

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.

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 2013 dalla delibera 565/2012/R/eel (*"Aggiornamento per l'anno 2013 delle tariffe e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione ed altre disposizioni relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica"*). Il provvedimento 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 delle 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 I2 e I3, riconosciuta per un periodo di 12 anni a partire dalla data di entrata in esercizio degli investimenti, riduce il perimetro degli interventi I3 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), ed introduce una nuova tipologia I4 per investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo, per i quali è riconosciuta una extrar remunerazione pari a quella della tipologia I3. I progetti rientranti nella categoria I4 saranno 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.

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 utenti¹ (di seguito "Comitato"), un organo tecnico istituito ai sensi

¹ Composto da sette membri con carica triennale.

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.

Legge n. 239/04 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".

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 Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare provvede alla valutazione di impatto ambientale degli elettrodotti aerei con tensione nominale superiore a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 15 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;
- le regioni provvedono alla verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale degli elettrodotti aerei con tensione nominale superiore a 100 kV, fino a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 3 km, fino a 10 km, nonché alla valutazione di impatto ambientale degli elettrodotti aerei con tensione nominale superiore 100 kV, fino a 150 kV, con tracciato di lunghezza superiore a 10 km, fino a 15 km, e alla verifica della conformità delle opere al progetto autorizzato.

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.

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.

Legge n. 99/09 in materia di 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.

Decreto legislativo 03 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 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) già sancito dal decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

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, 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. Gazzetta Ufficiale del 28 giugno 2011, n.148)

Il decreto attua le direttive comunitarie in materia di mercato unico dell'energia e, tra l'altro, reca le seguenti disposizioni di interesse:

- 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” precisando che “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'Autorità determina “idonei meccanismi volti a promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale da conseguire nei successivi 36 mesi”.
- Il decreto ha previsto l'avvio di un procedura di certificazione di Terna per verificare il rispetto ai requisiti di indipendenza fissati dalla direttiva 2009/72/CE, all'art. 9 e richiamate 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, con deliberazione ARG/com 153/11, ha avviato la procedura di certificazione di Terna.
- Conclusa l'istruttoria, 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 predispone, 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 ed è in conformità allo schema predisposto in sede europea, 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 (di seguito FER), 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.

Recependo le indicazioni pervenute dal PAN e dalle recenti norme in materia, il presente Piano di Sviluppo riporta una sezione apposita che raggruppa in sintesi gli interventi in infrastrutture di rete finalizzati alla raccolta della produzione da fonte rinnovabile.

Il monitoraggio complessivo statistico, tecnico, economico, ambientale e delle ricadute industriali connesse allo sviluppo del Piano di azione verrà 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, che implementerà e gestirà un apposito Sistema Italiano di Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI).

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.

Dalla data d’emissione del primo Piano nel 2007 ad oggi sono state emanate alcune nuove disposizioni legislative, norme attuative e atti di indirizzo che si collocano sul percorso che porta al raggiungimento degli obiettivi prefissati. Tra i diversi provvedimenti, descritti nel piano, si segnalano in particolare:

- il D.Lgs. 115/2008 attuativo della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, che tra l'altro istituisce l'Unità Tecnica per l'Efficienza Energetica-UTEE nell'ambito della struttura di ENEA (Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologia, l'Energia e lo Sviluppo Economico sostenibile), con il compito di svolgere attività di supporto tecnico-scientifico e consulenza per lo Stato, le Pubbliche Amministrazioni (Regioni ed Enti locali);
- il D.Lgs. 28/2011, in attuazione della direttiva 2009/28/CE, il Piano d’Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili, predisposto in base a quanto previsto dalla Direttiva 2009/28/CE. Nel PAEE 2011 “vengono pertanto illustrati i risultati conseguiti al 2010 e aggiornate le misure di efficienza energetica da adottare per il conseguimento dell’obiettivo generale al 2016, che viene mantenuto pari al 9,6%”.

Relativamente a 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” tuttora 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 che si stanno diffondendo nel Centro Sud e nelle Isole e per garantire la collocazione dell’energia generata senza creare congestioni. E’ bene ricordare che la disponibilità di un’adeguata capacità di trasporto consente il funzionamento degli impianti termici ad alta efficienza, quali gli impianti di cogenerazione, anche in presenza dei picchi di produzione di energia eolica in occasione di particolari condizioni meteorologiche”.

Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 settembre 2010 – G.U. n. 219 del 18 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. Entro il medesimo termine le Regioni dovranno recepirle. Nelle more, si applicheranno comunque le linee guida nazionali.

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.

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, così come modificata dalla deliberazione ARG/elt 400/12- "Determinazioni in materia di impianti essenziali e modifiche ed integrazioni alla disciplina di riferimento, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 111/06" anche per l'anno 2013 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 pubblica l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. 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 2013 è stata regolata dalla delibera 518/2012/R/eel – Determinazione in materia di regimi alternativi degli impianti essenziali e dalla delibera 561/2012/R/eel – Approvazione degli schemi contrattuali relativi ai regimi alternativi degli impianti essenziali per l'anno 2013.

1.2 Decreti legge emanati nel corso del 2012

Decreto Ministeriale 20 dicembre 2012- "Determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica per l'anno 2013"

Il decreto determina le modalità e le condizioni dell'importazione di energia elettrica per l'anno 2013 sulla rete di trasmissione nazionale.

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 province 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".

Per la quantificazione degli obiettivi in capo a ciascuna regione e provincia autonoma, sono stati assunti a riferimento gli obiettivi nazionali definiti nel Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili del 30 giugno 2010. Le regioni possono stabilire limiti massimi alla produzione di energia per singola fonte rinnovabile in misura non inferiore a 1,5 volte gli obiettivi previsti nei rispettivi strumenti di pianificazione energetica. Resta fermo che, per il conseguimento degli obiettivi assegnati, Regioni e Province autonome possono ricorrere ad accordi per il trasferimento statistico di quantità di energia rinnovabile mediante intese con enti territoriali interni ad altri Stati membri e accordi con altri Stati membri, ai sensi dell'art. 37 del decreto legislativo 28/11. Allo scopo di destinare prioritariamente le produzioni da fonti rinnovabili realizzate in Italia al conseguimento degli obiettivi nazionali, i trasferimenti statistici per cessione di energia da fonti rinnovabili ad altri Stati membri o Paesi terzi promossi dalle regioni o province autonome devono essere preventivamente autorizzati dal Ministro dello sviluppo economico. Con riferimento alla rete di trasmissione nazionale, il decreto precisa che:

- La regione o la Provincia delegata, nelle more della realizzazione degli interventi di messa in sicurezza del sistema elettrico, può sospendere i procedimenti di autorizzazione unica per impianti a fonte rinnovabile in corso, su motivata segnalazione da parte dei gestori delle reti circa la sussistenza di problemi di sicurezza per la continuità e la qualità delle forniture. La segnalazione, che può anche essere conseguente ad una richiesta di verifica da parte della Regione interessata, va corredata dalla proposta degli interventi di messa in sicurezza, necessari e propedeutici all'ulteriore installazione di impianti rinnovabili.
- E' garantito sempre il rispetto dell'autorizzazione unica degli impianti e delle opere connesse.
- Le regioni, per quanto di propria competenza, garantiscono il sollecito rilascio degli atti autorizzativi necessari per

l'esecuzione degli interventi di messa in sicurezza.

Decreto Ministeriale 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 provvedimento ha acquistato efficacia dal 27 agosto 2012, ossia decorsi 45 giorni dalla data della deliberazione ARG/elt 292/12 del 12 luglio 2012 con cui l'AEEG ha comunicato il raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo a valere sui precedenti Conti Energia per 6 miliardi di euro.

Tale decreto stabilisce le nuove tariffe incentivanti omnicomprensive per gli impianti fotovoltaici e, per ciascun semestre, il costo indicativo cumulato massimo degli incentivi che possono essere riconosciuti. Il periodo di incentivazione, pari a 20 anni, è considerato al netto di eventuali fermate disposte a seguito di problematiche connesse alla rete ovvero a seguito di eventi calamitosi.

Il provvedimento cessa di applicarsi decorsi trenta giorni dal raggiungimento della soglia massima di costo cumulato pari a 6,7 miliardi di euro annui. La data di tale raggiungimento sarà comunicata dall'AEEG.

Il provvedimento presenta alcune misure di particolare interesse per la rete elettrica nazionale, quali:

- gli inverter utilizzati in impianti fotovoltaici che entrano in esercizio successivamente a date stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e comunque non oltre il 1 gennaio 2013, devono tener conto delle esigenze della rete elettrica, prestando i seguenti servizi e protezioni:
 - o mantenere insensibilità a rapidi abbassamenti di tensione;
 - o consentire la disconnessione dalla rete a seguito di un comando da remoto;
 - o aumentare la selettività delle protezioni, al fine di evitare fenomeni di disconnessione intempestiva dell'impianto;
 - o consentire l'erogazione o l'assorbimento di energia reattiva;
 - o limitare la potenza immessa in rete (per ridurre le variazioni di tensione della rete);
 - o evitare la possibilità che gli inverter possano alimentare i carichi elettrici della

rete in assenza di tensione sulla cabina della rete.

Il CEI, sentita l'AEEG, completa la definizione di apposite norme tecniche.

L'AEEG provvede a definire:

- le modalità e i tempi entro i quali tutti gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio entro il 30 giugno 2012, non muniti degli inverter e degli altri dispositivi richiesti ai sensi dell'allegato 1-A, paragrafo 2, sono ammodernati al fine di prestare i servizi di cui sopra;
- le modalità con le quali i gestori di rete, verificato il mancato rispetto di tali disposizioni, effettuano apposita segnalazione al GSE, il quale in tal caso sospende l'erogazione degli incentivi fino all'avvenuto adeguamento degli impianti;
- le modalità con cui i gestori di rete utilizzano gli inverter e gli altri dispositivi previsti all'allegato 1-A, paragrafo 2;
- le modalità con cui, a seguito dell'utilizzo degli inverter e degli altri dispositivi di cui sopra da parte dei "gestori delle reti di distribuzione, i medesimi gestori rendono disponibili a Terna gli elementi necessari alla gestione efficiente e in sicurezza del sistema elettrico";
- i casi e le modalità con cui il GSE, per gli impianti di cui è utente del dispacciamento, provvede a richiedere l'installazione, presso gli impianti dei dispositivi di misurazione e trasmissione satellitare dei dati di energia prodotta ed energia primaria.

Decreto Ministeriale 6 luglio 2012 –"Attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici."

Il decreto stabilisce le nuove tariffe incentivanti, per gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, con potenza > 1 MW e che entrano in esercizio il 1 Gennaio 2013, prevedendo un costo cumulativo annuo degli incentivi non superiore ai 5,8 Mld €.

L'accesso agli incentivi è diretto per i piccoli impianti, subordinato all'iscrizione ai registri o per gli impianti che superano una determinata soglia di potenza (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti da fonte geotermica e 5 MW per gli altri impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili, escluso il

solare), tramite subordinato alla partecipazione ad una procedura d'asta.

Sia per la procedura a registro che per quella ad asta, vengono definiti i contingenti annui di capacità disponibile per il periodo 2013-2015, distinti per tipologia di fonte rinnovabile, così come vengono indicati i tempi di entrata in esercizio dell'impianto per il riconoscimento degli incentivi, ed, in caso di ritardo rispetto a tali tempistiche, le riduzioni delle tariffe, fino al mancato riconoscimento delle stesse.

Al fine della determinazione dei contingenti annui delle procedure d'asta, il GSE richiede ai gestori di rete le zone con maggiore concentrazione di impianti FRNP che creano criticità per la sicurezza della rete, e per le quali si richiede la riduzione della capacità produttiva incentivabile.

Il decreto, infine, reca misure relative alla sicurezza e ai servizi per la rete elettrica in analogia a quanto previsto nel decreto del 5 luglio 2012 per gli impianti fotovoltaici.

Decreto Legge 24 gennaio 2012, n. 1: Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività come modificato dalla legge di conversione 24 marzo 2012, n. 27

Nel decreto legge 24 gennaio 2012, n.1, noto anche come d.l. delle "liberalizzazioni", sono state introdotte alcune norme di interesse per Terna di seguito descritti:

- o Procedura triennale per la VAS del Piano di Sviluppo: ferme restando l'annualità del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e le procedure di valutazione, consultazione pubblica ed approvazione previste dall'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, ossia i pareri delle Regioni e dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, il Piano "è sottoposto annualmente alla verifica di assoggettabilità a procedura VAS ed è comunque sottoposto a procedura VAS ogni tre anni. Ai fini della verifica di assoggettabilità a procedura VAS, il Piano di sviluppo della rete e il collegato rapporto ambientale evidenziano, con sufficiente livello di dettaglio, l'impatto ambientale complessivo delle nuove opere".
- o Definizione dall' AEEG di misure sui sistemi di protezione e difesa delle reti e specifici servizi di rete per impianti

fotovoltaici: Prevede che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas effettui l'analisi quantitativa degli oneri di sbilanciamento gravanti sul sistema elettrico connessi al dispacciamento di ciascuna delle fonti rinnovabili non programmabili, e adotti *"con propria delibera le misure sui sistemi di protezione e di difesa delle reti elettriche necessarie per garantire la sicurezza del sistema, nonché definisce le modalità per la rapida installazione di ulteriori dispositivi di sicurezza sugli impianti di produzione, almeno nelle aree ad elevata concentrazione di potenza non programmabile"*.

Decreto Legge 5/12, convertito come modificato dalla Legge 35/2012 - Disposizioni urgenti in materia di semplificazioni e sviluppo.

Di tale decreto, risulta di particolare importanza riportare l'articolo 57-bis, riguardante la determinazione delle infrastrutture energetiche prioritarie.

La disposizione prevede che, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, siano individuati gli impianti e le infrastrutture energetiche ricadenti nel territorio nazionale e di interconnessione con l'estero identificati come prioritari. Le opere così individuate rappresentano, in attuazione dell'articolo 3 del d.lgs. 93/11, le "necessità minime di realizzazione o di ampliamento di impianti di produzione di energia elettrica, e le relative infrastrutture di trasmissione e di trasporto di energia, anche di interconnessione con l'estero" per le quali "le amministrazioni interessate a qualunque titolo nelle procedure autorizzative delle infrastrutture individuate attribuiscono priorità e urgenza negli adempimenti e nelle valutazioni di propria competenza". L'individuazione delle infrastrutture è aggiornata almeno ogni due anni.

Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 "Misure urgenti per la crescita del Paese" come modificato dalla legge di conversione 7 agosto 2012, n. 134

In tale decreto ci sono molteplici punti di interesse di seguito descritti:

- servizi di flessibilità: previa analisi dei fabbisogni del sistema elettrico effettuata su base territoriale da Terna, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, definisce le modalità per la selezione e "la remunerazione dei servizi di flessibilità assicurati dagli impianti di produzione abilitati, in base alle diverse offerte

formulate dagli impianti stessi, senza maggiori oneri per prezzi e tariffe dell'energia elettrica". La finalità perseguita è quella di "garantire una maggiore efficienza delle infrastrutture energetiche nazionali e di contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non programmabili".

- Individuazione delle esigenze di potenza produttiva: il Ministro dello sviluppo economico, sulla base degli elementi evidenziati dal Comitato per l'emergenza gas e da Terna, entro il 31 luglio di ogni anno, individua con proprio decreto le esigenze di potenza produttiva, alimentate ad olio combustibile e altri combustibili diversi dal gas, di cui garantire la disponibilità, nonché le procedure atte ad individuare, nei successivi 30 giorni, gli specifici impianti con potenza superiore a 300 MW, anche tra quelli non in esercizio a causa di specifiche prescrizioni contenute nelle relative autorizzazioni, destinati a far fronte ad emergenze nel successivo anno termico. In sede di prima applicazione il termine per l'individuazione delle esigenze di potenza produttiva sarebbe stata prevista al 30 settembre 2012.

Gli impianti individuati devono garantire la disponibilità degli impianti stessi per il periodo 1 gennaio – 31 marzo di ciascun anno termico e possono essere chiamati in esercizio in via d'urgenza, per il solo periodo di tempo necessario al superamento della situazione di emergenza. A detti impianti si applicano solo i valori limite di emissione in atmosfera previsti dalla normativa vigente, e non quelli più restrittivi eventualmente stabiliti dalle autorizzazioni.

- Semplificazione delle procedure di realizzazione di infrastrutture energetiche: "Fatte salve le disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale", nell'ambito dei procedimenti di autorizzazione delle opere RTN ai sensi della legge 239/04, in caso di mancata espressione da parte delle amministrazioni regionali dell'intesa entro il termine di 150 giorni dalla richiesta, "il Ministro dello sviluppo economico invita le medesime a provvedere entro un termine non superiore a trenta giorni. In caso di ulteriore inerzia da parte delle amministrazioni regionali interessate lo stesso Ministero rimette gli atti alla Presidenza del Consiglio dei Ministri, la quale, entro sessanta giorni dalla rimessione, provvede in merito con la

partecipazione della Regione interessata. Le disposizioni del presente comma si applicano anche ai procedimenti amministrativi in corso".

Decreto legge 18 ottobre 2012, n. 179 "Ulteriori misure per la crescita del Paese".

Il decreto legge prevede l'emanazione di un decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze, sentita la Conferenza Unificata, che detti la disciplina in materia di accordi tra regioni, enti locali e soggetti proponenti progetti relativi a infrastrutture energetiche aventi ad oggetto l'individuazione di misure di compensazione e riequilibrio ambientale.

Con il decreto legge 179/03 è poi prorogato fino a tutto 2015 il servizio per la sicurezza del sistema elettrico nazionale nelle isole maggiori di cui al d.l. 3/2012.

Legge 24 dicembre 2012, n. 228 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge di stabilità 2013)".

Con la Legge di stabilità, approvata il 24 dicembre 2012 sono state introdotte misure in materia di fiscalità (Tobin Tax, IVA) e lavoro che si applicano a partire dal 1 gennaio 2013. La legge di stabilità prevede inoltre una serie di misure in campo energetico tra cui:

- La proroga di un anno (fino al 31 marzo 2013) dell'efficacia del IV conto energia in relazione agli incentivi da riconoscere agli impianti realizzati su edifici pubblici e su aree delle amministrazioni pubbliche.
- L'aumento degli incentivi per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.
- La proroga dal 31 dicembre 2012 al 30 giugno 2013 del regime previsto dalla disposizione di cui al DL 16/12 in base alla quale alla quale: "alla produzione combinata di energia elettrica e calore, per l'individuazione dei quantitativi di combustibile soggetti alle aliquote sulla produzione di energia elettrica continuano ad applicarsi i coefficienti individuati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con deliberazione n. 16/98 dell'11 marzo 1998, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 82 dell'8 aprile 1998, ridotti nella misura del 12 per cento". Con uno o più decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri, da adottare di concerto con il Ministro

dell'economia e delle finanze, può essere disposta l'ulteriore proroga fino al 31 dicembre 2013.

- Il rinvio al 31 marzo 2013 del termine entro cui il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti deve individuare, in ordine di priorità, le dighe per le quali sia necessaria e urgente la progettazione e la realizzazione di interventi di adeguamento o miglioramento della sicurezza, a carico dei concessionari o richiedenti la concessione, fissandone i tempi di esecuzione.

Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 28 dicembre 2012 relativo alla “Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi”.

Il Decreto:

- fissa i nuovi target nazionali per il quadriennio 2013-2016 in termini di risparmio energetico per le aziende di distribuzione dell'energia elettrica e del gas (con oltre 50mila clienti);
- determina gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione per gli anni dal 2013 al 2016;
- dispone il passaggio al GSE dell'attività di gestione del meccanismo di certificazione;
- individua le modalità per ridurre tempi e adempimenti per l'ottenimento dei certificati bianchi;
- introduce misure per potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo dei certificati bianchi;
- istituisce nuove procedure per incentivare il risparmio energetico nel settore industriale, nelle infrastrutture e nei trasporti.

Decreto 28 dicembre 2012 del Ministero dello Sviluppo Economico relativo all'“Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni”.

Con il provvedimento in oggetto si punta a dare impulso alla produzione di energia termica da fonti rinnovabile (riscaldamento a biomassa, pompe di calore, solare termico etc) e ad accelerare i progetti di qualificazione energetica degli edifici.

Il Decreto, in attuazione dell'art. 28 del decreto legislativo n. 28/2011, “disciplina l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili [...] realizzati a decorrere dall'entrata in vigore del presente decreto, ai fini del raggiungimento degli obiettivi specifici previsti dai Piani di azione per le energie rinnovabili e per l'efficienza energetica di cui all'art. 3, comma 3, del decreto legislativo n. 28/2011”.

I soggetti interessati ai fini dell'accesso agli incentivi, possono avvalersi dello strumento del finanziamento tramite terzi o di un contratto di rendimento energetico ovvero di un servizio energia, anche tramite l'intervento di una ESCO.

1.3 Delibere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas emanate nel corso del 2012

Delibera 482/2012/R/eel: Verifica di conformità dello schema di disciplina del nuovo mercato della capacità, trasmesso da Terna all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Con il provvedimento l'Autorità ha verificato 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.

Con tale provvedimento ed in base a quanto previsto dalla delibera 98/11:

- Terna ha avviato la consultazione dei documenti positivamente verificati dall'Autorità, il cui termine è fissato per il 15 febbraio 2013.
- Entro 20 giorni dalla chiusura della consultazione, Terna invia all'AEEG gli esiti della stessa e lo Schema di Disciplina eventualmente modificato in base alle osservazioni che si sono ritenute opportune da accogliere.
- Entro 30 giorni dal ricevimento dello schema, AEEG verifica la conformità del documento.
- Entro 5 giorni dall'esito positivo di conformità, Terna invia al Mise lo Schema di Disciplina approvato.

Delibera 84/12/R/eel: Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale

Con la delibera 84/12/R/eel, come modificata dalle delibere 165/2012/R/eel, 344/12/R/eel e 562/2012/R/eel, l'Autorità ha approvato gli allegati al Codice di Rete che, tra l'altro, definiscono i requisiti tecnici per la connessione degli impianti di generazione distribuita, indispensabili per il mantenimento della sicurezza del sistema elettrico nazionale. In particolare:

- Allegato A68 *"Impianti di produzione fotovoltaici. Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT"*: il documento indica, per gli impianti fotovoltaici connessi in AT, i requisiti necessari alla connessione sia in termini di caratteristiche del sistema di protezione sia in termini di servizi di rete da prestare ai fini della sicurezza del sistema elettrico.
- Allegato A69 *"Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna"*: il documento indica, per tutti gli impianti asserviti al Sistema di Difesa, compresi gli eolici e fotovoltaici in AT, le modalità di attuazione dei comandi di distacco o di modulazione della produzione, nonché le modalità di invio delle misure e di tutte le informazioni aggiuntive, necessarie ad adempiere ai comandi sopra citati.
- Allegato A70- *"Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita"*: il documento, da applicare agli impianti di produzione in MT e BT, prescrive i requisiti minimi in termini di:
 - o campi di funzionamento in tensione e frequenza;
 - o controllo;
 - o esigenze per le protezioni;
 - o regolazioni nei transitori di frequenza e/o tensione.

La delibera, inoltre, prescrive le modalità e le condizioni per l'adeguamento degli impianti MT di taglia superiore a 50 kW connessi alle reti alla data del 31 marzo 2012. In materia di retrofitting è intervenuta la delibera 562/2012/R/eel con la quale l'Autorità rinvia ad un successivo provvedimento la definizione delle modalità di adeguamento dell'Allegato A70 anche per gli

impianti BT e per gli impianti MT con potenza inferiore a 50 kW.

Delibera 344/12/R/eel: approvazione della modifica all'allegato A70 e dell'allegato A72 al Codice di rete. Modifica della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel

Con la delibera 344/12/R/eel, l'Autorità ha approvato il nuovo allegato al Codice di Rete A72-*"Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)"* recante procedure per i distacchi della generazione distribuita.

Le prescrizioni si applicano agli impianti di generazione aventi le seguenti caratteristiche:

- connessi alle reti MT di distribuzione;
- sono impianti fotovoltaici ed eolici con potenza nominale maggiore o uguale a 100 kW;
- immettono in rete tutta la produzione, al netto dei servizi ausiliari;

L'insieme degli impianti che soddisfano tali condizioni è definito GDR-Generazione Distribuita Riducibile, classificati in 2 gruppi: GDPRO (impianti distaccabili con preavviso dal titolare dell'impianto) e GDTEL (impianti distaccabili da remoto dall'impresa distributrice).

Con la medesima deliberazione sono state altresì apportate alcune precisazioni all'allegato A70 ed alla delibera 84/12.

Delibera 281/12/R/efr: Revisione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili

Con la delibera 281/12/R/efr, l'Autorità, nel promuovere una maggiore responsabilizzazione dei produttori in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete e una disciplina degli sbilanciamenti maggiormente *cost reflective*, prevede, a partire dal 1° gennaio 2013, l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento anche per le unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili. Al fine di garantire una gradualità nell'applicazione della misura il provvedimento definisce un periodo transitorio con applicazione di franchigie entro le quali gli sbilanciamenti continuano ad essere valorizzati al prezzo zonale.

Delibera 513/2012/R/eel: Disposizioni in materia di servizio di riduzione dei prelievi per la sicurezza per il triennio 2013-2015

L'Autorità con la delibera 513/2012/R/eel, ha aggiornato le condizioni del servizio di riduzione dei prelievi per la sicurezza (c.d. superinterrompibilità) per il triennio 2013-2015 in attuazione di quanto previsto all'art. 34, comma 1, del decreto-legge 179/12. L'AEEG ha in sostanza confermato le condizioni definite per il triennio precedente con la delibera ARG/elt 15/10.

Delibera 180/12/R/eel: Disposizioni sulla programmazione delle indisponibilità degli impianti di produzione elettrica, della rete di trasmissione nazionale e delle reti con obbligo di connessione di terzi. Modifiche alle deliberazioni 111/06, in materia di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e ARG/elt 115/08, in materia di elaborazione di dati previsionali per il monitoraggio dei mercati all'ingrosso

Con la deliberazione 180/12/R/eel, l'Autorità si propone di

- rendere coerenti le norme in tema di programmazione delle indisponibilità della capacità di generazione elettrica e delle reti e le attività previste dalla disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico;
- modificare la disciplina del monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso, così che la medesima Autorità possa disporre dei dati previsionali sulla pivotalità entro termini compatibili con l'assolvimento dell'obbligo di segnalazione sul funzionamento dei mercati dell'energia, ai sensi dell'art. 3, comma 10ter, della legge n. 2/2009, ed esercitare in modo efficace i poteri di regolazione asimmetrica, di cui all'art. 43, commi 4 e 5, del decreto legislativo n. 93/2011.

In particolare, con riferimento alle indisponibilità degli impianti di generazione e degli elementi di rete di trasmissione, al fine di rendere coerente le informazioni utilizzate da Terna ai fini dell'individuazione dei raggruppamenti minimi degli impianti di produzione essenziali con quelle inviate da Terna all'Autorità ai fini della comunicazione agli utenti dei parametri tecnico-economici per valutare l'eventualità di aderire ai regimi alternativi, viene previsto per l'anno 2012:

- l'anticipo al 30 luglio di ciascun anno del termine dell'invio delle richieste di

indisponibilità per l'anno successivo, modificando il Codice di Rete;

- l'anticipo al 14 settembre di ciascun anno l'adozione della delibera annuale provvisoria delle indisponibilità previsti dall'art. 3.7.2.3 del Codice di Rete.

Sulla base delle informazioni ottenute al 31 Luglio di ciascun anno, Terna invia all'Autorità i dati di cui all'art. 65.bis.4 della deliberazione 111/06 ed i dati previsionali di cui all'art. 7.1 del TIMM, definisce la delibera annuale provvisoria delle indisponibilità prevista dal Codice di Rete ed il contenuto delle notifiche sui raggruppamenti minimi essenziali di cui all'art. 63.4 della delibera 111/06.

La deliberazione, infine, prevede per l'anno 2013 che Terna invii la modifica al Codice di Rete al fine di ottenere l'invio all'Autorità dei dati di cui all'art. 65.bis.4 della deliberazione 111/06 e dei dati previsionali di cui all'art. 7.1 del TIMM entro il 7 settembre di ciascun anno e l'adozione della delibera annuale provvisoria delle indisponibilità di cui all'art. 3.7.2.3 del Codice di Rete entro il 14 settembre di ciascun anno.

Delibera 226/2012/R/eel - Disposizioni urgenti in materia di prenotazione della capacità di rete e Delibera 328/2012/R/eel – Disposizioni di attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e per il gas 226/2012/R/eel, relative alla saturazione virtuale delle reti elettriche.

La delibera 226/12/R/eel, si inserisce nell'ambito dei provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di connessione alle reti elettriche di impianti di generazione intervenendo sul Testo Integrato delle Connessioni Attive – TICA. In particolare, la delibera prevede che, la prenotazione definitiva della capacità di rete da parte del soggetto che richiede la connessione avvenga solo in concomitanza con l'ottenimento dell'autorizzazione alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione.

Con la successiva delibera 328/2012/R/eel, l'Autorità ha dettato disposizioni di attuazione della delibera 226/2012/R/eel, In particolare il provvedimento:

- definisce alcune semplificazioni per l'iter di connessione nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW;
- definisce in maniera più dettagliata le attività e le responsabilità in capo ai richiedenti la connessione e ai gestori di

rete, limitando i casi di revisione della soluzione tecnica per la connessione;

- ripristina le disposizioni riguardanti i casi di decadenza dei preventivi accettati relativi al mancato rispetto dei tempi per l'avvio dell'iter autorizzativo e per l'avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione nonché la decadenza per mancato invio dell'aggiornamento al gestore di rete sullo stato di avanzamento delle pratiche.

1.4 Quadro Normativo di Riferimento 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)."

Nell'art.11, comma1, let.d ed e) l'AEEG provvede 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.

1.5 Provvedimenti in corso di predisposizione

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

SEN- Strategia Elettrica nazionale

La SEN definisce le linee di sviluppo del settore elettrico, quale elemento chiave per la crescita economica sostenibile del Paese. Il documento analizza il settore energia scomponendolo in 5 sotto-settori/aree di intervento:

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

Trasversale a tale 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 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 nazionale come hub del gas sud-europeo;
- lo sviluppo sostenibile delle Fer;
- produzione sostenibile degli idrocarburi;
- il potenziamento 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 3 principali obiettivi: 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 al contenimento delle inefficienze attraverso la revisione della voce "Altri

- Oneri" presente in bolletta, allo sviluppo della rete per ridurre le congestioni e sfruttare a pieno le capacità produttive più efficienti, ed alla revisione delle agevolazioni per diverse categorie di utenti;
- 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:
 - o in maniera preventiva sui nuovi impianti, è necessario identificare le aree critiche, limitando la potenza incentivante 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, nonchè la partecipazione dei gestori di rete ai procedimenti di autorizzazione degli impianti di maggiori dimensioni,
 - o nel breve termine, prevedere la pianificazione dei distacchi delle rinnovabili;
 - o nel medio termine, rafforzare le linee di trasporto e di distribuzione;
 - o nel lungo termine, sviluppo delle smart grid e dei sistemi di accumulo, anche tramite l'adozione diffusa di sistemi a batterie.

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%).

I principali interventi sono:

- Settore elettrico: continuare a sostenere lo sviluppo delle rinnovabili (vedi V Conto energia e decreto FER), avvicinare gli incentivi ai livelli europei e sostenere la tecnologia a maggiore ricaduta sulla filiera

italiana, la piena integrazione con il mercato elettrico e con la rete (*grid parity*).

- Settore termico: introduzione per le rinnovabili di piccola taglia del conto termico che garantisce il regime incentivante alle tecnologie più virtuose, proseguimento dei certificati bianchi quale sistema incentivante per interventi di maggiori dimensioni, sfruttare le potenzialità dei teleriscaldamenti e teleraffrescamenti.
- Settore trasporti: revisione della direttiva europea per lo sviluppo dei biocarburanti di II e III generazione.

Per quanto riguarda la modernizzazione del sistema di governance, i principali obiettivi sono il rafforzamento della partecipazione italiana ai sistemi decisionali europei, attivare forme di coordinamento tra Stato, Regioni ed Enti locali e rafforzare la consultazione con gli stakeholder nazionali. Di particolare interesse è la proposta di riportare in capo allo stato le competenze legislative in materia di energia, per quanto riguarda le attività ed infrastrutture energetiche di rilevanza nazionale (modifica dell' art.117 della Costituzione), al fine di semplificare i processi autorizzativi.

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:

- o 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*;
- o 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;
- o 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.

Documento di consultazione 508/2012/R/eel: “Mercato dell’energia elettrica – Revisione delle regole per il dispacciamento”.

Il documento per la consultazione 508/2012/R/eel è parte integrante della revisione della vigente disciplina del dispacciamento avviata con la deliberazione ARG/elt 160/11.

Il documento è suddiviso in due sezioni. Nella prima, l’AEEG propone una revisione del mercato dei servizi per il dispacciamento (MSD), finalizzata a definire i criteri e le condizioni generali alla base del meccanismo di selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità, previsti dall’art. 34, comma 7-bis, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83.

Nella seconda sezione, l’AEEG descrive le principali tecniche del servizio di regolazione primaria della frequenza, espone la proposta sulla depenalizzazione degli sbilanciamenti che Terna ha inviato all’Autorità ai sensi della deliberazione ARG/elt 211/10, ed illustra l’orientamento dell’Autorità stessa per la misurazione ed il trattamento economico dell’energia erogata dalla unità di produzione per la regolazione primaria della frequenza,

Infine, l’AEEG propone una riflessione sull’eventualità di introdurre un meccanismo di mercato per la valorizzazione della riserva primaria.

Proposta di implementazione della regolazione individuale per utenti AT riguardante la continuità del servizio e la qualità della tensione (delibera ARG/elt 197/11, titolo 5, articolo 22.1)

Come previsto dall’art. 22 dell’Allegato A alla delibera dell’Autorità ARG/elt 197/11, Terna ha inviato all’Autorità una proposta della regolazione individuale degli utenti AT riguardante la continuità del servizio e la qualità della tensione.

La bozza di contratto ha per oggetto le principali problematiche che si riscontrano nell’ambito della qualità del servizio, ovvero i buchi di tensione e le interruzioni, senza tuttavia escludere altre problematiche come le sovratensioni o le potenze di corto circuito.

La bozza di contratto per la qualità, di tipo annuale con durata massima di 4 anni, definisce, fra l’altro, i livelli di qualità concordata, i corrispettivi e le penali per il mancato rispetto dei livelli prefissati.

Terna ha altresì presentato una proposta di contratto per la fornitura di un servizio di

consulenza che Terna offrirebbe agli utenti, al fine di individuare gli interventi atti a migliorare le prestazioni della qualità del servizio e della tensione nell’impianto dell’utente. In particolare il contratto di consulenza prevede:

- scelta dei parametri di qualità del servizio da monitorare;
- installazione di almeno uno strumento per il monitoraggio dei suddetti parametri (a cura di Terna o dell’Utente);
- raccolta ed analisi dei dati derivati dalla campagna di misure della durata di 1 anno;
- definizione degli interventi da eseguire per migliorare la qualità del servizio (da concordarsi con le esigenze e la disponibilità dell’Utente).

1.6 Regolamentazione a livello europeo

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.

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.

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: proposta di regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee che abroga la decisione n.1364/2006/CE

La proposta di regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee, che abroga la decisione n. 1364/2006 stabilisce, a partire dal 1 gennaio 2013, 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. L'attuale proposta di Regolamento stabilisce, come annunciato nella comunicazione della Commissione Europea del 17 novembre 2010 sulle priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre, le regole di individuazione dei progetti di interesse comune (capitolo 2 e allegati I,II,III e IV) e introduce procedure autorizzative accelerate per favorire la realizzazione dei progetti di interesse comune (capitolo 3 e allegato IV), così come le regole per la ripartizione dei costi dei progetti a livello transfrontaliero e degli incentivi a copertura dei rischi (capitolo 4). Essa 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.

La proposta di regolamento fissa nell'allegato I, 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 predisporrà entro il 31 luglio 2013 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. I progetti di interesse comune sono selezionati nell'ambito di gruppi regionali introdotti dalla Commissione e definiti sulla base dei criteri e degli indicatori individuati nella proposta di Regolamento (in particolare i progetti devono coinvolgere almeno due Stati Membri, avere un impatto significativo in termini di incremento della capacità di trasporto, favorire l'integrazione dei mercati, lo sviluppo delle fonti rinnovabili e garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico, inoltre devono essere conformi con la metodologia di analisi costi-benefici definita da ENTSO-E).

Per il settore elettrico i progetti proposti devono essere parte integrante dell'ultimo piano decennale di sviluppo adottato da ENTSO-E (TYNDP) e su cui l'ACER è tenuto ad esprimersi rilasciando un parere sulla proposta dei progetti di interesse europei ed effettuare il monitoraggio sulla loro attuazione.

La proposta di Regolamento prevede inoltre che i progetti di interesse comune siano assoggettati ad un nuovo regime di interesse comune. Gli Stati Membri sono obbligati a nominare un'autorità nazionale incaricata di coordinare il rilascio delle autorizzazioni, assicurare la trasparenza e la partecipazione del pubblico. La durata complessiva del procedimento autorizzativo per i suddetti progetti non potrà essere superiore a 3 anni.

La proposta 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.

