

## *Allegato 1*

**Dettaglio evoluzione quadro  
normativo di riferimento**



## 1 Quadro normativo di riferimento

### 1.1 Riferimenti normativi di base

#### La Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento

La convenzione annessa alla Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica di cui al decreto del Ministero dello sviluppo economico 20 aprile 2005, come modificata ed aggiornata con decreto del Ministero dello sviluppo economico 15 dicembre 2010, prevede, all'articolo 9, che Terna predisponga, al fine di assicurare uno sviluppo della RTN in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio – entro il 31 dicembre di ciascun anno – un Piano di Sviluppo, contenente le linee di sviluppo della RTN, definite sulla base:

- dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nell'arco di tempo preso a riferimento;
- della necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero;
- della necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali;
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto;
- delle eventuali richieste di interventi sulla RTN formulate dalle società proprietarie o aventi la disponibilità di porzioni della medesima RTN.

La procedura di approvazione del Piano di Sviluppo prevede che il Piano sia inviato, entro il 31 gennaio, per un primo esame preliminare al Ministero dello Sviluppo Economico che, entro quarantacinque giorni dalla data di ricevimento, verificherà la sua conformità agli indirizzi impartiti, formulando eventuali richieste e prescrizioni e, se del caso, le modifiche e integrazioni; trascorso detto termine il Piano si intenderà positivamente verificato. Successivamente all'adozione del parere VAS ai sensi del D.lgs. 152/06, da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con il Ministero dei Beni Culturali, il Ministero dello Sviluppo Economico approva il Piano di Sviluppo della rete "entro trenta giorni dal ricevimento del parere VAS".

#### Delibera 102/2012/R/eel - Consultazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale

Attraverso la delibera 102/2012/R/eel - "Disposizioni per la consultazione dello schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, predisposto dal gestore del sistema energetico", l'Autorità adotta specifiche disposizioni per dare attuazione a quanto previsto dall'articolo 36, comma 13, del decreto legislativo 93/11, in cui è previsto che l'Autorità:

- a) sottoponga lo schema di Piano decennale, secondo i propri autonomi regolamenti, ad una consultazione pubblica;
- b) renda pubblici i risultati di tale consultazione;
- c) trasmetta gli esiti della propria valutazione al Ministro dello Sviluppo Economico ai fini dell'approvazione del Piano decennale.

Tali disposizioni hanno trovato la prima applicazione in relazione al Piano di Sviluppo 2012.

#### Il Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della rete e il Comitato di consultazione

Il "Codice di Rete di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete" (di seguito "Codice di Rete"), emanato in attuazione del DPCM 11 maggio 2004, disciplina i rapporti tra Terna e gli utenti della rete, con riferimento alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica.

Il Codice di Rete trova applicazione nei rapporti tra Terna e gli utenti della rete a partire dal 1 novembre 2005.

In particolare, il Codice di Rete descrive regole, trasparenti e non discriminatorie, per:

- l'accesso alla rete e la sua regolamentazione tecnica;
- sviluppo della rete e gestione e manutenzione;
- l'erogazione del servizio di dispacciamento;
- la fornitura dei servizi di misura e di aggregazione di misure;

- la regolazione delle partite economiche connesse ai diversi servizi;
- la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il Codice di Rete contiene altresì le regole generali di funzionamento del Comitato di Consultazione degli utenti<sup>1</sup> (di seguito "Comitato"), un organo tecnico istituito ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, comprendente i rappresentanti delle principali categorie di utenti della Rete, con il compito di proporre aggiornamenti, modifiche ed integrazioni relative alle regole contenute nel Codice di Rete ed agevolare la risoluzione delle eventuali controversie derivanti dall'applicazione delle regole stesse.

Tra le generali competenze del Comitato, previste dal Codice di Rete, vi è anche quella di esprimere pareri non vincolanti sulle proposte di modifica al Codice di rete e sui criteri generali per lo sviluppo della rete, lo sviluppo e la gestione delle interconnessioni, la difesa della sicurezza della rete.

**Deliberazione ARG/elt 199/11: "Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione"**

La delibera ARG/elt 199/11 (*"Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione"*) definisce il quadro regolatorio relativamente alle attività indicate, con particolare riguardo ai temi tariffari, per il periodo 2012-15, così come aggiornati per l'anno 2014 dalla delibera 607/2013/R/eel (*"Aggiornamento per l'anno 2014 delle tariffe e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione e altre disposizioni relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Modifiche e integrazioni a TIT, TIME e TIC"*). La deliberazione ARG/elt 199/11, in particolare, approva tre allegati:

Allegato A, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2012-2015 (di seguito: TIT);

Allegato B, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 (di seguito: TIME);

Allegato C, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (di seguito: TIC).

Il TIT definisce il quadro tariffario per il quarto periodo di regolazione (2012-15), nonché la remunerazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura. Per quanto attiene alla trasmissione, fermo restando il riconoscimento della extra remunerazione riconosciuta dalla regolazione previgente per gli interventi di sviluppo già entrati in esercizio alla data del 31 dicembre 2011, la delibera introduce alcune modifiche al regime di incentivazione dei nuovi interventi di sviluppo della RTN. In particolare la delibera:

- riconosce una extra remunerazione pari rispettivamente all'1,5% ed al 2% per gli interventi di sviluppo della RTN appartenenti alle tipologie I<sup>2</sup> e I<sup>3</sup>, per un periodo di 12 anni a partire dalla data di entrata in esercizio degli investimenti;
- riduce il perimetro degli interventi I<sup>3</sup> ai soli interventi di sviluppo della capacità di trasporto relativi a progetti strategici, volti a ridurre le congestioni tra le zone di mercato o ad aumentare *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche (in casi limitati, preventivamente approvati dall'AEEG, possono essere inclusi in tale tipologia ulteriori progetti di investimento, purché di primaria portata strategica);
- introduce una nuova tipologia I<sup>4</sup> per investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo, per i quali è riconosciuta una extrar remunerazione pari a quella della tipologia I<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Investimenti di sviluppo della capacità di trasporto diversi dalla tipologia I=3, ivi inclusi gli investimenti relativi al Piano di difesa.

<sup>3</sup> Investimenti di sviluppo della capacità di trasporto relativi a progetti strategici per il sistema energetico, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, o ad incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche.

<sup>4</sup> Investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo selezionati secondo la procedura e i criteri di cui all'art. 24 del TIT.

<sup>1</sup> Composto da sette membri con carica triennale.

I progetti rientranti nella categoria I4 sono selezionati secondo specifica procedura definita con la successiva Delibera 288/2012/R/eel.

Con riferimento al servizio di misura, l'Autorità, pur rinviando ad un successivo provvedimento il completamento del processo di razionalizzazione della regolazione di tale servizio, ha istituito il *"Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica"* (TIME), ivi ricomprendendo un primo corpo di disposizioni enucleato dal precedente TIT. Il TIME ha lo scopo di unificare e uniformare a tendere tutti gli aspetti della materia, allineando, fra l'altro, la regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica immessa in rete con quella prodotta da impianti di generazione, nonché la regolazione del servizio per i punti di prelievo, e predisponendo la successiva ridefinizione di alcune responsabilità delle attività del servizio di misura.

Il TIC, infine, rispetto al precedente periodo regolatorio, introduce una disposizione per l'aggiornamento su base annuale dei contributi relativi alle connessioni in linea con quanto previsto per l'aggiornamento della quota parte delle componenti della tariffa di riferimento a copertura dei costi operativi e meglio specifica gli obblighi di trasparenza contabile a carico del gestore di rete, stabilendo che questo è tenuto a dare separata evidenza contabile ai contributi per le connessioni e ai corrispettivi per le prestazioni specifiche disciplinate dal TIC, separatamente per livello di tensione e tipologia di prestazione.

Per quanto riguarda le interconnessioni tra reti di diversi gestori, il TIC stabilisce all'art. 26 i criteri per la ripartizione dei costi tra gestori di rete, prevedendo che:

- nel caso di richieste di realizzazione di impianti per l'interconnessioni tra reti, il gestore che realizza l'impianto ottiene la copertura dei costi sostenuti tramite la remunerazione degli investimenti disciplinati dal TIT;
- non sono previsti corrispettivi a carico del gestore che non realizza l'impianto.

**Decreto Legislativo, 1 giugno 2011 n. 93: Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE.**

Il decreto attua le direttive comunitarie in materia di mercato unico dell'energia e, tra l'altro, stabilisce che:

- Terna non può "né direttamente né indirettamente, esercitare attività di produzione e di fornitura di energia elettrica, né gestire, neppure temporaneamente, infrastrutture o impianti di produzione di energia elettrica";
- "le attività del gestore del sistema di trasmissione nazionale diverse da quelle di programmazione, manutenzione e sviluppo della rete non pregiudichino il rispetto dei principi di indipendenza, terzietà e non discriminazione."
- "la realizzazione e la gestione degli impianti di produzione idroelettrica da pompaggio inclusi nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale sono affidate mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie".
- l'avvio di un procedura di certificazione di Terna che verifica il rispetto dei requisiti di indipendenza fissati dalla direttiva 2009/72/CE, all'art. 9 e richiamati dal decreto legislativo di recepimento: in particolare, si richiede che "la stessa persona o le stesse persone, fisiche o giuridiche, non sono autorizzate ad esercitare contemporaneamente un controllo su un'impresa che esercita l'attività di generazione o l'attività di fornitura e a esercitare un controllo o diritti sul gestore del sistema di trasmissione".
- l'Autorità comunica al Ministero dello sviluppo economico l'esito della procedura di certificazione e "vigila sulla permanenza delle condizioni favorevoli al rilascio della stessa". In attuazione dell'articolo 3 Regolamento CE n. 714/2009 la Commissione Europea ha il compito di esprimere un parere sulla decisione di certificazione.
- Si prevede la definizione da parte del Ministero dello sviluppo economico di scenari decennali relativi allo sviluppo del mercato

del gas naturale e del mercato dell'energia elettrica, comprensivi delle previsioni sull'andamento della domanda suddivisa nei vari settori, della necessità di potenziamento delle infrastrutture di produzione, importazione, trasporto; con decreto del Ministro dello sviluppo economico sarà individuata una procedura trasparente e non discriminatoria per la realizzazione di nuova capacità di produzione elettrica ovvero per l'introduzione di misure di efficienza energetica o gestione della domanda di elettricità da avviare anche sulla base degli esiti dello scenario.

Con riferimento al Piano di Sviluppo, il decreto stabilisce che:

- "Terna Spa predispose, entro il 31 gennaio di ciascun anno, il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, basato sulla domanda e offerta esistenti e previste. Il Ministro dello sviluppo economico, acquisito il parere delle Regioni territorialmente interessate dagli interventi in programma", rilasciato entro il termine previsto dalla normativa in materia di VAS, ovvero entro il termine di sessanta giorni dal ricevimento del Piano nel caso di mancato avvio della procedura VAS, approva il Piano "tenuto conto delle valutazioni formulate dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas", che secondo propri regolamenti effettua una consultazione pubblica "di cui rende pubblici i risultati".
- "Il Piano individua le infrastrutture di trasmissione da costruire o potenziare nei dieci anni successivi, anche in risposta alle criticità e alle congestioni riscontrate o attese sulla rete, nonché gli investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo e una programmazione temporale dei progetti di investimento, secondo quanto stabilito nella concessione per l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica".
- "L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas controlla e valuta l'attuazione del Piano e, nel caso in cui Terna non realizzi un investimento in base al Piano decennale di sviluppo della rete che sarebbe dovuto essere realizzato nel triennio successivo, provvede ad imporre alla società di realizzare gli investimenti, a meno che la mancata realizzazione non sia determinata da motivi indipendenti dal controllo della società stessa. Restano ferme le disposizioni in materia di verifica, inadempimenti e sanzioni previste nella convenzione tra il Ministero dello sviluppo economico e Terna Spa per la disciplina della

concessione per l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica".

#### **Piano di azione nazionale PAN per le energie rinnovabili di cui alla Direttiva 2009/28/CE del 30 giugno 2010**

Il Piano è stato redatto in attuazione della nuova direttiva (2009/28/CE) e della decisione della Commissione del 30 giugno 2009 sulle fonti rinnovabili per il raggiungimento, entro il 2020, dell'obiettivo vincolante di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi lordi nazionali.

Il Piano illustra la strategia nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e disegna le principali linee d'azione per il perseguimento degli obiettivi strategici.

Il Piano descrive l'insieme delle misure necessarie per raggiungere gli obiettivi, prevedendo di intervenire sul quadro esistente dei meccanismi di incentivazione – quali, per esempio, i certificati verdi, il conto energia, i certificati bianchi, l'agevolazione fiscale per gli edifici, l'obbligo della quota di biocarburanti – per incrementare la quota di energia prodotta rendendo più efficienti gli strumenti di sostegno, in modo da evitare una crescita parallela della produzione e degli oneri di incentivazione, che ricadono sui consumatori finali, famiglie ed imprese.

È inoltre prevista dal Piano l'adozione di ulteriori misure, in particolare per favorire i procedimenti autorizzativi, lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione al fine di un utilizzo intensivo ed intelligente del potenziale rinnovabile.

Il monitoraggio complessivo statistico, tecnico, economico, ambientale e delle ricadute industriali connesse allo sviluppo del Piano di azione è effettuato dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali con il supporto operativo del GSE – Gestore dei Servizi Energetici.

#### **PAEE 2011 (Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica)**

Tale documento è adottato ai sensi dell'articolo 14 della direttiva 2006/32, che prevede la trasmissione alla Commissione di un primo piano entro il 30 giugno 2007, di un secondo piano entro il 30 giugno 2011 e di un terzo piano entro il 30 giugno 2014.

Relativamente alle attività di Terna, il PAEE sottolinea la necessità di continuare nello sforzo di sviluppo e potenziamento della rete di

trasmissione nazionale, in primo luogo “per superare i “colli di bottiglia” presenti nella rete italiana, che limitano lo sfruttamento dell’energia prodotta dagli impianti più economici e la creazione di un unico mercato dell’energia, visto anche la prospettiva di possibili nuovi impieghi del vettore elettrico in settori quali il riscaldamento/climatizzazione (diffusione delle pompe di calore) e il trasporto (auto elettrica), ove oggi l’uso dell’elettricità è marginale. Non meno necessari appaiono gli interventi di potenziamento della rete di trasmissione per connettere i parchi eolici nel Centro Sud e nelle Isole e per garantire la collocazione dell’energia generata senza creare congestioni.

**Decreto 15 marzo 2012- “Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle provincie autonome (c.d. Burden Sharing).”**

Il decreto “*definisce e quantifica gli obiettivi intermedi e finali che ciascuna regione e provincia autonoma deve conseguire ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia*”.

**SEN- Strategia Energetica Nazionale**

Con il decreto interministeriale dell’8 marzo 2013, il Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell’Ambiente ha approvato la Strategia Energetica Nazionale. La SEN definisce le linee di sviluppo del settore energetico, quale elemento chiave per la crescita economica sostenibile del Paese. Il documento individua 5 sotto-settori/aree di intervento:

- consumo di energia;
- infrastruttura e mercato energia;
- infrastruttura e mercato del gas;
- raffinazione e distribuzione dei prodotti petroliferi;
- ricerca ed estrazione di petrolio e gas.

Trasversale a tali aree tematiche vi è l’area della Governance che riguarda i processi di regolazione normativa, amministrativa e delle autorizzazioni.

In termini temporali la SEN si focalizza sull’orizzonte di medio-lungo termine al 2020, ma vengono date indicazioni anche per il lungo-lunghissimo termine 2030-2050.

Gli obiettivi della SEN sono quattro:

- ridurre il gap di costo dell’energia per consumatori e imprese, allineandoli alle medie Ue;
- migliorare la sicurezza e ridurre la dipendenza dell’import dall’estero, specie nel gas;
- raggiungere e superare gli obiettivi ambientali del Pacchetto europeo Clima-Energia 2020;
- favorire la crescita economica sostenibile.

Vengono poi individuate le 7 priorità per raggiungere gli obiettivi:

- la promozione dell’efficienza energetica;
- lo sviluppo di un mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo;
- lo sviluppo sostenibile delle Fonti energetiche rinnovabili;
- la produzione sostenibile degli idrocarburi;
- lo sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico;
- la ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione carburanti;
- la modernizzazione del sistema di governance nel rapporto Stato, Regioni, enti locali.

In particolare, per quanto riguarda il potenziamento delle infrastrutture e del mercato elettrico vengono individuati alcuni obiettivi tra i quali: allineare prezzi e costi dell’energia al livello europeo, assicurare la piena integrazione nel mercato europeo e sviluppare un mercato libero ed integrato con la produzione rinnovabile.

A tal riguardo:

- per ridurre il differenziale prezzo, si punterà allo sviluppo della rete per ridurre le congestioni e sfruttare a pieno le capacità produttive più efficienti ed alla revisione degli oneri e delle agevolazioni oggi previste;
- per la piena integrazione europea, sarà necessario definire codici di rete europei e nuove linee guida per l’allocazione della capacità di trasporto trans-frontaliera, armonizzare le procedure per favorire il market coupling, incrementare la capacità di interconnessione trans-frontaliera;
- per l’integrazione delle rinnovabili saranno necessarie azioni progressive:
  - in maniera preventiva, sui nuovi impianti è necessario identificare le aree critiche, limitando la potenza

incentivabile ed adottando specifiche prescrizioni di funzionamento. In particolare, si rende necessario prevedere meccanismi di monitoraggio e sviluppare una maggiore capacità previsionale dell'accesso di ulteriore capacità in rete, istituendo un Sistema informatico di collegamento tra gestori di rete, GSE e soggetti istituzionali, nonché la partecipazione dei gestori di rete ai procedimenti di autorizzazione degli impianti di maggiori dimensioni;

- nel breve termine, ricorrere in modo mirato all'ottimizzazione delle importazioni e/o alla produzione rinnovabile in caso di overflow, prevedendo adeguati meccanismi di controllo;
- nel medio termine, rafforzare le linee di trasporto e distribuzione nelle aree a più alta concentrazione di generazione rinnovabile;
- nel lungo termine, sviluppare le smart grid e i sistemi di accumulo.

Per quanto riguarda, invece, lo sviluppo sostenibile delle FER, i principali obiettivi sono il superamento dei target europei 2020, la sostenibilità economica del settore con un allineamento degli incentivi a livello europeo, una preferenza delle tecnologie che impattano le filiere italiane. In termini quantitativi ci si propone di raggiungere al 2020 il 20% dei consumi finali coperti dalle fonti rinnovabili (per settore: elettrico al 38%, termico al 17% e trasporti al 10%).

La SEN individua, infine, le linee guida anche per gli anni 2030-2050 sostenendo una strategia di lungo periodo flessibile ed efficiente, attenta alle potenziali evoluzioni tecnologiche e di mercato, tra le quali individua:

- le tecnologie rinnovabili, essendo attesa la riduzione dei relativi costi e la conseguente maggiore incidenza delle rinnovabili sul sistema ed il raggiungimento in pochi anni della grid-parity;
- le tecnologie dei sistemi di accumulo, che insieme allo sviluppo della rete, saranno fondamentali per garantire lo sviluppo in sicurezza delle fonti rinnovabili e saranno di supporto alla diffusione dei veicoli elettrici ed alle smart-grid;

- lo sviluppo delle energie rinnovabili in Nord Africa e nei Balcani, sfruttando la posizione strategica del paese per assumere un ruolo centrale nell'esportazione dell'energia.

#### **Opere prioritarie per le quali è resa possibile l'utilizzazione degli strumenti previsti dalla Legge 443/2001 (c.d. Legge Obiettivo)**

Nella realizzazione di grandi opere infrastrutturali, un aspetto critico è rappresentato dalla incertezza dei tempi necessari ad espletare le procedure di autorizzazione, sia a livello nazionale che locale. Affinché gli interventi di rilevanza strategica per il Paese possano essere realizzati nei tempi previsti e possano avere la massima efficacia, è assolutamente necessario che le autorizzazioni vengano rilasciate in tempi definiti e certi.

Tale necessità è stata recepita dalla Legge n.443/01, detta "Legge obiettivo", ed in particolare dalle disposizioni attuative contenute nel D.lgs. n.163/06, che ha abrogato il precedente D.lgs. n. 190/02.

L'intero procedimento autorizzativo, coordinato dal Ministero delle Infrastrutture, prevede l'approvazione finale da parte del CIPE e si conclude entro 190 giorni dalla presentazione del progetto (art. 179 del D.lgs. n. 163/06).

La Legge Obiettivo ha previsto che l'individuazione delle opere definite "strategiche e di preminente interesse nazionale" sia operata, di intesa con le singole Regioni interessate, a mezzo di un Programma aggiornato annualmente da inserire nel Documento di Programmazione Economica e Finanziaria, predisposto da Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti previo parere del CIPE ed intesa della Conferenza Unificata Stato – Regioni – Autonomie locali. La programmazione delle infrastrutture si inserisce così, nell'ambito dell'intero documento di programmazione economico finanziario nazionale.

#### **Decreto Legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito con legge 27 ottobre 2003, n. 290 di riordino del settore energetico**

Con riferimento alla costruzione ed esercizio degli elettrodotti facenti parte della rete nazionale di trasporto dell'energia elettrica, la legge stabilisce che, trattandosi di attività di preminente interesse statale, sono soggette a un'autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del

Territorio e del Mare e previa intesa con la Regione o le Regioni interessate, “la quale sostituisce autorizzazioni, concessioni, nulla osta e atti di assenso comunque denominati previsti dalle norme vigenti, costituendo titolo a costruire e ad esercire tali infrastrutture in conformità al progetto approvato”.

Nell'ambito del procedimento unico, ove richiesto dal D.lgs. 152/06 (Norme in materia ambientale), si svolge la valutazione di impatto ambientale.

“L'autorizzazione comprende la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza dell'opera, l'eventuale dichiarazione di inamovibilità e l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio dei beni in essa compresi, conformemente al decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327, recante il testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità. Qualora le opere comportino variazione degli strumenti urbanistici, il rilascio dell'autorizzazione ha effetto di variante urbanistica”.

#### **Legge 23 luglio 2009, n. 99 recante disposizioni per lo sviluppo**

La legge interviene in tema di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale introducendo semplificazioni procedurali, tra cui:

- a) l'assoggettamento a Denuncia di inizio attività (DIA) per:
- le varianti di lunghezza fino a 1.500 metri che utilizzino il medesimo tracciato della linea esistente o che se ne discostino massimo fino a 40 metri lineari;
  - le varianti all'interno delle stazioni elettriche che non comportino aumenti della cubatura degli edifici, ovvero, ai sensi di quanto previsto dalla successiva legge 22 marzo 2010, n. 41, che comportino aumenti di cubatura strettamente necessari alla collocazione di apparecchiature o impianti tecnologici al servizio delle stazioni stesse, comunque non superiori del 20 per cento le cubature esistenti all'interno della stazione elettrica;
  - le varianti da apportare a progetto definitivo approvato, sia in sede di redazione del progetto esecutivo sia in fase di realizzazione delle opere, ove non assumano rilievo localizzativo.

Tali interventi sono realizzabili a condizione che non siano in contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti e rispettino le norme in

materia di elettromagnetismo e di progettazione, costruzione ed esercizio di linee elettriche nonché le norme tecniche per le costruzioni.

- b) una disciplina, da attivare in caso di mancato raggiungimento dell'intesa con le regioni interessate, che prevede il ricorso ad un comitato interistituzionale composto pariteticamente da rappresentanti ministeriali e regionali per il rilascio dell'intesa.
- c) l'esclusione dell'autorizzazione per le attività di manutenzione su elettrodotti esistenti, quali riparazione, rimozione e sostituzione di componenti di linea, a titolo esemplificativo: sostegni, conduttori, funi di guardia, etc. con elementi di caratteristiche analoghe, anche in ragione delle evoluzioni tecnologiche.

La legge introduce inoltre la tipologia di interconnector finanziati da clienti finali, titolari di punti di prelievo con potenza superiore a 10 MW. Detti soggetti sono ammessi a partecipare alle gare di selezione per il finanziamento di linee di interconnessione individuate, realizzate ed esercite, su mandato, da Terna. La misura porterà ad un incremento globale fino a 2.500 MW della complessiva capacità di trasporto disponibile con i Paesi esteri, come da ultimo previsto dalla legge 22 marzo 2010, n. 41, di conversione del decreto legge 25 gennaio 2010, n. 3.

#### **Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 settembre 2010)**

Le linee guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione alla costruzione ed esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sono state emanate in ottemperanza dell'art. 12, comma 10, del D.lgs. 387/03 in materia di fonti rinnovabili.

Il provvedimento è entrato in vigore il 3 ottobre 2010 e si applica ai procedimenti avviati dal 1° gennaio 2011.

Le linee guida prevedono che il proponente debba integrare l'istanza con la documentazione richiesta nelle linee guida. È stato precisato che tra le opere connesse, oggetto di autorizzazione unica ex D.lgs. 387/03, rientrano tutte le opere necessarie alla connessione indicate nel preventivo per la connessione, ovvero nella soluzione tecnica minima generale, predisposte dal gestore di rete ed esplicitamente accettate dal proponente, con l'esclusione dei nuovi elettrodotti o dei potenziamenti inseriti da Terna

nel Piano di Sviluppo, fatta eccezione per l'allegato connessioni.

Viene poi espressamente previsto che, tra i documenti che il proponente deve allegare alla richiesta di autorizzazione dell'impianto, vi sia, a pena di improcedibilità, il preventivo per la connessione, redatto dal gestore di rete ed esplicitamente accettato dal proponente, compresi tutti gli elaborati tecnici relativi al progetto degli impianti per la connessione.

E' poi prevista un'informativa alle Regioni interessate circa le soluzioni di connessione elaborate e accettate per impianti con potenza nominale non inferiore a 200 kW con cadenza quadrimestrale.

**Decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. (Gazzetta Ufficiale del 28 marzo 2011, n.71)**

Il decreto legislativo conferma il principio, già sancito dal decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, del procedimento unico per l'autorizzazione congiunta degli impianti e delle opere di connessione previste dal preventivo di connessione, anche se funzionali a più impianti (es. stazioni di raccolta).

Con riferimento alla sola realizzazione di "opere di sviluppo funzionali all'immissione e al ritiro dell'energia prodotta da una pluralità di impianti non inserite nei preventivi di connessione, richiedono l'autorizzazione", si prevede che l'autorizzazione sia conseguita a conclusione di un procedimento di competenza regionale. Le Regioni, nel disciplinare il procedimento di autorizzazione in parola, devono garantire il coordinamento tra i tempi di sviluppo delle reti e di sviluppo degli impianti di produzione e potranno delegare alle Province il rilascio delle autorizzazioni.

Il Piano di sviluppo della rete di trasmissione prevede in apposite sezioni le opere funzionali all'immissione e al ritiro dell'energia prodotta da una pluralità di impianti non inserite nelle soluzioni di connessione, nonché gli interventi di potenziamento della rete che risultano necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile già in esercizio. Questi ultimi interventi comprendono anche i sistemi di accumulo finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili.

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo dell'energia e le altre opere utili al dispacciamento dell'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili previste dalle sezioni del Piano di sviluppo sopra descritte, si prevede che l'Autorità assicuri una remunerazione degli investimenti per la realizzazione e la gestione delle suddette opere "che tenga adeguatamente conto dell'efficacia ai fini del ritiro dell'energia da fonti rinnovabili, della rapidità di esecuzione ed entrata in esercizio delle medesime opere, anche con riferimento differenziato a ciascuna zona del mercato elettrico e alle diverse tecnologie di accumulo".

Le imprese distributrici di energia elettrica sono chiamate a elaborare ogni anno un piano di sviluppo della loro rete, secondo modalità individuate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in coordinamento con Terna e in coerenza con i contenuti del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale. I piani devono indicare i principali interventi e i relativi tempi di realizzazione.

**Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, Norme in materia ambientale.**

Nell'ambito del procedimento unico di autorizzazione dei progetti delle opere della rete di trasmissione nazionale, il d.lgs. 152/06, come da ultimo modificato con decreto legge 179/12, prevede che il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare abbia competenza esclusiva a svolgere la valutazione di impatto ambientale di tutti gli elettrodotti aerei della rete di trasmissione nazionale con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 10 km e degli elettrodotti in cavo interrato in corrente alternata, con tracciato di lunghezza superiore a 40 km, e alla verifica della conformità delle opere al progetto autorizzato. Il Ministero svolge inoltre la verifica di assoggettabilità a VIA degli elettrodotti aerei con tensione superiore a 100 kV di lunghezza superiore a 3 km.

Con le modifiche recate al d.lgs. 152/06 dal D.lgs. 128/2010 ("Decreto legislativo di riforma del codice ambiente") è stata inserita una disposizione che precisa che la Valutazione Ambientale Strategica (VAS) non è necessaria per le modifiche ai piani territoriali "conseguenti a provvedimenti di autorizzazione di opere singole che hanno per legge l'effetto di variante ai suddetti piani e programmi". Pertanto, le autorizzazioni degli interventi relativi alla rete elettrica di trasmissione nazionale che determinano varianti dei piani regolatori degli

enti locali non costituiscono modifiche ai piani urbanistici sulle quali occorra preventivamente svolgere la VAS.

È stato precisato che l'autorità procedente per l'autorizzazione o l'adozione del piano (nel caso del Piano di sviluppo della rete, il Ministero dello Sviluppo Economico), in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, provvede, prima dell'approvazione del Piano, "tenendo conto delle risultanze del parere VAS e dei risultati delle consultazioni transfrontaliere", alle opportune revisioni del piano o programma.

Sempre con riferimento alla procedura VAS, l'art.23 del decreto legge del 24 gennaio 2012 n.1, "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività", prevede che il Piano venga sottoposto annualmente alla verifica di assoggettabilità a procedura VAS di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e che sia comunque sottoposto a procedura VAS ogni tre anni.

## **1.2 Regolamentazione a livello europeo**

### **Regolamento CE n. 713/2009 che istituisce l'Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia.**

Il regolamento CE n. 713/2009 istituisce l'ACER, l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dei mercati energetici i cui compiti riguardano sia la cooperazione dei Gestori di rete che delle autorità di regolazione nazionali così come la regolazione delle condizioni di accesso alle infrastrutture transfrontaliere e le attività di monitoraggio dei mercati interni dell'energia elettrica e del gas.

### **Regolamento (CE) n. 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il regolamento CE n. 1228/2003**

A partire dal 3 marzo 2011 si applicano il regolamento CE n. 714/2009 e il regolamento CE n. 713/2009 che, con le direttive elettricità e gas, completano il quadro di attuazione del c.d "terzo pacchetto energia" di liberalizzazione del mercato interno dell'energia elettrica e del gas.

I regolamenti intervengono nel settore elettrico in particolare nelle materie di regolazione, sviluppo e pianificazione delle questioni transfrontaliere e assegnano ruoli e responsabilità obbligatori alla cooperazione dei Gestori di rete dei sistemi di trasmissione, nell'ambito dell'ENTSO-E, la rete europea dei gestori di rete, e alla cooperazione delle Autorità

nazionali di regolazione nell'ambito dell'ACER, l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dei mercati energetici.

Il regolamento CE n. 714/2009 dispone in capo ai Gestori di rete dei sistemi di trasmissione l'obbligo di cooperare a livello comunitario nell'ambito dell'ENTSO-E, che ha, tra gli altri compiti in esso previsti, quello di adottare i codici di rete europei e ogni due anni un piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario. Inoltre i Gestori di rete sono inoltre tenuti a instaurare nell'ambito dell'ENTSO-E una cooperazione regionale per contribuire alle suddette attività e per adottare ogni due anni un piano regionale degli investimenti.

Il regolamento stabilisce che i codici europei sono adottati da ENTSO-E in conformità con gli orientamenti quadro dell'ACER e in base alle priorità annuali definite dalla Commissione Europea, e dispone che, al termine del processo di adozione, che comprende la consultazione pubblica degli operatori, siano presentati dalla Commissione Europea al Comitato degli Stati membri per l'adozione vincolante a livello nazionale.

Il piano di sviluppo della rete a livello comunitario, comprensivo degli scenari sull'adeguatezza delle capacità di produzione europea per un periodo tra 5 e 15 anni, si basa sui piani di investimento nazionali, tiene conto dei piani regionali degli investimenti e degli orientamenti comunitari per lo sviluppo delle reti trans europee nel settore dell'energia. Esso individua in particolare le esigenze di investimento per l'aumento della capacità transfrontaliera e gli ostacoli derivanti da procedure o prassi di approvazione diverse a livello nazionale. Così come stabilito nella direttiva n. 72/2009 le autorità nazionali di regolazione verificano la conformità dei piani di sviluppo nazionali con il piano di sviluppo adottato a livello europeo. L'ACER rilascia un parere sui piani decennali di sviluppo a livello nazionale per valutarne la loro conformità con il piano di sviluppo di ENTSO-E e, in caso di difformità, può raccomandare modifiche ai suddetti piani.

### **Direttiva 2012/27/UE del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE**

Il 14 novembre 2012 è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale dell'UE la direttiva sull'efficienza energetica (che abroga le direttive 2004/87CE e 2006/32/CE) che stabilisce il quadro

di regolamentazione comune e i requisiti minimi che gli Stati Membri devono rispettare per realizzare entro il 2020 un risparmio di energia primaria pari al 20% e per ulteriori miglioramenti oltre tale data.

La direttiva stabilisce un quadro comunque di interventi in materia di efficienza energetica e demanda agli Stati Membri il compito di stabilire un obiettivo nazionale di efficienza energetica (espresso sotto forma di livello assoluto di consumo di energia primaria al 2020) e un programma che tenga conto dell'obiettivo UE di risparmio energetico del 20% al 2020 (che equivale ad un risparmio di 368 Mtoe nel 2020 rispetto ai livelli del 2007). Entro il 30 giugno 2014 la Commissione Europea valuterà il livello di conseguimento dell'obiettivo comunitario e, nel caso, proporrà obiettivi nazionali giuridicamente vincolanti per il suo raggiungimento entro il 2020.

Di seguito si segnalano le misure di efficienza energetica che riguardano in particolare il settore della trasmissione di energia elettrica e si sostanziano in obblighi di efficienza energetica imposti alle Autorità di Regolamentazione nazionali per la regolamentazione delle infrastrutture di rete, compresi i sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica e le tariffe di rete, e per il dispacciamento e la connessione degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Le suddette misure sono contenute nell'articolo 12 (trasmissione e distribuzione di energia), nell'allegato XI (criteri di efficienza energetica per la regolamentazione delle reti e per le tariffe fissate e approvate dall'autorità di regolamentazione) e nell'allegato XII (requisiti di efficienza energetica per i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione).

In materia di regolamentazione delle reti di trasmissione e distribuzione e di tariffe di rete, l'articolo 12 (commi da 1 a 4) impone obblighi agli Stati Membri affinché:

- le autorità nazionali di regolazione tengano conto dell'efficienza energetica nelle decisioni che riguardano il funzionamento delle infrastrutture elettriche e del gas. In particolare si prevede che la regolamentazione e le tariffe di rete, tenendo conto dei costi e benefici di ogni misura, devono incoraggiare gli operatori di rete ad offrire agli utenti servizi di rete che consentano agli stessi di migliorare l'efficienza energetica nel quadro dello sviluppo delle reti intelligenti (o smart grids);

- nella regolamentazione delle reti e delle tariffe di rete siano soddisfatti i criteri di efficienza energetica definiti nell'allegato XI, tenendo conto degli orientamenti e dei codici di rete europei (definiti in ambito ENTSO-E e ACER per il settore elettrico) ai sensi del Regolamento CE n.714/2009. La regolamentazione e le tariffe di rete devono consentire agli operatori di rete di offrire servizi e tariffe di sistema nell'ambito di misure di risposta e gestione della domanda e di generazione distribuita sui mercati organizzati dell'elettricità e in particolare:

- lo spostamento del carico da parte dei clienti finali dalle ore di punta alle ore non di punta, tenendo conto della disponibilità di energia rinnovabile, di energia da cogenerazione e di generazione distribuita;
- i risparmi di energia ottenuti grazie alla gestione della domanda di clienti decentralizzati da parte degli aggregatori di energia;
- la riduzione della domanda grazie a misure di efficienza energetica adottate dai fornitori di servizi energetici, comprese le società di servizi energetici;
- la connessione e il dispacciamento di fonti di generazione a livelli di tensione più ridotti;
- la connessione di fonti di generazione da siti più vicini ai luoghi di consumo;
- infine lo stoccaggio dell'energia.

Entro il 30 giugno 2015 devono essere adottati a livello nazionale piani che valutano i potenziali di efficienza energetica delle infrastrutture di rete (compresa l'infrastruttura elettrica di trasmissione, di distribuzione, la gestione del carico, l'interoperabilità e la connessione degli impianti di produzione) e che individuano le misure concrete e gli investimenti per introdurre nelle reti miglioramenti di efficienza energetica vantaggiosi sotto il profilo costi e benefici.

Al fine di favorire la cogenerazione ad alto rendimento, l'articolo 12 (commi da 5 a 7) dispone in capo agli Stati Membri specifici obblighi di regolamentazione e l'allegato XII individua i requisiti di efficienza energetica per i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione tra i quali rilevano l'obbligo di imporre ai Gestori di rete dei sistemi di trasmissione e distribuzione di garantire la trasmissione e la distribuzione di elettricità prodotta da cogenerazione ad alto rendimento compreso l'accesso prioritario alle

reti e il dispacciamento prioritario. Si prevede inoltre che gli impianti di cogenerazione possano offrire servizi di bilanciamento e altri servizi di rete attraverso sistemi e procedure di offerta trasparente.

La possibilità che i gestori di rete incoraggino, riducendo i costi di connessione e di uso del sistema, la scelta di ubicazione degli impianti di cogenerazione in prossimità delle zone in cui si registra una domanda.

**Pacchetto per le Infrastrutture Energetiche Europee: Regolamento n. 347/ 2013 del 17 aprile 2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee che abroga la decisione n.1364/2006/CE e che modifica i regolamenti (Ce) n. 713/2009, (Ce) n. 714/2009 e (Ce) n. 715/2009**

Il regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee, che abroga la decisione n. 1364/2006, stabilisce i nuovi orientamenti comunitari per lo sviluppo e l'interoperabilità di corridoi energetici infrastrutturali prioritari e abroga a partire dal 1 gennaio 2014 gli orientamenti vigenti in materia di reti trans-europee nel settore dell'energia (TEN-E) e del quadro di finanziamento. Il Regolamento stabilisce le regole di individuazione dei progetti di interesse comune e prevede l'adozione di procedure autorizzative accelerate per favorire la realizzazione dei progetti di interesse comune così come le regole per la ripartizione dei costi dei progetti a livello transfrontaliero e degli incentivi a copertura dei rischi. Esso determina inoltre i principi di ammissibilità dei progetti di interesse comune all'assistenza finanziaria dell'UE prevista a partire dal 2014 nell'ambito del nuovo meccanismo per finanziare i progetti infrastrutturali nel settore dell'energia, dei trasporti e delle telecomunicazioni denominato: "meccanismo di collegamento per l'Europa" (CEF: "Connecting Europe Facility") regolamentato nell'ambito di una separata proposta di regolamento, nei limiti di 9,1 Mld di euro per le infrastrutture energetiche stanziato nel bilancio comunitario 2014-2020.

Il regolamento individua 12 corridoi e aree prioritarie in campo energetico da sviluppare a livello europeo (4 corridoi per il settore dell'energia elettrica, 4 per il settore del gas, 1 in materia di smart grids, 1 in materia di autostrade dell'energia, 1 in materia di CCS e uno in materia di petrolio) e stabilisce la procedura per l'identificazione dei progetti di interesse comune a tal fine necessari. Essa si applica alle seguenti infrastrutture di energia elettrica:

- linee di trasmissione aeree ad alta tensione (superiori a 220 kV);
- cavi sottomarini o interrati (superiore a 150 kV);
- qualunque apparecchiatura per il trasporto di energia sulle reti ad alta e altissima tensione al fine di connettere RES o Storage in uno o più stati Membri o paesi Terzi (autostrade dell'elettricità);
- impianti di stoccaggio di elettricità, utilizzati per immagazzinare elettricità in maniera permanente o temporanea in un'infrastruttura o in siti a condizione che siano collegate a linee di trasmissione ad alta tensione;
- apparecchiature di telecomunicazione e sistemi di monitoraggio, protezione e controllo del sistema elettrico.

Sulla base di tale Regolamento la Commissione Europea ha predisposto il primo elenco dei progetti di interesse comune, che sarà aggiornato ogni due anni, che diventerà parte integrante dei Piani di Investimento Regionali adottati in ambito ENTSO-E e dei Piani di Sviluppo Nazionali, affinché venga data a questi progetti priorità di attuazione a livello nazionale.

Il Regolamento interviene inoltre in materia di incentivi agli investimenti di sviluppo con l'obbligo per l'ENTSO-E di adottare una metodologia di analisi costi benefici armonizzata a livello europeo insieme con il modello integrato di rete e di mercato alla base piano di sviluppo della rete a livello comunitario, sottoposta al parere dell'ACER e approvata dalla Commissione Europea. Sulla base di questa metodologia di analisi si prevede che le autorità nazionali di regolazione possano decidere di concedere incentivi ai progetti di interconnessione esposti a rischi più elevati sulla base di orientamenti comunitari che saranno pubblicati dall'ACER entro il 31 dicembre 2013.

I progetti di interesse comune saranno ammissibili al sostegno finanziario dell'UE sotto forma di contributi a fondo perduto per studi e di strumenti finanziari che saranno definiti nell'ambito della proposta di regolamento che istituisce un nuovo meccanismo per collegare l'Europa.

**Regolamento Connecting Europe facility "CEF" n.1316/2013 e Quadro Finanziario Pluriennale 2014-2020.**

Il Regolamento reca il Meccanismo di collegamento per l'Europa (Regolamento CEF), che definisce le modalità e gli strumenti per

l'assistenza finanziaria dell'UE alle infrastrutture prioritarie per l'UE nel settore dei trasporti, energia e telecomunicazioni per il periodo 2014-2020. La dotazione finanziaria complessiva prevista del programma CEF è di circa 29.3 miliardi di €. Il budget totale per il settore energia è di circa 5.12 miliardi di €.

L'adozione della Proposta di Regolamento è contestuale e correlata all'adozione del nuovo Quadro Finanziario Pluriennale (QFP) per il periodo 2014-2020.

Il Progetti individuati quali Progetti di Interesse Comune (PIC) potranno essere elegibili per i finanziamenti previsti dal CEF.

### **Proposta di modifica della Direttiva 2001/92/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (VIA).**

Il provvedimento, presentato dalla Commissione UE il 26 ottobre 2012, riguarda la valutazione di impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati ed è finalizzato a porre rimedio ad alcune carenze rilevate nell'applicazione della Direttiva, in particolare riguardo a: la procedura di assoggettabilità-screening; le informazioni contenute nella relazione di VIA; incoerenze con altri atti legislativi europei.

Tra le modifiche più rilevanti della proposta è quella di comprendere nella definizione di progetto le "demolizioni" e le modifiche riguardanti il rapporto ambientale (dettaglio informazioni, predisposizione dello stesso da parte di esperti accreditati, consultazione con il pubblico etc).

L'adozione della Proposta di modifica della Direttiva VIA è prevista per l'inizio del 2014.

### **Pacchetto di misure della Commissione UE tra le quali la Comunicazione "Realizzare il mercato interno dell'energia elettrica sfruttando al massimo l'intervento pubblico"**

E' stata presentata il 5 novembre 2013 dalla Commissione UE una Comunicazione "Realizzare il mercato interno dell'energia elettrica sfruttando al massimo l'intervento pubblico" accompagnata da un pacchetto di documenti in materia di intervento pubblico nei mercati energetici tra i quali il documento sull'adeguatezza della generazione, una analisi sui sistemi di sostegno alle energie rinnovabili, e un documento contenente misure di flessibilità della domanda.

Obiettivo del pacchetto di misure è fornire alcuni principi e linee guida per valutare l'intervento

statale in materia di meccanismi di capacità e di sostegno alle fonti rinnovabili.

### **Il regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia "REMIT"**

Il regolamento REMIT entrato in vigore il 28 dicembre 2011, stabilisce regole rigorose sul commercio dell'energia all'ingrosso. L'obiettivo principale del regolamento è impedire l'uso di informazioni privilegiate e altre forme di abusi di mercato che alterano i prezzi dell'energia all'ingrosso e fanno sì che le imprese e i consumatori finiscano con il pagare più del dovuto l'energia che consumano.

Per garantire trasparenza ed un equo accesso alle informazioni, il Regolamento impone agli operatori di mercato di comunicare al pubblico le informazioni privilegiate di cui dispongono in relazione alle imprese o agli stabilimenti che l'operatore di mercato interessato, l'impresa madre o un'impresa collegata possiede o controlla

All'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia ("ACER"), è attribuito il compito di eseguire un monitoraggio indipendente di tutte le operazioni nel mercato dell'energia all'ingrosso e un controllo del rispetto delle regole.

### **1.3 Atti normativi emanati nel corso del 2013**

#### **Decreto Legge 4 Giugno 2013 n.63, convertito con legge 3 agosto 2013, n. 90: Disposizioni urgenti sulla prestazione energetica nell'edilizia e altre interventi per la coesione sociale**

Il presente decreto introduce nuove misure in tema di efficienza energetica. Istituisce presso il GSE una banca dati nazionale in cui confluiscono i flussi di dati relativi ai soggetti beneficiari degli incentivi erogati dal GSE e quelli acquisiti da altre amministrazioni pubbliche autorizzate ad erogare incentivi o sostegni finanziari per attività connesse ai settori dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili.

#### **Decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito con legge 9 agosto 2013, n. 98, Disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia"**

Il decreto prevede modifiche al rilascio delle autorizzazioni paesaggistiche ai sensi del d.lgs. 42/04 (tra cui la riduzione del termine per l'espressione del parere del soprintendente da 90 a 45 giorni se è già stata verificata la coerenza tra

strumenti urbanistici e prescrizioni paesaggistiche) e un indennizzo in caso di ritardo nella conclusione dei procedimenti amministrativi a favore dell'istante.

#### **Decreto Ministeriale 19 dicembre 2013- "recante modalità e criteri per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2014"**

Il decreto determina le modalità e i criteri per l'importazione di energia elettrica per l'anno 2014 sulla rete di trasmissione nazionale.

#### **Legge n. 147 del 27 dicembre 2013 - Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge di stabilità 2014)**

La legge di stabilità interviene in materia di Capacity Payment, prevedendo che il Ministro dello sviluppo economico definisca entro 90 giorni dall'entrata in vigore della legge (ossia dal 1° gennaio 2014), su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentito il Ministro dell'Ambiente, condizioni e modalità per la definizione di un sistema di remunerazione di capacità produttiva in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete e senza aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali, nell'ambito della disciplina del mercato elettrico, tenendo conto dell'evoluzione dello stesso e in coordinamento con le misure previste dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379. Nelle more dell'implementazione della nuova disciplina, continua ad applicarsi la disciplina vigente. Viene, inoltre, abrogata la norma approvata con d.l. 83/12 che prevedeva la definizione, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, delle modalità per la selezione, previa analisi dei fabbisogni del sistema elettrico effettuata su base territoriale dal gestore della rete e in base alle diverse offerte formulate dagli impianti stessi, nonché per la remunerazione dei servizi di flessibilità assicurati dagli impianti di produzione abilitati.

#### **Decreto Legge 145/2013 (c.d. Destinazione Italia).**

L'AEEG è delegata a provvedere all'aggiornamento, entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto (ossia dal 24 dicembre 2014) dei "criteri per la determinazione dei prezzi di riferimento per le forniture destinate ai clienti finali non riforniti sul mercato libero, tenendo conto delle mutazioni intervenute nell'effettivo andamento orario dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato". A decorrere

dal 1° gennaio 2014, i prezzi minimi garantiti definiti dall'AEEG per gli impianti che accedono al regime del ritiro dedicato "sono pari, per ciascun impianto, al prezzo zonale orario nel caso in cui l'energia ritirata sia prodotta da impianti che accedono a incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta".

Infine, il decreto contiene una norma che consente ai titolari degli impianti da fonti rinnovabili che beneficiano di incentivi sotto la forma di certificati verdi, tariffe omnicomprendenti ovvero tariffe premio i titolari, in alternativa:

- di continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo. In tal caso, per dieci anni decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non hanno diritto di accesso ad ulteriori strumenti incentivanti;
- di optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante su un periodo di tempo più lungo (il periodo residuo di incentivazione è incrementato di 7 anni) con l'applicazione di un incentivo ridotto di una percentuale specifica definita con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente su parere AEEG, da adottare entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto (ossia dal 24 dicembre 2014). L'opzione deve essere esercitata entro i 90 giorni successivi all'adozione del decreto. La riduzione viene differenziata in ragione del residuo periodo di incentivazione.

#### **Decreto del Ministro dello Sviluppo economico 27 dicembre 2013, recante approvazione di modifiche al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico**

Con il decreto sono approvate le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico trasmesse dal Gestore del mercato elettrico S.p.A. al Ministro dello sviluppo economico in data 25 febbraio 2013 e 6 giugno 2013, in materia di garanzie finanziarie degli operatori, impugnazione del diniego di ammissione al mercato e certificati verdi.

## 1.4 Delibere AEEG emanate nel corso del 2013

### Delibera 28/2013/R/eel: Monitoraggio delle indisponibilità degli elementi costituenti la rete di trasmissione nazionale

Con tale delibera l'Autorità detta le modalità per il monitoraggio delle indisponibilità degli elementi facenti parte della rete di trasmissione nazionale.

In particolare l'Autorità:

- in coerenza con il Codice di rete, adotta la definizione di "indisponibilità" come *"stato nel quale un elemento della RTN è fuori servizio e non è utilizzabile da parte di Terna per l'attività di trasmissione"*. In tale contesto, inoltre, l'Autorità specifica i parametri che caratterizzano le indisponibilità programmate rispetto a quelle non programmate;
- classifica le possibili cause di indisponibilità;
- nella prospettiva di introdurre possibili modelli di regolazione di tipo output based, classifica le conseguenze delle singole indisponibilità sul sistema elettrico e ne prevede apposita registrazione al fine di valutarne successivamente le ripercussioni in termini di costi, affidabilità e sicurezza;
- introduce e definisce specifici indicatori, finalizzati a fornire informazioni sulla efficienza ed efficacia di Terna nel programmare le attività di manutenzione e sulla tempestività nel riparare gli elementi costituenti la RTN, e che, conseguentemente, riflettono l'effettivo stato di affidabilità e sicurezza del servizio di trasmissione.

La delibera prevede inoltre obblighi in capo a Terna, secondo specifiche tempistiche, afferenti la registrazione, la comunicazione all'Autorità e la pubblicazione dei dati afferenti le indisponibilità.

### Delibera 40/2013/R/eel: Individuazione degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e delle relative date obiettivo e milestone

Attraverso tale delibera l'Autorità ha individuato:

- gli interventi di sviluppo della RTN strategici per il sistema elettrico nazionale, che sono inclusi nella tipologia I3 e accedono al meccanismo di incentivazione all'accelerazione degli investimenti e al meccanismo di penalità di cui all'art. 25.1 del TIT;

- le relative milestone per il periodo 2012-2015 nonché le date obiettivo degli interventi.

Gli interventi di sviluppo della RTN strategici comprendono - tra gli altri - anche l'intervento di interconnessione Italia-Balcani.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha inoltre precisato alcuni aspetti relativi al meccanismo di accelerazione degli investimenti di sviluppo previsto dalla del. ARG/elt 199/11.

La delibera, infine, prevede che Terna entro il 30 giugno 2013, metta a disposizione dell'Autorità un sistema informatico per il monitoraggio dello stato di avanzamento degli interventi di sviluppo I3, del raggiungimento delle relative milestone e dei costi sostenuti.

### Determinazione 6/2013: Modalità di comunicazione dello stato di raggiungimento delle date obiettivo e delle milestone degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale

Con tale determinazione l'Autorità si ricollega alla precedente Delibera 40/2013/R/eel e dispone che la trasmissione delle informazioni sullo stato di avanzamento degli interventi strategici di sviluppo della RTN che accedono al trattamento incentivante I3 (stato di raggiungimento delle milestone e degli interventi, relativi costi e documentazione comprovante il loro conseguimento) avvenga per mezzo del sistema informatico di monitoraggio appositamente predisposto da Terna in attuazione della Delibera 40/2013/R/eel.

### Delibera 469/2013/R/eel: Accertamento dello stato di raggiungimento delle milestone degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale relativi al primo semestre dell'anno 2013

Con tale delibera l'Autorità:

- accerta lo stato di raggiungimento delle *milestone* previste per il primo semestre dell'anno 2013 e il superamento della soglia del 70% del valore convenzionale complessivo delle *milestone* previste per il medesimo semestre;
- riconosce al gestore del sistema di trasmissione l'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso afferenti agli investimenti I3 esistenti al 31 dicembre 2011 e al 31 dicembre 2012, a valere sulle tariffe di trasmissione relative all'anno 2014, fatte salve le decisioni che saranno

adottate in esito al supplemento istruttorio disposto con deliberazione 565/2012/R/EEL in relazione all'intervento di interconnessione Italia-Balcani ancora in corso.

#### **Delibere 46/2013/R/eel e 483/2013/R/eel: Verifica di conformità di proposte di modifica del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete**

Con tali provvedimenti, l'Autorità ha verificato positivamente le modifiche del Codice di Rete proposte da Terna. In particolare, con la delibera 46/2013/R/eel l'Autorità ha approvato le modifiche in materia di articolazione delle offerte nel MSD, tra cui l'estensione dell'offerta di accensione agli impianti turbogas, l'introduzione di offerta di cambio assetto e di alcuni dati tecnici e la modifica all'algoritmo di calcolo del corrispettivo di mancato rispetto dell'ordine di accensione. L'Autorità ha altresì stabilito che Terna provveda a modificare il Codice di Rete, al fine di consentire la definizione dei dati tecnici delle unità abilitate e la gestione delle variazioni dei medesimi dati.

Le successive modifiche al Codice di rete, trasmesse da Terna in esito alla consultazione degli operatori interessati, comprensive altresì della proposta relativa alla regolazione primaria di cui alla delibera 231/2013/R/eel, sono state positivamente verificate dall'Autorità con delibera 483/2013/R/eel.

#### **Delibera 69/2013/R/eel: Disposizioni sul servizio di riduzione dei prelievi elettrici**

Con tale provvedimento, l'Autorità ha modificato la disciplina del servizio di riduzione istantanea dei prelievi per il triennio 2013-2015 (c.d. superinterrompibilità), al fine di tener conto delle modifiche apportate all'articolo 34, comma 1 in sede di conversione in legge del decreto legge 179/10. Sulla base di tale previsione, l'Autorità ha stabilito che Terna proceda ad assegnare con cadenza mensile, anziché trimestrale come precedentemente previsto, la potenza che risulti a qualsiasi titolo non contrattualizzata per l'intero periodo compreso tra il primo mese utile successivo all'assegnazione e il 31 dicembre 2015. Alla luce di tale modifica, Terna è tenuta a trasmettere all'Autorità una nuova proposta di Regolamento e di contratto standard.

#### **Delibera 165/2013/R/eel: Ricognizione delle Altre Reti Private Esistenti**

Con tale delibera l'Autorità ha avviato una attività di ricognizione delle Altre reti private ovvero delle reti private diverse da:

- reti interne di utenza (RIU) individuate dalla stessa Autorità con deliberazione ARG/elt 52/10,
- cooperative storiche per le quali l'Autorità, con delibera ARG/elt 113/10 (TICOOP), ha già definito la regolazione delle modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, dispacciamento e vendita di energia elettrica,
- altre fattispecie riconducibili a sistemi semplificati caratterizzati da un unico punto di connessione, un unico produttore e un unico cliente finale.

In particolare, Terna e le imprese distributrici, sulla base delle informazioni fornite dai gestori di tali reti, sono tenute ad individuare tutte le Altre Reti Private che insistono in tutto o in parte nei rispettivi ambiti di concessione fornendo, con riferimento alle stesse, una serie di informazioni.

#### **Delibera 231/2013/R/eel: Trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza**

Con tale provvedimento in materia di *"Trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza"* l'Autorità ha:

- introdotto un meccanismo, basato sulla proposta inviata da Terna, che permetta di escludere dagli sbilanciamenti delle unità di produzione il contributo alla regolazione primaria delle stesse fornito attraverso la sua misurazione e la conseguente inclusione nel programma di immissione;
- previsto che Terna trasmetta all'Autorità, per la verifica di conformità, entro il 1 ottobre 2013 il Codice di Rete, e i relativi allegati tecnici, modificato e consultato per recepire il suddetto meccanismo;
- previsto l'implementazione del meccanismo, cui le unità di produzione possono accedere su base volontaria sostenendo gli oneri connessi (installazione apparecchiatura, certificazioni), entro il 1 aprile 2014.

A tal fine, Terna ha predisposto un nuovo Allegato al Codice di rete (Allegato A.73-specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza) che è stato positivamente verificato dall'Autorità, unitamente ad altre proposte di modifica del Codice di rete, con delibera 483/2013/R/eel.

### **Delibera 239/2013/R/eel: Intervento urgente in materia di contenimento degli oneri di dispacciamento, in particolare per le isole maggiori**

La delibera 239/2013 si colloca nel procedimento avviato dall'Autorità con la delibera 197/2013, finalizzato alla regolazione della disciplina degli sbilanciamenti.

La delibera introduce le seguenti misure:

- **limiti di transito zonale:** dal 2 giugno 2013 per le Isole Maggiori e dal 1 luglio 2013 per le restanti zone, il calcolo deve tener conto di tutti i vincoli di esercizio in sicurezza del sistema elettrico, inclusa la possibilità che la generazione non comprimibile localizzata in una zona sia maggiore del carico della medesima zona;
- **segno zonale e prezzi di sbilanciamento:** dal 1 Giugno 2013 il calcolo esclude tutte le movimentazioni afferenti la potenza dichiarata essenziale per la risoluzione di vincoli a rete integra e per le quali l'operatore ha scelto la remunerazione in regime alternativo.

### **Delibera 243/2013/R/eel: Ulteriori interventi relativi agli impianti di generazione distribuita per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Modifiche alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 84/2012/R/eel**

Con tale provvedimento l'Autorità prosegue l'azione di adeguamento alle prescrizioni dell'allegato A.70 degli impianti di generazione distribuita già in esercizio alla data del 31 marzo 2012 estendendo l'azione di retrofit anche agli impianti di potenza fino a 50 kW connessi in media tensione e agli impianti di produzione connessi in bassa tensione.

In particolare la delibera prevede che i produttori debbano adeguarsi alla prescrizione che impone agli impianti di rimanere connessi alla rete all'interno dell'intervallo di frequenza 49 Hz- 51 Hz :

- entro il 30 giugno 2014 per gli impianti di potenza superiore a 20 kW già connessi in BT alla data del 31 marzo 2012 e per gli impianti di potenza fino a 50 kW già connessi in MT alla medesima data;
- entro il 30 aprile 2015 per gli impianti connessi in BT di potenza superiore a 6 kW e inferiore a 20 kW

Inoltre, in caso di mancato adeguamento nei termini è confermata, anche per tali impianti, la

sospensione dell'erogazione dell'incentivo da parte del GSE. Al riguardo l'Autorità raccomanda al GSE, con riferimento ai servizi di scambio sul posto e di ritiro dedicato, di dare applicazione alle clausole delle relative convenzioni che prevedono la sospensione dell'efficacia delle medesime convenzioni in caso di inadempienza, fino all'avvenuto adeguamento degli impianti.

É prevista infine la possibilità che i distributori, a fronte di contesti particolari opportunamente documentati, possano richiedere a Terna, nella loro responsabilità, deroghe temporanee all'applicazione del provvedimento al ricorrere di determinate condizioni specificate nel provvedimento e sulla base dei medesimi principi di quelle eventualmente già adottate in base alla delibera 84/2012

### **Delibera 285/2013/R/eel: Nuove misure urgenti in materia di contenimento degli oneri di dispacciamento**

Con tale provvedimento l'Autorità sostituisce quanto previsto dalla delibera 239/2013 in merito alla disciplina degli sbilanciamenti ed introduce nuove modifiche alla remunerazione della manovra di accensione. In particolare:

- le modalità di calcolo e i limiti di transito non devono essere modificate secondo quanto previsto nella delibera 239/2013, e prezzi e segni di sbilanciamento sono calcolati secondo quanto indicato nella medesima delibera solo nel mese di giugno 2013. Infatti, a partire dal 1 luglio 2013 e limitatamente alle macrozone Sicilia e Sardegna, il calcolo del segno zonale è effettuato escludendo le movimentazioni MSD-ex ante; per le restanti macrozone, invece, il segno è calcolato considerando sia MSD ex ante sia MB;
- dal 1 luglio 2013 la remunerazione delle manovre di accensione non viene deve essere riconosciuta nei casi in cui, nel MSD ex-ante, si confermi o trasli, un'accensione già programmata nelle sessioni MI.

### **Delibera 375/2013/R/eel: Verifica finale di conformità dello schema di disciplina del nuovo mercato della capacità consultato da Terna**

Con la delibera 375/2013, l'Autorità verifica positivamente lo Schema di Disciplina ed i relativi documenti del nuovo mercato della capacità, redatti e trasmessi da Terna ai sensi della delibera ARG/elt/98/11.

L'Autorità introduce inoltre le seguenti principali modifiche:

- il deposito cauzionale che alimenta il fondo di garanzia deve essere fruttifero invece che infruttifero;
- anche per la capacità nuova deve essere previsto un cap alle offerte presentate nelle aste;
- al fine di evitare una potenziale penalizzazione della capacità nuova rispetto a quella esistente nei primi due anni di consegna (quando rischierebbe di impegnare solo parte di capacità), è previsto un meccanismo facoltativo che consente ai titolari di capacità nuova di essere qualificati per l'intera CDP nella loro disponibilità; in ogni caso, Terna ha l'obbligo di accettare integralmente le offerte di CDP nuova presentate al premio marginale;
- il fattore di carico deve essere calcolato per ciascuna zona di mercato e non per l'intero sistema.

I documenti opportunamente modificati sono stati inviati al Ministro dello Sviluppo economico il 20 settembre, per l'approvazione finale.

**Delibera 462/2013/R/eel: Disposizioni in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili in seguito alle ordinanze del Consiglio di Stato, Sezione Sesta, nn.3565,3566,3567 e 3568 dell'11 settembre 2013**

In esito alle ordinanze del Consiglio di Stato 3565/2013, 3566/2013, 3567/2013 e 3568/2013 in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili, l'Autorità ha stabilito che, dal 1° gennaio 2013 e fino alla decisione di merito degli appelli pendenti dinanzi al Consiglio di Stato, alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili si applicano i corrispettivi di sbilanciamento previsti per le unità non abilitate esclusivamente con riferimento alla quota di sbilanciamento effettivo superiore al 20% del programma vincolante modificato e corretto mentre, entro la franchigia del 20%, si applica il prezzo zonale orario. Inoltre, in considerazione della natura interinale degli effetti delle ordinanze del Consiglio di Stato e al fine di evitare continui e dispendiosi conguagli, l'Autorità ha disposto che Terna e GSE diano applicazione alle disposizioni della delibera 281/2012/R/efr solo a partire dal mese di ottobre 2013, rinviandone l'applicazione relativa al periodo 1 gennaio 2013 - 30 settembre 2013 in seguito alla decisione di merito da parte del Consiglio di Stato.

**Delibera 578/2013/R/eel: Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo**

Con tale provvedimento l'Autorità completa il quadro definitorio in materia di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) identificando le diverse tipologie di sistemi ammissibili: Sistemi di Efficienza Energetica (SEU), Sistemi esistenti equivalenti ai SEU (SESEU), Sistemi di Autoproduzione (SAP) e gli altri sistemi esistenti (ASE). In particolare, l'Autorità prevede che per i SEU e i SESEU i corrispettivi tariffari di trasmissione e distribuzione nonché quelli di dispacciamento e quelli a copertura degli oneri generali di sistema trovino applicazione in relazione al punto di connessione alla rete pubblica e all'energia elettrica prelevata attraverso tale punto. Inoltre, l'Autorità dispone che per le altre tipologie di SSPC i corrispettivi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento trovino applicazione in relazione al punto di connessione alla rete pubblica e all'energia elettrica prelevata attraverso tale punto, mentre gli oneri generali di sistema trovino applicazione in relazione al punto di connessione interno e all'energia elettrica consumata all'interno del sistema.

Infine, l'AEEG prevede che l'anagrafica degli SSPC sia gestita attraverso il sistema Gaudì con obbligo in capo a Terna di definire nuovi flussi informativi tra lo stesso Gaudì e i sistemi informativi del GSE e delle imprese distributrici.

**Delibera 634/2013/R/eel: Disposizioni urgenti in tema di contratti di interrompibilità istantanea e di emergenza per il primo semestre del 2014**

Con la delibera 634/2013/R/eel l'Autorità ha prorogato fino al 30 giugno 2014 la validità della delibera 187/10 relativa alle modalità di approvvigionamento delle risorse interrompibili istantaneamente e con emergenza per il triennio 2011-2013, avviando contestualmente un procedimento finalizzato alla definizione di una nuova disciplina dei servizi di interrompibilità a partire dal 1 luglio 2014.

Con il documento per la consultazione 642/2013/R/eel - Riforma della disciplina di approvvigionamento delle risorse interrompibili - l'Autorità ha posto quindi in consultazione i propri orientamenti in merito alla regolazione del servizio di interrompibilità a partire dal 1° luglio 2014 per il periodo successivo alla proroga dei contratti in essere.

Il termine ultimo per la consultazione è fissato per il 10 febbraio 2014.

## 1.5 Provvedimenti in corso di predisposizione

Tra i provvedimenti rilevanti dei quali si attende l'adozione si segnalano:

**Documento per la consultazione 354/2013/RR/eel: Pubblico dibattito per la 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**

Il documento per la consultazione 354/2013/RR/eel si colloca nell'ambito del più ampio percorso avviato con la deliberazione ARG/elt 160/11 in materia di revisione della regolazione del servizio di dispacciamento e si basa sulle analisi condotte dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano - presso cui l'Autorità ha promosso, appunto, uno studio volto ad analizzare possibili modelli di dispacciamento - nel quale, tra l'altro:

- vengono individuate le risorse per il dispacciamento che potrebbero essere fornite dalle fonti rinnovabili non programmabili e dalla generazione distribuita o dai carichi connessi alle reti di distribuzione, nonché i requisiti associati a tali funzioni suddividendoli tra requisiti di natura tecnica che dovrebbero o potrebbero essere resi obbligatori e altri servizi che invece dovrebbero o potrebbero essere selezionati tramite procedure di mercato;
- vengono analizzati i diversi modelli possibili per l'erogazione del servizio di dispacciamento sulle reti di distribuzione e, per ciascuno di essi, sono ipotizzate possibili modalità di selezione e di erogazione dei servizi e delle prestazioni necessarie.

Lo studio ha carattere ricognitivo, riguardando peraltro modelli che non sono necessariamente implementabili sin da subito sulla base della normativa vigente, ma che vengono riportati anche per definire possibili scenari futuri.

In esito alla consultazione l'Autorità prevede comunque di effettuare gli opportuni approfondimenti e nuove consultazioni.

## **Documento per la consultazione 368/2013/R/eel: Mercato dell'energia elettrica, Riforma della disciplina degli sbilanciamenti effettivi- Primi Orientamenti**

Il documento per la consultazione illustra le proposte dell'Autorità in merito alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi. In particolare, al fine di risolvere le criticità che caratterizzano l'attuale disciplina degli sbilanciamenti, che genera disallineamenti tra il valore dell'energia acquistata e venduta da Terna in tempo reale per bilanciare il sistema ed il valore dell'energia acquistata e venduta dagli operatori in tempo reale a sbilanciamento, vengono proposte 2 alternative:

- Prezzi di sbilanciamento nodali: Terna calcola i prezzi marginali dell'energia acquistata e venduta in ciascun nodo della rete, in esito all'ultima sessione di MB sulla base delle offerte NRS (Altri servizi diversi dalla riserva secondaria) ed escludendo le offerte del servizio RS (riserva secondaria). Il prezzo applicato alle unità abilitate sarà pari al prezzo marginale che si è determinato nel medesimo nodo in cui l'unità è localizzata. Le unità non abilitate, invece, verrebbero raggruppate in *hub*, coincidenti con le zone della rete utilizzate ai fini della risoluzione del MGP; il prezzo di sbilanciamento applicato alle unità di produzione (consumo) non abilitate sarebbe pari alla media ponderata oraria dei prezzi registrati nei nodi dove è presente almeno un'unità di produzione (consumo) non abilitata.
- Prezzi di sbilanciamento calcolati sulla base di zone dinamiche: le macrozone utilizzate per il calcolo del segno zonale vengono sostituite da zone dinamiche, determinate a partire dalle zone utilizzate per risolvere il MGP. In particolare le zone dinamiche vengono determinate per il tramite dei flussi effettivi tra zone confinanti. Se il flusso non satura il limite di transito tra 2 zone adiacenti, si crea 1 zona di bilanciamento; in caso contrario se ne generano 2 separate.

Terna inoltre non considera le movimentazioni relative alle offerte accettate la cui dimensione è indipendente dallo sbilanciamento della zona (movimentazioni a prescindere).

Una volta definite le zone di bilanciamento ed escluse le movimentazioni a prescindere, il segno dello sbilanciamento zonale ed il prezzo si calcolano con le attuali modalità in vigore.

## **Documento per la consultazione 557/2013/R/eel: Mercato dell'energia elettrica - Revisione delle regole per il dispacciamento, orientamenti finali**

Il documento per la consultazione 557/2013/R/eel fa seguito al documento per la consultazione 508/2012/R/eel recante i primi orientamenti dell'Autorità sulla revisione del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) ed in particolare sulle modalità di selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità di cui all'art. 34, comma 7-bis del DL 83/2012, convertito dalla Legge del 7 agosto 2012 n. 134.

Il documento prevede le seguenti principali sezioni:

- sintesi delle osservazioni pervenute dagli operatori al documento per la consultazione 508/2012;
- analisi dello studio effettuato da Terna sui servizi di flessibilità;
- orientamenti finali dell'Autorità sulle modalità di selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità.

Nello specifico, le proposte da parte dell'Autorità riguardano l'introduzione dei contratti di approvvigionamento a termine per specifici servizi di dispacciamento con particolare riguardo alla riserva terziaria di sostituzione, modifiche delle offerte su MSD per il servizio di riserva terziaria di sostituzione al fine di tener conto anche dei costi sostenuti dagli utenti del dispacciamento per la prestazione dello stesso, segmentazione delle offerte per i diversi servizi di riserva ed estensione della partecipazione, su base volontaria, delle UP da FRNP al MSD.

Il termine ultimo per la consultazione è fissato per il 3 febbraio 2014.

## **Documento per la consultazione 587/2013/R/eel: Modalità di riequilibrio ex articolo 32, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n.99. Ulteriori orientamenti**

Il documento, facendo seguito al precedente documento per la consultazione DCO 2/11, illustra gli orientamenti finali dell'Autorità in merito all'individuazione delle modalità di riequilibrio, a favore dei clienti finali diversi da quelli che sostengono il finanziamento degli *interconnector*, degli eventuali vantaggi originati dalle misure, disciplinate dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 179/09 e s.m.i. volte a consentire l'esecuzione degli eventuali contratti di approvvigionamento all'estero di energia

elettrica prima dell'entrata in esercizio degli *interconnector* oggetto del finanziamento.

## **1.6 Unità essenziali per la sicurezza del sistema**

La disciplina relativa alle unità essenziali, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 111/06, anche per l'anno 2014 resta sostanzialmente invariata. Al riguardo si distinguono:

- Impianti singolarmente essenziali: ciascun impianto in assenza del quale, anche in ragione delle esigenze di manutenzione programmata degli altri impianti di produzione o degli elementi di rete, non sia possibile assicurare adeguati standard di gestione in sicurezza del sistema elettrico.
- Raggruppamento di impianti essenziali: gli impianti volti al soddisfacimento del fabbisogno di energia e riserva.

La regolazione vigente prevede che entro il 31 ottobre di ciascun anno Terna pubblichi l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico; il termine per la pubblicazione dell'elenco valido per l'anno 2014 è stato prorogato al 05/11/2013. L'elenco degli impianti essenziali pubblicato in tale data è stato poi modificato ai sensi della deliberazione 635/2013/R/eel " Determinazioni in merito alle richieste di ammissione al regime di reintegrazione dei costi per gli anni 2014 e seguenti. Modifiche alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il sistema idrico 111/06".

La modalità alternativa per l'assolvimento degli obblighi relativi alle unità essenziali è la sottoscrizione di un apposito contratto con Terna, anche solo per alcuni di essi. In tal caso non trova applicazione la disciplina di essenzialità e nessuno di questi impianti viene inserito nell'elenco degli impianti essenziali. La sottoscrizione dei contratti per l'anno 2014 è stata regolata dalla delibera 444/2013/R/eel – Determinazioni in merito agli impianti essenziali e modifiche ed integrazioni alla disciplina di riferimento e dalla successiva delibera 610/2013/R/eel - Approvazione parziale degli schemi contrattuali relativi ai regimi alternativi degli impianti essenziali per l'anno 2014.

## 1.7 Riferimenti normativi per i sistemi di accumulo

Il DM recante Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, prevede all'articolo 7, lettera k), che Terna possa realizzare e gestire impianti per l'accumulo di energia e la conversione di energia elettrica al fine di garantire la sicurezza del sistema e il buon funzionamento dello stesso nonché il massimo sfruttamento della potenza da fonti rinnovabili e l'approvvigionamento di risorse per i servizi di dispacciamento.

Il D.lgs. 3 Marzo 2011, n.28 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE) all'articolo 17, comma 3, prevede tra gli interventi previsti da Terna possano essere inclusi sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili.

Il D.lgs. 1 giugno 2011, n. 93, prevede che:

- "In attuazione di quanto programmato, ai sensi del comma 3 dell'articolo 17 del D.lgs. 3 marzo 2011, n. 28", con riferimento ai sistemi di accumulo dell'energia elettrica, "nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie".
- "La realizzazione e la gestione degli impianti di produzione idroelettrica da pompaggio inclusi nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale ai sensi del comma 3 dell'articolo 17 del D.lgs. n. 28 del 2011 sono affidate mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie".
- "Il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie".

La disciplina relativa all'individuazione ed alla remunerazione dei sistemi di accumulo è delineata nell'Allegato A alla deliberazione 199/11 (dettagliata nei riferimenti normativi di base).

**Decreto 5 luglio 2012- "Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia)."**

Il V Conto Energia, che disciplina le modalità di incentivazione della generazione di energia elettrica da fonte solare, prevede, inoltre, all'art. 11, comma 1, lett. d) ed e) che l'AEEG provveda a definire :

- le modalità con cui "i soggetti responsabili [degli impianti] possono utilizzare dispositivi di accumulo, anche integrati con gli inverter, per migliorare la gestione dell'energia prodotta, nonché per immagazzinare la produzione degli impianti nei casi in cui... siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza";
- la modalità con cui "i gestori di rete possono mettere a disposizione dei singoli soggetti responsabili, eventualmente in alternativa alla soluzione precedente, capacità di accumulo presso cabine primarie".

**Delibera 288/12/R/eel: Procedura e criteri di selezione dei progetti pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante**

Il provvedimento definisce i criteri di selezione dei progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo sulla rete di trasmissione dell'energia elettrica ammessi al trattamento incentivante di cui all'art. 22, comma 5.d del TIT. In particolare, vengono ammessi alla sperimentazione fino a 3 progetti che soddisfano i requisiti minimi indicati in delibera, quali, fra gli altri, l'utilizzo di sistemi di accumulo di tipo elettrochimico, la riferibilità ad una limitata porzione di rete critica, l'amovibilità degli apparati, la loro complementarietà ad un sistema di controllo dinamico della rete (*dynamic thermal rating* - controllo portata massima in funzione delle condizioni meteorologiche per massimizzare la capacità di trasporto), la gestione della potenza reattiva ai fini della regolazione della tensione, la capacità di ridurre la mancata produzione da fonti rinnovabili non programmabili per congestioni sulla rete.

I progetti pilota sulla rete di trasmissione, ai fini dell'ammissione al trattamento incentivante, saranno valutati sulla base dei valori assunti da un indicatore di merito basato prioritariamente sul rapporto beneficio/costo dell'investimento, calcolato con riferimento alla durata convenzionale dei sistemi di accumulo, pari a 12 anni.

Per la valutazione dei progetti pilota l'Autorità sarà supportata da un'apposita Commissione di esperti nominata dal direttore della Direzione Infrastrutture elettricità e gas dell'Autorità con la Determinazione 19 ottobre 2012, n. 8/12.

#### **Determinazione 19 Ottobre 2012, n.8/12: presentazione delle istanze dei progetti pilota sui sistemi di accumulo al trattamento incentivante**

Con la determinazione della Direzione Infrastrutture Elettricità e Gas dell'Autorità vengono definiti fra gli altri, secondo quanto stabilito dalla Delibera 288/2012/R/EEL, i seguenti principali aspetti relativi all'oggetto:

- il termine di presentazione delle istanze di ammissione al trattamento incentivante dei progetti pilota dei sistemi di accumulo, fissato entro 45 giorni dalla data di pubblicazione della determinazione in oggetto;
- i contenuti delle istanze di ammissione al trattamento incentivante;
- i valori dei pesi delle singole voci costituenti l'indicatore di merito per la selezione dei progetti pilota;
- i dati e gli indicatori oggetto di monitoraggio nell'ambito dei progetti pilota;
- dettagli ulteriori sui requisiti minimi ed opzionali ai fini della valutazione dei progetti pilota;
- nomina dei membri della Commissione di esperti.

#### **Delibera 66/2013/R/eel: Approvazione di progetti pilota relativi a sistemi di accumulo da realizzarsi sulla rete di trasmissione nazionale, rientranti nel piano di sviluppo 2011 approvato dal Ministero della Sviluppo Economico**

Attraverso tale deliberazione vengono ammessi al trattamento incentivante di cui all'art. 22.5 lettera d) del TIT 6 progetti pilota relativi alla sperimentazione di sistemi di accumulo "energy intensive" approvati nel Piano di Sviluppo 2011 per una potenza complessiva di 35 MW.

I progetti, suddivisi in 3 coppie di progetti pilota che condividono le opere di connessione alla RTN, sono i seguenti:

- o progetti A1 e A2 lungo la direttrice Campobasso-Benevento II-Volturara-Celle S. Vito;

- o progetti B1 e B2 lungo la direttrice Benevento II – Bisaccia 380;
- o progetti C1 e C2 sempre lungo la direttrice Benevento II – Bisaccia 380 ma su nodi differenti rispetto alla coppia di progetti B1-B2.

Tali progetti sono ammessi al trattamento incentivante nei limiti di costo di investimento dichiarato dal Proponente nell'istanza di ammissione al trattamento incentivante come successivamente rettificato con comunicazioni 15 febbraio 2013.

#### **Documento per la consultazione 613/2013/R/eel: Prime disposizioni relative ai sistemi di accumulo – orientamenti**

Con tale documento, l'Autorità ha stabilito i primi orientamenti per definire le modalità di accesso e di utilizzo della rete pubblica, nonché le misure dell'energia elettrica necessarie per la corretta erogazione degli incentivi, con riferimento ai sistemi di accumulo installati da soggetti diversi dai gestori come iniziativa singola, o presso un impianto di produzione di energia elettrica o presso un centro di consumo.

