ripensare la normativa sugli sbilanciamenti, prevedendo la possibilità di aggregazione. Tale revisione della disciplina sugli sbilanciamenti deve inoltre essere accompagnata da una generale revisione delle tempistiche di operatività dei mercati della borsa elettrica, promuovendo un progressivo ma significativo avvicinamento della *gate closure* al momento di effettiva delivery.

Mercato dei servizi

Alla luce delle rilevanti modifiche strutturali della domanda e dell'offerta, è opportuno adeguare la flessibilità dei mercati e la gamma dei servizi offerti. In particolare, proponiamo di apportare i seguenti aggiustamenti al mercato dei servizi:

- affinamento della definizione dei servizi e delle prestazioni richieste dal TSO nell'ambito del dispacciamento;
- possibilità di offerta dei servizi anche da parte di soggetti "aggregatori";
- revisione della modalità con cui il TSO si approvvigiona di capacità di riserva, prevedendo una regolamentazione che assicuri la presenza sul mercato degli impianti con prestazioni tecniche e dinamiche adeguate al servizio di backup delle FERNP. Ciò al fine di salvaguardare livelli di sicurezza ed efficienza del sistema compatibili con l'incremento di flessibilità dei mercati;
- abilitazione delle FERNP alla fornitura, su base volontaria, dei servizi di dispacciamento secondo modalità ed in misura compatibile con le caratteristiche tecniche degli impianti.

Tutela degli investimenti

Il mercato dell'energia è caratterizzato dalla necessità di realizzare investimenti capital intensive che divengono economicamente sostenibili solamente considerando un orizzonte temporale di medio-lungo termine. Numerose aziende ed investitori hanno avviato importanti progetti sulla base delle policy adottate a sostegno dello sviluppo delle nuove tecnologie di generazione.

Pertanto qualsiasi processo di revisione del mercato elettrico non potrà prescindere dal principio base della tutela degli investimenti effettuati, soprattutto se questi sono stati realizzati come risposta ad una volontà del legislatore. In questo contesto è importante che sia preservato un quadro normativo e regolatorio stabile per non compromettere l'esercizio degli impianti rinnovabili esistenti.