

PARERE 14 DICEMBRE 2017

862/2017/I/EEL

VALUTAZIONE DELLO SCHEMA DI PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE 2017

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

Nella riunione del 14 dicembre 2017

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, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica, e successive modifiche e integrazioni;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 recante riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge 99/2009);
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, recante 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 (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 integrazioni (di seguito: decreto 25 giugno 1999);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive del 23 dicembre 2002 (di seguito: decreto 23 dicembre 2002);

- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 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 concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale e la relativa convenzione allegata;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 dicembre 2010, recante modifica e aggiornamento della convenzione annessa alla concessione rilasciata alla società Terna per le attività di trasmissione e dispacciamento (di seguito: concessione);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 10 novembre 2017, recante l'adozione della Strategia Energetica Nazionale 2017;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 20 novembre 2017, recante l'approvazione del Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2015, con prescrizioni e indirizzi (di seguito: decreto 20 novembre 2017);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: 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 la 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 il 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 la 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 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL e in particolare il relativo Allegato A (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL, recante requisiti minimi per la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della RTN (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL);

- il parere dell’Autorità 4 novembre 2016, 630/2016/I/EEL, recante la valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della RTN relativi agli anni 2015 e 2016 (di seguito: parere 630/2016/I/EEL);
- il Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete, di cui al DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete), come verificato positivamente dall’Autorità;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 1 ottobre 2015, 464/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 464/2015/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 20 luglio 2017, 542/2017/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 542/2017/R/EEL);
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling dell’Autorità 7 marzo 2017, 2/2017 (di seguito: determinazione DIEU 2/2017);
- il documento di Terna “*Interconnector S. Giacomo Project (Investimento 31.642 del TYNDP 2016 di ENTSO-E)*” del 12 giugno 2017, come pubblicato sul sito internet di Terna;
- il documento di Terna “*Italy – Slovenia Interconnection between Salgareda (IT) and Divača / Bericevo Region (SI) (Project 150 TYNDP 2016 of ENTSO-E)*” del 28 agosto 2017, come pubblicato sul sito internet di Terna;
- la Comunicazione della Commissione europea “Energia pulita per tutti gli europei” del 30 novembre 2016, COM(2016) 860 *final* (di seguito: comunicazione *Clean energy for all Europeans*) e in particolare l’allegato 2 “Azione a favore della transizione verso l’energia pulita”;
- la proposta della Commissione europea per una Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica COM(2016) 864 *final/2*, 2016/0380(COD), *corrigendum* del 23 febbraio 2017 (di seguito: proposta *Clean Energy Package* di Direttiva elettricità);
- l’allegato alla Comunicazione della Commissione europea del 23 novembre 2017, C(2017) 7834 *final* recante l’allegato alla *Commission Delegated Regulation* che propone al Parlamento europeo e al Consiglio la modifica del Regolamento (UE) 347/2013 riguardante la lista dei progetti di interesse comune (di seguito: lista PCI 2017);
- l’opinione dell’*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (di seguito: ACER) No. 06/2012 del 5 settembre 2012 sul *Ten Year Network Development Plan* (piano di sviluppo decennale della rete, di seguito: TYNDP) 2012 (di seguito: Opinione 06/2012);
- l’opinione dell’ACER No. 01/2015 del 29 gennaio 2015 sul TYNDP 2014 (di seguito: Opinione 01/2015);
- l’opinione dell’ACER No. 04/2016 del 23 marzo 2016 sui piani decennali nazionali di sviluppo delle reti di trasmissione (di seguito: Opinione 04/2016);
- l’opinione dell’ACER No. 01/2017 del 3 febbraio 2017 sul TYNDP 2016;
- l’opinione dell’ACER No. 08/2017 del 3 aprile 2017 sui progetti elettrici nei piani di sviluppo nazionali e nel TYNDP 2016 (di seguito: Opinione 08/2017);
- il TYNDP predisposto da ENTSO-E nel 2012;

- il TYNDP predisposto da ENTSO-E nel 2014;
- il TYNDP predisposto da ENTSO-E nel 2016.
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico prot. 0012545 del 10 giugno 2015, prot. Autorità 0018028 del 10 giugno 2015 (di seguito: comunicazione del 10 giugno 2015);
- la comunicazione di Terna S.p.a. (di seguito: Terna) all'Autorità, prot. Terna AD 007/2017 del 31 gennaio 2017, prot. Autorità 0004847 dell'8 febbraio 2017, recante la documentazione relativa allo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2017 (di seguito: schema di Piano 2017);
- la comunicazione di Terna, prot. TE/P2017 0001072 del 7 febbraio 2017, prot. Autorità 0004777 dell'8 febbraio 2017 (di seguito: comunicazione del 7 febbraio 2017);
- la comunicazione dei Direttori delle Direzioni Infrastrutture Energia e Unbundling e Mercati all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità a Terna, prot. Autorità 0006866 del 20 febbraio 2017;
- la comunicazione di Terna, prot. TE/P2017 0002223 del 28 marzo 2017, prot. Autorità 12573 del 29 marzo 2017, e in particolare, l'allegata sintesi tabellare in formato elaborabile dei principali dati che accompagna lo schema di Piano 2017;
- la nota del Ministero dello Sviluppo Economico prot. 0018985 del 3 agosto 2017, recante approvazione del Programma per l'adeguamento e il miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico per il quadriennio 2017-2020;
- la comunicazione di Terna, prot. TE/P2017 0007793 del 7 dicembre 2017, prot. Autorità 0040023 dell'11 dicembre 2017 (di seguito: comunicazione del 7 dicembre 2017);
- le risultanze del processo di consultazione pubblica sullo schema di Piano 2017 e della relativa sessione pubblica, come disponibili sul sito internet dell'Autorità.

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 o Piano di sviluppo), 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;
- l'articolo 43, comma 3, del decreto legislativo 93/11, prevede che l'Autorità vigili sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione;
- l'articolo 43, comma 6, del decreto legislativo 93/11 dispone che l'Autorità effettui un'analisi dei programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione sotto il profilo della loro conformità [al TYNDP] di sviluppo della rete a livello comunitario di cui all'articolo 8, paragrafo 3, lettera b), del regolamento (CE) 714/2009 e che tale analisi possa includere raccomandazioni per la modifica dei predetti piani di investimento.

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 627/2016/R/EEL, l'Autorità ha modificato e integrato le proprie disposizioni per la consultazione pubblica del Piano decennale, che erano state introdotte con la deliberazione 102/2012/R/EEL e applicate per i Piani decennali dal 2012 al 2016;

- ai sensi dell'articolo 3, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL, il Piano decennale comprende, dandone chiara distinzione: i) interventi di sviluppo pianificati, che costituiscono parte integrante e sostanziale del Piano decennale; ii) interventi "in valutazione" o "allo studio", per cui non sono previste attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale e che possono diventare interventi "pianificati" nei successivi Piani decennali;
- 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 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;
- 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;
- 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 e in particolare la relativa Appendice C, ha sottoposto a consultazione le linee metodologiche per l'analisi costi benefici (di seguito: ACB), tenendo conto sia delle proposte formulate da Terna nell'ambito dello schema di Piano 2015 sia delle metodologie di analisi costi-benefici definite in ambito europeo;
- con il parere 630/2016/I/EEL, l'Autorità ha espresso al Ministro dello Sviluppo Economico la propria valutazione sugli schemi di Piano decennale 2015 e 2016 e ha rilasciato nulla osta all'approvazione di tali schemi di Piano, 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, fossero 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 fosse 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 che la valutazione di strategicità dell'intervento per il sistema energetico europeo è di competenza della Commissione europea;
- nelle premesse del parere 630/2016/I/EEL, l'Autorità ha ritenuto che gli schemi di Piano decennale 2015 e 2016 presentassero diverse migliorie, ma confermassero anche la necessità di migliorare ulteriormente i Piani decennali:
 - a) sotto il profilo redazionale in relazione alla trasparenza e completezza del loro contenuto informativo;
 - b) sotto il profilo metodologico in relazione all'ACB.

CONSIDERATO CHE:

- con decreto 20 novembre 2017, il Ministro dello Sviluppo Economico ha approvato, fra gli altri, il Piano di sviluppo 2015 predisposto da Terna, nei limiti e tenuto conto delle prescrizioni e degli indirizzi riportati in premessa,
- nelle premesse del decreto 20 novembre 2017, il Ministro dello Sviluppo Economico:
 - a) ha ritenuto di recepire le valutazioni dell’Autorità sul Piano decennale 2015, anche per quanto concerne le citate condizioni di messa “in valutazione” di eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali già approvati, e di messa “in valutazione” dell’intervento di interconnessione Italia-Tunisia;
 - b) ha tenuto conto che, per quanto riguarda l’incremento della resilienza della rete a livello nazionale, il Ministero dello Sviluppo Economico, con nota prot. 0018985 del 3 agosto 2017, ha approvato il Programma per l’adeguamento e il miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico per il quadriennio 2017-2020, fornendo puntuali indicazioni in merito a tale argomento, che dovranno essere recepite nel prossimo Programma che sarà presentato da Terna nel 2018;
- il procedimento per l’approvazione, da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, dello schema di Piano decennale 2016 non si è ancora concluso.

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;
- l’Opinione 04/2016 di ACER fornisce 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;
- l’Opinione 08/2017 di ACER ha effettuato la verifica di coerenza tra il TYNDP 2016 e i piani nazionali di sviluppo disponibili al momento della preparazione di tale TYNDP.

CONSIDERATO CHE:

- con comunicato del 4 maggio 2017, l’Autorità ha avviato il procedimento di consultazione dello schema di Piano 2017, ai sensi della deliberazione 627/2016/R/EEL;
- nell’ambito della consultazione, l’Autorità ha organizzato, il 17 luglio 2017, una sessione pubblica con la presentazione dello schema di Piano 2017 e risposte ai quesiti dei soggetti interessati da parte di Terna e con due sessioni di discussione tematica, relative agli scenari di sviluppo e alla congestioni tra Nord e Sud del Paese, a cui sono intervenuti rappresentanti degli uffici dell’Autorità, del Ministero dello Sviluppo Economico, di Terna, di Snam Rete Gas S.p.a., di RSE S.p.a., di CESI S.p.a. e di associazioni esponenti di operatori del mercato quali AIGET, Elettricità Futura e Energia Concorrente;
- l’esame dello schema di Piano 2017 è stato condotto anche alla luce delle osservazioni formulate dai soggetti interessati nell’ambito della consultazione, nonché delle contro-osservazioni di Terna a tali osservazioni;
- le presentazioni della sessione pubblica del 17 luglio 2017, incluse le risposte di Terna ai quesiti inviati in precedenza dagli interessati, le successive osservazioni dei soggetti interessati e le contro-osservazioni di Terna sono state pubblicate sul sito internet dell’Autorità.

CONSIDERATO CHE:

- lo schema di Piano 2017 contiene prevalentemente interventi di sviluppo classificati come “pianificati” già nello schema di Piano decennale 2016;
- lo schema di Piano 2017 presenta i seguenti nuovi interventi “pianificati” rispetto allo schema di Piano 2016:
 - a) 5 nuovi interventi (codici 23-P, 152-P, 153-P, 343-N, 433-N), non soggetti ad ACB, con un costo di investimento complessivo inferiore a 45 milioni di euro, finalizzati principalmente a obiettivi di miglioramento di qualità e sicurezza su reti a tensione inferiore a 380 kV;
 - b) l’elettrodotto 132 kV “Imperia - S. Remo” (15-P), che nello schema di Piano 2016 era “in valutazione”;
 - c) il potenziamento elettrodotto 132 kV Borgomanero Nord-Bornate (nuova opera principale dell’intervento 13-P), che nello schema di Piano 2016 era “in valutazione”;
 - d) la stazione 220 kV Vaiano Valle (codice 130-P), ex stazione 220 kV sud Milano, che nello schema di Piano 2016 era “in valutazione”;
 - e) il nuovo autotrasformatore nella Stazione 220 kV Grosotto (codice 145-S), che nello schema di Piano 2016 era “in valutazione”;
 - f) la stazione 150 kV Selegas (codice 715-P), che nello schema di Piano 2016 era “in valutazione”;
 - g) la stazione 150 kV Nuraminis (codice 716-P), che nello schema di Piano 2016 era “in valutazione”;

- h) 1 nuovo intervento soggetto ad ACB “Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell’area tra le province di Foggia e Barletta”, codice identificativo 535-N con un costo di investimento di 42 milioni di euro;
- i) la razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone (codice 213-P), soggetta ad ACB, con un costo di investimento stimato di 36 milioni di euro, che nello schema di Piano 2016 era in parte “in valutazione”;
- j) il “*collegamento denominato Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale*” (codice 301-P), con attività sia nell’area Centro Nord sia nell’area Sardegna, che nello schema di Piano 2016 erano “in valutazione”;
- k) il “*collegamento Italia - Tunisia*” (codice 601-I);
- lo schema di Piano 2017 presenta inoltre numerose proposte di acquisizione di porzioni di reti nella disponibilità di soggetti diversi da Terna;
- lo schema di Piano 2017 presenta l’avanzamento dei seguenti interventi precedentemente pianificati:
 - a) 54 interventi, soggetti ad ACB, con un costo di investimento pari o superiore a 25 milioni di euro per ciascun intervento, un costo di investimento stimato complessivo di circa 9.500 milioni di euro e un costo già sostenuto di circa 3.200 milioni di euro;
 - b) 106 interventi, non soggetti ad ACB, con un costo di investimento inferiore a 25 milioni di euro per ciascun intervento, un costo di investimento stimato complessivo di poco superiore a 1.100 milioni di euro e un costo già sostenuto di circa 280 milioni di euro;
 - c) 8 interventi, non soggetti ad ACB, con un costo di investimento superiore a 25 milioni di euro per ciascun intervento, un costo di investimento stimato complessivo di poco inferiore a 1.100 milioni di euro e un costo di investimento sostenuto di circa 600 milioni di euro; i quattro interventi con costi stimati pari o superiori a 100 milioni di euro ciascuno riguardano opere principali già entrate in esercizio, anche per gli altri interventi l’impegno economico già sostenuto costituisce una porzione significativa del costo stimato.
 - d) 5 *interconnector*, non soggetti ad ACB, con un costo di investimento stimato complessivo di poco superiore a 2.200 milioni di euro;
- lo schema di Piano 2017 presenta quindi, *interconnector* esclusi, investimenti per 11,8 miliardi di euro, dei quali circa 4 miliardi di euro già sostenuti;
- lo schema di Piano 2017 include inoltre 63 interventi “in valutazione” (quindi senza attività realizzative previste nell’orizzonte temporale del Piano);
- in particolare, lo schema di Piano 2017 prevede 3 nuovi interventi “in valutazione”, che erano in stato “pianificato” nello schema di Piano 2016:
 - a) elettrodotto 132 kV Palmanova – Vittorio Veneto (212-P), per riduzione della crescita della domanda;
 - b) elettrodotto 132 kV Cessalto – Caorle (223-S), per riduzione della crescita della domanda;
 - c) stazione 150 kV Stroncone (409-S), per riduzione della crescita della domanda;
- lo schema di Piano 2017 prevede i seguenti impatti:

- a) un incremento della capacità di interconnessione con l'estero di circa 3.000 MW, al quale Terna indica come possibile complemento una capacità di circa 2.500 MW da altre iniziative (*merchant lines* e *interconnector*);
- b) un incremento della capacità di trasporto tra zone delle rete rilevante di circa 3.000 MW complessivi;
- c) una capacità da fonti rinnovabili liberata superiore ai 4.000 MW complessivi;
- d) una riduzione delle perdite di rete di almeno circa 830 GWh/anno, con valori anche superiori negli scenari "V1";
- e) una riduzione dell'emissione di CO2 dovuta alla riduzione delle perdite di rete, tra 500.000 e 600.000 tCO2/anno;
- f) una riduzione dell'energia non fornita attesa variabile nei diversi scenari e anni studio tra 10 e 50 GWh/anno, di cui 7000 - 18000 MWh/anno (beneficio B3a, con calcoli mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico) e 2000 - 29000 MWh/anno (beneficio B3b, con simulazioni statiche di load flow oppure mediante calcoli semplificati per porzioni di rete in antenna), con i valori più elevati registrati negli scenari "V1";
- g) un beneficio legato all'incremento del *socio-economic welfare* (SEW) variabile nei diversi scenari e anni studio tra circa 800 e 1300 milioni di euro all'anno;
- h) un beneficio legato alla riduzione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento variabile nei diversi scenari e anni studio tra circa 130 e 500 milioni di euro all'anno.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- relativamente all'intervento denominato Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice identificativo 301-P:
 - l'intervento era stato pianificato a partire dal Piano di sviluppo 2011 e fino al Piano di sviluppo 2013;
 - Terna ha successivamente posto le opere principali di tale intervento "in valutazione" a partire dallo schema di Piano 2014, separando alcune opere minori, con costo di investimento inferiore a 25 milioni di euro nell'intervento con codice 301-P e l'intervento principale con codice 301-S;
 - l'Autorità, nel parere 630/2016/I/EEL ha considerato che l'intervento permaneva "in valutazione" nello schema di Piano 2016 in considerazione della riduzione della domanda in Sardegna e in generale dei mutati scenari di domanda e offerta attesa;
 - lo schema di Piano 2017 indica "*il progetto necessario per la sostituzione dell'attuale collegamento Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I.2), ormai giunto al termine della sua vita utile. Tale progetto risponde altresì all'esigenza, dichiarata dal gestore della rete corsa, di sopperire un rilevante deficit della copertura del fabbisogno della Corsica e garantire adeguati livelli di adeguatezza, sicurezza e affidabilità della Sardegna*";

- lo schema di Piano 2017 propone l'intervento come "pianificato", utilizzando lo stesso codice 301-P già utilizzato nello schema di Piano decennale 2016 in relazione allo "Sviluppo interconnessione Sardegna - Corsica - Italia" (opere minori), e precisando in una nota a piè di pagina "*Note: in relazione alle recenti comunicazioni della società distributrice in Corsica (EDF) e l'evoluzione del parco di generazione in Sardegna l'intervento è stato pianificato nell'orizzonte di Piano*";
- lo schema di Piano 2017 indica il completamento dell'opera principale previsto nel 2023 e un costo di investimento per l'Italia di 665 milioni di euro;
- Terna, nella comunicazione del 7 febbraio 2017, ha indicato "*un contributo da parte di EDF (a copertura di una quota consistente dei costi di investimento, più un contributo alle spese operative)*";
- ai fini dell'aggiornamento annuale delle componenti tariffarie relative al servizio di trasmissione, l'articolo 17, comma 4, del TIT prevede che sia portato in detrazione dal valore dell'attivo immobilizzato netto il valore netto di eventuali contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti;
- relativamente all'intervento denominato Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, in ambito europeo:
 - lo schema di TYNDP 2016 pre-consultazione indica il progetto 299 SA.CO.I.3 come "pianificato", con stato in progettazione, con data prevista di entrata in esercizio 2023, senza indicazione di capacità di trasporto e con un costo di investimento di 650 milioni di euro e un'incertezza di +/- 65 milioni di euro;
 - lo schema di TYNDP 2016 post-consultazione indica il progetto 299 SA.CO.I.3 come "pianificato", con stato in progettazione, con data prevista di entrata in esercizio 2023, con indicazione di capacità di trasporto di 400 MW tra Italia Sardegna e Italia Centro Nord e di 100 MW tra Italia e Corsica e con un costo di investimento (inclusa stazione di conversione a Lucciana, in Corsica) di 700 milioni di euro e un'incertezza di +/- 50 milioni di euro;
 - l'Opinione 08/2017 di ACER ha richiesto di classificare il suddetto progetto nel TYNDP 2016 come progetto futuro, con stato "*under consideration*", che è l'equivalente del termine del Piano di sviluppo "in valutazione";
 - non risultano pubblicamente disponibili azioni né risposte di ENTSO-E all'Opinione 08/2017;
 - la Commissione europea ha proposto, nella comunicazione *Clean energy for all Europeans*, una specifica azione per la decarbonizzazione delle isole, lanciando successivamente il 18 maggio 2017 l'iniziativa "*Clean Energy for EU Islands*" la cui "*Political Declaration*" è stata firmata da 14 Paesi Membri tra cui Italia e Francia;
 - la lista PCI 2017 include il progetto di interesse comune "*2.4 Interconnection between Codrongianos (IT), Lucciana (Corsica, FR) and Suvereto (IT) [currently known as "SACOI 3"]*";
 - la presenza nella lista PCI 2017, che potrà essere confermata in assenza di obiezioni del Parlamento o del Consiglio europeo ai sensi dell'articolo 16,

comma 5 del Regolamento (UE) 347/2013, consentirebbe al progetto SA.CO.I. 3 di poter beneficiare delle misure previste dal Regolamento (UE) 347/2013, inclusa la possibilità di decisione di allocazione transfrontaliera dei costi di investimento e, a valle di tale decisione, il possibile accesso a finanziamenti per lavori dal fondo “*Connecting Europe Facility*”.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- relativamente all'intervento di interconnessione tra Italia e Tunisia, codice identificativo 601-I:
 - secondo quanto riportato in precedenti Piani di sviluppo, il 7 aprile 2009 è stata costituita ELMed Etudes S.A.R.L., società mista di diritto tunisino partecipata paritariamente da Terna e STEG, il cui scopo è di svolgere in Italia ed in Tunisia le attività preliminari per la costruzione e l'esercizio del collegamento; in data 31/07/2009 è stato avviato l'iter autorizzativo dell'interconnessione Italia - Tunisia;
 - i precedenti Piani di sviluppo (ad esempio, il Piano 2013) non prevedevano esplicitamente il progetto di interconnessione, ma solo che “*un ulteriore fronte per lo sviluppo delle interconnessioni nel medio-lungo termine è quello del Nord Africa (Tunisia, Algeria)*”;
 - il Piano di sviluppo 2015 indica che “*Al fine di implementare il corridoio infrastrutturale prioritario in direzione Sud-Nord, con l'obiettivo di favorire l'integrazione dei sistemi elettrici dell'area euro-mediterranea incrementando gli scambi e l'utilizzo delle risorse energetiche da fonti rinnovabili, 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)*”;
 - il Piano di sviluppo 2015 indica inoltre tra gli interventi eliminati relativi all'area Sicilia una “nuova interconnessione con il Nord Africa ai sensi della legge 99/2009”, specificando che “*l'intervento non è più in programma, tenuto conto delle problematiche di fattibilità dell'opera nell'orizzonte di medio termine*”;
 - lo schema di Piano 2016 propone, in stato “pianificato”, un nuovo intervento, in relazione al quale sono forniti limitati dettagli tecnici e economici;
 - il parere 630/2016/I/EEL ha espresso la sopra richiamata specifica condizione di ritorno “in valutazione”, condizione successivamente recepita dal Ministro dello Sviluppo Economico nel decreto 20 novembre 2017;
 - il comma 5.3 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL prevede che “*le informazioni di cui alle lettere k), l), m) e n) del comma precedente sono riferite agli impatti sul territorio italiano e ai costi e categorie di beneficio per il sistema elettrico italiano*”;
 - lo schema di Piano 2017 indica “*il collegamento Italia - Tunisia, opera di rilevanza strategica per il sistema elettrico di trasmissione del bacino*”;

mediterraneo che fornirà uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa”;

- lo schema di Piano 2017 ripropone l'intervento come “pianificato” con completamento dell'opera principale previsto nel 2022/2023 e costo di investimento stimato di 600 milioni di Euro;
- con la comunicazione del 7 dicembre 2017 Terna ha indicato che “*con riferimento al progetto di interconnessione Italia - Tunisia, segnaliamo che nella scheda 601-I del documento “Avanzamento dei Piani precedenti” del Piano di Sviluppo 2017 sono esposti i costi di investimento complessivi del progetto senza riguardo alla loro suddivisione tra i due Paesi, al solo fine di fare una valutazione di analisi costi-benefici complessiva del progetto*”, precisando altresì che Terna rimane fortemente impegnata al reperimento di contributi europei, al fine di limitare l'impatto tariffario per il sistema elettrico italiano;
- relativamente all'intervento di interconnessione tra Italia e Tunisia, in ambito europeo:
 - lo schema di TYNDP 2016 pre-consultazione include il progetto 29 di interconnessione Italia - Tunisia, con stato “pianificato”, con data prevista di entrata in esercizio 2021, con capacità di trasporto 600 MW e con un costo di investimento di 600 milioni di euro e un'incertezza di +/- 90 milioni di euro;
 - lo schema di TYNDP 2016 (sia pre-consultazione, sia post-consultazione) indica che il progetto permetterà di migliorare, significativamente, l'interconnessione del sistema UE con i Paesi del Nord Africa per garantire la possibilità nel breve-medio termine, di coprire la domanda dei Paesi africani grazie al *surplus* di generazione di Paesi UE;
 - lo schema di TYNDP 2016 post-consultazione indica le medesime informazioni, tranne la data prevista di entrata in esercizio aggiornata al 2022 e specifica che le simulazioni sul progetto si sono basate su dati confidenziali forniti da STEG, a valle del processo di definizione degli scenari;
 - l'Opinione 08/2017 di ACER ha richiesto di classificare il suddetto progetto nel TYNDP 2016 come progetto futuro, con stato “*under consideration*”, che è l'equivalente del termine del Piano di sviluppo “in valutazione”;
 - non risultano pubblicamente disponibili azioni né risposte di ENTSO-E all'Opinione 08/2017;
 - nell'Opinione 08/2017 ACER ha inoltre ritenuto che la mancanza di una valutazione dei benefici per un altro progetto di interconnessione tra l'Europa del Sud e il Nord Africa (Grecia - Libia - Egitto) possa essere correlata alla mancanza di dati di mercato e di rete per i paesi del Mediterraneo; ACER ha perciò ribadito la sua raccomandazione a ENTSO-E (già espressa nelle Opinioni 06/2012 e 01/2015) per una maggiore trasparenza e una cooperazione rafforzata con i gestori dei sistemi di trasmissione di paesi terzi, al fine di fornire un quadro completo dello sviluppo della rete;

- i documenti al momento resi disponibili da ENTSO-E per la consultazione pubblica sugli scenari per il TYNDP 2018 non forniscono indicazioni sulle ipotesi di sviluppo del sistema tunisino;
- la lista PCI 2017 include il progetto di interesse comune “3.27 *Interconnection between Sicily (IT) and Tunisia node (TU) [currently known as "ELMED"]*”;
- la presenza nella lista PCI 2017, che potrà essere confermata in assenza di obiezioni del Parlamento o del Consiglio europeo ai sensi dell’articolo 16, comma 5 del Regolamento (UE) 347/2013, consentirebbe al progetto Italia - Tunisia, pur con specificità legate al coinvolgimento di Paesi extra-UE, di poter beneficiare delle misure previste dal Regolamento (UE) 347/2013, inclusa la possibilità di decisione di allocazione transfrontaliera dei costi di investimento e, a valle di tale decisione, il possibile accesso a finanziamenti per lavori dal fondo “*Connecting Europe Facility*”.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- il Ministero dello Sviluppo Economico, in sede di approvazione del Piano di sviluppo 2011, ha ammesso 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 mediante batterie 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; sono stati pubblicati da Terna i rapporti di esercizio provvisorio relativi al 2015 e i rapporti annuali 2016 sul funzionamento di tali impianti nella fase di sperimentazione, che è stata presentata anche nell’ambito di un seminario pubblico tenuto a Milano il 27 settembre 2017; come anche presentato in tale occasione, al momento le sperimentazioni dei sistemi di accumulo diffuso mediante batterie c.d. *energy intensive* con tecnologia zolfo-sodio, pur fornendo preziose informazioni sull’applicabilità e sulle potenzialità e limitazioni di tale tecnologia evidenziano benefici monetizzati associati all’utilizzo di tali impianti di quantità relativamente contenuta;
- lo schema di Piano 2017 individua circa 20 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*” o su cui “*tenuto conto dell’evoluzione del parco*”

produttivo e della sperimentazione in corso, si valuterà l'installazione di sistemi di accumulo diffuso";

- nell'ambito della consultazione pubblica Terna ha infine precisato che *"la valutazione di ulteriori interventi è subordinata agli esiti della sperimentazione"*;
- il Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-18 indica che *"l'azione dell'Autorità sarà rivolta prioritariamente a rimuovere ogni ingiustificata discriminazione fra potenziali fornitori di servizi nel mercato dei servizi di dispacciamento - produttori, consumatori e accumuli (batterie)"* e che *"le sperimentazioni di sistemi di accumulo connessi alla rete di trasmissione nazionale realizzati da Terna dovranno essere oggetto di attento monitoraggio, a supporto della disseminazione delle informazioni sui relativi livelli prestazionali e al fine di valutare la possibilità, per gli accumuli energy driven, di introdurre regimi di gestione da parte di soggetti terzi rispetto a Terna, da individuare attraverso apposite procedure concorsuali, nel rispetto della sicurezza di sistema"*;
- la comunicazione *Clean energy for all Europeans* è accompagnata dalla proposta *Clean Energy Package* di Direttiva elettricità, che propone, all'articolo 54, che la proprietà di sistemi di accumulo da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione sia possibile solo a fronte di una deroga consentita dall'autorità di regolazione a valle della verifica di specifiche condizioni, tra cui l'assenza di interesse di parti terze a offrire i servizi al gestore del sistema di trasmissione.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- relativamente all'intervento di interconnessione tra Italia e Montenegro, codice identificativo 401-I:
 - l'intervento è stato inserito nei Piani di sviluppo a partire dal 2007;
 - il Piano di sviluppo 2015 include l'intervento in stato "in realizzazione", con una capacità di trasporto pari almeno a 1000 MW, con date previste di entrata in esercizio 2017 e 2019, costo di investimento stimato di 1.100 milioni di euro;
 - lo schema di Piano 2017 propone una nuova modulazione temporale per l'intervento con data prevista di entrata in esercizio del primo polo al 2019 e data prevista di entrata in esercizio del secondo polo al 2026, un costo di investimento stimato (totale, includendo entrambi i poli e la quota *interconnector*) di 1.150 milioni di euro, un costo di investimento sostenuto di 570 milioni di euro e un'unica analisi costi-benefici dell'intervento proposto;
- relativamente all'intervento di interconnessione tra Italia e Montenegro, in ambito europeo:
 - lo schema di TYNDP 2016 (sia pre-consultazione, sia post-consultazione) include il progetto 28 di interconnessione Italia - Montenegro, con stato "in costruzione", con data prevista di entrata in esercizio 2019, con capacità di trasporto 1200 MW e con un costo di investimento di 1246 milioni di euro e un'incertezza di +/- 65 milioni di euro;

- la lista PCI 2017 include il “*Cluster Romania — Serbia [currently known as "Mid Continental East Corridor"] and Italy – Montenegro, including the following PCIs [...] 3.22.5 Interconnection between Villanova (IT) and Lastva (ME)*”;
- la presenza nella lista PCI 2017, che potrà essere confermata in assenza di obiezioni del Parlamento o del Consiglio europeo ai sensi dell’articolo 16, comma 5 del Regolamento (UE) 347/2013, consentirebbe al progetto Italia – Montenegro, pur con specificità legate al coinvolgimento di Paesi extra-UE, di poter beneficiare delle misure previste dal Regolamento (UE) 347/2013, inclusa la possibilità di decisione di allocazione transfrontaliera dei costi di investimento e, a valle di tale decisione, il possibile accesso a finanziamenti per lavori dal fondo “*Connecting Europe Facility*”.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- l’articolo 3, comma 7. del decreto legislativo 79/99 prevede che il Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato (oggi Ministro dello Sviluppo Economico) determini, sentiti l’Autorità e i soggetti interessati, l’ambito della RTN;
- con decreto 25 giugno 1999 il Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato, acquisito il parere dell’Autorità, ha determinato l’ambito della RTN;
- in linea con le modalità per la determinazione dell’ambito della RTN definite dal decreto 25 giugno 1999, acquisiti i relativi pareri dell’Autorità, con successivi decreti detto ambito è stato aggiornato dal Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro dello Sviluppo Economico);
- ai sensi dell’articolo 2 del decreto 23 dicembre 2002, eventuali proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti sono inserite nel Piano di sviluppo, precisando “*modalità di acquisizione e condizioni economiche preventivamente concordate con il soggetto avente la disponibilità degli elementi in questione*”;
- ai sensi del Capitolo 2 del Codice di rete, eventuali proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti sono inserite nel Piano di Sviluppo, con le medesime precisazioni di cui al punto precedente;
- lo schema di Piano 2017 presenta la proposta di cessione di un elettrodotto 60 kV a e-distribuzione;
- lo schema di Piano 2017 presenta un numero significativo di proposte di acquisizione di porzioni di rete (23) e relativo inserimento nella RTN, in particolare:
 - sette sviluppi della rete “*ex-RFI*” con la motivazione “*in corso di autorizzazione o realizzazione e comunque non ancora in esercizio all’atto dell’accordo di acquisizione (dicembre 2015)*”;
 - sette stazioni/elettrodotti/stalli di proprietà di produttori;
 - nove collegamenti in antenna a 380 kV di impianti di produzione, realizzate - in gran parte - nei primi anni 2000, con lunghezza superiore a 5 km, per cui è indicato l’obiettivo di “*aumentare lo standard di continuità e sicurezza di*

esercizio delle linee di collegamento alla RTN di impianti di particolare rilievo”;

- le proposte di acquisizione non esplicitano sufficientemente le modalità di acquisizione e le condizioni economiche preventivamente concordate con il soggetto avente la disponibilità degli elementi in questione;
- per quattro interventi dello schema di Piano 2017, nell’ambito delle schede intervento viene indicata la possibilità di acquisizione di *asset*, senza ulteriori indicazioni;
- gli impianti di utenza per la connessione di impianti di generazione prevedono oneri a carico dei produttori, secondo le disposizioni vigenti;
- le disposizioni del Capitolo 1 del Codice di rete prevedono la possibilità di trasferimento purché, tra le altre condizioni, l’acquisizione proposta consenta di rinforzare/potenziare la rete ed incrementare la magliatura della RTN nelle aree interessate e sia funzionale ai futuri interventi di sviluppo della RTN e di razionalizzazione del sistema.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- nell’ambito del procedimento di consultazione dello schema di Piano 2017, alcuni soggetti hanno evidenziato, tra l’altro, per quanto riguarda aspetti di processo:
 - a) l’opportunità di procedere alla predisposizione degli schemi di Piano decennale su base biennale;
 - b) la criticità relativa al disallineamento temporale tra la pubblicazione degli schemi di Piano e il processo di approvazione dei Piani precedenti;
 - c) apprezzamento per le modalità di consultazione pubblica dello schema di Piano 2017 e le tempistiche della relativa sessione pubblica;
 - d) la richiesta che il parere dell’Autorità sia pubblicato al massimo entro un anno dalla pubblicazione dello schema di Piano, al fine di dare migliore visibilità del processo di consultazione (per effetto della comunicazione 10 giugno 2015 del Ministero dello Sviluppo Economico, l’Autorità ha pubblicato il parere 238/2015/I/EEL sugli schemi di Piano decennale 2013 e 2014 a seguito della pubblicazione del decreto 20 novembre 2017 che ha approvato i suddetti Piani decennali);
- alcuni soggetti hanno evidenziato, tra l’altro, per quanto riguarda aspetti di trasparenza sullo stato del sistema elettrico e dei mercati:
 - a) l’opportunità di fornire dettagli con cadenza annuale sulle evidenze dei mercati elettrici e sull’evoluzione del parco termoelettrico;
 - b) l’importanza di fornire informazioni più aggiornate riguardo le congestioni e i livelli di tensione sulle reti di altissima e alta tensione, possibilmente includendo il periodo estivo dell’anno precedente la pubblicazione del Piano;
 - c) la richiesta di ulteriori informazioni sull’occorrenza di “tensioni basse” in nodi e aree delle rete in cui sono presenti impianti di produzione di notevole potenza;

- d) la richiesta di maggiore dettaglio di volumi e di costi relativi al mercato dei servizi di dispacciamento e migliore distinzione dei relativi servizi (regolazione tensione, congestioni, ecc.);
- e) la richiesta di arricchire la sezione dello stato dei mercati con informazioni sugli impianti oggetto di regimi di essenzialità e le relative criticità di rete;
- f) la richiesta di inserire evidenze degli impatti positivi sul sistema determinati dalle sperimentazioni dei sistemi di accumulo;
- alcuni soggetti hanno evidenziato, tra l'altro, per quanto riguarda aspetti di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi:
 - a) la necessità di considerare nel Piano anche gli interventi riconducibili ai sistemi di difesa del sistema elettrico, in modo da poter visualizzare nel Piano l'intero insieme di interventi programmati;
 - b) l'opportunità di monitorare anche le opere di rete realizzate da soggetti diversi da Terna;
 - c) la richiesta di maggior dettaglio sull'avanzamento degli interventi con l'opzione di una rappresentazione sintetica (ad es. progetti in corso e conclusi);
 - d) la richiesta di maggior dettaglio sull'avanzamento degli interventi focalizzato su ciascuna area critica;
- alcuni soggetti hanno evidenziato, tra l'altro, per quanto riguarda aspetti di trasparenza del Piano, degli scenari ipotizzati e delle analisi effettuate:
 - a) la necessità di approfondire le ipotesi relative agli scenari, limitando i rimandi ai documenti di estrazione europea;
 - b) l'assenza, nello schema di Piano 2017, di informazione su specifici aspetti relativi all'evoluzione di domanda e offerta: *demand response*, mobilità elettrica, sistemi di accumulo e generazione distribuita;
 - c) la richiesta di chiarimenti sulle stime di importazione alla frontiera settentrionale di 62-68 TWh/anno, disallineate rispetto agli attuali valori di circa 40-45 TWh/anno;
 - d) la richiesta di indicare chiaramente le ipotesi assunte per i prezzi dei combustibili e della CO₂;
 - e) 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;
 - f) la sempre maggiore importanza degli sviluppi di rete per superare le congestioni attualmente gestite mediante il ricorso all'essenzialità e, di riflesso, l'importanza di meglio identificare nel Piano gli interventi che apporteranno benefici su tale aspetto;
 - g) l'urgenza degli interventi per liberare maggiore capacità rinnovabile;
 - h) l'opportunità di un maggiore livello di dettaglio sugli indicatori dell'affidabilità attesa del sistema (*LOLE Loss of Load Expectation*, *LOLP Loss of Load Probability*, *ENS Energy Not Supplied*);
- alcuni soggetti hanno evidenziato, tra l'altro, per quanto riguarda aspetti metodologici e ulteriori attività di studio:

- a) l'opportunità di inserire all'interno dei Piani di sviluppo maggiori dettagli sul tema della resilienza del sistema;
- b) l'opportunità di inserire all'interno dei Piani di sviluppo 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) l'opportunità di un allineamento con lo sviluppo infrastrutturale lato gas;
- in risposta alla prima delle suddette osservazioni, Terna ha segnalato che le linee guida in materia di resilienza, di cui alla determinazione DIEU 2/2017, prevedono che i relativi piani siano integrati nei successivi piani di sviluppo delle imprese concessionarie;
- con riferimento alle interconnessioni, alcuni soggetti partecipanti alla consultazione hanno sottolineato:
 - a) l'opportunità che lo sviluppo di futuri progetti di interconnessione debba essere subordinata ad una positiva valutazione dell'analisi costi-benefici;
 - b) l'opportunità che lo sviluppo di futuri progetti di interconnessione dovrebbe ricoprire un ruolo secondario e marginale;
 - c) future criticità per la sicurezza della rete nel centro Italia associate alla interconnessione con il Montenegro o altre perplessità relative a tale intervento;
 - d) la necessità di un'adeguata dimostrazione della necessità del nuovo collegamento con la Tunisia
 - e) la possibilità che lo sviluppo del collegamento con la Tunisia possa acuire le criticità di rete attuali;
- infine, con riferimento ai sistemi di accumulo, alcuni soggetti partecipanti alla consultazione hanno indicato:
 - a) l'assenza di meccanismi di mercato o segnali specifici che permettano di verificare l'effettiva esigenza di sistemi di accumulo;
 - b) la necessità che sia data priorità agli operatori di mercato per possibili futuri sviluppi, anche alla luce della proposta *Clean Energy Package* di Direttiva elettricità.

RITENUTO CHE:

- lo schema di Piano 2017 si caratterizza per la fondamentale innovazione legata all'implementazione della nuova metodologia di analisi costi benefici disciplinata con la deliberazione 627/2016/R/EEL che pone il Piano di sviluppo italiano all'avanguardia rispetto alle *good practice* europee;
- l'applicazione della nuova metodologia da parte di Terna a oltre l'80% degli investimenti (in termini di valore economico) previsti dallo schema di Piano 2017 è apprezzabile, anche alla luce del breve periodo intercorso tra la finalizzazione dei tre anni di attività preparatorie (4 novembre 2016) e la scadenza del 31 gennaio 2017 per l'invio dello schema di Piano 2017 al Ministero dello Sviluppo Economico e all'Autorità;

- lo schema di Piano 2017 è inoltre caratterizzato dai seguenti significativi miglioramenti:
 - a) l'inclusione nel Piano di sviluppo di informazioni più dettagliate sul processo di coinvolgimento dello *stakeholder* in fase di predisposizione del Piano di sviluppo;
 - b) una revisione della struttura del Piano di sviluppo, che si è concentrata sulle tre principali direttrici della politica energetica europea, dunque distinguendo tra:
 1. interventi di incremento sicurezza, qualità e resilienza;
 2. interventi a contributo della decarbonizzazione;
 3. interventi per favorire l'efficienza dei mercati;
 - c) una migliore integrazione della sezione del Piano che analizza, anche dal punto di vista quantitativo, le condizioni di funzionamento del sistema elettrico e dei mercati, e ha anche incluso un'informativa sulla qualità della tensione;
 - d) un miglioramento della sezione relativa alle opportunità di sviluppo delle interconnessioni, con una mappatura di tutti i potenziali interventi, indipendentemente dal soggetto promotore;
 - e) anche in relazione a una richiesta pervenuta nella consultazione sul precedente schema di Piano, maggiori informazioni sulle motivazioni che portano Terna a classificare un intervento "in valutazione", con l'indicazione esplicita che "*per le opere in valutazione non si prevede l'avvio delle attività nell'orizzonte di piano, fatta salva l'eventualità di una futura modifica delle esigenze/condizioni al contorno*";
 - f) l'aggiornamento delle schede intervento con vari aspetti, tra cui una più dettagliata presentazione delle opere che compongono ciascun intervento e i risultati dell'applicazione dell'analisi costi benefici;
 - g) una significativa espansione della sintesi tabellare dello schema di Piano, con ad esempio l'indicazione - richiesta da numerosi soggetti - dei contributi di ciascun intervento all'incremento delle capacità di trasporto.

RITENUTO, INOLTRE, CHE:

- in relazione a specifiche osservazioni emerse durante la consultazione pubblica, siano necessarie azioni da parte di Terna nei futuri Piani di sviluppo e, quando appropriato, nei futuri documenti di descrizione degli scenari ad accompagnamento dei Piani:
 - a) "tensioni basse" in nodi a cui sono connessi impianti di produzione: sviluppare ulteriormente la sezione relativa allo stato del sistema elettrico, con maggiore dettaglio sui livelli di tensione effettivi registrati in tali nodi della rete di trasmissione;
 - b) informazione su domanda e offerta: maggior dettaglio su specifici aspetti relativi all'evoluzione prevista: *demand response*, mobilità elettrica, sistemi di accumulo e generazione distribuita;
 - c) aree critiche e ricorso all'essenzialità (in particolare per l'area di Brindisi): Terna dovrebbe valutare e inserire nel Piano interventi di rete, se opportuni, e

- dispositivi di compensazione della potenza reattiva e di controllo delle tensioni, valutando se i relativi servizi possano essere offerti in modo più efficiente da operatori di mercato utilizzando impianti esistenti;
- sia necessaria nei futuri Piani di sviluppo una maggiore e separata evidenza degli interventi che vengono classificati per la prima volta come “pianificati”, dopo essere stati “in valutazione” nello schema di Piano precedente;
 - ulteriori migliorie dei futuri Piani di sviluppo potrebbero essere realizzate attraverso i seguenti interventi:
 - a) 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;
 - b) 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;
 - c) l’inserimento negli schemi di Piano decennale di analisi più dettagliate, 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;
 - d) l’applicazione, a partire dal Piano di sviluppo 2018, della nuova metodologia per la stima dei costi degli interventi mediante costi unitari di riferimento basati su costi *standard*, con la corrispondente indicazione della fase e della maturità della stima di costo dell’intervento;
 - e) l’indicazione di specifiche informazioni sul costo di investimento per ciascuna opera che compone un intervento.

RITENUTO, INOLTRE, CHE:

- nella prospettiva di una crescente decarbonizzazione del sistema insulare sardo-corso, il collegamento SA.CO.I 3 potrebbe costituire un tassello importante e a minor impatto ambientale rispetto ad altre soluzioni *gas-based* che porterebbero a sviluppare nuova generazione locale basata su combustibili fossili;
- il collegamento SA.CO.I 3 favorirebbe inoltre la sicurezza degli approvvigionamenti sia in Corsica sia in Sardegna;
- la distribuzione dei costi di investimento del collegamento SA.CO.I 3 (che, a un’analisi comparativa delle informazioni nello schema di Piano 2017 e nel TYNDP 2016, risulterebbe essere di circa 665 milioni di euro per l’Italia, a fronte di circa 700 milioni di euro di costi di investimento totali) non risulta coerente con la comunicazione del 7 febbraio 2017 di Terna che indica la copertura da parte francese di una quota significativa dei costi di investimento;
- anche in ragione dei benefici per entrambi i suddetti sistemi insulari, - a valle delle verifiche indipendenti prospettate con i documenti per la consultazione 464/2015/R/EEL e 542/2017/R/EEL - sono opportune valutazioni che forniscano le

basi per una decisione congiunta che allochi in modo appropriato il costo del collegamento SA.CO.I 3.

RITENUTO, INOLTRE, CHE:

- la distribuzione dei costi di investimento dell'interconnessione Italia - Tunisia (che, a una prima analisi comparativa delle informazioni nello schema di Piano 2017 e nel TYNDP 2016, risulterebbe essere di circa 600 milioni di euro per l'Italia, pari all'intero ammontare dei costi di investimento) non è allineata al contenuto della comunicazione del 7 dicembre 2017 di Terna e soprattutto con i benefici enunciati nel TYNDP 2016 in termini di copertura della domanda dei Paesi africani nel breve-medio termine, che, ove confermati da simulazioni basate su ipotesi trasparenti e consistenti, dovrebbero corrispondere a un significativo contributo di tali Paesi alla copertura dei costi del progetto;
- in relazione ai sistemi di accumulo diffuso, sia da confermare la condizione espressa nel parere 630/2016/I/EEL;
- sia appropriata la richiesta, formulata da alcuni soggetti in sede di consultazione pubblica, di una specifica analisi costi-benefici per ciascun progetto di sviluppo della capacità di interconnessione e che, a tale riguardo, vista la distanza proposta di sette anni tra l'entrata in esercizio del primo polo dell'interconnessione Italia – Montenegro e quella prevista del secondo polo, sia appropriata la definizione di due interventi distinti e l'effettuazione separata di due analisi costi-benefici per poter valutare con elementi concreti l'urgenza di realizzazione del secondo polo;
- sia necessario che la potenziale acquisizione di impianti di utenza per la connessione e il relativo trasferimento a impianti della RTN, che potrebbe determinare un impatto tariffario, segua le procedure previste dalle disposizioni vigenti, con un'utilità per il sistema elettrico che sia verificata in analogia a quanto effettuato per altri interventi del Piano di sviluppo.

RITENUTO OPPORTUNO:

- prevedere, con separato provvedimento, modifiche e integrazioni della deliberazione 627/2016/R/EEL a valle di osservazioni emerse durante il processo di consultazione pubblica e delle conseguenti valutazioni dell'Autorità, in materia di:
 - a) introduzione di un requisito di monitoraggio degli interventi per la connessione di utenti alla RTN, come definiti individualmente ai sensi del Codice di rete;
 - b) introduzione di un requisito di monitoraggio degli sviluppi di rete determinati da altre disposizioni, quali ad esempio il programma per l'adeguamento e l'eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico o l'attuazione dell'articolo 32 della legge 99/2009;
 - c) estensione dell'ambito di applicazione dell'analisi costi benefici agli *interconnector*.

RITENUTO OPPORTUNO:

- trasmettere al Ministero le valutazioni dell’Autorità sullo schema di Piano 2017, a valle del processo di consultazione pubblica e delle osservazioni formulate dai soggetti interessati, come richiamato in premessa;
- rilasciare nulla osta all’approvazione dello schema di Piano 2017 da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, a condizione che:
 - a) per l’intervento Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell’intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
 - b) l’intervento di interconnessione Italia - Tunisia sia confermato “in valutazione”, allo scopo di favorire lo sviluppo di un più completo quadro informativo che ne faccia emergere il beneficio per ciascun Paese coinvolto in vista di una migliore allocazione dei relativi costi di sviluppo, nonché di evidenze della sua utilità non solo per il sistema elettrico italiano, ma più in generale per l’intero sistema europeo, investendo quindi profili che devono essere affrontati nella dovuta sede europea;
 - c) le eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali 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;
 - d) le sedici proposte di acquisizione di porzioni di rete di proprietà di produttori e relativo inserimento nella RTN siano stralciate dallo schema di Piano, ai fini di riproposizione, con i previsti elementi informativi, in successivi schemi di Piano di sviluppo;
- prevedere che il presente parere, formulato a valle di uno specifico processo di consultazione pubblica, per tenere conto delle giuste istanze di pubblicità e trasparenza dell’azione amministrativa sollevate da diversi soggetti partecipanti alla consultazione dello schema di Piano 2017 e delle disposizioni di pubblicità dei risultati di tale consultazione di cui all’articolo 36, comma 13 del decreto legislativo 93/11, sia pubblicato in parziale deroga alle disposizioni di cui alla deliberazione 213/2015/A

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;
2. di rilasciare nulla osta all'approvazione dello schema di Piano 2017 da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, a condizione che:
 - a) per l'intervento Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell'intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
 - b) l'intervento di interconnessione Italia - Tunisia sia confermato "in valutazione", allo scopo di favorire lo sviluppo di un più completo quadro informativo che ne faccia emergere il beneficio per ciascun Paese coinvolto in vista di una conseguente allocazione dei relativi costi di sviluppo, nonché di evidenze della sua utilità non solo per il sistema elettrico italiano, ma più in generale per l'intero sistema europeo, investendo quindi profili che devono essere affrontati nella dovuta sede europea;
 - c) le eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali 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;
 - d) le sedici proposte di acquisizione di porzioni di rete di proprietà di produttori e relativo inserimento nella RTN siano stralciate dallo schema di Piano, ai fini di riproposizione, con i previsti elementi informativi, in successivi schemi di Piano di sviluppo;
3. di richiedere alla società Terna S.p.a. di effettuare una analisi costi-benefici del solo secondo polo del collegamento di interconnessione tra Italia e Montenegro, codice identificativo 401, e di trasmettere all'Autorità, entro il 30 aprile 2018, un documento pubblicabile con ipotesi e risultati di tale analisi costi-benefici;
4. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico e alla società Terna S.p.a.;
5. di procedere alla pubblicazione del presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it, decorsi 20 giorni dalla sua adozione.

14 dicembre 2017

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni