

**PARERE 4 NOVEMBRE 2016
630/2016/I/EEL**

VALUTAZIONE DEGLI SCHEMI DI PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE 2015 E 2016 E RILASCIO DI NULLA OSTA ALLA LORO APPROVAZIONE DA PARTE DEL MINISTRO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

**L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS
E IL SISTEMA IDRICO**

Nella riunione del 4 novembre 2016

VISTI:

- la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il Regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: regolamento (CE) 714/2009);
- il Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 (di seguito: regolamento (UE) 347/2013);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge 290/03);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 25 giugno 1999, recante Determinazione dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale, e sue successive modificazioni ed integrazioni;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: RTN);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 aprile 2005, recante la Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale e la relativa convenzione allegata, come modificata ed aggiornata con decreto del Ministro per lo Sviluppo Economico 15 dicembre 2010 (di seguito: concessione);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 21 ottobre 2005, in materia di diritto di accesso delle nuove linee elettriche;

- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 25 giugno 2015, recante l’approvazione del Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2012;
- la deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11;
- la deliberazione dell’Autorità 22 marzo 2012, 102/2012/R/EEL (di seguito: deliberazione 102/2012/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 12 luglio 2012, 288/2012/R/EEL (di seguito: deliberazione 288/2012/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 21 febbraio 2013, 66/2013/R/EEL (di seguito: deliberazione 66/2013/R/EEL);
- il parere dell’Autorità 22 maggio 2013, 214/2013/I/EEL, recante “Valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2012” (di seguito: parere 214/2013/I/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A e, in particolare, l’Allegato A recante “Quadro strategico dell’Autorità per il quadriennio 2015-18”;
- la deliberazione dell’Autorità 14 maggio 2015, 213/2015/A (di seguito: deliberazione 213/2015/A);
- il parere dell’Autorità 21 maggio 2015, 238/2015/I/EEL, recante “Valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della RTN relativi agli anni 2013 e 2014” (di seguito: parere 238/2015/I/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 29 ottobre 2015, 517/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 517/2015/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 1 ottobre 2016, 464/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 464/2015/R/EEL);
- gli schemi di Piano decennale di sviluppo della RTN relativi agli anni 2015 e 2016 (di seguito: schemi di Piano 2015 e 2016), trasmessi da Terna S.p.a. (di seguito: Terna) all’Autorità rispettivamente con comunicazioni del 30 gennaio 2015 (prot. Autorità A/4237 del 5 febbraio 2015) e 29 gennaio 2016 (prot. Autorità A/4479 del 15 febbraio 2016);
- la posizione dell’*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (di seguito: ACER) del 30 gennaio 2013 in materia di *ENTSO-E Guideline to Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*;
- l’opinione dell’ACER 01/2014 del 30 gennaio 2014 on the *ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*;
- l’opinione dell’ACER 01/2015 del 29 gennaio 2015 sul TYNDP 2014 (di seguito: opinione n. 01/2015);
- l’opinione dell’ACER 04/2016 del 23 marzo 2016 sui piani decennali nazionali di sviluppo delle reti di trasmissione (di seguito: opinione n. 04/2016);
- l’opinione dell’ACER 08/2016 del 27 luglio 2016 sull’implementazione degli investimenti di sviluppo delle reti di trasmissione;

- il *Ten Year Network Development Plan* predisposto da *ENTSO-E* (piano di sviluppo decennale della rete, di seguito: TYNDP) 2014;
- la metodologia di analisi costi-benefici “*ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects FINAL - Approved by the European Commission – 5 February 2015*”;
- la proposta di metodologia di analisi costi-benefici “*ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects - Version for ACER official opinion*”;
- lo schema di TYNDP del 23 giugno 2016.

CONSIDERATO CHE:

- l’articolo 36, comma 1, del decreto legislativo 93/11, dispone che l’attività di trasmissione e dispacciamento dell’energia è riservata allo Stato ed è svolta in regime di concessione da Terna, che opera come gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell’articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 79/99, secondo modalità definite nella concessione;
- l’articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/11, prevede che:
 - a) Terna, entro il 31 gennaio di ciascun anno, predisponga un Piano decennale di sviluppo della RTN (di seguito: Piano decennale), basato su domanda e offerta esistenti e previste;
 - b) il Ministro dello Sviluppo Economico, acquisito il parere delle Regioni interessate e tenuto conto delle valutazioni formulate dall’Autorità, approvi tale Piano;
- ai sensi del medesimo articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/11, il Piano decennale deve individuare:
 - a) 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;
 - b) gli investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo;
 - c) una programmazione temporale dei progetti di investimento, secondo quanto stabilito nella concessione;
- inoltre, l’articolo 9 della concessione prevede che il concessionario del servizio predisponga un Piano di sviluppo che contenga, tra l’altro, i seguenti elementi:
 - a) un’analisi costi-benefici degli interventi e l’individuazione degli interventi prioritari;
 - b) l’indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell’impegno economico preventivato;
 - c) una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell’anno precedente, con l’indicazione delle cause delle mancate realizzazioni o dei ritardi, dei tempi effettivi di realizzazione e dell’impegno economico sostenuto;

- d) un impegno della concessionaria a conseguire un piano minimo di realizzazioni nel periodo di riferimento, con indicatori specifici di risultato, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle congestioni;
- e) un'apposita sezione relativa alle infrastrutture di rete per lo sviluppo delle fonti rinnovabili volta a favorire il raggiungimento degli obiettivi nazionali con il massimo sfruttamento della potenza installata, nel rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema elettrico;
- l'articolo 36, comma 13, del decreto legislativo 93/11, prevede che l'Autorità:
 - a) sottoponga il Piano decennale, secondo i propri autonomi regolamenti, a una consultazione pubblica;
 - b) renda pubblici i risultati di tale consultazione;
 - c) trasmetta gli esiti della propria valutazione al Ministro dello Sviluppo Economico;
- in ragione della complessità e della rilevanza strategica del Piano decennale per lo sviluppo del mercato energetico, con deliberazione 102/2012/R/EEL l'Autorità ha introdotto specifiche disposizioni per la consultazione pubblica di tale Piano decennale;
- con il parere 214/2013/I/EEL, l'Autorità ha espresso, al Ministro dello Sviluppo Economico, il proprio nulla osta all'approvazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN 2012 (di seguito: schema di Piano 2012), nei limiti di un approccio sperimentale fino a 35 MW in relazione all'installazione di capacità di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batteria, e ha formulato prescrizioni e raccomandazioni a Terna per la predisposizione dei successivi documenti di pianificazione decennale della RTN, da implementare secondo opportune forme di gradualità;
- nel corso dell'anno 2014 è stato organizzato un tavolo tecnico di confronto tra gli uffici dell'Autorità e Terna in materia di metodologia di analisi costi benefici (di seguito: ACB) degli interventi di sviluppo della RTN;
- con il parere 238/2015/I/EEL, l'Autorità ha espresso al Ministro dello Sviluppo Economico la propria valutazione sugli schemi di Piano 2013 e 2014 e:
 - a) da un lato, ha preso atto di alcune migliorie apportate agli schemi di Piano 2013 e 2014 rispetto allo schema di Piano 2012, in coerenza con le prescrizioni e raccomandazioni formulate dall'Autorità con il parere 214/2013/I/EEL, con particolar riferimento all'individuazione dell'insieme degli interventi prioritari e degli interventi cosiddetti "in valutazione" (ossia, interventi per i quali "*non si prevede al momento [della predisposizione del Piano] l'avvio delle attività nell'orizzonte di piano, fatta salva l'eventualità di una futura modifica delle esigenze/condizioni al contorno che consenta di superare le attuali incertezze*");
 - b) dall'altro, ha evidenziato possibili aree di miglioramento dei documenti di pianificazione, con riferimento in particolare a:
 - i. l'individuazione delle tempistiche realizzative per tutti gli interventi inseriti nel Piano;
 - ii. una più accurata e completa indicazione delle cause delle mancate realizzazioni o dei ritardi e dei tempi effettivi di realizzazione;

- iii. l'individuazione dei costi complessivi di investimento e di esercizio stimati per la totalità degli interventi, nonché il costo complessivo stimato per ciascuno schema di Piano;
- con il medesimo parere 238/2015/I/EEL, l'Autorità ha inoltre evidenziato criticità in merito alla metodologia di ACB adottata da Terna, con particolare riferimento all'identificazione delle categorie di beneficio e all'utilizzo di approcci semplificati per la stima dei benefici anziché, ove possibile, di simulazioni di rete e/o di mercato; al riguardo, l'Autorità ha ritenuto opportuno proseguire il confronto con Terna in materia di ACB, tenendo adeguatamente conto degli sviluppi delle metodologie di definizione degli scenari e di ACB in ambito europeo, al fine di aggiornare le prescrizioni e raccomandazioni dell'Autorità per l'elaborazione della metodologia in parola;
 - lo schema di Piano 2015 contiene una proposta di Terna di aggiornamento della metodologia di ACB;
 - l'Autorità, con il documento per la consultazione 464/2015/R/EEL in materia di sviluppo selettivo degli investimenti per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, ha sottoposto a consultazione le proposte metodologiche di ACB (Appendice C), tenendo conto sia delle proposte formulate da Terna nell'ambito dello schema di Piano 2015 sia delle metodologie di ACB definite in ambito europeo.

CONSIDERATO CHE:

- il Regolamento (CE) 714/2009 e il Regolamento (UE) 347/2013 hanno introdotto disposizioni in materia di:
 - a) adozione di un TYNDP non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario;
 - b) attività di definizione di scenari ai fini della predisposizione del TYNDP;
 - c) preparazione e regolare aggiornamento di una metodologia di ACB da applicare al TYNDP;
 - d) verifiche della coerenza tra il TYNDP europeo e i piani nazionali di sviluppo della rete;
- le attività di ENTSO-E e di ACER stanno determinando progressivi miglioramenti nell'attività di definizione di scenari, di definizione e implementazione dell'ACB e di predisposizione dei TYNDP, che vengono ritenute *good practice* a livello internazionale;
- in particolare, l'opinione n. 04/2016 di ACER contiene raccomandazioni in merito ai contenuti minimi dei piani nazionali di sviluppo della rete, atte ad assicurare la possibilità di verifiche di coerenza tra tali piani e il TYNDP.

CONSIDERATO CHE:

- con comunicato del 30 novembre 2015 è stato avviato il procedimento di consultazione dello schema di Piano 2015, nell'ambito del quale è stata organizzata

dall’Autorità, in data 20 gennaio 2016, una sessione pubblica di presentazione dello schema di Piano 2015 da parte di Terna a cui sono intervenuti rappresentanti degli uffici dell’Autorità, del Ministero dello Sviluppo Economico, di RSE S.p.a. e di CESI S.p.a.;

- con comunicato agli operatori del 28 aprile 2016 è stato avviato il procedimento di consultazione dello schema di Piano 2016, nell’ambito del quale è stata organizzata da Terna, in data 15 giugno 2016, una sessione pubblica di presentazione dello schema di Piano 2016;
- l’esame degli schemi di Piano 2015 e 2016 è stato condotto anche alla luce delle osservazioni formulate dai soggetti interessati nell’ambito della consultazione, nonché delle contro-deduzioni di Terna a tali osservazioni;
- sia le osservazioni dei soggetti interessati, che le controdeduzioni di Terna, sono state rese pubbliche dall’Autorità sul proprio sito internet;
- il procedimento di valutazione da parte dell’Autorità degli schemi di Piano 2015 e 2016 si è svolto in parallelo, in anticipo rispetto al procedimento di approvazione, da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, degli schemi di Piano 2013 e 2014, procedimento che non si è ancora concluso.

CONSIDERATO CHE:

- gli schemi di Piano 2015 e 2016 contengono prevalentemente interventi di sviluppo classificati come “pianificati” già presenti nei precedenti Piani decennali;
- gli schemi di Piano 2015 e 2016 prevedono i seguenti impatti:
 - a) un incremento della capacità di interconnessione con l’estero di circa 3.000 MW complessivi, escluso l’effetto degli *interconnector* e di eventuali linee *merchant*;
 - b) un incremento della capacità di trasporto tra zone delle rete rilevante di circa 3.000 MW complessivi;
 - c) un incremento della capacità di trasporto dei poli di produzione limitata di circa 2.000 MW complessivi;
 - d) una capacità da fonti rinnovabili liberata di circa 5.500 MW complessivi;
 - e) una riduzione delle perdite alla punta di carico di circa 180 MW complessivi (a cui corrisponde una riduzione di energia persa per circa 1100 GWh) nello schema di Piano 2015 e di circa 270 MW complessivi (a cui corrisponde una riduzione di energia persa per circa 1.650 GWh) nello schema di Piano 2016;
 - f) una riduzione dell’energia non fornita per circa 67.000 MWh complessivi nello schema di Piano 2015;
- lo schema di Piano 2015 non presenta nuovi interventi rispetto al 2014 e reca i seguenti interventi pianificati:
 - a) 47 interventi, soggetti ad ACB, con un costo di investimento superiore a 25 milioni di euro per ciascun intervento e un costo di investimento complessivo di 8.535 milioni di euro;
 - b) ulteriori 132 interventi con un costo di investimento inferiore a 25 milioni di euro per ciascun intervento;
 - c) 5 interventi senza indicazioni di costo;

- il medesimo schema di Piano 2015 include inoltre 70 interventi “in valutazione” (quindi senza attività realizzative previste nell’orizzonte temporale del Piano);
- lo schema di Piano 2016 contiene:
 - a) i seguenti nuovi interventi “pianificati”:
 - i. 11 interventi di espansione o di evoluzione delle reti elettriche AT e AAT acquistate da Terna a fine 2015 precedentemente di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.a.;
 - ii. l’interconnessione Italia-Tunisia;
 - b) i seguenti interventi “pianificati” (precedentemente “in valutazione” nello schema di Piano 2015) corredati da dettagli tecnico-economici:
 - i. riassetto della rete AT 220 kV Trentino Alto Adige, con costo di investimento di 40 milioni di euro e indicazione monetizzata dei benefici;
 - ii. rete dell’area Forlì Cesena, con costo di investimento di 40 milioni di euro e quantificazione dei benefici;
 - iii. interventi sulla rete AT nell’area di Catania, con costo di investimento compreso tra 5 e 10 milioni di euro;
 - iv. stazione 220 kV Sulcis (installazione di una batteria di condensatori);
 - c) i seguenti interventi già pianificati:
 - i. 52 interventi soggetti ad ACB con un costo di investimento superiore a 25 milioni di euro per ciascun intervento e un costo di investimento complessivo di 8.835 milioni di euro;
 - ii. 130 interventi con un costo di investimento inferiore a 25 milioni di euro, presentato in forma di *range* con intervalli di 5 milioni di euro, e un costo di investimento complessivo dell’ordine di 1.000 milioni di euro;
- il medesimo schema di Piano 2016 contiene inoltre 69 interventi “in valutazione”, tra cui rientra, in particolare, l’interconnessione Sa.Co.I 3, in considerazione della riduzione della domanda in Sardegna e in generale dei mutati scenari di domanda e offerta attesa; tale intervento compare invece nello schema di TYNDP 2016 come “pianificato”, con un costo di investimento di circa 650 milioni di euro;
- lo schema di Piano 2016 stima limitate congestioni tra Sardegna e Centro-Sud (circa 500 ore di congestione prevista sia nell’anno studio 2020 sia nell’anno studio 2025) e, pertanto, date le condizioni di mercato descritte nei Piani, il contributo dell’intervento Sa.Co.I 3 alla risoluzione di congestioni interzonali per il sistema elettrico italiano risulterebbe relativamente modesto.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- lo schema di Piano 2015 individua, tra le ipotesi di sviluppo allo studio, che richiedono ulteriori approfondimenti (e pertanto non ancora rientranti nei programmi di intervento), l’interconnessione con il Nord Africa;
- il suddetto schema di Piano precisa inoltre che “*al fine di implementare il corridoio infrastrutturale prioritario in direzione Sud-Nord [...] sono in corso studi per valutare l’eventuale sviluppo di un progetto di nuova interconnessione HVDC in cavo marino tra la Tunisia e l’Italia (rete sudoccidentale della Sicilia)*” e che la

nuova interconnessione con il Nord Africa, ai sensi della legge 99/2009, “*non è più in programma, tenuto conto delle problematiche di fattibilità dell’opera nell’orizzonte di medio termine e considerata la necessità che si individuino progetti concreti e ad altro grado di fattibilità*”;

- lo schema di Piano 2016 include, in stato “pianificato”, il nuovo intervento relativo all’interconnessione Italia-Tunisia, in relazione al quale non sono forniti adeguati dettagli tecnici e analisi economiche.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- il Ministero dello Sviluppo Economico, in sede di approvazione del Piano di Sviluppo 2011, ha previsto un programma di installazione di capacità di sistemi di accumulo diffuso mediante batterie da condurre con un approccio sperimentale fino a 35 MW di capacità;
- con la deliberazione 288/2012/R/EEL, l’Autorità ha definito la procedura e i criteri di selezione dei progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo sulla rete di trasmissione ammessi a trattamento incentivante; le analisi tecnico-economiche su tali sistemi sono state demandate a una Commissione indipendente di esperti istituita dall’Autorità;
- con la deliberazione 66/2013/R/EEL, l’Autorità ha approvato i progetti pilota c.d. *energy intensive* di cui al precedente punto, adeguando la dimensione massima delle sperimentazioni in coerenza con i limiti individuati dal Ministero dello Sviluppo Economico in sede di approvazione del Piano di Sviluppo 2011;
- l’avvio della fase di sperimentazione di progetti pilota di cui alla richiamata deliberazione 66/2013/R/EEL, prevista inizialmente alla fine dell’anno 2014, ha subito dei ritardi; attualmente non sono quindi ancora stati pubblicati da Terna i primi *interim report* sul funzionamento di tali impianti nella fase di sperimentazione e non c’è pertanto al momento evidenza dei benefici associati all’installazione di tali impianti;
- gli schemi di Piano 2015 e 2016 individuano 7 direttrici 150 kV su cui “*in esito alla sperimentazione in corso, si valuteranno le soluzioni più idonee per l’installazione di sistemi di accumulo diffuso*” e altre 15 direttrici su cui “*tenuto conto dell’evoluzione del parco produttivo e della sperimentazione in corso, si valuterà l’installazione di sistemi di accumulo diffuso*”;
- lo schema di Piano 2016 indica, inoltre, specificamente che “*in esito ai risultati conseguiti nella sperimentazione in atto, potranno essere individuate ulteriori esigenze di sistemi di accumulo*”;
- ACER, nell’opinione n. 01/2015 in merito allo schema di TYNDP 2014 elaborato da ENTSO-E, ha evidenziato che il progetto di installazione dei sistemi di accumulo a batteria promosso da Terna potrà essere proposto nel TYNDP 2016 (e, per coerenza, nei piani nazionali) solo se le sperimentazioni in corso per mezzo di progetti pilota dimostreranno la loro efficacia ai fini della riduzione dei distacchi di produzione elettrica da fonte rinnovabile, supportati da una specifica ACB;

- lo schema di TYNDP 2016 include un progetto relativo allo sviluppo di sistemi di accumulo diffuso nel Sud Italia che si stima entreranno in esercizio nel 2022, con un costo di investimento di 750 milioni di euro.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- nell'ambito del procedimento di consultazione degli schemi di Piano 2015 e 2016, i soggetti interessati hanno evidenziato, tra l'altro:
 - a) la necessità di ottenere maggiori dettagli sulle stime relative all'evoluzione del parco termoelettrico, inserendo nell'ambito del Piano decennale l'elenco degli impianti in dismissione o in conservazione e la relativa potenza;
 - b) l'opportunità di inserire all'interno dello schema di Piano decennale valutazioni e analisi in relazione alle azioni che possono essere adottate per incrementare l'inerzia di sistema e la potenza di cortocircuito, particolarmente importanti in uno scenario caratterizzato da una massiccia penetrazione di generazione da fonte rinnovabile;
 - c) la necessità di considerare, nell'ambito del Piano decennale, i servizi di regolazione della tensione che potrebbero essere offerti dagli alternatori presenti presso le centrali poste in conservazione;
 - d) la necessità di ottenere maggiori motivazioni da parte del gestore in merito alla sua scelta di classificare un intervento "in valutazione";
 - e) il permanere di congestioni sulla rete AAT tra Centro Sud e Centro Nord e la necessità di individuare soluzioni o alternative di sviluppo agli interventi messi "in valutazione" come la Fano-Teramo;
 - f) l'opportunità di procedere alla pubblicazione degli schemi di Piano decennale su base biennale, pubblicando eventualmente con cadenza annuale un rapporto sullo stato di avanzamento dello sviluppo della rete;
 - g) la necessità di includere nell'ambito dello schema di Piano decennale anche i progetti di sviluppo di capacità di interconnessione promossi da soggetti terzi (c.d. progetti *merchant*) e inclusi nella lista dei *Project of Common Interest*;
 - h) la necessità di includere negli schemi di Piano decennale maggiori informazioni, elementi tecnici e analisi economiche in relazione ai nuovi progetti di interconnessione, quali:
 - i. l'interconnessione Sa.Co.I.3;
 - ii. l'interconnessione Italia-Tunisia;
 - i) l'opportunità di considerare la tabella di sintesi degli interventi come parte integrante dello schema di Piano;
 - j) l'opportunità di individuare nello schema di Piano l'incremento dei limiti di transito tra zone di rete derivante dall'entrata in esercizio di ciascun intervento di sviluppo, nonché la data attesa per tale incremento;
- inoltre, con specifico riferimento all'interconnessione Italia – Tunisia, i partecipanti alla consultazione hanno riscontrato:
 - a) l'assenza della data prevista di entrata in esercizio dell'infrastruttura;

- b) l'assenza di dettagli tecnici (quali la tensione e la capacità del cavo) ed economici (costi per il Paese) relativi all'interconnessione;
 - c) l'assenza della valutazione dei benefici del progetto, in particolare per il sistema italiano, che dimostri la sostenibilità economica dell'intervento, osservando che tale valutazione debba essere condivisa e sottoposta a consultazione con gli operatori prima che sia assunta una decisione di investimento;
 - d) criticità legate al flusso di energia ottenibile con l'interconnessione in considerazione dei problemi di rete in Sicilia;
 - e) l'opportunità di accedere a possibili finanziamenti europei, in considerazione della strategicità dell'intervento in relazione alla possibilità di interconnettere il sistema elettrico europeo con quello africano;
- infine, con specifico riferimento ai sistemi di accumulo diffuso a batteria, i soggetti interessati che hanno presentato le proprie osservazioni hanno evidenziato altresì l'opportunità di pubblicare le prime evidenze sulle sperimentazioni dei progetti pilota.

RITENUTO CHE:

- gli schemi di Piano 2015 e 2016 presentano migliorie introdotte da Terna, derivanti anche dal recepimento delle raccomandazioni formulate dall'Autorità con il parere 214/2013/I/EEL nonché delle osservazioni contenute nel parere 238/2015/I/EEL, tra cui si segnalano:
 - a) l'inserimento di un'apposita sezione che analizza, anche dal punto di vista quantitativo, le condizioni di funzionamento del sistema elettrico e dei mercati, fornendo indicazioni sul bilancio energetico, la sicurezza di esercizio, la qualità del servizio, la suddivisione delle zone di rete e le sezioni critiche su rete primaria;
 - b) la presenza di schede riepilogative dei principali elementi informativi e delle caratteristiche degli interventi di rete, quali i codici identificativi dell'intervento, lo stato dell'avanzamento autorizzativo/realizzativo dell'intervento e delle principali opere che lo compongono, il valore dell'Indice di profittabilità, nonché l'indicazione dei principali benefici elettrici (quali capacità di trasporto/interconnessione, perdite di rete, energia non fornita);
 - c) l'elaborazione da parte del gestore di una tabella integrativa dello schema di Piano decennale, pubblicata sul sito *internet* dell'Autorità ai fini della consultazione, che per ciascun intervento sintetizza i principali elementi informativi, quali i codici identificativi dell'intervento nello schema di Piano decennale e nei TYNDP, l'anno di primo inserimento nel Piano decennale, le principali fasi autorizzative/realizzative, la stima degli investimenti, il valore dell'Indice di profittabilità e indicazioni sui principali benefici dell'intervento e, a decorrere dallo schema di Piano 2016, l'indicazione dei costi di investimento relativi a tutti gli interventi, del Valore Attuale Netto (VAN) dell'investimento, della data prevista di completamento delle opere e delle eventuali interdipendenze e correlazioni con altri interventi.

RITENUTO, INOLTRE, CHE:

- le osservazioni pervenute all’Autorità in esito al procedimento di consultazione confermano la necessità di migliorare ulteriormente i Piani decennali (a) sotto il profilo redazionale in relazione alla trasparenza e completezza del loro contenuto informativo, nonché (b) sotto il profilo metodologico in relazione all’ACB, anche al fine di consentire valutazioni più celeri ed efficaci di detti piani;
- le predette migliorie potrebbero essere realizzate attraverso i seguenti interventi:
 - a) in relazione alla trasparenza e alla completezza del contenuto informativo del Piano, mediante:
 - i. l’indicazione di specifiche informazioni sul costo di investimento e sulle tempistiche realizzative per ciascuna opera che compone un intervento;
 - ii. l’indicazione del costo complessivo stimato per l’intero schema di Piano, nonché dell’impegno di spesa derivante dalla realizzazione degli interventi inclusi nello schema di Piano per ciascuno dei primi cinque anni dell’arco temporale preso in considerazione dal Piano;
 - iii. una migliore correlazione tra le condizioni di funzionamento del sistema elettrico e dei mercati, le relative criticità presenti e previste e i potenziamenti di rete previsti nello schema di Piano, nonché l’individuazione di eventuali sinergie o duplicazioni di progetti infrastrutturali pianificati in risposta ad una necessità di sviluppo;
 - iv. l’indicazione separata delle criticità di rete o di mercato che per la prima volta vengono individuate in uno schema di Piano, nonché di eventuali criticità preesistenti che per effetto o degli interventi di sviluppo realizzati o del mutamento degli scenari di domanda e offerta possono considerarsi risolte;
 - v. una maggiore chiarezza e trasparenza sulle motivazioni, anche quantitative, che inducono a riclassificare un intervento come “pianificato” dopo essere stato posto “in valutazione”;
 - vi. l’inclusione nello schema di Piano anche di progetti di interconnessione con l’estero promossi da soggetti diversi da Terna, unitamente alle possibili sinergie con gli altri interventi di Piano;
 - vii. maggiore trasparenza sugli interventi afferenti al c.d. Piano di difesa di cui all’articolo 1 *quinquies*, comma 9 della legge 290/03, fornendone una rappresentazione nello schema di Piano fatte salve specifiche e motivate esigenze di riservatezza delle informazioni riguardanti tali interventi, nonché chiarezza sull’assenza di sovrapposizione tra interventi del Piano e interventi del c.d. Piano di difesa;
 - viii. l’inserimento negli schemi di Piano di più dettagliate analisi, anche quantitative, in relazione alla convenienza di installare dispositivi per la compensazione reattiva, piuttosto che approvvigionare le corrispondenti risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento o tramite altri meccanismi specifici;

- ix. l'introduzione di in una specifica sezione nello schema di Piano che individui l'insieme degli interventi connessi alle reti precedentemente di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.a., dando evidenza dei relativi benefici, intesi anche come risparmi di costi di investimento rispetto agli interventi precedentemente pianificati, in coerenza con le valutazioni rese disponibili da Terna nell'ambito del procedimento condotto dall'Autorità ai fini della definizione della remunerazione delle reti elettriche in alta e altissima tensione di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.a. oggetto di inserimento nella RTN, conclusosi con deliberazione 517/2015/R/eel;
 - x. l'estensione dell'ambito di interventi per cui trova applicazione l'ACB;
 - xi. l'estensione, con riferimento alla continuità del servizio, dell'intervallo temporale di analisi (da 2 ad almeno 5 anni) ai fini dell'individuazione delle aree che hanno registrato i livelli di continuità più critici;
 - xii. la presentazione nell'ambito del Piano decennale, con riferimento alla qualità della tensione, dei dati storici relativi ai buchi di tensione, già da tempo monitorati da Terna e alla potenza di corto circuito;
- b) in relazione ai criteri di elaborazione dell'ACB, mediante:
- i. l'adozione e l'implementazione, fin dallo schema di Piano 2017, di una metodologia di ACB evoluta, coerente con le metodologie presentate da Terna nello schema di Piano 2015, con le proposte sottoposte a consultazione da parte dell'Autorità di cui all'Appendice C al documento per la consultazione 464/2015/R/EEL e con le *good practice* sviluppate a livello internazionale;
 - ii. la revisione dei costi unitari di riferimento per la stima dei costi di investimento degli interventi;
 - iii. l'indicazione del grado di maturità della stima di costo dell'intervento (esplicitando, ad esempio, se la stima del costo presentata nello schema di Piano è elaborata sulla base dei costi unitari, se è aggiornata per effetto delle prescrizioni contenute nelle autorizzazioni, se tiene conto degli esiti delle procedure di affidamento delle commesse, ecc.);
 - iv. l'utilizzo di almeno due scenari differenziati (c.d. *contrasting scenarios*) ai fini del calcolo dei risultati dell'ACB nel lungo termine e di analisi di sensitività nel breve-medio termine, al fine di esaminare l'incertezza associata alla valutazione dei benefici, con particolare riferimento agli interventi afferenti alle categorie "Interconnessioni con l'estero", "Riduzione congestioni tra zone" e "Riduzione congestioni intrazonali";
 - v. l'affinamento delle simulazioni finalizzate a quantificare i benefici (o gli extra costi) in termini di ricorso al Mercato dei Servizi di Dispacciamento e di costo per l'approvvigionamento dei servizi per la risoluzione di vincoli, quali regolazione di tensione, potenza di corto circuito, ecc.;
 - vi. almeno con riferimento agli interventi che apportano significativi miglioramenti in termini di Energia Non Fornita (ENF), l'utilizzo di

- modelli di simulazione in luogo dell'approccio semplificato basato sulla perdita di carico alla punta;
- vii. almeno con riferimento agli interventi che apportano significativi miglioramenti in termini di riduzione delle perdite di rete, l'utilizzo di modelli di simulazione in luogo di approcci semplificati.

RITENUTO OPPORTUNO:

- rilasciare nulla osta all'approvazione degli schemi di Piano 2015 e 2016 da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, a condizione che:
 - a) le eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali già approvati in sede di Piano di Sviluppo 2011, siano confermate "in valutazione" atteso che il giudizio su tale intervento non può prescindere dal completamento della fase di sperimentazione, dalla verifica degli esiti di tali sperimentazioni e da appropriate analisi costi benefici che ne dimostrino l'utilità per il sistema elettrico italiano;
 - b) l'intervento di interconnessione Italia – Tunisia sia rimesso "in valutazione", allo scopo di favorire l'emersione di sufficienti elementi informativi che ne dimostrino l'efficienza e l'efficacia nonché di evidenze della sua utilità per il sistema elettrico italiano, pur riconoscendo fin da ora che la valutazione di strategicità dell'intervento per il sistema energetico europeo è di competenza della Commissione Europea

DELIBERA

1. di trasmettere al Ministro dello Sviluppo Economico, ai sensi dell'articolo 36, comma 13, del decreto legislativo 93/11, gli esiti della valutazione dell'Autorità sugli schemi di Piano 2015 e 2016, nei termini di cui al presente provvedimento e in particolare delle relative premesse, che ne costituiscono parte integrante e sostanziale;
2. di rilasciare nulla osta all'approvazione degli schemi di Piano 2015 e 2016 da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, a condizione che:
 - a) le eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali già approvati in sede di Piano di Sviluppo 2011, siano confermate "in valutazione" atteso che il giudizio su tale intervento non può prescindere dal completamento della fase di sperimentazione, dalla verifica degli esiti di tali sperimentazioni e da appropriate analisi costi benefici che ne dimostrino l'utilità per il sistema elettrico italiano;
 - b) l'intervento di interconnessione Italia – Tunisia sia rimesso "in valutazione", allo scopo di favorire l'emersione di sufficienti elementi informativi che ne dimostrino l'efficienza e l'efficacia nonché di evidenze della sua utilità per il sistema elettrico italiano, pur riconoscendo fin da ora che la valutazione di

- strategicità dell'intervento per il sistema energetico europeo è di competenza della Commissione Europea;
3. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico e alla società Terna S.p.a.;
 4. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it, decorsi 20 giorni dalla sua approvazione senza che sia intervenuta una formale richiesta di rinvio della pubblicazione da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, ai sensi dell'articolo 20, comma 4, lettera b), del Regolamento di cui alla deliberazione 213/2015/A.

4 novembre 2016

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni