

PARERE 22 DICEMBRE 2020

574/2020/I/EEL

VALUTAZIONE DEGLI SCHEMI DI PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE 2019 E 2020

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1139^a riunione del 22 dicembre 2020

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- 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);
- il Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018 sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima;
- il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: Regolamento (UE) 2019/943);
- il Regolamento Delegato (UE) 2020/389 della Commissione Europea del 31 ottobre 2019 che modifica il regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda l'elenco unionale dei progetti di interesse comune (di seguito: lista PCI 2019);
- la proposta di Regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un dispositivo per la ripresa e la resilienza del 28 maggio 2020, COM(2020) 408 final, 2020/0104(COD) (di seguito: proposta di regolamento europeo *recovery facility*);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481, e sue modifiche e integrazioni (di seguito: legge 481/1995);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come successivamente modificato e integrato;
- 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 (di seguito: legge 290/2003);
- 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 (di seguito: legge 239/2004);
 - il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
 - la legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge 99/09);
 - 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);
 - la legge 11 settembre 2020, n. 120, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale (di seguito: legge 120/2020);
 - la decisione della Commissione Europea C(2014) 9904 del 17 dicembre 2014 sull'esenzione ai sensi dell'articolo 17 del regolamento (CE) 714/2009 per quanto concerne due interconnettori elettrici tra l'Italia e la Slovenia, come successivamente modificata e prolungata dalle decisioni della Commissione Europea C(2017) 1209 del 16 febbraio 2017 e C(2019) 689 del 28 gennaio 2019;
 - la decisione della Commissione Europea C(2018) 6129/1 del 20 settembre 2018 riguardo l'approvazione dell'aggiornamento della metodologia di analisi costi benefici per il settore elettrico;
 - l'Accordo tra il Governo della Repubblica Italiana e il Governo della Repubblica Tunisia del 30 aprile 2019 in riferimento all'intervento di interconnessione tra Italia e Tunisia (di seguito: Accordo intergovernativo del 30 aprile 2019);
 - 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 S.p.A. (di seguito: Terna) per le attività di trasmissione e dispacciamento (di seguito: concessione);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 25 giugno 2015, recante l'approvazione del Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2012 (di seguito: decreto 25 giugno 2015);
 - 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);
 - il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 10 maggio 2018, n. 76, regolamento recante modalità di svolgimento, tipologie e soglie dimensionali delle opere sottoposte a dibattito pubblico;
 - il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, trasmesso alla Commissione Europea, del 31 dicembre 2019, pubblicato il 21 gennaio 2020 sul sito internet del Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito: PNIEC);
 - il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 25 febbraio 2020, recante l'approvazione dei Piani decennali di sviluppo della RTN relativi agli anni 2016 e 2017, con prescrizioni e indirizzi (di seguito: decreto 25 febbraio 2020);
 - il parere dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 22 maggio 2013, 214/2013/I/EEL, recante la valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2012;
 - 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;
 - la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 653/2015/R/eel) e, in particolare, il relativo Allegato A;
 - 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;
 - la segnalazione dell'Autorità al Parlamento e al Governo 10 novembre 2016, 648/2016/I/COM;
 - la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2017, 654/2017/R/EEL, recante disposizioni per il documento di descrizione degli scenari per il piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale e il coordinamento delle relative attività tra i settori dell'energia elettrica e del gas naturale;
 - la deliberazione dell'Autorità 19 ottobre 2017, 689/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 689/2017/R/GAS);
 - la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2017, 856/2017/R/EEL, recante in particolare l'aggiornamento della deliberazione 627/2016/R/EEL;

- il parere dell’Autorità 14 dicembre 2017, 862/2017/I/EEL, recante la valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2017 (di seguito: parere 862/2017/I/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2018, 468/2018/R/GAS;
- il parere dell’Autorità 27 novembre 2018, 607/2018/I/EEL, riguardante l’aggiornamento dell’ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale;
- il parere dell’Autorità 18 dicembre 2018, 674/2018/I/EEL, recante la valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2018 (di seguito: parere 674/2018/I/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 18 dicembre 2018, 692/2018/R/EEL, recante modifiche alla deliberazione dell’Autorità 627/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 692/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2018, 698/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 698/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 567/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 567/2019/R/EEL) ed il relativo Allegato A;
- la memoria dell’Autorità 21 maggio 2020, 175/2020/I/COM (di seguito: memoria 175/2020/I/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 21 maggio 2020, 176/2020/R/EEL (di seguito: deliberazione 176/2020/R/EEL) recante decisione ai sensi del Regolamento UE 347/2013 in merito alla ripartizione dei costi di investimento per il progetto di interesse comune 3.27 interconnessione tra la Sicilia e la Tunisia;
- la memoria dell’Autorità 31 luglio 2020, 300/2020/I/COM (di seguito: memoria 300/2020/I/COM);
- 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, e in particolare il relativo Allegato A.74 “Metodologia Analisi Costi-Benefici - ACB 2.0”;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità 7 agosto 2018, 11/2018 (di seguito: determinazione 11/2018);
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità 5 ottobre 2018, 14/2018 (di seguito: determinazione 14/2018);
- il Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2015 (di seguito: Piano 2015);
- il Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2017 (di seguito: Piano di sviluppo 2017);
- lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2018, pubblicamente disponibile sul sito dell’Autorità (di seguito: schema di Piano 2018);
- lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2019, pubblicamente disponibile sul sito dell’Autorità (di seguito: schema di Piano 2019);

- lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2020, pubblicamente disponibile sul sito dell'Autorità (di seguito: schema di Piano 2020);
- le risultanze del processo di consultazione pubblica sugli schemi di Piano 2019 e 2020 e delle relative sessioni pubbliche di discussione del 26 giugno 2019 e del 15 giugno 2020, come disponibili sul sito internet dell'Autorità;
- lo Studio di Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A. "Approvvigionamento energetico della Regione Sardegna (anni 2020-2040)" reso disponibile alla consultazione pubblica il 10 agosto 2020 (di seguito: studio RSE Sardegna);
- i seguenti documenti di Terna, pubblicamente disponibili sul sito internet di Terna:
 - "Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, rapporto finale, dicembre 2018" (di seguito: rapporto capacità obiettivo 2018);
 - "Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato (Stime Preliminari)" rev. 26 del 30 luglio 2020;
 - lo schema di "Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo 2020" pubblicato ai fini di consultazione pubblica il 3 novembre 2020;
 - "Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo 2020" trasmesso all'Autorità con comunicazione del 10 dicembre 2020 (di seguito: rapporto capacità obiettivo 2020);
- le verifiche degli esperti indipendenti su alcuni interventi del Piano 2017 e dello schema di Piano 2018 e sul rapporto capacità obiettivo 2018;
- il rapporto di scenari per il *Ten Year Network Development Plan* (di seguito: TYNDP) 2018 predisposto da ENTSO-E e ENTSOG;
- l'opinione dell'ACER No. 10/2018 del 18 ottobre 2018 sullo schema di rapporto di scenari di ENTSO-E e ENTSOG per il TYNDP 2018 (di seguito: Opinione 10/2018);
- il TYNDP 2018 predisposto da ENTSO-E;
- l'opinione dell'ACER No. 11/2019 del 25 marzo 2019 sullo schema di TYNDP 2018 di ENTSO-E (di seguito: Opinione 11/2019);
- l'opinione dell'ACER No. 13/2019 del 22 maggio 2019 sui piani nazionali di sviluppo della trasmissione elettrica e sulla loro consistenza con il TYNDP (di seguito: Opinione 13/2019);
- la comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni del 11 dicembre 2019, COM(2019)640-final (di seguito: Green Deal europeo).
- la proposta di aggiornamento della metodologia di analisi costi-benefici per progetti di trasmissione elettrica, predisposta da ENTSO-E e pubblicata l'11 febbraio 2020;
- l'opinione dell'ACER No. 03/2020 del 6 maggio 2020 sulla metodologia ENTSO-E di analisi costi-benefici (di seguito: Opinione 03/2020);
- il rapporto di scenari per il TYNDP 2020 predisposto da ENTSO-E e ENTSOG e pubblicato a fine giugno 2020;

- l'opinione dell'ACER No. 06/2020 del 5 novembre 2020 sullo schema di rapporto di scenari di ENTSO-E e ENTSOG per il TYNDP 2020 (di seguito: Opinione 06/2020);
- lo schema di rapporto *Identification of System Needs* 2020 predisposto da ENTSO-E e pubblicato il 10 agosto 2020 ai fini di consultazione pubblica avviata il 6 novembre 2020 (di seguito: schema di rapporto TYNDP *System Needs* 2020);
- lo schema di TYNDP 2020 predisposto da ENTSO-E e pubblicato il 6 novembre 2020 ai fini di consultazione pubblica;
- la comunicazione di Terna del 7 febbraio 2017, prot. 1072, prot. Autorità 4777 dell'8 febbraio 2017;
- la comunicazione di Terna del 27 aprile 2018 prot. 3080, prot. Autorità 14240 del 30 aprile 2018, riguardante il rapporto di analisi costi benefici del secondo polo del collegamento tra Italia e Montenegro, reso disponibile per la consultazione pubblica sul sito dell'Autorità;
- la comunicazione di Terna del 2 aprile 2019, prot. Autorità 8283 del 2 aprile 2019;
- la comunicazione di Terna del 16 maggio 2019, prot. Autorità 13104 del 16 maggio 2019;
- la comunicazione di Terna del 31 maggio 2019, prot. Autorità 14702 del 3 giugno 2019;
- la comunicazione di Terna del 3 giugno 2019, prot. Terna 39720, prot. Autorità 14715 del 4 giugno 2019;
- la comunicazione di Terna del 25 luglio 2019, prot. Terna 53315, prot. Autorità 19931 del 26 luglio 2019;
- la comunicazione delle direzioni Infrastrutture, Energia e *Unbundling* e Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità a Snam Rete Gas S.p.A. (di seguito: Snam) e a Terna, prot. Autorità 18558 del 10 luglio 2019;
- la comunicazione di Terna dell'8 ottobre 2019, prot. Terna 69983, prot. Autorità 25858 del 9 ottobre 2019;
- la comunicazione di Terna del 21 ottobre 2019, prot. Terna 73625, prot. Autorità 27331 del 22 ottobre 2019;
- la comunicazione di Terna del 24 febbraio 2020, prot. Terna 13081, prot. Autorità 6544 del 24 febbraio 2020;
- la comunicazione di Terna dell'8 aprile 2020, prot. Autorità 11892 dell'8 aprile 2020;
- la comunicazione delle direzioni Infrastrutture, Energia e *Unbundling* e Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità a Terna, prot. Autorità 18435 dell'11 giugno 2020 (di seguito: comunicazione 11 giugno 2020);
- la comunicazione di Terna dell'11 giugno 2020, prot. Terna 35139, prot. Autorità 18421 dell'11 giugno 2020;
- la comunicazione di Terna del 25 giugno 2020, prot. Autorità 20059 del 25 giugno 2020;

- la comunicazione di Terna del 6 agosto 2020, prot. Terna 49935, prot. Autorità 25826 del 7 agosto 2020;
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico del 12 ottobre 2020, prot. Autorità 32715 del 13 ottobre 2020;
- la comunicazione di Terna del 6 novembre 2020, prot. Terna 71530, prot. Autorità 36239 del 9 novembre 2020 (di seguito: comunicazione 6 novembre 2020);
- la comunicazione delle Direzioni Infrastrutture, Energia e *Unbundling* e Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità a Snam e a Terna, prot. Autorità 36687 dell'11 novembre 2020;
- la comunicazione di Terna del 10 dicembre 2020, prot. Terna 80105, prot. Autorità 41405 del 10 dicembre 2020.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO IL QUADRO LEGISLATIVO ITALIANO:

- la legge 481/95, nel delineare il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità, prevede:
 - a) ai sensi dell'articolo 1, comma 1, che l'ordinamento tariffario armonizzi “gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”;
 - b) ai sensi dell'articolo 2, comma 6, che l'Autorità svolga attività consultiva e di segnalazione al Governo nelle materie di propria competenza;
 - c) ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), che le tariffe dei servizi regolati siano stabilite ed aggiornate dall'Autorità “in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale”;
- 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 predisponga un Piano decennale di sviluppo della RTN (di seguito: Piano di sviluppo);
 - b) il Ministro dello Sviluppo Economico, acquisito il parere delle Regioni interessate e tenuto conto delle valutazioni formulate dall'Autorità, approvi tale Piano;
- la legge 120/2020 ha modificato l'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/11, prevedendo in particolare che il Piano di sviluppo venga predisposto ogni due anni, anziché ogni anno;
- la legge 120/2020 ha inoltre previsto una razionalizzazione delle procedure di valutazione dell'impatto ambientale (VIA) e, in particolare, che il Presidente del Consiglio dei ministri individui, con uno [o] più decreti, le tipologie di progetti e

le opere necessarie per l'attuazione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima da sottoporre a verifica di assoggettabilità a VIA o a VIA in sede statale ai sensi del comma 2 dell'articolo 7-bis del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152; e che per lo svolgimento delle procedure di VIA in sede statale dei progetti individuati da tali decreti sia istituita la Commissione Tecnica PNIEC;

- la legge 120/2020 ha anche previsto una semplificazione dei procedimenti autorizzativi delle infrastrutture delle reti energetiche nazionali e, in particolare, che le infrastrutture di rete facenti parte RTN siano autorizzate ai sensi dell'articolo 1-sexies del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, anche nelle more dell'approvazione del primo Piano decennale di sviluppo delle rispettive reti in cui sono state inserite;
- la legge 120/2020, infine, ha previsto che le infrastrutture di rete facenti parte della RTN individuate nei suddetti DPCM o nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima che ricadono nell'ambito di applicazione del regolamento di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 10 maggio 2018, n. 76, possano essere sottoposte al dibattito pubblico secondo le modalità di cui al regolamento (UE) 347/2013;
- ai sensi dell'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/11 (nella versione vigente prima delle modifiche disposte dalla legge 120/2020, che ha trovato applicazione agli schemi di Piano 2019 e 2020), il Piano di Sviluppo 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 di sviluppo, 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 Piano] di sviluppo della rete a livello comunitario e che tale analisi possa includere raccomandazioni per la modifica dei predetti piani di investimento.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO IL QUADRO LEGISLATIVO COMUNITARIO:

- il Regolamento (CE) 714/2009, ora sostituito dal Regolamento (UE) 2019/943, e il Regolamento (UE) 347/2013 hanno introdotto disposizioni in materia di:
 - a) adozione, ogni due anni, 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 analisi costi benefici da applicare al TYNDP;
 - d) verifiche della coerenza tra il TYNDP europeo e i piani nazionali di sviluppo della rete;
 - e) identificazione, ogni due anni, di un elenco di progetti di interessi comune (PCI);
- inoltre, l'articolo 3(6) del Regolamento (UE) 347/2013 prevede che i PCI inclusi nell'elenco dell'Unione diventano parte integrante dei piani regionali di investimento e, se opportuno, di altri piani nazionali infrastrutturali interessati. A tali progetti deve essere accordata la massima priorità possibile nell'ambito di ciascuno di questi piani.

CONSIDERATO CHE, IN RELAZIONE AI PRECEDENTI PIANI E SCHEMI DI PIANO:

- con la deliberazione 627/2016/R/EEL, come modificata in ultimo dalla deliberazione 692/2018/R/EEL, l'Autorità ha aggiornato e integrato le proprie disposizioni per la consultazione pubblica del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
- 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;
- il punto 6 della deliberazione 627/2016/R/EEL prevede che, a decorrere dallo schema di Piano successivo a quello del 2017, siano applicati i requisiti minimi della metodologia di analisi costi benefici almeno a tutti gli interventi di sviluppo con costo di investimento stimato pari o superiore a 15 milioni di euro;
 - l’Autorità ha introdotto, con le deliberazioni 653/2015/R/EEL e 567/2019/R/EEL, verifiche esterne indipendenti sui singoli interventi dei Piani decennali di sviluppo e al rapporto di identificazione delle capacità obiettivo;
 - il direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* ha avviato, con le determinazioni DIEU 11/2018 e 14/2018, le verifiche esterne indipendenti sui seguenti interventi:
 - a) incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/09 e s.m.i. (codice 1-I), Piano 2017;
 - b) sviluppo interconnessione Sardegna - Corsica - Italia (codice 301-P), Piano 2017;
 - c) incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/09 e s.m.i. (codice 200-I), Piano 2017;
 - d) collegamento High Voltage Direct Current (di seguito: HVDC) Centro Sud/Centro Nord (codice 436-N), schema di Piano 2018;
 - e) collegamento HVDC Campania/Sicilia/Sardegna (codice 723-N), schema di Piano 2018;
 - f) secondo polo dell’interconnessione HVDC Italia - Montenegro, incluso nell’intervento 401-P, schema di Piano 2018;
 - g) riassetto rete area metropolitana di Roma (codice 404-P), schema di Piano 2018;
 - h) elettrodotti 380 kV “Chiaramonte Gulfi - Ciminna” e “Assoro - Sorgente 2 - Villafranca” (codici 602-P / 604-P / 619-P), schema di Piano 2018;
 - con il proprio parere 862/2017/I/EEL l’Autorità ha rilasciato 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 venissero 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 fosse confermato “in valutazione”, allo scopo di favorire lo sviluppo di un più completo quadro informativo che ne facesse 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, fossero confermate “in valutazione”, atteso che il giudizio su tale intervento non poteva prescindere dal completamento della fase di sperimentazione, dalla verifica degli esiti di tali sperimentazioni e da appropriate analisi costi benefici che ne dimostrassero l'utilità per il sistema elettrico italiano;
 - d) sedici proposte di acquisizione di porzioni di rete di proprietà di produttori e relativo inserimento nella RTN fossero stralciate dallo schema di Piano, ai fini di riproposizione, con i previsti elementi informativi, in successivi schemi di Piano di sviluppo;
- con il proprio parere 674/2018/I/EEL l'Autorità ha rilasciato nulla osta all'approvazione dello schema di Piano 2018 da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, a condizione che:
 - a) per l'intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P, venissero 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, codice 601-I, fosse confermato “in valutazione”, nell'attesa di un più completo quadro informativo che ne facesse 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 da affrontare nella dovuta sede europea;
 - c) l'intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro, codice 401-P, fosse separato dal primo polo e posto “in valutazione”, alla luce della condizionalità indicata da Terna relativamente allo sviluppo delle reti e dei mercati elettrici nei Balcani, della limitata utilità per il sistema elettrico italiano e delle osservazioni critiche riguardo lo sviluppo di tale secondo polo ricevute in sede di consultazione pubblica;
 - d) il nuovo intervento di interconnessione 220 kV Italia - Austria fosse posto “in valutazione/allo studio”, per favorire maggiore chiarezza sulle opzioni di possibile evoluzione, incluse la soluzione HVDC e la sinergia con altre attività infrastrutturali;
 - e) la valutazione del nuovo intervento HVDC Centro Sud - Centro Nord (o Nord), che risultava ancora in stato preliminare di avanzamento,

proseguisse nell'ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019, a valle di una più precisa identificazione dei punti di connessione alla rete, della potenza nominale del collegamento e della stima dei relativi costi di investimento, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall'Autorità;

- f) la valutazione del nuovo intervento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna, che risultava ancora in stato preliminare di avanzamento con localizzazione sul continente "da definire" e risultava caratterizzato da benefici leggermente inferiori in uno scenario o leggermente superiori ai costi nell'altro dei due scenari dello schema di Piano 2018, proseguisse nell'ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall'Autorità;
 - g) otto proposte di acquisizione di stazioni a 150 kV o a 132 kV di proprietà di produttori e relativo inserimento nella RTN elencate a pagina 34 dello schema di Piano 2018 fossero stralciate, ai fini di riproposizione, con i previsti elementi informativi, in specifiche richieste di ampliamento della RTN al Ministero dello Sviluppo Economico o in successivi schemi di Piano di sviluppo;
- con il decreto 25 febbraio 2020 il Ministro dello Sviluppo Economico ha approvato i Piani 2016 e 2017, nei limiti e tenuto conto delle prescrizioni e degli indirizzi riportati nelle premesse del decreto medesimo;
 - in particolare, il Ministro dello Sviluppo Economico ha ritenuto di recepire le valutazioni dell'Autorità sugli schemi di Piano 2016 e 2017, ad eccezione di quanto indicato dall'Autorità in merito all'interconnessione Italia - Tunisia, che il Ministro ha ritenuto di porre in fase di pianificazione, nel rispetto delle condizioni contenute nell'Accordo Intergovernativo del 30 aprile 2019;
 - lo schema di Piano 2018 è in corso di valutazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico;
 - i tempi per la valutazione e l'approvazione dei piani di sviluppo sono principalmente determinati dalla procedura di valutazione ambientale strategica, a cui è sottoposto lo schema di Piano;
 - tali tempistiche si traducono, in ultima analisi, in ritardi di realizzazione dei progetti di sviluppo della rete, con impatti negativi per l'integrazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, obiettivo ormai comune alla maggior parte dei progetti previsti nei Piani;
 - al riguardo, con le proprie memorie 175/2020/I/COM e 300/2020/I/COM, l'Autorità ha già segnalato alle competenti commissioni parlamentari che la direttiva 2001/42/CE non richiederebbe la valutazione ambientale strategica per i piani di sviluppo della rete, in quanto piani di una società di diritto privato, e non di una autorità statale o locale, e ha proposto la revisione delle procedure finalizzata all'accelerazione dei tempi di conclusione dei procedimenti autorizzativi, compresa l'esclusione del Piano di sviluppo dall'articolo 7, comma 8, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, in tema di applicazione della procedura di valutazione ambientale strategica.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO LE PRINCIPALI VALUTAZIONI EFFETTUATE:

- nel parere 674/2018/I/EEL l’Autorità ha raccomandato che il Piano di sviluppo 2019 si focalizzasse sul monitoraggio dello stato della rete e dei mercati e dell’avanzamento dei progetti e che limitasse al minimo le altre sezioni del Piano nel rispetto delle disposizioni vigenti;
- nel quadro legislativo italiano ed europeo sopra delineato, tenendo conto in particolare delle valutazioni del precedente parere 674/2018/I/EEL sopra richiamate, le valutazioni dell’Autorità hanno tenuto in considerazioni diverse valutazioni e analisi, tra cui le principali riguardano:
 - a) richiami delle attività di ENTSO-E in materia di scenari di sviluppo e delle relative opinioni di ACER;
 - b) richiami delle attività di ENTSO-E riguardanti il TYNDP europeo e delle relative opinioni di ACER;
 - c) sintesi e valutazioni del processo di consultazione pubblica sugli schemi di Piano 2019 e 2020;
 - d) considerazioni emerse dallo studio RSE Sardegna e dal relativo processo di consultazione pubblica;
 - e) valutazioni riguardo gli scenari degli schemi di Piano 2019 e 2020;
 - f) considerazioni sulle attività di identificazione delle capacità obiettivo, a livello italiano e a livello europeo;
 - g) considerazioni in relazione alla metodologia di analisi costi benefici e alla sua applicazione negli schemi di Piano 2019 e 2020;
 - h) caratteristiche generali dello schema di Piano 2020 in termini di costi complessivi di Piano e di benefici e impatti complessivi degli interventi a Piano;
 - i) informazioni e considerazioni dell’Autorità su specifici interventi degli schemi di Piano 2019 e 2020:
 - collegamento SA.CO.I. 3;
 - interconnessione Italia - Tunisia;
 - secondo polo dell’interconnessione Italia - Montenegro;
 - intervento 220 kV Italia - Austria;
 - intervento HVDC Centro Sud - Centro Nord;
 - intervento composto da due HVDC Sicilia - Sardegna e Sicilia - Continente;
 - solo HVDC Sicilia - Continente;
 - intervento di interconnessione HVDC Italia - Slovenia;
 - 46 nuovi interventi degli schemi di Piano 2019 e 2020;
 - 59 proposte di variazione (47 ampliamenti e 12 dismissioni) dell’ambito della rete di trasmissione nazionale;

- j) un quadro di sintesi di alcuni interventi più rilevanti e delle loro tempistiche;
- le presenti valutazioni si concentrano principalmente sullo schema di Piano 2020, in quanto lo schema di Piano 2019 aveva una natura di transizione, essendo basato sugli stessi scenari e sulle stesse analisi costi benefici dello schema di Piano 2018, come anche sottolineato al punto 5. del parere 674/2018/I/EEL.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO GLI SCENARI DEI TYNDP EUROPEI:

- gli scenari sviluppati in ambito europeo sono un elemento delle verifiche di conformità tra piani europei e piani nazionali che l’Autorità deve valutare ai sensi dell’articolo 43, comma 6 del decreto legislativo 93/11 e forniscono importanti informazioni sul comportamento atteso del sistema elettrico europeo;
- ENTSO-E ha predisposto a marzo 2018 lo schema di documento degli scenari per il TYNDP 2018;
- tali scenari sono rilevanti sia per lo schema di Piano 2019 sia, in parte, per lo schema di Piano 2020, per effetto dei ritardi di ENTSO-E e ENTSG nella predisposizione degli scenari del TYNDP 2020;
- ACER ha adottato e pubblicato l’Opinione 10/2018 sugli scenari del TYNDP 2018. In questa opinione, ACER ha:
 - a) criticato la durata eccessiva del processo di preparazione degli scenari, basato su una raccolta dati nell’autunno 2016, che rischia di rendere obsoleti i dati di scenario utilizzati per il TYNDP 2018;
 - b) evidenziato una carenza nella definizione delle c.d. *storylines* e la selezione degli scenari per il TYNDP 2018, in quanto due di essi sono caratterizzati da “crescita economica elevata” e uno da “crescita economica moderata”, non rappresentando perciò uno spettro sufficientemente ampio degli sviluppi futuri del sistema energetico europeo; a tal riguardo, ACER ha raccomandato l’utilizzo anche di uno scenario a bassa crescita economica;
- ENTSO-E e ENTSG hanno pubblicato lo schema di rapporto di scenari per il TYNDP 2020 a fine giugno 2020;
- ACER ha adottato e pubblicato l’Opinione 06/2020 sugli scenari del TYNDP 2020, in cui ha nuovamente criticato la durata eccessiva del processo di preparazione degli scenari e l’assenza di uno scenario c.d. *slow progress*.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO I TYNDP EUROPEI:

- i TYNDP europei sono anch’essi un elemento delle verifiche di conformità condotte dall’Autorità, oltre che una fonte di informazioni sul comportamento atteso del sistema elettrico europeo e sui progetti previsti;
- ACER ha adottato e pubblicato l’Opinione 11/2019 sullo schema del TYNDP 2018. In questa opinione, relativamente ai progetti italiani, ACER ha:

- a) rimarcato l'assenza di analisi dei benefici per i progetti TYNDP codice 21 HVDC Italia - Francia e codice 336 Prati (IT) - Steinach (AT), richiedendo di fornirle;
- b) osservato l'incoerenza dei costi del progetto codice 325 *South East Alps* (AT, IT, SI), richiedendo di correggerla;
- c) supportato la richiesta di ARERA di disaggregare il progetto TYNDP codice 28 Italia - Montenegro, per i sette anni di differenza tra le entrate in esercizio previste del primo polo e del secondo polo;
- d) riportato la richiesta di ARERA di considerare il progetto codice 150 Slovenia - Italia in stato "in valutazione", poiché il progetto non è ancora approvato lato Slovenia;
- e) indicato la richiesta di ARERA di rivedere il progetto codice 325 *South East Alps* (AT, IT, SI), richiedendo di eliminare il progetto 380 kV Italia - Austria (Veneto region - Lienz), perché cancellato in entrambi i paesi;
- ACER ha inoltre adottato e pubblicato l'Opinione 13/2019 sui piani di sviluppo nazionali e sulla loro coerenza con il TYNDP. In questa opinione, relativamente ai progetti italiani, ACER ha:
 - a) osservato che i progetti con impatto *cross-border* Dobbiaco (IT) - Lienz (AT) e stazione Volpago (IT) non erano inclusi nel TYNDP 2018;
 - b) ribadito la necessità di disaggregare il progetto TYNDP codice 28 Italia - Montenegro;
 - c) indicato di porre "in valutazione" il secondo polo del progetto TYNDP codice 28 Italia - Montenegro, il progetto TYNDP codice 29 Italia - Tunisia, il progetto TYNDP codice 150 Italia - Slovenia, il progetto TYNDP codice 283 Tu.Nur e il progetto TYNDP codice 375 Lienz (AT) - Veneto region (IT) 220 kV;
- lo schema di TYNDP 2020 è stato posto in consultazione il 6 novembre 2020;
- al momento ACER non ha ancora adottato la propria opinione sullo schema di TYNDP 2020, né l'opinione sulla coerenza tra i piani nazionali di sviluppo e il TYNDP.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO I PROCEDIMENTI DI CONSULTAZIONE:

- l'Autorità ha avviato il procedimento di consultazione dello schema di Piano 2019, con comunicato del 30 maggio 2019, ai sensi della deliberazione 627/2016/R/EEL;
- nell'ambito della consultazione, il 26 giugno 2019, presso la sede dell'Autorità di Milano, sono state organizzate una sessione pubblica con la presentazione dello schema di Piano 2019 e risposte da parte di Terna ai quesiti dei soggetti interessati e una sessione pubblica di approfondimento sugli interventi di sviluppo HVDC Continente -Sicilia -Sardegna e HVDC adriatico e sulle analisi costi benefici dei progetti HVDC;

- le presentazioni delle sessioni pubbliche del 26 giugno 2019, le osservazioni dei soggetti interessati e le contro-osservazioni di Terna sono state pubblicate sul sito internet dell’Autorità;
- l’Autorità ha avviato il procedimento di consultazione dello schema di Piano 2020, con comunicato del 22 maggio 2020, ai sensi della deliberazione 627/2016/R/EEL;
- nell’ambito della consultazione, il 15 giugno 2020, è stata organizzata una sessione pubblica *online* di presentazione e discussione dello schema di Piano 2020, con risposte da parte di Terna ai quesiti dei soggetti interessati;
- la presentazione sintetica del Piano, le osservazioni dei soggetti interessati e le contro-osservazioni di Terna sono state pubblicate sul sito internet dell’Autorità;
- la valutazione degli schemi di Piano 2019 e 2020 è stata condotta anche alla luce delle osservazioni formulate dai soggetti interessati nell’ambito delle rispettive consultazioni, nonché delle contro-osservazioni di Terna a tali osservazioni;
- nell’ambito dei procedimenti di consultazione degli schemi di Piano, alcuni soggetti hanno evidenziato, tra l’altro, per quanto riguarda aspetti di processo:
 - a) un generale apprezzamento per la predisposizione del Piano e le informazioni rese disponibili da Terna;
 - b) una richiesta di maggiore sintesi delle informazioni ricorrenti in ogni Piano, a vantaggio di una maggiore focalizzazione sulle informazioni “incrementali” in ciascun Piano;
 - c) una richiesta di illustrare nei Piani gli interventi previsti nell’ambito del programma per l’adeguamento e l’eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico di cui all’articolo 1-quinquies della legge 290/2003;
 - d) un generale apprezzamento per le modalità di consultazione;
 - e) una richiesta di coinvolgimento, nel seminario di presentazione, di alcuni esperti, come successo nel 2019, per l’analisi da parte di soggetti terzi di alcuni aspetti e/o dei principali interventi previsti dal PdS;
 - f) una condivisa richiesta di approfondire il coordinamento tra piani di sviluppo della trasmissione e piani di sviluppo della distribuzione, in particolare secondo uno dei soggetti tale coordinamento dovrebbe riguardare gli interventi delle imprese di distribuzione che comportano un impatto sulla rete di trasmissione e gli interventi sulla rete di trasmissione nazionale che potrebbero agevolare o supportare lo sviluppo delle reti di distribuzione;
 - g) una proposta di implementazione di una procedura di “pianificazione partecipata” degli interventi di sviluppo, con il coinvolgimento delle Regioni interessate soprattutto per le opere di maggiore rilevanza;
- nell’ambito dei procedimenti di consultazione degli schemi di Piano, per quanto riguarda gli scenari e l’analisi costi benefici:
 - a) si è registrato diffuso apprezzamento per il coordinamento tra Terna e Snam nell’elaborazione degli scenari e per l’allineamento con gli scenari europei;

- b) vari soggetti hanno apprezzato lo sforzo profuso da Terna per una descrizione dettagliata degli scenari che stanno alla base del Piano, ma anche espresso una richiesta di ancora maggiore condivisione sulle ipotesi alla base delle analisi condotte;
 - c) è stato richiesto che le informazioni sulla capacità disponibile per zona includano gli accumuli centralizzati e distribuiti;
 - d) la Regione Autonoma Sardegna ha indicato di non condividere la stima del potenziale di impianti di pompaggio in Sardegna nello schema di Piano 2020, pari ad almeno 1000 MW, anche perché *“dato l’elevato numero d’invasi già presenti in Sardegna (circa 50) e il loro impatto sul territorio appare irrealistico ipotizzare di realizzare o anche solo programmare nuovi invasi; gli invasi esistenti sono stati realizzati in un’epoca nel quale la normativa sull’assegnazione delle opere e sugli impatti ambientali non esisteva o comunque era molto meno stringente”*;
 - e) è stato richiesto di esplicitare i risultati parziali che permettono la stima dei benefici (produzione per fonte, riduzione quantità movimentate in MSD e relativi costi evitati, etc.) per ciascuno scenario e anno orizzonte;
 - f) è stato espresso comune apprezzamento per l’approfondita analisi degli interventi oggetto delle nuove Schede Premium con maggiori informazioni sugli interventi rilevanti e sulla relativa analisi costi-benefici;
- in relazione all’osservazione sulla possibilità di realizzare impianti di accumulo, Terna ha contro-osservato che *“in mancanza dello sviluppo di 6 GW di nuovi sistemi di accumulo centralizzati al 2030 e di oltre a 4,5 GW di sistemi di accumulo distribuiti si registrerebbero valori di overgeneration residua estremamente elevati, riducendo pertanto la capacità del Sistema Elettrico di integrare a pieno la generazione da fonte rinnovabile”*;
 - inoltre, alcuni soggetti hanno evidenziato preoccupazione per il progressivo incremento della c.d. mancata produzione eolica negli ultimi anni e indicato che *“non sembra che gli interventi messi in atto da Terna stiano invertendo il trend di crescita della MPE messa in evidenza nel PdS nelle zone Sud e Centro Sud”*;
 - con riferimento all’intervento con HVDC Continente - Sicilia - Sardegna:
 - a) è stata indicata da un soggetto partecipante alla consultazione preoccupazione per l’aumento dei costi (+42%), dallo schema di Piano 2019 a quello 2020, del Collegamento HVDC Continente - Sicilia – Sardegna; è stato anche indicato che *“non sia possibile l’avvio dei cantieri del collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Campania nel 2021”*;
 - b) altri operatori hanno sottolineato che *“la realizzazione per fasi successive delle singole tratte tra il 2025 e il 2028, si basano sull’ipotesi di un fast track autorizzativo. Dato che l’importanza del progetto è fortemente collegata alle tempistiche di realizzazione e di entrata in esercizio, si ritiene utile fornire una timeline per il completamento delle opere nel caso in cui i tempi del processo di autorizzazione fossero quelli normalmente attesi”*;

- c) inoltre, è stato osservato che *“l’analisi dei benefici nei vari scenari potrebbe essere integrata con il dettaglio dei risultati conseguiti da ciascuna tratta del collegamento (Continente-Sicilia e Sicilia-Sardegna) e per ciascun livello di capacità di interconnessione (500 MW oppure 1000 MW su ogni tratta, in funzione dell’avanzamento del raddoppio del collegamento). In relazione allo sviluppo modulare dell’opera, infatti, ciascun elemento del doppio bi-terminale potrebbe essere valutato singolarmente, specificando in tal modo il livello di beneficio ottenuto in ciascun anno di riferimento”*;
- in relazione alle tempistiche degli HVDC Sicilia - Sardegna - Continente, Terna ha contro-osservato che *“il timing rappresenta l’orizzonte temporale entro cui l’opera sarà gradualmente realizzata. Infatti, il progetto sarà realizzato in soluzione modulare, soprattutto a causa della limitata capacità produttiva dichiarata dai fornitori e al numero ridotto di fornitori capaci di costruire un collegamento di tale complessità (capacità produttiva fortemente ridotta nel prossimo quinquennio per presenza di altri progetti già avviati in Europa e nel Mondo)”*;
 - inoltre, Terna ha indicato che *“in merito alla richiesta di rappresentare l’ACB per ciascuna tratta e livello di interconnessione si rappresenta che si tratta di un’opera che ha una sua valenza e funzionalità nella sua interezza e la sua entrata progressiva risponde ad esigenza di natura tecnico-commerciale, legata alla disponibilità dei cavi marini ad alta profondità”*;
 - con riferimento ad altri specifici interventi degli schemi di Piano:
 - a) con riferimento a un nuovo intervento proposto tra Caracoli e Ciminna, è stato osservato che l’intervento deriva dalla scelta di spostare la stazione di conversione del collegamento HVDC dalla stazione elettrica (SE) Ciminna alla SE Caracoli e di completare la direttrice 380 kV tra Sicilia Orientale e Occidentale prolungando la nuova linea a 380 kV Chiaramonte - Ciminna fino alla nuova sezione a 380 kV della SE Caracoli. Alcuni soggetti ritengono quindi opportuno valutare l’inserimento di questo intervento come variante dell’intervento codice 602-P, che diventerebbe quindi *“Elettrodotto Chiaramonte G. - Caracoli”*;
 - b) riguardo l’interconnessione HVDC Italia - Tunisia, è stato osservato *“che l’entrata in esercizio dell’interconnessione dovrebbe essere subordinata alla realizzazione delle altre linee di connessione che dovrebbero se non risolvere, quantomeno attenuare il problema delle congestioni nell’Isola ed alla completa realizzazione del collegamento con il Continente”*;
 - c) riguardo il secondo polo dell’interconnessione Italia – Montenegro, un soggetto ha indicato che *“analogamente a quanto affermato per l’interconnessione Italia-Tunisia, riteniamo importante che questo intervento sia realizzato in subordine a quelli previsti sul suolo a livello nazionale, al fine di non acuire il problema delle congestioni sulla RTN”*, mentre un altro soggetto ha indicato che *“non sono presentati ulteriori*

elementi o approfondimenti su cui poter effettuare considerazioni circa lo sviluppo del secondo polo”;

- d) riguardo l'intervento HVDC Centro Sud - Centro Nord, è stata indicata l'opportunità che, vista la compresenza di scenari con indici di utilità per il sistema (IUS) molto diversi, si approfondiscano ulteriormente le valutazioni fatte, eventualmente “sdoppiando” l'intervento in due poli da 500 MW, per contenere il rischio legato all'incertezza su orizzonti di lungo termine.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO LO STUDIO RSE SARDEGNA:

- con comunicato del 10 agosto 2020, l'Autorità ha reso disponibile, ai fini della valutazione e della discussione pubblica, lo studio RSE Sardegna, relativo alle possibili configurazioni infrastrutturali per lo sviluppo energetico della regione;
- il 9 ottobre 2020, l'Autorità ha organizzato un *workshop online* allo scopo di permettere a RSE di fornire contro-osservazioni e risposte alle osservazioni ricevute e di garantire un confronto di natura tecnica sullo studio RSE Sardegna;
- le osservazioni allo studio RSE Sardegna dei soggetti partecipanti alla consultazione e la documentazione del *workshop* del 9 ottobre 2020 sono state pubblicate sul sito internet dell'Autorità;
- come emerso anche in alcune delle osservazioni pervenute, lo studio RSE Sardegna si è concentrato principalmente nel valutare l'efficienza delle diverse alternative per le infrastrutture gas, mentre le soluzioni alternative basate sulla configurazione “elettrico” non risultano altrettanto approfondite;
- nelle contro-osservazioni del 9 ottobre, RSE ha confermato il focus principale su settore gas e ha indicato che, tra i progetti infrastrutturali analizzati, l'intervento 723-P (di seguito anche: *Tyrrhenian Link*) sia l'unico per il quale costi e benefici travalicano il perimetro regionale considerato per lo studio e risulterebbero inoltre di difficile ripartizione tra Sicilia, Sardegna e Continente. Pertanto, i costi e i relativi benefici non sono stati contabilizzati nello studio RSE Sardegna, al pari dei costi della capacità termoelettrica aggiuntiva da realizzare in Sardegna come possibile alternativa;
- lo studio RSE Sardegna ha comunque sottolineato la “*rilevante importanza della situazione del parco termoelettrico sardo, attualmente basato in larga misura su impianti di generazione a carbone (Fiume Santo: 2 x 320 MW e Sulcis: 340 MW + 240 MW), dei quali, in accordo con il PNIEC, è prevista la chiusura entro il 2025*”.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO GLI SCENARI DEGLI SCHEMI DI PIANO 2019 E 2020:

- le valutazioni qui presentate riguardano gli scenari degli schemi di Piano 2019 e 2020;
- con le deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/GAS, in un'ottica di intersettorialità e complementarità tra i settori elettrico e gas (cd. *sector*

integration), e al fine di garantire coerenza nelle ipotesi per la pianificazione delle infrastrutture di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, l'Autorità ha disposto che le società Terna S.p.A. (di seguito: Terna) e Snam Rete Gas S.p.A. (di seguito: Snam) predisponessero scenari coordinati per gli schemi di Piano 2020;

- in data 30 settembre 2019 Snam e Terna hanno provveduto a pubblicare il Documento di Descrizione degli Scenari 2019 (di seguito: DDS 2019) redatto congiuntamente e propedeutico alla realizzazione delle analisi costi benefici (di seguito anche: ACB) degli interventi;
- la pubblicazione degli scenari europei, prevista a settembre 2019, è avvenuta solo a giugno 2020, e ciò ha comportato che gli scenari nazionali, pubblicati a settembre 2019 ai fini della relativa applicazione nei Piani 2020, fossero predisposti con dati preliminari rispetto a quelli utilizzati poi per gli scenari europei, ingenerando di fatto incoerenze con i dati successivamente consolidati dai gestori delle reti di trasporto europei;
- nello schema di Piano 2020, Terna ha applicato le analisi costi benefici a sei casi studio e tre scenari: PNIEC 2025; BAU, DEC e PNIEC 2030; BAU e DEC 2040;
- nel DDS 2019 Snam-Terna non era invece stato predisposto lo scenario PNIEC per l'anno 2040, salvo definirne i prezzi delle *commodities* e della CO₂;
- nette differenze si riscontrano confrontando il livello di importazione dai paesi esteri tra gli scenari nazionali e gli scenari dei TYNDP europei: ad esempio, negli scenari BAU, CEN, DEC e PNIEC 2030 l'importazione netta varia tra 28 e 36 TWh/anno, mentre negli scenari del TYNDP l'importazione netta è mediamente maggiore di oltre 40 TWh/anno rispetto ai dati di scenario Snam-Terna, fino a +85 / +95 TWh/anno quando si confrontano i risultati di ciascun anno climatico dello scenario ENTSO DE 2040 rispetto allo scenario DEC 2040 del DDS 2019;
- differenze così nette determinano flussi di energia totalmente differenti, almeno nel sistema peninsulare e ai suoi confini, e risultati in termini di generazione elettrica significativamente differenti, con una forte riduzione della produzione termoelettrica da fonti fossili e in particolare da gas naturale;
- di conseguenza, risulta anche significativamente ridotta la domanda di gas naturale in Italia;
- sulla base dei risultati presentati nel capitolo 10 del DDS 2019, nel caso studio PNIEC 2030, l'Italia risulta importatrice da Francia (14 TWh/anno netti), Slovenia (10 TWh/anno netti) e Montenegro (6 TWh/anno), mentre lo scambio alle frontiere svizzera e austriaca è sostanzialmente bilanciato;
- il suddetto risultato in termini di distribuzione dei flussi di importazione differisce significativamente dai risultati dei casi studio BAU, CEN e DEC 2030, in cui la Svizzera è nettamente esportatrice verso l'Italia (oltre 10 TWh/anno) e lo scambio con il Montenegro è sostanzialmente bilanciato; queste ultime condizioni si ripetono in tutti e tre gli scenari del TYNDP all'anno 2030,

- salvo un livello di import più significativo alla frontiera svizzera (tra 24 e 44 TWh/anno);
- il motivo della differente (e inattesa) distribuzione dei flussi nel caso studio PNIEC 2030 potrebbe essere collegato alla rappresentazione (non aggiornata) dei paesi esteri e alla scelta di “bloccare” l’importazione netta a livelli allineati a quelli considerati nel Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima;
 - sulla base dei risultati presentati nel capitolo 10 del DDS 2019, l’Italia risulta esportatrice netta alle frontiere orientali (Slovenia, Montenegro e Grecia) in tutti e tre gli scenari BAU, CEN e DEC all’anno 2040, con un’esportazione netta cumulata a tali frontiere variabile tra 10 e 15 TWh/anno; tale risultato è confermato dallo schema di Piano 2020 per gli scenari BAU 2040 e DEC 2040;
 - si rileva inoltre che i flussi di scambio di energia elettrica nel capitolo 6 dello schema di Piano 2020 sono leggermente differenti (ad esempio, -7 TWh/anno di importazione netta nel caso BAU 2030) rispetto ai flussi transfrontalieri riportati nel capitolo 10 del DDS 2019;
 - le ipotesi sulla cosiddetta “rete base” per le ACB all’anno 2030 e all’anno 2040 includono sia l’interconnessione con la Tunisia, sia il secondo polo dell’interconnessione con il Montenegro, l’inclusione di tali interventi non è coerente con i contenuti del parere 674/2018/I/EEL, che ha esplicitamente posto “in valutazione” questi due interventi di sviluppo;
 - in particolare, l’inclusione dell’interconnessione con la Tunisia determina di fatto un carico virtuale collegato alla rete siciliana, pari a circa 4 TWh/anno in tutti gli scenari, che impatta sulle simulazioni dei flussi di energia verso la Sicilia e sul comportamento atteso della rete elettrica isolana, con possibili effetti sulle ACB dello schema di Piano 2020;
 - inoltre, si sono riscontrate significative differenze tra le ipotesi di costo dei combustibili e di prezzo della CO₂ tra gli scenari del DDS 2019 Snam-Terna e gli scenari dei TYNDP europei; in particolare, risulta elevata l’ipotesi sul costo del gas negli scenari PNIEC del DDS 2019;
 - infine, è stato riscontrato un differente utilizzo degli scenari di cui al DDS 2019 nei Piani 2020 del settore elettrico e del settore gas in relazione agli scenari simulati nelle ACB e agli anni studio considerati e, per tali differenti approcci, è di fatto ridimensionato il processo di costruzione di scenari congiunti tra energia elettrica e gas.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO LE ATTIVITÀ DI ANALISI DELLE CAPACITÀ OBIETTIVO:

- le valutazioni qui presentate riguardano le attività di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo;
- l’approccio di pianificazione dello sviluppo della rete non si basa esclusivamente sull’applicazione dell’analisi costi benefici (ACB) agli interventi di sviluppo, ma è anche supportato dall’identificazione delle esigenze del sistema elettrico; tale attività – indicata da ENTSO-E con il termine “*identification of system needs*” –

- trova applicazione in Italia nel rapporto capacità obiettivo 2020, che Terna ha predisposto a seguito della richiesta dell’Autorità nella deliberazione 698/2018/R/EEL. La capacità obiettivo è il livello di capacità che sarebbe efficiente realizzare, poiché caratterizzato da benefici marginali superiori ai costi marginali. Oltre la capacità obiettivo, invece, i costi sono superiori ai benefici, rendendo sub-ottimale un ulteriore rinforzo;
- il rapporto capacità obiettivo 2020 ha identificato i seguenti principali risultati per le espansioni di capacità entro il 2030:
 - a) le esigenze di sviluppo alle interconnessioni sono mitigate nello scenario *Business as Usual* (BAU), con capacità obiettivo che, prima dell’applicazione dell’approccio c.d. di *least regret* che combina i risultati dei due scenari, risultano inferiori nel BAU 2030 rispetto allo scenario PNIEC;
 - b) risulta economicamente efficiente investire in una ulteriore espansione della capacità alla frontiera settentrionale: anche successivamente agli incrementi di 1200 MW associato alla prossima entrata in esercizio dell’HVDC Italia - Francia e di circa 400 MW per i due collegamenti con l’Austria (al Brennero e al Passo Resia), sarebbero utili ulteriori 1300 MW;
 - c) non risulta appropriato effettuare significativi investimenti alla “frontiera est” (Slovenia +100 MW; Croazia +25 MW, Grecia +25 MW, Montenegro 0);
 - d) è prevista forte esportazione dall’Italia alla Tunisia, verso cui sarebbe economicamente giustificabile un incremento di capacità di 650 MW;
 - e) sono presenti esigenze di rinforzo nella zona centro-settentrionale (sezioni Nord - Centro Nord e Centro Nord - Centro Sud) in misura relativamente contenuta (+400 MW);
 - f) si riscontra una significativa esigenza di maggiore connessione con la Sardegna (+1800 MW su tutte le sezioni);
 - g) è opportuno il rinforzo delle connessioni della zona Centro Sud (+950 MW verso zona Sud e +700 MW verso Sicilia);
 - lo schema di rapporto TYNDP *System Needs* 2020, relativo al solo scenario *National Trends*, ma con analisi fino all’anno orizzonte 2040, indica che:
 - a) alla frontiera settentrionale, oltre agli incrementi di 1600 MW per i progetti in corso di realizzazione con Francia e Austria, sarebbero utili ulteriori 4700 MW;
 - b) ci sono alcune opportunità di investire alla frontiera orientale (Montenegro +600 MW, Grecia +1000 MW);
 - c) risulta opportuna ulteriore interconnessione con Malta (+500 MW);
 - d) non considera l’interconnessione con la Tunisia.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO LA METODOLOGIA DI ANALISI COSTI BENEFICI:

- le informazioni e considerazioni qui presentate riguardano la metodologia di analisi costi benefici e la sua applicazione negli schemi di Piano 2019 e 2020;
- gli schemi di Piano 2019 e 2020 sono accompagnati dal relativo allegato metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici, in cui le principali proposte di Terna riguardano l'implementazione di una delle 11 categorie di beneficio (resilienza) e la proposta di due nuove categorie di beneficio per aspetti socio-ambientali, in particolare:
 - a) riguardo il beneficio B13, negli schemi di Piani 2019 e 2020 è applicata la relativa proposta metodologica 2018-2019. Nello schema di Piano 2020 Terna indica però che *“l'esperienza maturata in questi anni insieme all'evoluzione degli scenari di riferimento, hanno evidenziato la necessità di passare da una pianificazione deterministica ad un nuovo approccio di tipo probabilistico che consenta di evidenziare e quantificare la probabilità di guasti e contingenze multiple, causate da diverse tipologie di eventi meteo estremi, nonché di valutare il loro impatto sul sistema elettrico, in termini di disalimentazioni, considerando i possibili effetti a cascata sulla rete. Con l'intento quindi di passare da un criterio di sicurezza n-1 ad un meccanismo n-k, Terna sta rivedendo l'attuale metodologia per la determinazione dell'indicatore Resilienza per la rete di trasmissione nazionale”*;
 - b) è proposto un nuovo beneficio B20, “anticipo fruizione benefici”, che secondo l'allegato metodologico, *“valorizza il beneficio derivante dalla fruizione in anticipo di benefici di un intervento la cui entrata in esercizio viene accelerata grazie ad azioni specifiche, quali il ricorso a soluzioni tecnologiche e razionalizzazioni di rete (migliorative) che incidono favorevolmente sulle tempistiche autorizzative/realizzative e sull'accettazione territoriale”*; inoltre *“l'effetto del completamento anticipato del progetto e l'anticipo della fruizione dei benefici impone il considerare le annualità addizionali di beneficio che il completamento comporta”*;
 - c) è proposto un nuovo beneficio B21, “Visual Amenity Preservata/Restituita” (VAPR), che quantifica il beneficio derivante dall'adozione di soluzioni tecnologiche migliorative e innovative a maggior sostenibilità territoriale, valorizzando la variazione del valore del territorio rispetto alla soluzione *standard* e valuta il minore impatto visuale sul territorio. Secondo l'allegato metodologico, la VAPR può essere valorizzata solo e soltanto quando è stata identificata la soluzione *standard* e almeno una soluzione migliorativa, tipicamente nella fase conclusiva della concertazione;
- inoltre, a partire dallo schema di Piano 2020, anche in esito alle verifiche condotte dagli esperti indipendenti e alle loro proposte, Terna ha disaggregato la valorizzazione del beneficio B7, che riguarda la variazione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento, che *“è stato distinto tra la quota parte di beneficio calcolata*

tramite strumento di simulazione di rete” con rappresentazione nodale (B7n) e “la quota parte risultante dal tool di simulazione di mercato” con rappresentazione zonale (B7z).

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO I PRINCIPALI IMPATTI DELLO SCHEMA DI PIANO 2020:

- lo schema di Piano 2020 “prevede interventi per oltre 14 miliardi di euro nel prossimo decennio”, in crescita rispetto agli oltre 12 miliardi di euro dello schema di Piano 2018 e ai 13 miliardi di euro dello schema di Piano 2019; e anche rispetto al Piano Nazionale Integrato Energia e Clima che ha quantificato per le reti di trasmissione la necessità di investimenti per un ammontare di circa 13 miliardi di euro;
- lo schema di Piano 2020 indica i seguenti benefici o impatti positivi, cumulati:
 - a) possibile incremento di oltre 5000 MW di capacità di interconnessione con l'estero (1200 MW Francia, 1000 MW Svizzera, 900 MW Austria, 1000 MW Slovenia, 600 MW Montenegro, 600 MW Tunisia);
 - b) incremento dei limiti di transito tra zone di oltre 7000 MW (progetti Colunga - Calenzano, HVDC Centro Sud - Centro Nord, rimozione limitazioni Centro Nord - Centro Sud, Deliceto - Bisaccia, Foggia - Villanova, Montecorvino - Benevento, riassetto rete Nord Calabria, HVDC Continente - Sicilia e HVDC Sicilia - Sardegna, SA.CO.I. 3);
 - c) in termini di adeguatezza, una riduzione della *loss of load expectation* da 37 ore nel caso teorico “senza interventi” a 3 ore all'anno studio 2025 e significative riduzioni anche negli anni studio 2030 e 2040;
 - d) riduzione di perdite di rete, con conseguente riduzione di emissioni per circa 300 ktCO₂/anno, pressoché indipendente dallo scenario considerato;
 - e) ulteriore riduzione delle perdite, legate alla variazione del dispacciamento principalmente grazie all'incremento di interconnessione con l'estero, con impatto variabile tra 400 e 1800 ktCO₂/anno.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO L'INTERVENTO SA.CO.I. 3:

- le seguenti informazioni riguardano l'intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice identificativo 301-P;
- lo schema di Piano 2020 indica il completamento dell'opera principale previsto nel 2024 (era 2023 nello schema di Piano 2018) e un costo di investimento per l'Italia di 766 milioni di euro (era 674 milioni di euro nello schema di Piano 2018);
- riguardo la modifica della data prevista di entrata in esercizio, lo schema di Piano 2019 indica che “l'avvio procedimento autorizzativo, riprogrammato nel 2019, si è reso necessario per consentire la condivisione delle soluzioni tecniche con il territorio”;

- lo schema di Piano 2020 indica che *“nella prima metà del 2019 si è conclusa la Consultazione Pubblica in Italia (in conformità al Regolamento (UE) 347/2013) con la popolazione e le Amministrazioni locali nei Comuni interessati dal progetto. Conseguentemente, ad Agosto 2019, il MiSE ha avviato formalmente il procedimento autorizzativo e a Settembre 2019 il MATTM ha avviato il procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale”*;
- lo schema di Piano 2020 indica che *“in esito alle consultazioni pubbliche svolte in Italia ed in Corsica e agli sviluppi degli studi di fattibilità tecnica, il progetto ha subito un incremento di costo [rispetto allo schema di Piano 2019] dovuto principalmente ad un aumento delle consistenze di progetto”*;
- lo schema di Piano 2020 indica che *“a fronte del rifacimento del SACOI 3, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, EDF verserà un contributo pari a 20 M€/anno a partire dalla data di completamento del progetto, valorizzato nell’indicatore B16. In merito ad altri contributi europei, non ci sono né misure né certezze in merito”*;
- lo schema di TYNDP 2020 indica un incremento di costo di investimento per l’intero intervento (cioè Italia e Francia) a 900 milioni di euro (nel TYNDP 2018 era 750 milioni di euro, con un’incertezza di +/- 10% per i costi aggiuntivi dovuti a requisiti di sicurezza, ambientali o legali imposti durante il processo di autorizzazione);
- la lista PCI 2019 include il progetto di interesse comune codice 2.4 *Interconnection between Codrongianos (IT), Lucciana (Corsica, FR) and Suvereto (IT) [currently known as “SACOI 3”]*;
- la presenza nella lista PCI 2019 consente 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 potenzialmente, a valle di tale decisione, l’accesso a finanziamenti per lavori dal fondo *“Connecting Europe Facility”*;
- la tempistica di realizzazione del progetto SA.CO.I. 3 e il suo contributo alla decarbonizzazione dei sistemi insulari di Sardegna e Corsica è compatibile con l’accesso a finanziamenti previsti dalla proposta di regolamento europeo *recovery facility*.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO L’INTERCONNESSIONE ITALIA - TUNISIA:

- le seguenti informazioni riguardano l’intervento di interconnessione tra Italia e Tunisia, codice identificativo 601-I;
- con il decreto 25 febbraio 2020 il Ministro dello Sviluppo Economico ha approvato i Piani 2016 e 2017 e, in particolare, ad eccezione di quanto richiesto dall’Autorità, ha ritenuto di porre l’interconnessione Italia - Tunisia in fase di pianificazione, nel rispetto delle condizioni contenute nell’Accordo Intergovernativo del 30 aprile 2019;
- l’Accordo Intergovernativo del 30 aprile 2019 stabilisce, all’articolo 3, che l’interconnessione è una linea di tipo pubblico la cui realizzazione è soggetta

- all’ottenimento di un congruo finanziamento da parte della Commissione europea;
- la lista PCI 2019 include il progetto di interesse comune codice 3.27 *Interconnection between Sicily (IT) and Tunisia node (TU) [currently known as “ELMED”]*;
 - la presenza nella lista PCI 2019 consente al progetto Italia – Tunisia di poter beneficiare delle misure previste dal Regolamento (UE) 347/2013, inclusa la possibilità di decisione di allocazione transfrontaliera dei costi di investimento e potenzialmente, a valle di tale decisione, l’accesso a finanziamenti per lavori dal fondo “*Connecting Europe Facility*”;
 - con la deliberazione 176/2020/R/EEL, l’Autorità ha deciso l’allocazione dei costi *cross-border* del progetto, ripartendo il costo di investimento del PCI 3.27 (stimato in 600 milioni di euro) in parti uguali tra il gestore del sistema di trasmissione italiano e il gestore del sistema di trasmissione tunisino, nei limiti individuati nell’Allegato A al provvedimento; tali limiti corrispondono a un vincolo al 50% di contributi, come quantificato nella proposta di ripartizione dei costi su base transfrontaliera presentata da Terna, d’intesa con il gestore del sistema di trasmissione tunisino;
 - con la deliberazione 176/2020/R/EEL, l’Autorità ha previsto la possibile revisione della decisione, al verificarsi di specifiche circostanze e, in particolare, in caso di contributo UE inferiore al 50%;
 - il 2 ottobre 2020 la Commissione Europea ha dato notizia dell’assegnazione dei fondi *Connecting Europe Facility* 2020: il progetto Italia - Tunisia non ha ricevuto finanziamenti (rispetto ai 998 milioni di euro disponibili);
 - nei prossimi anni sono previsti ulteriori bandi per l’assegnazione dei fondi *Connecting Europe Facility*;
 - lo schema di Piano 2020 indica l’entrata in esercizio dell’intervento nel 2027 (era 2025 nello schema di Piano 2018) e costo di investimento stimato di 300 milioni di euro (per la parte italiana, confermato), specificando inoltre che “la realizzazione del progetto è condizionata all’ottenimento di adeguati strumenti di finanziamento”;
 - lo schema di Piano 2020 indica che alla fine del 2019 sono state avviate le attività propedeutiche alla consultazione ai sensi del Regolamento (UE) 347/2013;
 - lo schema di TYNDP 2020 include il progetto codice 29.635 di interconnessione Italia - Tunisia, data attesa di *commissioning* 2027, capacità di trasporto 600 MW, costo di investimento di 600 milioni di euro (totale Italia e Tunisia, confermato) e un costo operativo di 3 milioni di euro all’anno.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO IL SECONDO POLO DELL'INTERCONNESSIONE ITALIA - MONTENEGRO:

- le seguenti informazioni riguardano il secondo polo dell'intervento di interconnessione tra Italia e Montenegro, incluso nell'investimento codice 401-P;
- con il parere 674/2018/I/EEL l'Autorità aveva previsto che l'intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro, codice 401-P, fosse separato dal primo polo e posto "in valutazione", alla luce della condizionalità indicata da Terna relativamente allo sviluppo delle reti e dei mercati elettrici nei Balcani, della limitata utilità per il sistema elettrico italiano e delle osservazioni critiche riguardo lo sviluppo di tale secondo polo ricevute in sede di consultazione pubblica;
- negli schemi di Piano 2019 e 2020 Terna non ha dato seguito alla richiesta dell'Autorità, di separare il secondo polo rispetto al primo polo entrato in esercizio il 28 dicembre 2019;
- la scheda intervento del Piano 2020 non riporta la ACB separata del secondo polo, ma fa solo riferimento alla ACB del solo secondo polo, condotta e consultata in parallelo alla consultazione dell'Autorità sul Piano 2018;
- l'attività di verifica degli esperti indipendenti sulla ACB del solo secondo polo ha evidenziato che:
 - a) l'indicatore IUS (B/C) base risulta inferiore a 1 sia nello scenario *Sustainable Transition* (ST), sia nello scenario *Distributed Generation* (DG) dello schema di Piano 2018 / del TYNDP 2018;
 - b) l'indicatore IUS relativo all'intera gamma di benefici risulta 1,0 nello scenario ST e 1,2 nello scenario DG, dopo che il verificatore ha rettificato diverse ipotesi adottate da Terna e, in particolare, i coefficienti di valorizzazione del beneficio B18 adottando i valori medi di costo sociale della CO2 definiti dalla Banca Europea degli Investimenti (BEI);
- nello schema di TYNDP 2020, viene invece condotta l'analisi del solo secondo polo: il costo stimato di investimento è pari a 362 milioni di euro, la data di entrata in esercizio attesa è il 2026, si indica stretta correlazione con i progetti Transbalkan (codice TYNDP 227) e Mid Continental East (codice TYNDP 144), che prevedono rinforzi (ripetutamente posticipati) delle reti elettriche dei Balcani;
- infine, la preesistente qualifica di PCI è stata rimossa dalla Commissione Europea nella decisione riguardo la lista PCI 2019.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO L'INTERCONNESSIONE 220 kV ITALIA - AUSTRIA:

- le seguenti informazioni riguardano l'intervento di interconnessione 220 kV Italia - Austria, codice 204-P;
- con il parere 674/2018/I/EEL l'Autorità aveva previsto che il nuovo intervento di interconnessione 220 kV Italia - Austria fosse posto "in valutazione/allo studio",

- per favorire maggiore chiarezza sulle opzioni di possibile evoluzione, incluse la soluzione HVDC e la sinergia con altre attività infrastrutturali;
- tale valutazione era dipesa principalmente da informazioni incoerenti e poco chiarite tra schema di Piano 2018 e TYNDP 2018;
 - nello schema di Piano 2020:
 - a) il progetto 220 kV è stato meglio chiarito, ma anche significativamente posticipato (entrata in esercizio prevista nel 2030 anziché nel 2024);
 - b) il costo di investimento lato Italia è sostanzialmente confermato (83 milioni di euro);
 - c) l'impatto sulla capacità di interconnessione è pure confermato (+520 MW);
 - d) l'indicatore IUS base vale 2,2 nello scenario DEC e 1,2 nello scenario BAU;
 - nello schema di TYNDP 2020 è stato eliminato il progetto 380 kV, impropriamente duplicato nel TYNDP 2018.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO L'HVDC CENTRO SUD - CENTRO NORD:

- le seguenti informazioni riguardano l'intervento di sviluppo HVDC Centro Sud – Centro Nord (codice 436-P);
- fino al Piano 2014 per rinforzare la dorsale Centro Sud - Centro Nord era proposto un elettrodotto 380 kV Fano - Teramo, successivamente posto in valutazione *“in relazione all'incertezza di fattibilità dell'opera (l'intervento “Fano - Teramo” è stato interessato da un lungo processo di concertazione con gli Enti Locali interessati. Nonostante fosse stato condiviso il corridoio preferenziale con le Regioni interessate, i tavoli tecnici attivati con le Province per la condivisione della Fascia di Fattibilità di tracciato hanno determinato forti dissensi nei confronti della nuova opera, in particolare nella regione Marche che con D.G.R. 24/02/2014 ha chiuso con esito negativo il procedimento di valutazione)”*;
- nello schema di Piano 2018, era stato proposto un HVDC connesso ai nodi di Villanova (o Villavalle) e Fano (o Porto Tolle) sulla base della disponibilità dei siti più idonei per la realizzazione delle stazioni di conversione;
- con il parere 674/2018/I/EEL l'Autorità aveva previsto che la valutazione del nuovo intervento HVDC Centro Sud - Centro Nord (o Nord), che risultava ancora in stato preliminare di avanzamento, proseguisse, a valle di una più precisa identificazione dei punti di connessione alla rete, della potenza nominale del collegamento e della stima dei relativi costi di investimento, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall'Autorità;
- lo schema di Piano 2020:
 - a) definisce la localizzazione delle stazioni di conversione a Villanova e a Fano;
 - b) non specifica la lunghezza del collegamento ma fornisce l'indicatore I22 (variazione km di linee elettriche realizzate), pari a 228 km;

- c) indica che la potenza nominale dovrà essere di almeno 1000 MW;
 - d) chiarisce che “il nuovo collegamento, a fronte di una capacità nominale di 1.000 MW, consentirà un incremento della capacità di scambio di 1000 MW tra Centro Sud e Centro Nord e 600 MW tra Centro Nord e Nord”;
 - e) definisce la data di entrata in esercizio prevista all’anno 2030 (era “lungo termine” nel Piano 2018 e anno 2027 nel TYNDP 2018);
 - f) conferma il costo di investimento stimato a 1115 milioni di euro;
 - g) evidenzia uno IUS base pari a 2,1 nello scenario DEC e a 1,0 nello scenario BAU;
- lo schema di TYNDP 2020 conferma il dato di costo di investimento, ma indica una lunghezza di 400 km.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO GLI HVDC SICILIA-CONTINENTE E SICILIA-SARDEGNA:

- le seguenti informazioni e considerazioni riguardano l’intervento di sviluppo denominato HVDC Continente - Sicilia - Sardegna (codice 723-P);
- lo schema di Piano 2018 ha prospettato una soluzione di nuovo sviluppo della capacità di interconnessione verso il continente destinato ad interessare l’area sud della Sardegna; la soluzione indicata come preferibile era un collegamento tra Sardegna (Villasor) e Sicilia (Ciminna), mentre l’effettivo punto di connessione al Continente (zona Sud o zona Centro-Sud) era subordinato a verifiche tecnico-ambientali;
- il TYNDP 2018 include il progetto codice 339 denominato *Italian HVDC tri-terminal link* e fa riferimento alle stesse stazioni di Villasor e Ciminna;
- con il parere 674/2018/I/EEL l’Autorità ha previsto di proseguire la valutazione del nuovo intervento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna, che risultava ancora in stato preliminare di avanzamento con localizzazione sul continente “da definire” e risultava caratterizzato da benefici leggermente inferiori in uno scenario o leggermente superiori ai costi nell’altro dei due scenari dello schema di Piano 2018, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall’Autorità;
- le verifiche di due esperti indipendenti sull’analisi costi benefici dell’intervento presentata nello schema di Piano 2018 avevano evidenziato diversi punti di attenzione sia riguardo le caratteristiche del progetto, sia riguardo l’applicazione dell’ACB, con riflessi metodologici;
- per quanto riguarda le caratteristiche del progetto, è stato innanzitutto richiesto di chiarire quale fosse la capacità di scambio con la Sicilia, ossia se il progetto fosse un collegamento tri-terminale (con scambio di 1000 MW) o un altro schema realizzativo (con possibilità di scambiare 2000 MW) e quale fosse la zona di connessione nel continente (Centro Sud oppure Sud);
- lo schema di Piano 2020 evidenzia un significativo ripensamento dell’intervento;

- lo schema di Piano 2020, pur facendo riferimento a un unico intervento codice 723-P e a un'unica analisi costi benefici, prevede due separati collegamenti HVDC:
 - a) HVDC Sicilia - Continente;
 - b) HVDC Sicilia - Sardegna;
- lo schema di Piano 2020 aggiorna o individua i siti delle stazioni di conversione:
 - a) una nuova stazione a sud di Montecorvino (SA), da collegare in entrata agli elettrodotti 380 kV Laino - Montecorvino, previa rimozione degli elementi limitanti di questi ultimi, nel tratto compreso tra la nuova stazione e la stazione di Montecorvino;
 - b) Caracoli, a Termini Imerese (PA);
 - c) Selargius (CA);
- lo schema di Piano 2020 indica che:
 - a) *“per quanto riguarda la scelta tecnologica, è stata preferita la configurazione VSC”* (Voltage Source Converter) e che *“il nuovo collegamento consentirà di riguardare un incremento della capacità di interconnessione di 1000 MW tra Sicilia e Sardegna e di 1000 MW tra Sicilia e Continente”*, informazioni contenute nel rapporto capacità obiettivo 2020 permettono di identificare che l'incremento di capacità è riferito alla zona Centro Sud;
 - b) per quanto riguarda le date di entrata in esercizio, *“con riferimento alla realizzazione modulare, la configurazione doppio bi-terminale consente di avere flessibilità sul fronte realizzativo e di rendere progressiva l'entrata in esercizio dell'opera a partire dal 2025”*. La data di completamento di ciascuno degli investimenti è però indicata in modo generico come “2025-2028” (era 2025 nello schema di Piano 2018);
 - c) per quanto riguarda l'ACB, *“l'analisi costi-benefici del progetto ha recepito i nuovi scenari dello schema di Piano 2020 e ha incluso all'interno dei modelli i Vincoli di esercizio dei collegamenti SAPEI e SA.CO.I. 3 (minimo tecnico e il vincolo di inversione rapida), non presenti nelle ACB dei precedenti Piani di Sviluppo. Tale modellazione consente di ottenere una più accurata rappresentazione del funzionamento del sistema elettrico e dei relativi benefici associabili al nuovo collegamento HVDC”*;
 - d) il costo di investimento previsto complessivo dei due HVDC è 3700 milioni di euro (era 2600 milioni di euro nello schema di Piano 2018);
 - e) in termini di benefici, nei casi studio PNIEC 2030 e DEC 2040 (i più rilevanti per il calcolo dello scenario PNIEC/DEC), la maggior parte del beneficio è correlata agli impatti positivi sul mercato per i servizi di dispacciamento, mentre il 40% circa del beneficio alla riduzione di requisiti di essenzialità del parco di generazione e all'integrazione di fonti rinnovabili a livello locale. Sono meno significativi gli impatti sulla riduzione dell'energia non fornita, sull'indicatore B1 di variazione socio-

economic welfare e sulla variazione di emissioni di gas effetto serra (di seguito: GHG) e di emissioni non-GHG;

- f) l'indicatore IUS di utilità per il sistema è indicato essere pari a 4,1 nello scenario PNIEC/DEC e a 1,8 nello scenario BAU;
- in termini di analisi costi benefici, i risultati sintetici sono differenti rispetto a quanto indicato nello schema di Piano 2019, ove l'intervento 723-P (in parte differente dai due HVDC proposti nello schema di Piano 2020) aveva registrato indicatori IUS pari a 0,9 nello scenario *Sustainable Transition* e a 1,3 nello scenario *Distributed Generation*, nonostante il costo di investimento sensibilmente inferiore (2600 milioni di euro) a quello aggiornato nello schema di Piano 2020;
 - a valle della modifica della localizzazione della stazione di conversione in Sicilia (da Ciminna a Caracoli), risulta da approfondire la coerenza temporale tra la data attesa di entrata in esercizio per i collegamenti Sicilia - Continente e Sicilia - Sardegna ("2025-2028") e la tempistica prevista per il nuovo intervento Ciminna - Caracoli, codice 627-N (attualmente previsto al 2030);
 - gli Uffici dell'Autorità hanno richiesto, con la comunicazione 11 giugno 2020, approfondimenti a Terna, incluse ulteriori analisi costi benefici, riguardo differenti configurazioni dell'intervento (doppio arco monopolare, solo arco monopolare Sicilia - Sardegna, solo arco monopolare Sicilia - Continente), nonché l'effetto di maggiore partecipazione di risorse distribuite e non programmabili ad alcuni servizi di dispacciamento;
 - Terna ha trasmesso i relativi risultati con comunicazione 6 novembre 2020, da cui emerge principalmente che:
 - a) nell'unico scenario analizzato PNIEC/DEC (cioè composto con i casi studio PNIEC 2025, PNIEC 2030 e DEC 2040) l'indicatore IUS per le diverse configurazioni risulta leggermente inferiore al valore della configurazione completa con due HVDC bipolari, ma comunque sempre pari almeno a 3,5 (per il caso di solo arco monopolare Sicilia - Continente) o superiore;
 - b) nell'ipotesi di maggiore partecipazione di risorse distribuite al dispacciamento, valutazione esplicitamente richiesta dagli Uffici, l'indicatore IUS si riduce ulteriormente ed è pari a 2,7 per il caso peggiore (arco monopolare Sicilia - Continente);
 - c) l'elemento comune a tutte le simulazioni condotte è che la realizzazione del solo arco Sicilia - Continente (monopolare) determina un rapporto benefici/costi positivo, ma inferiore rispetto a quello delle altre configurazioni. In altre parole, l'arco Sicilia - Sardegna risulta sempre più utile al sistema elettrico italiano rispetto all'arco Sicilia - Continente;
 - Terna ha inoltre indicato che *“per determinati eventi critici il Tyrrhenian Link risulta poi essere indispensabile e unica misura risolutiva ai fini della sicurezza dinamica della rete sarda”*; uno di questi eventi critici è un cortocircuito sulla rete continentale che determina blocco temporaneo del SAPEI e *commutation failure* del collegamento SA.CO.I.;

- con la medesima comunicazione del 6 novembre 2020, Terna ha fornito una valutazione comparativa dei costi per il sistema energetico della Sardegna in relazione a diverse configurazioni dell'intervento 723-P, della generazione e della capacità di accumulo in Sardegna, sollevando perplessità, in relazione a questi ultimi, sulla possibilità che si realizzino in Sardegna i circa 1100 MW di capacità di accumulo addizionale previsti nelle simulazioni preliminari alla preparazione della bozza di PNIEC;
- Terna ha effettuato tale analisi per diverse configurazioni, computando i costi di investimento e di esercizio delle infrastrutture di trasmissione (escluso il SACOI che è presente in tutte le configurazioni), i costi di investimento e di esercizio delle centrali di generazione termoelettrica, a valle del *phase-out* del carbone, e dei sistemi di accumulo;
- Terna ha concluso che l'intervento Continente - Sicilia - Sardegna può essere sostitutivo di circa 1300 MW di capacità di generazione termoelettrica addizionale in Sardegna e che la soluzione a minimo costo sistemico complessivo è la realizzazione dell'intervento 723-P in configurazione completa (due HVDC bipolari);
- infine, Terna ha sottolineato *“le maggiori prestazioni dinamiche del collegamento HVDC con tecnologia VSC rispetto alla capacità termoelettrica”*;
- in conclusione, per quanto riguarda l'HVDC Sicilia - Sardegna, gli approfondimenti forniti da Terna indicano la necessità dell'arco Sicilia - Sardegna per la sicurezza di esercizio (comportamento dinamico) del sistema elettrico sardo, oltre a una maggiore utilità sistemica dell'HVDC Sicilia - Sardegna rispetto all'HVDC Sicilia - Continente.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO IL COLLEGAMENTO HVDC SICILIA-CONTINENTE:

- le seguenti considerazioni riguardano specificamente l'HVDC Sicilia-Continente nell'ambito dell'intervento codice 723-P;
- per effetto dell'analisi ACB effettuata contestualmente alla presenza dell'altro HVDC Sicilia - Sardegna non è disponibile, negli schemi di Piano 2019 e 2020, una quantificazione dei benefici del solo collegamento HVDC Sicilia - Continente e del livello di interdipendenza dei benefici dei due collegamenti HVDC;
- come già detto, l'HVDC Sicilia - Continente si caratterizza, in tutti gli approfondimenti condotti da Terna (relativi a un collegamento monopolare, a capacità dimezzata), per un rapporto tra benefici e costi inferiore rispetto a quello dell'HVDC Sicilia - Sardegna;
- a seguito di verifiche condotte dagli Uffici dell'Autorità, applicando ipotesi standardizzate di analisi economica, fra cui un investimento equidistribuito in cinque anni (2024-2028) e una vita economica di 25 anni a partire dall'anno successivo all'entrata in esercizio prevista (in coerenza con le disposizioni della deliberazione 627/2016/R/EEL e con il recente schema di metodologia ACB di ENTSO-E, già oggetto di opinione ACER 03/2020), il calcolo degli indicatori

- sintetici di ACB per l'intero intervento risulterebbe leggermente inferiore rispetto a quanto indicato da Terna nello schema di Piano 2020, senza modifiche determinanti sull'indicatore IUS;
- qualora, anche nello scenario BAU (che non è stato analizzato da Terna per ragioni di tempi e risorse destinate agli approfondimenti) si ripetessero le risultanze dello scenario PNIEC/DEC, l'HVDC Sicilia - Continente avrebbe indicatori di ACB inferiori di quelli relativi all'intero intervento 723-P, con un'ulteriore riduzione nell'ipotesi di partecipazione di risorse distribuite al mercato dei servizi di dispacciamento;
 - riguardo l'utilità sistemica di tale intervento, va tenuto presente che, in particolare nei risultati dello scenario PNIEC/DEC per cui tale beneficio ha un forte impatto, la scelta di valorizzazione del beneficio B7 MSD, che è stata condotta "a prezzi offerti" e non "a costi del servizio" offerto, determina un beneficio più elevato rispetto alla valorizzazione alternativa;
 - la capacità di trasporto tra Sicilia e Continente sarà incrementata di 400 MW entro il 2023, secondo quanto riportato nel rapporto capacità obiettivo 2020 e nelle schede di avanzamento del Piano di Sviluppo: sono inoltre previsti interventi (con costo di investimento di circa 35 milioni di euro) "*nell'ambito dell'intervento codice 501-P volti alla risoluzione delle interferenze esistenti dell'attuale elettrodotto 380 kV "Sorgente – Rizziconi". (...) La risoluzione di tali interferenze permetterà il pieno sfruttamento del collegamento portando il limite di scambio tra Sicilia e Continente fino a 1500 MW*";
 - lo schema di Piano 2020 indica inoltre che nell'ambito dell'intervento 604-P/619-P Assoro - Sorgente 2 - Villafranca "*è in programma un nuovo collegamento a 380 kV tra la futura SE di Assoro e la realizzanda SE Villafranca: il completamento di quest'opera consentirà un maggior sfruttamento della capacità di trasporto tra Sicilia e Continente*";
 - a valle della comunicazione del 6 novembre 2020 di Terna, non sono stati richiesti a Terna ulteriori approfondimenti delle analisi costi benefici dello schema di Piano 2020, in ragione delle criticità emerse nelle valutazioni degli scenari utilizzati nello schema di Piano 2020 (già descritte in precedenza), inclusa in particolare la presenza della Tunisia come "carico equivalente addizionale" da circa 4 TWh/anno connesso alla rete siciliana che si ritiene potrebbe produrre effetti distorsivi sui risultati ottenuti, né un'appropriata analisi degli interventi di sviluppo rete interdipendenti con l'HVDC Sicilia - Continente, inclusi gli incrementi di capacità Calabria – Sicilia e le linee 380 kV previste in Sicilia.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO L'INTERCONNESSIONE ITALIA-SLOVENIA:

- le informazioni qui presentate riguardano il collegamento di interconnessione HVDC Italia - Slovenia (codice 200-I);
- tale progetto, in Italia, è in autorizzazione, dal 13 settembre 2012, data in cui è stata avviata la richiesta ai sensi della legge 239/2004;

- il TYNDP 2018 ha indicato che il progetto non è ancora approvato lato Slovenia (“*under consideration*” nella dicitura usata nel TYNDP, che corrisponde a “in valutazione” nella dicitura usata a livello nazionale);
- pertanto, le Opinioni ACER 11/2019 e 13/2019 hanno richiesto di considerare il progetto “in valutazione”;
- lo schema di TYNDP 2020 indica che il progetto è tuttora “*under consideration*” (*under study*) e non ha avviato il procedimento autorizzativo lato Slovenia;
- le analisi dei benefici dell’intervento evidenziano beneficio B1 *socio-economic welfare* negativo (tra -3 e -9 milioni di euro all’anno) in tre casi studio dei quattro analizzati nello schema di Piano 2030 (DEC 2030, DEC 2040, BAU 2040), benché tale risultato non dovrebbe essere possibile quando si aumenta una capacità di trasporto;
- a seguito di verifiche condotte dagli Uffici dell’Autorità, applicando ipotesi standardizzate di analisi economica, il calcolo degli indicatori sintetici di ACB per l’intero intervento risulterebbe significativamente inferiore rispetto a quanto indicato da Terna nello schema di Piano 2020, in particolare, nello scenario BAU;
- come già evidenziato, sulla base del rapporto capacità obiettivo 2020 di Terna (che pure incorpora ipotesi di sviluppo a costo limitato, grazie alle due *merchant lines* 110 kV-132 kV) e “*system needs*” europei, non risultano opportunità di sviluppare progetti al confine sloveno (salvo poche decine di MW nei calcoli di Terna);
- sia lo schema di Piano 2020, sia lo schema di TYNDP 2020 indicano che “*si sta valutando un efficientamento del progetto attraverso lavori di rimozione limitazioni della porzione di rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla rete della Slovenia adeguando i dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza*”;
- sulla base delle informazioni nello schema di TYNDP 2020, le attività sulle reti esistenti e sui *phase shifter transformer* già consentirebbero un incremento di capacità di 400 MW;
- inoltre, al confine sloveno è possibile la realizzazione di due *merchant lines*, Dekani - Zaule e Vrtojba - Redipuglia, la cui richiesta di esenzione è stata accettata, in ultimo con decisione della Commissione Europea C(2014) 9904 del 17 dicembre 2014.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO LE PROPOSTE DI NUOVI INTERVENTI:

- negli schemi di Piano 2019 e 2020 sono proposti:
 - a) 19 nuovi progetti nello schema di Piano 2019, corrispondenti a un investimento complessivo stimato a 171 milioni di euro;
 - b) 27 nuovi progetti nello schema di Piano 2020, corrispondenti a un investimento complessivo stimato a 600 milioni di euro;
- gli interventi principali, in termini di costi di investimento, sono la razionalizzazione rete 380 kV Brianza (intervento codice 165-N), la

razionalizzazione rete AT Verona (intervento codice 259-N) e l'elettrodotto 380 kV Caracoli-Ciminna (intervento codice 627-N).

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO LE PROPOSTE DI VARIAZIONE DI AMBITO RTN:

- gli schemi di piano 2019 e 2020 includono 59 proposte di variazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale (47 ampliamenti e 12 dismissioni);
- 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 2019 include proposte di ampliamento dell'ambito della RTN relativamente a 4 linee 132 kV di proprietà di Deval, 1 linea 132 kV di proprietà di Unareti, 6 stalli linea di proprietà di e-distribuzione, 1 stallo linea di proprietà di Enel Green Power;
- quest'ultimo ampliamento è funzionale alla realizzazione dell'intervento di sviluppo *“Elettrodotto 150 kV Castrocuco - Maratea”* (codice 522-P);
- lo schema di Piano 2019 include proposte di cessione e dismissione dall'ambito RTN di 5 linee a 220 kV e di una linea a 132 kV in quanto asservite al solo servizio del produttore connesso e di una linea a 150 kV per uniformare la proprietà degli *asset* per esigenze di esercizio;
- lo schema di Piano 2020 include proposte di ampliamento dell'ambito della RTN relativamente a 35 cabine primarie di proprietà di e-distribuzione (Arona, Domodossola, Gravellona, Novi Ligure, Santhià, Varallo, Verbania, Darfo, Dubino, Piancamuno, Caerano, Giais, Ceprano, Ciampino, Maranola, Avezzano, Sulmona N.I., Carsoli, Collaromele, Astroni, Benevento, Carinola, Lettere, Pozzuoli, S. Valentino, Salerno Nord, Torre Nord, Giovinazzo, Putignano, Gioia Tauro, Castronovo, S. Giovanni Galermo, Viagrande, Goni e Guspini), per garantire la risoluzione di criticità di esercizio nella gestione della RTN, nonché

- adeguati standard di continuità e sicurezza, insieme allo sviluppo razionale della rete;
- lo schema di Piano 2020 include proposte di cessione e dismissione dall'ambito RTN di 3 linee a 132 kV o 150 kV (Nave - UT F.lli Stefana, Conselice Est - CP Conselice e Fiumesanto - Fiumesanto Olio), in quanto asservite al solo servizio del produttore connesso e di due linee a 60 kV (Porto D'Ascoli - Pedaso e Ostuni - Martina), al fine di coordinare l'esercizio e la sicurezza della corrispondente rete di distribuzione;
 - le proposte di ampliamento RTN non esplicitano le modalità di acquisizione e le condizioni economiche preventivamente concordate con il soggetto avente la disponibilità degli elementi in questione.

CONSIDERATO, INFINE, CHE, RIGUARDO ALCUNI INTERVENTI PIÙ RILEVANTI:

- le seguenti informazioni sintetizzano alcuni dei progetti più rilevanti degli schemi di Piano 2019 e 2020;
- i collegamenti in corrente continua sono caratterizzati da maggiori complessità rispetto alla generalità degli interventi, da maggiori investimenti e da elevata concentrazione nel mercato delle forniture con possibili incrementi di prezzo, in un contesto europeo caratterizzato da previsioni di forte aumento della richiesta di questo tipo di collegamenti, in relazione all'*energy transition* e agli obiettivi del *Green Deal* europeo;
- lo schema di Piano 2020 include nove collegamenti in corrente continua (oltre al primo polo dell'interconnessione Italia - Montenegro, entrato in esercizio a dicembre 2019), le cui tempistiche previste sono sintetizzate nella tabella seguente, che evidenzia il periodo di realizzazione (costruzione) e l'anno in cui è prevista l'entrata in esercizio, sulla base delle indicazioni dello schema di Piano 2020.

Investimento	Stato	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
HVDC Italia - Francia	in costruzione	2021									
SA.CO.I 3	in autorizzazione		2022		2024						
secondo polo Montenegro	autorizzato						2026				
Italia - Tunisia	in concertazione			2023				2027			
Italia - Slovenia	in autorizzazione		2022						2028		
Sicilia - Sardegna	nuovo intervento	2021							2028		
Sicilia - Continente	nuovo intervento	2021							2028		
Centro Sud - Centro Nord	nuovo intervento						2026				2030
HVDC Italia - Svizzera	in autorizzazione	non applicabile (progetto in corso di revisione)									

RITENUTO, IN RELAZIONE A ASPETTI GENERALI DI PREPARAZIONE DEL PIANO:

- che lo schema di Piano 2020 sia caratterizzato, rispetto allo schema di Piano 2018, dai seguenti significativi miglioramenti, in alcuni casi apprezzati anche da alcuni partecipanti alla consultazione pubblica:

- a) le modalità di consultazione dei soggetti interessati, inclusi i *workshop* per la definizione degli scenari e per la predisposizione del rapporto capacità obiettivo 2018;
- b) la messa a disposizione di un ampio e dettagliato *set* di informazioni;
- c) la predisposizione del primo documento congiunto di Snam e Terna di descrizione degli scenari dello schema di Piano 2020, seppure le scelte di applicazione delle analisi costi benefici sugli specifici scenari richieda ulteriore allineamento tra i due settori;
- d) la presentazione, nei rapporti di avanzamento, di tabelle di sintesi riguardanti le opere oggetto di modifiche, e, in particolare, le proposte di passaggio da “in valutazione” a “intervento pianificato” o viceversa;
- e) l’ulteriore aggiornamento delle schede intervento, in particolare con l’introduzione di schede c.d. *premium* con maggiori informazioni per gli interventi più rilevanti;
- f) la presentazione separata delle due sottocategorie di benefici relativi al mercato dei servizi di dispacciamento.

RITENUTO CHE, IN RELAZIONE A SCENARI E ANALISI COSTI-BENEFICI:

- anche a causa dei ritardi nello sviluppo degli scenari europei, gli scenari del DDS 2019 adottati per lo schema di Piano 2020 risultano in parte basati su ipotesi o approcci opinabili (livello di importazione bloccato, assunzioni relative alla composizione della “rete base”, ipotesi di costo delle *commodities*) e in particolare il caso studio PNIEC 2030 è da utilizzare con estrema cautela ai fini delle analisi costi benefici e delle decisioni sugli interventi proposti;
- alla luce delle differenze riscontrate tra gli scenari del DDS 2019 e gli scenari dei TYNDP europei, predisposti da ENTSO-E e ENTSOG e oggetto di opinione ACER 06/2020 del 5 novembre 2020, relativamente ai risultati di importazione e esportazione di energia elettrica e di generazione di energia elettrica in Italia e, conseguentemente, alle previsioni di stima di domanda gas, soprattutto con riferimento alla generazione termoelettrica, sia opportuno che per la redazione dei Piani di sviluppo 2021 Snam e Terna procedano ad un aggiornamento del documento congiunto di descrizione degli scenari che, tra gli scenari contrastanti considerati, contenga uno scenario allineato con lo scenario National Trends (in sostituzione degli scenari c.d. PNIEC del DDS 2019), salvo eventuali differenze relative alla rappresentazione più aggiornata o comunque affinata del sistema energetico nazionale;
- in relazione alle proposte metodologiche per le categorie di beneficio sono applicabili le seguenti considerazioni:
 - a) riguardo il beneficio B13 “resilienza”, è opportuno attendere e valutare la nuova proposta metodologica in corso di preparazione da parte di Terna;
 - b) la proposta di nuovo beneficio B20 “anticipo fruizione benefici” non è accettabile, perché l’eventuale anticipo di realizzazione di un intervento grazie a soluzioni ad alta accettabilità ambientale è già valorizzato

mediante un anticipo della data prevista di entrata in esercizio e quindi un incremento dei benefici attualizzati; non si riscontrano motivi per estendere la vita economica dell'intervento (cioè gli anni di beneficio) rispetto alle disposizioni della deliberazione 627/2016/R/EEL;

- c) non è condivisibile la posizione secondo cui il beneficio B21 “*visual amenity* preservata/restituata” sia calcolabile solo in presenza di soluzioni migliorative (ossia, a basso impatto visuale), infatti, se confermato, il beneficio (potenzialmente negativo) dovrebbe essere applicato a tutti gli interventi di sviluppo, indipendentemente dalle soluzioni realizzative;
- d) riguardo i benefici B7n e B7z, è condivisibile la presentazione separata di benefici di diversa natura calcolati con differenti simulazioni, ma va richiamato che Terna continua ad applicare la modalità di valorizzazione dei costi di approvvigionamento dei servizi (ossia costi sostenuti da chi fornisce servizi) che comporta un maggiore beneficio relativo al mercato dei servizi di dispacciamento MSD rispetto all'altra modalità prevista dalla deliberazione 627/2016/R/eel (ovvero la valorizzazione in base ai costi sostenuti da chi fornisce i servizi stessi).

RITENUTO CHE, IN RELAZIONE AGLI INTERVENTI DEGLI SCHEMI DI PIANO 2019 E 2020:

- sia opportuno sintetizzare qui le valutazioni su alcuni interventi di sviluppo descritti nelle premesse;
- in generale, debba essere confermato e rafforzato l'orientamento della pianificazione e regolazione delle reti a criteri di selettività degli investimenti, focalizzati sull'utilità per il sistema elettrico, già identificato dall'articolo 2, comma 1, lettera a) dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL;
- in linea con tale orientamento, sia opportuno l'aggiornamento (o, in alcuni casi, un approfondimento) delle tempistiche e delle priorità previste per gli interventi di sviluppo HVDC;
- in particolare, debba essere associata elevata priorità agli interventi di sviluppo SA.CO.I. 3, HVDC Sicilia - Sardegna, che sono funzionali al raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei declinati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, inclusa in particolare la sostenibilità ambientale, alla sicurezza degli approvvigionamenti della Sardegna e alla riduzione delle congestioni tra zone della rete, per quanto possibile sfruttando le possibilità di contenere l'impatto sulle tariffe di trasmissione dell'energia elettrica, in particolare attivando ogni opportuna iniziativa per l'accesso al co-finanziamento degli interventi tramite gli strumenti comunitari disponibili,
- per l'intervento HVDC Centro Sud - Centro Nord, codice 436-P, nei prossimi Piani di sviluppo andrebbe anticipata per quanto possibile la data di entrata in esercizio attualmente prevista al 2030, a seguito di una posticipazione di tre anni rispetto alle precedenti stime;

- la valutazione di utilità per il sistema dell'intervento HVDC Sicilia - Continente, non disponibile negli schemi di Piano 2019 e 2020, debba essere approfondita considerando separatamente l'intervento HVDC Sicilia - Sardegna e facendo riferimento a scenari maggiormente robusti, con adeguate ipotesi sui costi delle *commodities*, sulla "rete base" e di conseguenza sui flussi attesi di energia elettrica tra zone della rete, che rendano più robuste le valutazioni sulla effettiva utilità dell'intervento, considerando anche l'interazione con infrastrutture terrestri (in particolare in Sicilia) interdipendenti con tale intervento;
- gli approfondimenti di cui al precedente alinea non siano ostativi ai procedimenti autorizzativi dell'intervento HVDC Sicilia - Continente né degli elettrodotti Caracoli - Ciminna (codice 627-N), e Assoro - Sorgente 2 - Villafranca (codici 604-P / 619-P);
- al contempo, possano essere rimodulati altri interventi HVDC, anche a valle di approfondimenti sulla loro utilità per il sistema elettrico, come dettagliato nel seguito;
- il parere dell'Autorità sull'interconnessione Italia - Tunisia debba essere allineato con la decisione di *cross-border cost allocation* adottata con deliberazione 176/2020/R/EEL, che ha quantificato nella misura minima del 50% il livello di congruità del finanziamento previsto dall'Accordo intergovernativo del 30 aprile 2019 e dal decreto 25 febbraio 2020;
- in assenza di nuovi elementi rispetto alle valutazioni condotte sull'intervento "secondo polo Italia - Montenegro", separatamente analizzato nell'ambito della consultazione sullo schema di Piano 2018 e considerando i) le indicazioni di limitata utilità del secondo polo emerse dalla verifica della ACB condotta dall'esperto indipendente, ii) la previsione di scambi di energia elettrica grossomodo bilanciati in tutti gli scenari europei e italiani eccetto il caso studio PNIEC 2030 e iii) le indicazioni del rapporto capacità obiettivo 2020 di limitata utilità per il sistema elettrico nazionale di ulteriori sviluppi all'interconnessione est, sia necessario confermare la messa in stato "in valutazione" del secondo polo Italia - Montenegro;
- considerati i) il sostanziale stallo dell'intervento di interconnessione HVDC Italia - Slovenia da parte slovena, ii) l'insufficiente utilità dell'intervento per il sistema elettrico italiano emersa dal riesame condotto sulla ACB dell'intervento nello schema di Piano 2020, scenario BAU, benefici base, iii) le indicazioni del rapporto capacità obiettivo 2020 di limitata utilità per il sistema elettrico nazionale di ulteriori sviluppi all'interconnessione est e iv) la possibilità di incrementare la capacità di trasporto con soluzioni diverse dall'HVDC, sia necessario porre in stato "in valutazione" l'intervento di interconnessione HVDC Italia - Slovenia, parte dell'intervento codice 200-I.

RITENUTO, INFINE:

- necessario trasmettere al Ministro le valutazioni dell’Autorità sugli schemi di Piano 2019 e 2020, a valle dei processi di consultazione pubblica e delle osservazioni formulate dai soggetti interessati, come richiamati in premessa;
- opportuno esprimere parere favorevole ai seguenti interventi per i quali erano stati richiesti approfondimenti o espresse riserve nei pareri dell’Autorità su precedenti schemi di Piano;
 - a) intervento di interconnessione 220 kV Italia - Austria, codice 204-P;
 - b) intervento HVDC Centro Sud - Centro Nord, codice 436-P, per cui, nei prossimi Piani di sviluppo, andrebbe anticipata la data di entrata in esercizio attualmente prevista al 2030;
 - c) intervento HVDC Sicilia - Sardegna, parte del progetto codice 723-P;
- opportuno che:
 - l’intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell’ambito dell’interconnessione Italia - Montenegro, codice 401-P, sia separato dal primo polo e posto “in valutazione”, ossia senza attività realizzative nell’orizzonte di Piano decennale;
 - il progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, parte dell’intervento codice 200-I, sia posto “in valutazione”, ossia senza attività realizzative nell’orizzonte di Piano decennale;
- appropriato rilasciare nulla osta all’approvazione degli schemi di Piano 2019 e 2020 da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, ad esclusione dei due progetti indicati al punto precedente e a ulteriore condizione che:
 - a) per l’intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P, 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) la realizzazione dell’intervento di interconnessione Italia - Tunisia, codice 601-I, sia condizionata a un significativo finanziamento da parte della Commissione Europea, da quantificarsi, come specificato nella richiesta di Terna di allocazione transfrontaliera dei costi, in almeno il 50% dei costi di investimento;
 - c) l’intervento di sviluppo HVDC Sicilia - Continente, parte del progetto codice 723-P, sia separato dall’intervento di sviluppo HVDC Sicilia - Sardegna e sia oggetto di approfondimenti, da effettuare in tempi rapidi, senza pregiudizio per l’avvio o la prosecuzione dei procedimenti autorizzativi previsti, anche alla luce delle semplificazioni introdotte dalla legge 120/2020;
- necessario raccomandare a Terna S.p.A., per effetto delle verifiche di conformità ai sensi dell’articolo 43, comma 6, del decreto legislativo 93/11, di presentare e di analizzare separatamente, nei futuri schemi di Piani di Sviluppo, l’intervento

- relativo al secondo polo dell'interconnessione Italia - Montenegro e di non includere tale intervento nelle "reti base" ai fini delle analisi costi benefici;
- opportuno richiedere a Terna S.p.A. di effettuare una analisi costi-benefici del solo intervento HVDC Sicilia - Continente, parte dell'attuale progetto codice 723-P, e di trasmettere all'Autorità un documento pubblicabile con ipotesi complete (inclusa la "rete base" adottata ai diversi anni studio) e risultati di tale analisi costi-benefici, in cui siano analizzati:
 - a) due casi in presenza e in assenza dell'interconnessione Italia - Tunisia;
 - b) due casi con differenti valorizzazioni dei benefici B7 "variazione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento": con riferimento ai costi sostenuti dagli operatori per fornire servizi e con riferimento ai costi di approvvigionamento delle risorse nel mercato dei servizi;
 - necessario esprimere valutazione negativa sulla metodologia per il calcolo del beneficio B13, come proposto nell'Allegato metodologico allo schema di Piano 2019 e sulle metodologie per il calcolo dei benefici B20 e B21, come proposte nell'Allegato metodologico allo schema di Piano 2020, e di richiedere a Terna S.p.A. di aggiornare o rimuovere tali categorie di beneficio nei futuri Piani di sviluppo;
 - opportuno segnalare nuovamente l'importanza della definizione di scenari di sviluppo robusti, coerenti e di natura cross-settoriale per i futuri Piani di sviluppo nei settori della trasmissione dell'energia elettrica e del trasporto del gas naturale e per l'analisi coordinata degli interventi ivi proposti;
 - opportuno, per fini di trasparenza, prevedere che Terna S.p.A. renda pubblici i dati e i risultati di dettaglio (ad esempio, produzioni per ciascuna zona, flussi di energia elettrica tra zone, *overgeneration* e energia non fornita per zona in ciascun "caso base") relativi agli scenari dello schema di Piano 2021, con una tempistica funzionale alla relativa consultazione pubblica;
 - opportuno prevedere che il presente parere, formulato a valle di uno specifico processo di consultazione pubblica, per tenere conto 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 gli esiti della valutazione dell'Autorità sugli schemi di Piano 2019 e 2020, nei termini di cui al presente provvedimento e in particolare delle relative premesse;
2. di esprimere parere favorevole ai seguenti interventi per i quali erano stati previsti approfondimenti o espresse riserve nei pareri dell'Autorità su precedenti schemi di Piano:
 - a) intervento di interconnessione 220 kV Italia - Austria, codice 204-P;

- b) intervento HVDC Centro Sud - Centro Nord, codice 436-P, per cui, nei prossimi Piani di sviluppo, andrebbe anticipata la data di entrata in esercizio attualmente prevista al 2030;
 - c) intervento HVDC Sicilia - Sardegna, parte del progetto codice 723-P;
3. di richiedere che:
- a) l'intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro, codice 401-P, sia separato dal primo polo e posto "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale;
 - b) il progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, parte dell'intervento codice 200-I, sia posto "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale;
4. di rilasciare nulla osta all'approvazione degli schemi di Piano 2019 e 2020 da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, ad esclusione dei due progetti indicati al punto precedente e a ulteriore condizione che:
- a) per l'intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P, 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) la realizzazione dell'intervento di interconnessione Italia - Tunisia, codice 601-I, sia condizionata a un significativo finanziamento da parte della Commissione Europea, da quantificarsi, come specificato nella richiesta di Terna di allocazione transfrontaliera dei costi, in almeno il 50% dei costi di investimento;
 - c) l'intervento di sviluppo HVDC Sicilia - Continente, parte del progetto codice 723-P, sia separato dall'intervento di sviluppo HVDC Sicilia - Sardegna e sia oggetto di approfondimenti, in linea con la richiesta al successivo punto 6., da effettuare in tempi rapidi, senza pregiudizio per l'avvio o la prosecuzione dei procedimenti autorizzativi previsti, anche alla luce delle semplificazioni introdotte dalla legge 120/2020;
5. di raccomandare a Terna S.p.A., ai sensi dell'articolo 43, comma 6, del decreto legislativo 93/11, di presentare e di analizzare separatamente, nei futuri schemi di Piani di Sviluppo, l'intervento relativo al secondo polo dell'interconnessione Italia - Montenegro, per conformità alle caratteristiche del progetto codice 28 dello schema di TYNDP 2020 e di non includere tale intervento nelle "reti base" ai fini delle analisi costi benefici;
6. di richiedere a Terna S.p.A. di effettuare una analisi costi-benefici del solo intervento HVDC Sicilia - Continente, parte dell'attuale progetto codice 723-P, e di trasmettere all'Autorità, entro il 30 aprile 2021, un documento pubblicabile con ipotesi complete (inclusa la "rete base" adottata ai diversi anni studio) e risultati di tale analisi costi-benefici, in cui siano analizzati:

- a) due casi in presenza e in assenza dell'interconnessione Italia - Tunisia;
- b) due casi con differenti valorizzazioni dei benefici B7 "variazione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento": con riferimento ai costi sostenuti dagli operatori per fornire servizi e con riferimento ai costi di approvvigionamento delle risorse nel mercato dei servizi;
7. di esprimere valutazione negativa sulla metodologia per il calcolo del beneficio B13, come proposto nell'Allegato metodologico allo schema di Piano 2019 e sulle metodologie per il calcolo dei benefici B20 e B21, come proposte nell'Allegato metodologico allo schema di Piano 2020, e di richiedere a Terna S.p.A. di aggiornare o rimuovere tali categorie di beneficio nei futuri Piani di sviluppo;
8. di segnalare nuovamente l'importanza della definizione di scenari di sviluppo robusti, coerenti e di natura cross-settoriale per i futuri Piani di sviluppo nei settori della trasmissione dell'energia elettrica e del trasporto del gas naturale e per l'analisi coordinata degli interventi ivi proposti;
9. di prevedere che Snam Rete Gas S.p.A. e Terna S.p.A. rendano pubblico l'aggiornamento del documento congiunto di descrizione degli scenari, da applicare nei Piani 2021 di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale e di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, entro il 31 gennaio 2021;
10. di prevedere che Terna S.p.A. renda pubblici i dati e i risultati di dettaglio relativi agli scenari dello schema di Piano 2021, con una tempistica funzionale alla relativa consultazione pubblica;
11. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico e alla società Terna S.p.A.;
12. di procedere alla pubblicazione del presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it, decorsi 20 giorni dalla sua adozione.

22 dicembre 2020

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini