

Spunto	Osservazioni sulle modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo, sul coinvolgimento degli stakeholder da parte di	Riferimento
S1.	Terna, sulle presentazioni al Comitato di consultazione disponibili sul sito internet di Terna, nonché sulle modalità di consultazione del Piano di Sviluppo da parte dell'Autorità	Osservazioni generali
<p>ANIE ENERGIA: Si chiede che, nell'ambito delle interazioni con il Comitato di Consultazione di cui all'articolo 1, comma 4 del DPCM 11 maggio 2014, siano pubblicate anche le posizioni dei partecipanti al suddetto Comitato, dal momento che esso, a detta di Terna (pag. 16 del PdS 2017) costituisce "l'organo tecnico sede stabile di consultazione degli operatori del settore elettrico". Si chiede inoltre di valutare l'attuale composizione del Comitato, considerandone l'estensione ad altre componenti dell'industria elettrica.</p> <p>TERNA: Ai sensi dell'articolo 4 dell'allegato A della Del. 627/16 del 4 Novembre 2016, da quest'anno sono state rese pubbliche da Terna sul proprio sito le presentazioni e la documentazione che viene sottoposta al Comitato di consultazione con riferimento all'interazione sul Piano di sviluppo (capitolo 13 del Codice di Rete).</p> <p>Fatte salve ragioni di riservatezza evidenziate dai componenti del Comitato, si potrà procedere con la pubblicazione delle posizioni espresse nell'ambito del Comitato.</p> <p>Quanto all'estensione della composizione del Comitato, si precisa che le Associazioni ivi rappresentate sono state individuate dal Ministero dello Sviluppo Economico, e confermate anche per il triennio in corso.</p> <p>Questo non preclude altre forme di confronto e coordinamento con altre associazioni industriali attraverso opportuni tavoli di confronto; ricordiamo che già a partire da quest'anno attraverso la sottoscrizione di un protocollo con le principali ONG ambientaliste (Greenpeace, Legambiente, WWF) si è attivato un tavolo di confronto permanente tra Terna e le stesse ONG in tema di scenari elettrici.</p>		
<p>ANIE ENERGIA: Si chiede che il documento di descrizione degli scenari di cui all'articolo 4, comma 1 della Delibera 627/2016 sia pubblicato con cadenza annuale, per quanto concerne l'evoluzione del parco installato e le evidenze dei mercati elettrici di diretto impatto sull'attività di pianificazione, anziché la prescritta cadenza "almeno biennale".</p> <p>ANIE ENERGIA: Rispetto alla risposta fornita da Terna nella sessione pubblica del 17 luglio u.s. ANIE ENERGIA chiarisce di sostenere dall'inizio la proposta di cadenza biennale per l'elaborazione e consultazione del PdS. ANIE ENERGIA chiede che la parte relativa all'evoluzione del parco installato e agli esiti di mercato sia però aggiornata annualmente, considerando anche le relative veloci dinamiche di evoluzione.</p> <p>ELETTRICITA' FUTURA: Con la segnalazione 648/2016 l'AEEGSI ha disposto di definire una frequenza di due anni per la predisposizione del Piano di Sviluppo, al fine di ridurre la complessità dell'iter di approvazione. Tuttavia, per garantire una costante informativa verso gli operatori, sarebbe utile prevedere la pubblicazione annuale di un documento che illustri lo stato di fatto della RTN, indicando lo stato di avanzamento degli interventi e le principali evidenze di funzionamento del sistema elettrico.</p> <p>ENEL: In primo luogo, come in altre sedi rilevato, è opportuno rilevare come il Piano di Sviluppo potrebbe essere redatto con frequenza biennale, al fine di ridurre le complessità legate all'iter di approvazione. Su base annuale dovrebbe continuare ad essere pubblicato un documento recante lo stato della RTN (stato di avanzamento degli interventi programmati nei piani precedenti ed evidenze di funzionamento del sistema elettrico).</p> <p>TERNA: L'articolo 4 comma 1 dell'allegato A alla deliberazione del 4 Novembre 2016 (627/2016/R/EEL) prevede che il Gestore del sistema di trasmissione carredi il Piano decennale con un documento recante la descrizione degli scenari utilizzati nel medesimo Piano decennale, precisando nel successivo art. 7 che la predisposizione di tale documento sia biennale. La stessa deliberazione motiva tale scelta con la necessità di un graduale allineamento alle modalità di predisposizione dei Piani di Sviluppo Nazionali con i Piani di Sviluppo Europei (TYNDP).</p> <p>Per quanto concerne le evidenze dei mercati elettrici e del parco produttivo installato, tali analisi annuali rientrano oggi nel bagaglio informativo predisposta nell'ambito di elaborazione del Piano di Sviluppo e, come tali, sono tenuti in conto nel rispetto delle disposizioni di cui l'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/11.</p> <p>Con riferimento alla proposta di cadenza biennale per l'elaborazione e consultazione del PdS, si rileva che la decisione non è nella disponibilità di Terna, dal momento che i termini per l'invio del Piano di Sviluppo sono vincolati a tempi e modi definiti ai sensi del D.M 20 Aprile 2005 così come aggiornato dal D.M. del 15 Dicembre 2010.</p>		

Spunto	Osservazioni sulle modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo, sul coinvolgimento degli stakeholder da parte di	Riferimento
S1.	Terna, sulle presentazioni al Comitato di consultazione disponibili sul sito internet di Terna, nonché sulle modalità di consultazione del Piano di Sviluppo da parte dell'Autorità	<i>Osservazioni generali</i>
<p>EDISON: Si accoglie con favore sia la procedura adottata per la consultazione pubblica (formato per le risposte, possibilità di presentare domande, invio delle osservazioni da parte degli operatori e risposta finale di Terna) che le tempistiche stabilite per la partecipazione al seminario pubblico, che è avvenuto entro il mese di Luglio ed ha coinvolto anche importanti attori del settore energetico (RSE, SNAM, CESI) e le principali associazioni di categoria (Elettricità Futura, AIGET, Energia Concorrente). Una criticità che ci preme segnalare riguarda il disallineamento temporale fra la pubblicazione del Piano di Sviluppo e il processo autorizzativo dei Piani precedenti, che di fatto allontana l'analisi relativa alle esigenze del sistema e le tempistiche di realizzazione degli interventi proposti.</p> <p>ELETTRICITA' FUTURA: Chiediamo, infine, che il parere dell'AEEGSI sia pubblicato al massimo entro un anno dalla pubblicazione del PdS, pubblicando contestualmente anche le principali osservazioni pervenute, al fine di dare migliore visibilità del processo di consultazione.</p> <p>ENEL: Si richiede che l'AEEGSI rilasci il suo parere al massimo entro un anno dalla pubblicazione del PdS assieme alle principali osservazioni pervenute al riguardo, in modo da avere maggiore visibilità della consultazione avvenuta.</p> <p>TERNA: <i>Si condivide la necessità di promuovere ogni tipo di azione atta a contenere la durata amministrativa delle procedure di valutazione dei Piani e progetti di sviluppo della rete.</i></p>		
<p>ELETTRICITA' FUTURA: Si ritiene, inoltre, che nell'ambito della pianificazione della rete elettrica, sarebbe opportuno considerare anche gli interventi riconducibili ai sistemi di Difesa del Sistema Elettrico (art. 11 della Convenzione annessa alla Concessione di trasmissione e dispacciamento) in modo da poter visualizzare nel Piano l'intero insieme di interventi rilevanti programmati ed in corso di realizzazione da parte di Terna sulla RTN.</p> <p>ENEL: Nell'ambito della pianificazione della rete elettrica, sarebbe opportuno considerare anche gli interventi riconducibili ai sistemi di Difesa del Sistema Elettrico (art. 11 della Convenzione annessa alla Concessione di trasmissione e dispacciamento) in modo da poter visualizzare nel Piano l'intero insieme di interventi rilevanti programmati ed in corso di realizzazione da parte di Terna sulla RTN.</p> <p>TERNA: <i>Terna, nella fase di pianificazione degli interventi del PdS, tiene conto anche dell'implementazione delle attività programmate nel Piano per la Sicurezza (che ha finalità ed orizzonti temporali diversi), soggetto all'iter di approvazione a carattere di urgenza di cui all'art 1, comma 9 della Legge 290/03.</i></p>		

Spunto	Osservazioni sulle modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo, sul coinvolgimento degli stakeholder da parte di Terna, sulle presentazioni al Comitato di consultazione disponibili sul sito internet di Terna, nonché sulle modalità di consultazione del Piano di Sviluppo da parte dell'Autorità	Riferimento
S1.		Osservazioni generali
<p>ELETRICITA' FUTURA: Nelle analisi riguardanti il funzionamento del sistema, chiediamo sia data evidenza del fabbisogno del sistema elettrico in termini di inerzia e potenza di corto circuito e la relativa copertura di tali fondamentali requisiti, nei vari assetti di funzionamento attesi nel breve e medio periodo. In particolare, si segnala il rischio che, a fronte della riduzione del numero di generatori termoelettrici convenzionali in servizio (a causa del processo di dismissione/conservazione correttamente descritto nel Piano) si riduca la capacità del sistema di rispondere opportunamente a perturbazioni, con conseguente peggioramento delle attese performance di qualità del servizio.</p> <p>ENEL: Un aspetto che potrebbe essere ulteriormente indagato, riguarda il fabbisogno del sistema elettrico in termini di inerzia e potenza di corto circuito e la relativa copertura di tali fondamentali requisiti, nei vari assetti di funzionamento attesi nel breve e medio periodo. In particolare, si segnala il rischio che, a fronte della riduzione del numero di generatori termoelettrici convenzionali in servizio (a causa del processo di dismissione/conservazione correttamente descritto nel Piano) si riduca la capacità del sistema di rispondere opportunamente a perturbazioni, con conseguente peggioramento delle attese performance di qualità del servizio.</p> <p>EP PRODUZIONE: Nelle analisi riguardanti il funzionamento del sistema, chiediamo sia data evidenza del fabbisogno del sistema elettrico in termini di inerzia e potenza di corto circuito e la relativa copertura di tali fondamentali requisiti, nei vari assetti di funzionamento attesi nel breve e medio periodo. In particolare, si segnala il rischio che, a fronte della riduzione del numero di generatori termoelettrici convenzionali in servizio (a causa del processo di dismissione/conservazione correttamente descritto nel Piano) si riduca la capacità del sistema di rispondere opportunamente a perturbazioni, con conseguente peggioramento delle attese performance di qualità del servizio.</p> <p>TERNA: <i>L'effetto della penetrazione delle fonti rinnovabili è stato analizzato ai fini dell'individuazione degli sviluppi del sistema elettrico nazionale e relativamente alla potenza di corto circuito; Terna esegue costantemente verifiche in tal senso e interviene per compensare le carenze del sistema elettrico con:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>l'installazione di adeguate apparecchiature;</i> - <i>l'incremento della magliatura di rete attraverso lo sviluppo delle infrastrutture elettriche (elettrorodotti e stazioni);</i> - <i>l'incremento della capacità di interconnessione con l'estero.</i> <p><i>Inoltre a tal scopo è doveroso ricordare che è stato pubblicato il 27 Aprile 2016 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il Network Code "Requirements for Generators" (Regolamento UE 2016/631 della Commissione). I requisiti di tale codice di rete vanno nella direzione di incrementare l'inerzia del sistema elettrico e la potenza di corto circuito.</i></p>		
<p>ELETRICITA' FUTURA: Si ritiene utile un maggiore livello di dettaglio sulla triade di indicatori LOLE, LOLP, ENS: a riguardo, nel piano potrebbero essere indicati i valori "obiettivo" per Terna di questi parametri, indicandone i valori attesi nei vari scenari considerati ed i valori stimati ad oggi.</p> <p>ENEL: Si ritiene utile la pubblicazione degli indicatori LOLE, ENS, LOLP, indicando quali sono al riguardo i valori "obiettivo" per Terna e che valore assumono tali indicatori nel contesto attuale nonché nei diversi scenari di evoluzione del SEN.</p> <p>EP PRODUZIONE: Si ritiene utile un maggiore livello di dettaglio sulla triade di indicatori LOLE, LOLP, ENS: a riguardo, nel piano potrebbero essere indicati i valori "obiettivo" per Terna di questi parametri, indicandone i valori attesi nei vari scenari considerati ed i valori stimati ad oggi.</p> <p>TERNA: <i>La stima di tali indicatori si basa su analisi probabilistiche, che per loro natura sono semplificati. Lo scopo è verificare i benefici e gli impatti degli interventi di sviluppo nei diversi scenari analizzati, piuttosto che la differenza rispetto a valori target; stante codesto obiettivo si valuterà nella prossima edizione del PdS una migliore rappresentazione dei risultati.</i></p>		

Spunto	Osservazioni sulle modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo, sul coinvolgimento degli stakeholder da parte di Terna, sulle presentazioni al Comitato di consultazione disponibili sul sito internet di Terna, nonché sulle modalità di consultazione del Piano di Sviluppo da parte dell'Autorità	Riferimento
S1.		<i>Osservazioni generali</i>
<p>ELETTRICITA' FUTURA: Si nota che tutte le informazioni di consuntivo, inerenti per esempio la distribuzione del rischio di congestione su rete AAT, entità delle disalimentazioni su rete AAT/AT, la distribuzione territoriale delle tensioni sulla rete AAT ecc., sono riferiti al periodo di consuntivo da Luglio 2015 (più in generale Luglio anno N-2) a Giugno 2016 (più in generale Giugno anno N-1). Si ritiene importante che il PdS disponga di informazioni ancora più aggiornate rispetto a quelle disponibili, almeno fino al Q3 dell'anno N-1 (quindi per il PdS 2018, il consuntivo riguarderebbe il periodo Agosto 2016 - Settembre 2017). Questo permetterebbe ad esempio di consuntivare il mese di Luglio, tipicamente interessato dal picco di domanda e da tutto quanto ne consegue.</p> <p>ENEL: Si nota che tutte le informazioni di consuntivo, inerenti per esempio la distribuzione del rischio di congestione su rete AAT, entità delle disalimentazioni su rete AAT/AT, la distribuzione territoriale delle tensioni sulla rete AAT ecc., sono riferiti al periodo di consuntivo da Luglio 2015 (più in generale Luglio anno N-2) a Giugno 2016 (più in generale Giugno anno N-1). Si ritiene importante che il PdS disponga di informazioni ancora più aggiornate rispetto a quelle disponibile, almeno fino al Q3 dell'anno N-1 (quindi per il PdS 2018, il consuntivo riguarderebbe il periodo Agosto 2016 – Settembre 2017). Questo permetterebbe ad esempio di consuntivare il mese di Luglio, tipicamente interessato dal picco di domanda e da tutto quanto ne consegue.</p> <p>TERNA: <i>Alcune analisi per il PdS necessariamente tengono conto dei tempi di raccolta dati, consolidamento, costruzione modello ed elaborazione; tali analisi non sono presentabili in PdS laddove le tempistiche non sono compatibili con gli obblighi di presentazione del Piano di Sviluppo sanciti dalla Concessione.</i></p>		

Spunto		Riferimento
S2.	Commenti sul processo di pianificazione coordinata della rete elettrica in ambito europeo e internazionale (ENTSO-E Ten Year Network Development Plan, projects of common interest, Med-TSO)	<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 1</i>
Nessuna osservazione pervenuta		

Spunto	Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati (prezzi borse europee ed italiana, risultati MSD, ecc.), con particolare riferimento agli anni 2015-2016, alle criticità attuali e al loro ruolo ai fini di identificare le esigenze del sistema elettrico e di nuove infrastrutture	Riferimento
53.		Piano di Sviluppo, Capitolo 2
<p>ANIE ENERGIA: Il Capitolo 2 in generale, ed il paragrafo 2.2 in particolare, si presentano con una descrizione molto qualitativa e a tratti imprecisa delle criticità di esercizio che caratterizzano il sistema di trasmissione (ad es. si parla di "arterie a 400 kV della Calabria Ionica", quando le stesse immagini riportate nel PdS mostrano che la quasi totalità della dorsale ionica calabrese è percorsa da una sola linea a 400 kV). Si propone di sintetizzare il contenuto, di renderlo più quantitativo e di dedicare più attenzione possibile alle variazioni rispetto ai PdS precedenti.</p> <p>ANIE ENERGIA: Nella sessione pubblica del 17 luglio u.s. non è stata fornita da parte di Terna risposta al quesito.</p> <p>TERNA: <i>Si valuteranno nel prossimo Piano differenti modalità di rappresentazione delle criticità di esercizio che caratterizzano il sistema di trasmissione e scostamenti rispetto a PdS precedenti.</i></p>		
<p>ANIE ENERGIA: La Figura 21 mostra tensioni basse in molti nodi della rete 400 kV con centrali connesse (Scandale, Simeri, Sarlux). Si richiedono chiarimenti al riguardo.</p> <p>ANIE ENERGIA: Rispetto alla risposta fornita da Terna nella sessione pubblica del 17 luglio u.s. ANIE ENERGIA precisa che la dicitura "tensioni basse" è riportata nell'intestazione della figura 21 e, pur apprezzando la risposta di Terna, chiarisce che la perplessità riguardava la concomitanza tra "tensioni basse" e la presenza di impianti di produzione di notevole potenza connessi al nodo in cui tali tensioni sono registrate. Ulteriori informazioni in merito sarebbero gradite, proprio con riferimento al monitoraggio di possibili criticità future indicate da Terna.</p> <p>TERNA: <i>Con riferimento alle tensioni di Figura 21 i nodi 400 kV Scandale, Simeri e Sarlux, hanno registrato per un numero di ore minore del 4% un valore di tensione inferiore al valore di attenzione di 390 kV nel periodo compreso tra Luglio 2015 e Giugno 2016. Tali valori fanno riferimento alle condizioni registrate in tempo reale, ovvero con l'assetto di generazione in esito alla chiusura di tutti i mercati. È bene rappresentare che tali valori, rientrando nei range di tolleranza previsti nel Codice di rete, ai fini della Pianificazione, rappresentano indicatori da monitorare al fine di cogliere/intercettare possibili criticità future.</i></p>		
<p>ANIE ENERGIA: Paragrafo 2.4 "Qualità della tensione": con riferimento alle tabelle sui buchi tensione (da tabella 9 a tabella 20), si chiede se la valutazione prioritaria di Terna relativa solo ai buchi di tensione di durata superiore ai 500 ms e tensione residua inferiore al 70% derivi da una prescrizione normativa – regolatoria o meno. L'evidenza di rispetto dei livelli attesi per il 2015 andrebbe messa in relazione alle indicazioni di Terna di una maggior criticità riguardante la propagazione dei buchi di tensione derivante dalla diminuzione della potenza di cortocircuito in rete. Si chiede inoltre per quali motivi non sono disponibili i dati per il 2016.</p> <p>ANIE ENERGIA: Rispetto alla risposta fornita da Terna nella sessione pubblica del 17 luglio u.s. ANIE ENERGIA apprezza l'inserimento nel PdS di una sezione dedicata alla Qualità del Servizio e le risposte fornite e pertanto ne chiede l'inserimento nei PdS futuri con particolare riferimento all'attenzione dedicata ai buchi di tensione lunghi e profondi (di durata superiore a 500 ms e con tensione residua < 70%), possibilmente in forma sintetica rispetto a quanto contenuto nel rapporto "qualità del servizio di trasmissione".</p> <p>TERNA: <i>Nella edizione 2017 del Piano di Sviluppo è stata inserita per la prima volta un'apposita sezione dedicata alla qualità del servizio. Le analisi sulla qualità della tensione sono state svolte con le stesse assunzioni/ipotesi adottate per l'elaborazione del Rapporto Qualità del servizio di trasmissione che Terna pubblica annualmente ai sensi dell'art. 32.4 dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico n. 250/04.</i></p> <p><i>Tra le assunzioni alla base delle analisi, sono stati evidenziati da Terna come oggetto di particolare attenzione i buchi lunghi e profondi (di durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) per tener conto dei sistemi di eliminazione dei guasti e della influenza sulle apparecchiature. In merito all'aggiornamento, si evidenzia che la pubblicazione del Rapporto Qualità del servizio di trasmissione dell'anno N viene effettuata entro il primo quadrimestre dell'anno N+1 (tempo necessario per elaborare le registrazioni ed effettuare i calcoli). Per l'annualità anno 2016, si rimanda, pertanto, al sito internet http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/qualitàdelservizioditrasmissione.aspx.</i></p>		

Spunto	Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati (prezzi borse europee ed italiana, risultati MSD, ecc.), con particolare riferimento agli anni 2015-2016, alle criticità attuali e al loro ruolo ai fini di identificare le esigenze del sistema elettrico e di nuove infrastrutture	Riferimento
S3.		Piano di Sviluppo, Capitolo 2
<p>ANIE ENERGIA: Paragrafo 2.5.1 “Congestioni di rete AT e AAT”: si chiedono chiarimenti sul fatto che non sono citati gli interventi relativi alla realizzazione dei SANC, il cui obiettivo primario era proprio la riduzione della MPE sulle 3 direttrici indicate. Con riferimento all’aumento della MPE nel 2015 e nel 2016, si chiede quali ulteriori interventi Terna voglia prevedere, in particolare relativi alla realizzazione dei SANC.</p> <p>ANIE ENERGIA: Rispetto alla risposta fornita da Terna nella sessione pubblica del 17 luglio u.s. ANIE ENERGIA ribadisce l’opportunità di inserire nel paragrafo 2.5.1 dedicato al tema delle congestioni gli esiti del SANC limitatamente al tema congestione, dal momento che tali interventi di sviluppo sono stati promossi principalmente per la riduzione dell’MPE e quindi per la riduzione delle congestioni.</p> <p>TERNA: I progetti SANC rientrano nel programma di sperimentazione di sistemi di accumulo approvati dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 02/10/2012 nell’ambito del Piano di Sviluppo 2011, per i quali l’Autorità per l’Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico ha approvato i relativi progetti pilota con Deliberazione 66/2013/R/eel del 21 Febbraio 2013; gli esiti dell’attività di sperimentazione in corso nonché una sintesi degli impatti sulla rete di trasmissione nazionale di tali dispositivi, per le annualità 2015 e 2016, sono disponibili sul sito di Terna (http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/progettipilotadiaccumulo.aspx); mentre la valutazione di ulteriori interventi è subordinata agli esiti della sperimentazione.</p>		
<p>ANIE ENERGIA: Il paragrafo 2.7 “Principali evidenze dell’analisi dello stato della rete” è in generale molto descrittivo e ripetitivo rispetto agli anni precedenti. Sarebbe opportuno sintetizzare quanto più possibile le criticità di esercizio che permangono rispetto ai PdS precedenti (eventualmente anche in forma tabellare), ed evidenziare le nuove criticità eventualmente sopraggiunte.</p> <p>TERNA: <i>Differenti modalità di rappresentazione delle criticità di esercizio che caratterizzano il sistema di trasmissione potranno essere valutate nel prossimo Piano.</i></p>		
<p>ANIE ENERGIA: Paragrafo 2.8 “Segnali provenienti dal mercato”: si propone che i paragrafi 2.9, 2.10 e 2.11 vengano riclassificati come sottoparagrafi del 2.8 (2.8.1 ecc). Si vuole evidenziare inoltre come, nonostante gli interventi messi in campo da Terna nel 2016, la rendita di congestione, principale indice econometrico della inefficienza del sistema di trasmissione, sia aumentata nel 2016 rispetto al 2015. Di particolare interesse l’accounting MSD rappresentato in figura 43, di cui si chiede di mettere a disposizione il confronto con i due anni precedenti e l’estensione, oltre che ai volumi di energia, anche ai costi. La risoluzione di vincoli a rete integra da sola genera il 50% degli avviamenti a programma del 2016 e andrebbe aggiunta ai 150 milioni di euro di rendita di congestione del paragrafo precedente, come misura dell’inefficienza della rete di trasmissione, differenziandosi dalle esigenze di bilanciamento.</p> <p>ANIE ENERGIA: Rispetto alla risposta fornita da Terna nella sessione pubblica del 17 luglio u.s. ANIE ENERGIA non può che ribadire la necessità di confronti con gli altri anni auspicando che le spiegazioni che Terna vorrà predisporre siano in grado di scongiurare le “errate conclusioni” che Terna stessa paventa. Inoltre ANIE ENERGIA è ben consapevole che le informazioni presentate nel PdS si limitano ai volumi di energia tanto che da tempo si chiede l’estensione dell’analisi ai volumi finanziari. Anche in base alla risposta fornita da Terna emerge l’importanza e la necessità di un sistema di accounting per MSD; dalle informazioni contenute nel PdS non si può che dedurre che i vincoli di rete e quindi le inefficienze del sistema di trasmissione abbiano un impatto preponderante sulle dinamiche di MSD, tanto da portare all’aumento del numero di impianti dichiarati essenziali (vedasi commento allo spunto successivo e anche la risposta al quesito S10 fornita ad Edison).</p> <p>ENEL: Si apprezza il dettaglio delle attivazioni sui MSD, distinzione tra rete integra, riserva e altri servizi. Si chiede tuttavia di aumentare il dettaglio, magari distinguendo meglio i servizi di rete, per esempio: regolazione tensione, risoluzione congestioni, adeguatezza, ecc.</p> <p>TERNA: <i>Con riferimento alla figura che riporta gli avviamenti a programma 2016, per zona e per servizi, si evidenzia che i confronti con gli altri anni possono talvolta prestarsi ad errate conclusioni. L’avviamento di una Unità di Produzione è classificato in base al servizio principale che è chiamato ad assolvere, tuttavia l’UP può offrire una molteplicità di servizi una volta avviato. Pertanto si possono registrare differenze sostanziali tra gli anni senza che ciò sia riconducibile ad una reale significativa variazione dell’esigenza. Si valuterà in fase di predisposizione del prossimo Piano di Sviluppo se e come riportare adeguatamente tale informazione. Inoltre si precisa che il 50% degli avviamenti a programma per vincoli</i></p>		

Spunto	Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati (prezzi borse europee ed italiana, risultati MSD, ecc.), con particolare riferimento agli anni 2015-2016, alle criticità attuali e al loro ruolo ai fini di identificare le esigenze del sistema elettrico e di nuove infrastrutture	Riferimento
S3.		Piano di Sviluppo, Capitolo 2
<p>a rete integra sono di volumi di energia e, come detto al punto precedente, sono classificati in base al servizio principale; non è pertanto una indicazione assoluta dell'inefficienza del sistema.</p>		
<p>ANIE ENERGIA: Inoltre in merito alle 6 righe di inizio di pag. 65 si richiedono chiarimenti ulteriori, a spiegazione degli evidenti malfunzionamenti del mercato (vedi provvedimenti AEEGSI) e in relazione all'affermazione di pag. 62 "Lo sviluppo della RTN [...] a porzioni più estese della rete". A tale proposito si richiedono ulteriori commenti circa l'efficacia dello sviluppo rete, dal momento che l'elenco degli impianti essenziali è aumentato rispetto al PdS 2016, con l'ingresso di Brindisi Sud, Fiumesanto e Ottana (Capri trascurabile).</p> <p>AIGET: Tenendo conto del panorama delineatosi nel corso degli ultimi mesi, per la definizione degli scenari futuri riteniamo stiano acquisendo sempre maggior importanza: [...] sviluppo della rete per superare i problemi di congestione della rete attualmente gestiti ricorrendo a meccanismi di essenzialità che hanno impatti distorsivi sul mercato wholesale.</p> <p>ANIE ENERGIA: Rispetto alla risposta fornita da Terna nella sessione pubblica del 17 luglio u.s. ANIE ENERGIA, con riferimento anche a quanto affermato in precedenza, vuole sottolineare come "strategie di mercato o contingenze di breve termine" possano verificarsi anche sulla base delle succitate inadeguatezze della RTN.</p> <p>TERNA: <i>Gli obiettivi del gestore di rete (Terna) sanciti nella concessione (Art.4) sono "assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo" e "deliberare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione". Lo sviluppo della RTN in generale è in grado di determinare una diminuzione delle esigenze di approvvigionamento sui MSD, incrementando la magliatura del sistema anche nelle zone attualmente soggette a vincoli e rendendo fruibili le risorse di produzione a porzioni più estese della rete; tuttavia, laddove strategie di mercato o contingenze di breve termine, oltre che generare significativi oneri per il sistema, dovessero compromettere la sicurezza dell'esercizio della rete, Terna proporrebbe all'Autorità le azioni immediate a garantire la gestione in sicurezza della rete.</i></p>		
<p>AIGET: Con riferimento al regime di essenzialità, riteniamo necessario che venga prossimamente avviato un processo finalizzato al suo superamento. Oltre ai regimi annuali, segnaliamo anche l'esistenza di forme di essenzialità pluriennale: sono diverse le centrali che, nonostante l'entrata in esercizio di nuovi elettrodotti (tra cui ad esempio anche il cavo Sorgente- Rizziconi) che dovrebbero aver risolto i problemi di congestione, sono ancora contrattualizzati sotto il regime di essenzialità anche fino al 2021.</p> <p>EDISON: lo sviluppo delle reti e delle infrastrutture può realmente favorire l'efficienza dei mercati, evitando asimmetrie e distorsioni. In quest'ottica riteniamo rilevante avviare una profonda riflessione circa il superamento dei regimi di essenzialità, introdotti in passato come meccanismo transitorio, ma ancora oggi utilizzati per fornire servizi o risolvere criticità. A tal proposito potrebbe essere utile identificare all'interno del PdS le criticità zonali e gli interventi sulla rete che porterebbero ad una riduzione dell'utilizzo dei suddetti regimi.</p> <p>TERNA: <i>Le forme di essenzialità pluriennali, per la loro natura contrattuale, non sempre si estinguono completamente e necessariamente con l'entrata in servizio di un intervento di sviluppo. Tali forme contrattuali sono state valutate e proposte all'AEEGSI; inoltre, i regimi di essenzialità sono legati anche ad esigenze del sistema e non solo a carenze infrastrutturali.</i></p> <p><i>A pagina 65 del Piano di Sviluppo sono in ogni caso riportati, per ciascun impianto essenziale per la sicurezza del sistema elettrico, la motivazione e l'eventuale intervento atto a superare il vincolo.</i></p>		

Spunto	Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati (prezzi borse europee ed italiana, risultati MSD, ecc.), con particolare riferimento agli anni 2015-2016, alle criticità attuali e al loro ruolo ai fini di identificare le esigenze del sistema elettrico e di nuove infrastrutture	Riferimento
S3.		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 2</i>
<p>EDISON: nelle recenti edizioni del Piano di Sviluppo il tema dell'inerzia del sistema e della associata potenza di cortocircuito è stato trattato solamente in modo marginale. A nostro avviso risulta essere un aspetto particolarmente importante, soprattutto in presenza di una massiccia penetrazione di impianti di produzione non rotanti che, per loro natura, sono privi di inerzia. Auspichiamo, quindi, che Terna possa dedicare nelle prossime edizioni maggiore spazio a questi aspetti, evidenziando le azioni che possano essere adottate per incrementare l'inerzia del sistema e la potenza di cortocircuito, quali, ad esempio, l'utilizzo degli alternatori degli impianti messi in conservazione (come già suggerito da Edison nella risposta alle edizioni passate e come accolto anche da Terna, purché in presenza di un apposito quadro regolatorio definito dall'Autorità).</p> <p>EDISON: si segnala, infine, che attualmente il servizio di regolazione di tensione secondaria per la fornitura di potenza reattiva non è considerato obbligatorio e non viene remunerato, seppur richiesto in alcuni casi da Terna ai grandi impianti di generazione in grado di fornirlo. Edison ritiene che debba esser riconosciuta una adeguata remunerazione per l'erogazione di tale servizio, in analogia a quanto già previsto per la regolazione secondaria di frequenza e come indicato originariamente dal Codice di Rete.</p> <p>ELETRICITA' FUTURA: In relazione alle evidenze del sistema elettrico e dei mercati occorre segnalare, infine, che attualmente il servizio di regolazione di tensione secondaria per la fornitura di potenza reattiva non è considerato obbligatorio e non viene remunerato, seppur richiesto in alcuni casi da Terna ai grandi impianti di generazione in grado di fornirlo. Si ritiene che debba esser riconosciuta una adeguata remunerazione per l'erogazione di tale servizio, in analogia a quanto già previsto per la regolazione secondaria di frequenza e come indicato originariamente dal Codice di Rete.</p> <p>ELETRICITA' FUTURA: In generale, riteniamo che per realizzare dispositivi finalizzati alla fornitura di servizi di dispacciamento (come nel caso della regolazione di tensione), Terna applichi procedure di mercato (gare, ecc.) in modo che siano gli operatori ad effettuare tali interventi che avranno poi effetti sulla fornitura di servizi di mercato. L'intervento di Terna nel realizzare tali opere (ad. es. compensatori sincroni) dovrebbe intendersi solo come eccezionale, vale a dire, essere consentito solo per esigenze di sistema non procrastinabili e dopo aver espletato senza successo procedure pubbliche di approvvigionamento. Tale approccio è in linea con la proposta di nuova Electricity Directive contenuta nel Clean Energy Package della CE (art. 54 Directive) e rispetta il ruolo del MSD (sia spot che a termine) come sede unica deputata all'approvvigionamento di servizi di dispacciamento.</p> <p>ENEL: Si ritiene che per realizzare dispositivi finalizzati alla fornitura di servizi di dispacciamento (come nel caso di compensatori sincroni dedicati alla regolazione di tensione) individuati nel Piano per far fronte a determinate esigenze del SEN, Terna applichi procedure di mercato per l'approvvigionamento dei servizi richiesti. Diversamente a quanto osservato in passato, l'intervento di Terna nel realizzare tali opere dovrebbe intendersi solo come eccezionale, e cioè essere consentito soltanto per esigenze di sistema non procrastinabili e dopo aver espletato senza successo procedure pubbliche di approvvigionamento.</p> <p>TERNA: <i>In merito alla proposta di utilizzare gli alternatori delle centrali messe in conservazione e/o forme di remunerazione per la fornitura di potenza reattiva, Terna conferma in continuità con il passato l'utilità di tali soluzioni, ferma restando la necessità di definirne un quadro regolatorio laddove tali soluzioni si dimostrino fattibili e economicamente sostenibili rispetto a investimenti di pari performance sulla rete di trasmissione.</i></p>		
<p>ELETRICITA' FUTURA: Per quanto riguarda la descrizione degli impianti essenziali utili alla sicurezza del sistema elettrico, si richiede di arricchire questa sezione del Piano di Sviluppo con il dettaglio degli impianti essenziali con la formula del contratto alternativo e relativa descrizione della criticità di rete che genera questa necessità.</p> <p>ENEL: Per quanto riguarda la descrizione degli impianti essenziali utili alla sicurezza del sistema elettrico, si richiede di arricchire questa sezione del Piano di Sviluppo con il dettaglio degli impianti essenziali con la formula del contratto alternativo e relativa descrizione della criticità di rete che genera questa necessità.</p> <p>ENEL: Si richiede di integrare la sezione del PdS relativa agli impianti essenziali per la sicurezza con il dettaglio di quelli soggetti a regime di contratto alternativo.</p> <p>EP PRODUZIONE: Per quanto riguarda la descrizione degli impianti essenziali utili alla sicurezza del sistema elettrico, si richiede di arricchire questa sezione del Piano di Sviluppo con il dettaglio degli impianti essenziali con la formula del contratto alternativo e relativa descrizione della criticità di rete che genera questa necessità.</p> <p>TERNA: <i>Ferma restando la possibilità approfondire il tema, si deve tenere presente la natura riservata dei dettagli contrattuali.</i></p>		

Spunto	Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati (prezzi borse europee ed italiana, risultati MSD, ecc.), con particolare riferimento agli anni 2015-2016, alle criticità attuali e al loro ruolo ai fini di identificare le esigenze del sistema elettrico e di nuove infrastrutture	Riferimento
S3.		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 2</i>
<p>ELETTRICITA' FUTURA: Sul tema energie rinnovabili vi sono da segnalare alcune considerazioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la crescente penetrazione delle FER necessita in prima istanza di un adeguato sviluppo della rete, che consenta di ridurre il problema delle congestioni e permetta il transito efficiente di energia dalle aree di produzione a quelle di consumo; - un secondo aspetto riguarda l'analisi dei criteri di sicurezza del sistema elettrico e di qualità del servizio: in quest'ottica lo sviluppo futuro delle FER (considerando che già oggi vi sono aree in cui il carico per numerose ore è soddisfatto dalle rinnovabili) potrebbe enfatizzare nuove esigenze del sistema elettrico. Sarebbe quindi interessante sapere se, in tal senso, saranno necessari ulteriori interventi mirati a contrastare eventuali criticità, al momento ancora poco evidenti. <p>TERNA: Il Piano di Sviluppo riporta a pagina 11 della sezione Avanzamento Piani Precedenti gli interventi allo studio, tra i quali si cita l'Incremento della capacità di trasporto tra le sezioni Centro Sud – Centro Nord – Nord per favorire la penetrazione dell'energie rinnovabili ed efficienti.</p>		

Spunto	Commenti riguardanti la definizione degli scenari di riferimento (scenario unico anno 2020 e scenari differenziati agli anni 2025 e 2030), le ipotesi utilizzate e la loro correlazioni con le ipotesi usate a livello europeo e nel settore del trasporto gas	Riferimento Piano di Sviluppo, Capitolo 3
S4.	<p>ANIE ENERGIA: Si chiede di aggiungere considerazioni sulla validità della correlazione tra PIL e consumo elettrico.</p> <p>TERNA: Il rapporto tra consumi elettrici e PIL è denominato intensità elettrica – generalmente espressa in kWh/Euro – ed è un indicatore sintetico dell'energia elettrica occorrente per generare una unità di PIL. Tutti i dettagli ed approfondimenti sul tema sono disponibili nel documento che Terna pubblica annualmente “Scenari della domanda elettrica in Italia 2016-2026” (http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisioni/previsionidelladamandaelettrica.aspx).</p>	
<p>ANIE ENERGIA: Si richiedono valutazioni circa gli impatti della nuova SEN sugli scenari (ad esempio tabella 25, la cui didascalia va corretta sostituendo GW con TWh)</p> <p>TERNA: Si valuteranno nel prossimo Piano le modalità più consone per tener conto della nuova SEN sugli scenari tuttora in consultazione.</p>		
<p>EDISON: Nel capitolo sulle smart grid non vi sono indicazioni/proiezioni circa la penetrazione futura e l'incidenza di demand response, sistemi di accumulo e generazione distribuita.</p> <p>AIGET: Relativamente a questo ambito, sottolineiamo che nel capitolo non sono presenti indicazioni o proiezioni circa la penetrazione futura e l'incidenza di demand response, sistemi di accumulo e generazione distribuita. In linea generale, auspichiamo comunque che in futuro venga lasciato spazio agli operatori di mercato in ogni ambito potenzialmente concorrenziale, evitando sempre che sia un soggetto monopolista regolato come Terna ad attivarsi anche nella realizzazione e gestione di asset che possono benissimo ricadere nell'ambito del libero mercato.</p> <p>ELETTRICITA' FUTURA: Nel capitolo sulle smart grid non vi sono indicazioni/proiezioni circa la penetrazione futura e l'incidenza di demand response, sistemi di accumulo e generazione distribuita.</p> <p>In linea generale, si auspica che in futuro venga lasciato spazio agli operatori di mercato, evitando di favorire Terna nella realizzazione e nella gestione degli asset.</p> <p>TERNA: Con riferimento al Demand Response ed ai sistemi di accumulo, non si forniscono dettagli dell'incidenza sugli scenari dei Piani di Sviluppo essendo il quadro normativo non consolidato o in fase di consolidamento. Per quanto concerne la generazione distribuita, se ne tiene conto negli scenari di sviluppo ed in tal senso sono condotte le analisi e gli studi di rete.</p>		
<p>ELETTRICITA' FUTURA: Nel documento “Scenari della domanda elettrica in Italia 2016-2026”, che è la base della previsione utilizzata nel PdS, emerge che lo scenario di sviluppo considera la presenza della mobilità elettrica. Sarebbe molto interessante arricchire il PdS con informazioni numeriche e quantitative in merito a questo aspetto.</p> <p>ENEL: Relativamente alla previsione di domanda di energia e potenza per i dieci anni a venire, si ritiene opportuno aggiungere un approfondimento relativo alle ipotesi che stanno alla base dei due scenari considerati: base e sviluppo. Ad esempio dal documento Terna “Scenari della domanda elettrica in Italia 2016-2026, che è la base della previsione utilizzata nel PdS, emerge che lo scenario di sviluppo considera la presenza della mobilità elettrica. Sarebbe molto interessante arricchire il PdS con informazioni numeriche e quantitative in merito a questo aspetto.</p> <p>TERNA: Si valuteranno nel prossimo Piano ed in fase di predisposizione della previsione della domanda elettrica, le modalità per fornire ulteriori dettagli al riguardo.</p>		
<p>ELETTRICITA' FUTURA: Riguardo all'evoluzione dei mercati e in particolare all'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento a fonti rinnovabili non programmabili e carichi attualmente non abilitati, sarebbe interessante capire se ed eventualmente quali sono le ipotesi e le assunzioni fatte in merito al possibile impatto sulla regolazione e sulla sicurezza del sistema elettrico di potenza.</p> <p>ENEL: In merito all'evoluzione dei mercati e in particolare all'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento a fonti rinnovabili non programmabili e carichi attualmente non abilitati, sarebbe interessante capire se ed eventualmente quali sono le ipotesi e le assunzioni fatte in merito al possibile impatto sulla regolazione e sulla sicurezza del sistema elettrico di potenza.</p> <p>ENEL: Sarebbe utile conoscere le assunzioni fatte in merito all'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento a fonti rinnovabili non programmabili e carichi attualmente non abilitati, per studiare gli impatti sulla regolazione e sulla sicurezza del sistema elettrico di potenza.</p> <p>TERNA: Si valuteranno nel prossimo Piano ed in fase di predisposizione della previsione della domanda elettrica, le modalità per fornire ulteriori dettagli al riguardo.</p>		

Spunto	Commenti sugli interventi rappresentati nello schema di Piano di Sviluppo 2017 e sulla loro nuova categorizzazione (interventi di incremento sicurezza, qualità e resilienza, interventi a contributo della decarbonizzazione, interventi per favorire l'efficienza dei mercati)	Riferimento
S5.		<i>Piano di Sviluppo, Capitoli 4, 5 e 6</i>
<p>ANIE ENERGIA: Con riferimento alla resilienza si richiedono maggiori dettagli. La sola tabella 28 sembra limitativa, considerato che molti sono singoli utenti AT. Si richiede che il piano sulla resilienza venga reso pubblico (tutto o in parte).</p> <p>TERNA: <i>La tabella 28 non esaurisce il tema della Resilienza, ma lo introduce dal momento che questo tema coinvolge in maniera trasversale diverse attività del gestore di rete (dallo sviluppo della rete, all'operation e al rinnovo). Il Piano trasmesso all'AEEGSI rappresenta un primo piano di lavoro elaborato in conformità alle Linee Guida di cui alla Determinazione 2/2017 DIEU del 7 marzo 2017.</i></p> <p><i>Le stesse Linee Guida prevedono che i Piani di lavoro, che dovranno essere coordinati tra Terna e le imprese distributrici, siano integrati nei successivi piani di sviluppo delle singole imprese concessionarie.</i></p>		
<p>EDISON: Gli sviluppi prospettati sulla rete per ridurre le congestioni e liberare maggior capacità rinnovabile sono del tutto allineati con gli obiettivi delineati dal Clean Energy Package. Considerando la prevista crescita futura delle rinnovabili e l'attuale andamento crescente della MPE negli ultimi 2-3 anni, tali interventi iniziano a ricoprire un carattere di urgenza.</p> <p>AIGET: Gli sviluppi prospettati sulla rete per ridurre le congestioni e liberare maggior capacità rinnovabile sono del tutto allineati con gli obiettivi delineati dal Clean Energy Package. Considerando la prevista crescita futura delle rinnovabili (incluso il possibile repowering degli impianti esistenti) e l'attuale andamento crescente della MPE negli ultimi 2-3 anni, riteniamo che tali interventi abbiamo ormai iniziato a ricoprire un carattere di urgenza.</p> <p>ELETTRICITA' FUTURA: Considerando la prevista crescita futura delle rinnovabili, in particolare dell'eolico, e l'attuale andamento crescente della MPE negli ultimi 2-3 anni, gli interventi delineati iniziano a ricoprire un carattere di urgenza.</p> <p>TERNA: <i>Si condivide il carattere di urgenza; già oggi il Pds 2017 prevede circa il 26% degli investimenti di sviluppo con finalità integrazione delle fonti rinnovabili.</i></p>		
<p>ABB: Nell'ambito degli interventi per la riduzione delle congestioni interzonal, ABB segnala la possibilità di trarre beneficio dalla tecnologia dei convertitori HVDC "back-to-back" (B2B), che consentono di garantire lo scambio dei flussi energetici pur "disaccoppiando" elettricamente (in termini di ampiezza e fase di tensione e frequenza) le zone interconnesse. Inoltre tali installazioni consentono di non aumentare il contributo alla potenza di corto circuito nelle reti connesse (che talvolta può risultare critico, considerando la sempre più ampia magliatura della rete) e permettono un flusso di potenza completamente controllabile.</p> <p>ABB in particolare vanta una ragguardevole esperienza su convertitori B2B di tipo Voltage Source Converter (VSC), oltre che quella per convertitori B2B tipo tradizionale (LCC). Tali sistemi VSC - oltre a garantire le suddette performance - possono offrire il vantaggio di un notevole supporto in termini di tensione e potenza reattiva ai due lati della rete collegati al convertitore.</p> <p>In generale, si vuole segnalare che la tecnologia HVDC non deve essere soltanto considerata per l'implementazione di grandi interconnessioni transfrontaliere, ma essa può essere utilizzata anche all'interno della rete nazionale per risolvere criticità difficilmente gestibili con la sola tradizionale tecnologia in AC.</p> <p>TERNA: <i>In fase di pianificazione, Terna valuta le tecnologie di trasmissione esistenti sul mercato, ivi incluse quelle in via di sviluppo.</i></p>		

Spunto	Commenti sui nuovi interventi di sviluppo identificati esplicitamente e non identificati nello schema di Piano di Sviluppo 2017 (nuovi interventi su perimetro RTN e interventi rimodulati rispetto ai piani precedenti)	Riferimento
S6.		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 7</i>
<p>ANIE ENERGIA: Tra i nuovi interventi si rileva che solo il 535-N ha come finalità l'integrazione delle rinnovabili. Visti gli scenari di sviluppo generazione e gli obiettivi COP21 si richiedono chiarimenti al riguardo.</p> <p>EDISON: un secondo aspetto riguarda l'analisi dei criteri di sicurezza del sistema elettrico e di qualità del servizio: in quest'ottica lo sviluppo futuro delle FER (considerando che già oggi vi sono aree in cui il carico per numerose ore è soddisfatto dalle rinnovabili) potrebbe enfatizzare nuove esigenze del sistema elettrico. Sarebbe quindi interessante sapere se, in tal senso, saranno necessari ulteriori interventi mirati a contrastare eventuali criticità, al momento ancora poco evidenti;</p> <p>TERNA: Si evidenzia che l'intervento 535-N, finalizzato all'integrazione delle rinnovabili, si aggiunge a tutti gli interventi già pianificati nei piani precedenti in base a tale finalità, ad oggi non ancora completati, che rappresentano il 26% degli investimenti di sviluppo previsti da Terna.</p>		

Spunto	Commenti sui nuovi interventi di sviluppo identificati esplicitamente e non identificati nello schema di Piano di Sviluppo	Riferimento
S6.	2017 (nuovi interventi su perimetro RTN e interventi rimodulati rispetto ai piani precedenti)	Piano di Sviluppo, Capitolo 7
<p>EDISON: Interconnessione con Montenegro: questa interconnessione, oltre ad enfatizzare le criticità della RTN attualmente presenti in centro Italia ed evidenziate dalla stessa Terna, potrebbe comportare delle problematiche nel medio lungo termine legate al mantenimento della sicurezza del sistema. La riduzione del PUN negli anni passati (che ha ridotto il differenziale di prezzo con l'energia prodotta nei paesi balcanici), ha portato alla progressiva messa in conservazione/dismissione di un numero sempre maggiore di impianti necessari alla copertura della domanda e alla sicurezza della rete.</p> <p>AIGET: Considerate le attuali problematiche di congestione della rete (menzionate in precedenza) in particolar modo quelle presenti lungo la direttrice nord-sud, reputiamo che lo sviluppo di futuri progetti di interconnessione debba essere subordinata ad una positiva valutazione dell'analisi costi-benefici. Analizzando nel dettaglio i vari progetti proposti nel Piano, evidenziamo le seguenti criticità:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Interconnessione con il Montenegro: questa interconnessione, oltre ad enfatizzare potenzialmente le criticità della RTN attualmente già presenti in centro Italia e peraltro evidenziate dalla stessa Terna, potrebbe comportare delle problematiche sul medio-lungo termine legate al mantenimento della sicurezza del sistema. La riduzione del PUN negli anni passati, che ha a sua volta prodotto una riduzione del differenziale di prezzo con l'energia prodotta nei paesi dell'area balcanica, ha portato alla progressiva messa in conservazione/dismissione di un numero sempre maggiore di impianti necessari alla copertura della domanda e alla sicurezza della rete. <p>EDISON: Come già evidenziato nelle osservazioni alle precedenti edizioni del Piano di Sviluppo, Edison è perplessa in merito agli interventi di sviluppo di nuova capacità di interconnessione, specialmente per quanto attiene l'area balcanica. Siamo consapevoli che tali progetti rientrano nell'ambito dei progetti di interesse comunitario (PCI) e che, come tali, devono essere inclusi sia nel TYNDP di ENTSO-E sia nel piano nazionale. Siamo altrettanto consapevoli che lo sviluppo di capacità di interconnessione rientri fra gli obiettivi della concessione di trasmissione e dispacciamento rilasciata a Terna, tuttavia, a nostro avviso, il loro contributo all'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale non appare significativo, anzi potrebbe perfino dare luogo a criticità nel medio e lungo termine.</p> <p>ELETTRICITA' FUTURA: Interconnessione con Montenegro: questa interconnessione, oltre ad enfatizzare le criticità della RTN attualmente presenti in centro Italia ed evidenziate dalla stessa Terna, potrebbe comportare delle problematiche nel medio lungo termine legate al mantenimento della sicurezza del sistema. La riduzione del PUN negli anni passati (che ha ridotto il differenziale di prezzo con l'energia prodotta nei paesi balcanici), ha infatti portato alla progressiva messa in conservazione/dismissione di un numero sempre maggiore di impianti necessari alla copertura della domanda e alla sicurezza della rete.</p> <p>TERNA: <i>L'incremento della capacità di interconnessione rappresenta uno degli obiettivi a livello europeo finalizzato all'integrazione dei mercati, oltre ad avere vantaggi per la sicurezza del sistema elettrico interconnesso di trasmissione. Come noto, nel Piano di Sviluppo 2017 si è proceduto a rimodulare da un punto di vista temporale l'interconnessione con il Montenegro di cui il secondo polo è previsto in completamento al 2026, ciò nell'ottica di garantirne la massima efficacia in un orizzonte di breve-medio termine. In tale contesto, Terna effettua ogni anno degli studi di mercato del sistema elettrico italiano con i quali stima i flussi di energia e le ore di congestione attesi nel medio/lungo periodo. Gli esiti di tali analisi, effettuate anche su scenari di rete contrastanti, sono riportate nel capitolo 11. Inoltre nel documento di Avanzamento PdS precedenti è riportato il risultato delle Analisi Costi Benefici, in termini di Indice Utilità Sistema (IUS) pari a 2,0÷1,3 (nei due scenari di riferimento) e pari a 3,8÷1,8 con riferimento ad un'analisi di sensitivity effettuata solo sul beneficio perseguibile per il consumatore italiano.</i></p>		
<p>ANIE ENERGIA: Tra i nuovi interventi si rileva che solo il 535-N ha come finalità l'integrazione delle rinnovabili. Visti gli scenari di sviluppo generazione e gli obiettivi COP21 si richiedono chiarimenti al riguardo.</p> <p>EDISON: un secondo aspetto riguarda l'analisi dei criteri di sicurezza del sistema elettrico e di qualità del servizio: in quest'ottica lo sviluppo futuro delle FER (considerando che già oggi vi sono aree in cui il carico per numerose ore è soddisfatto dalle rinnovabili) potrebbe enfatizzare nuove esigenze del sistema elettrico. Sarebbe quindi interessante sapere se, in tal senso, saranno necessari ulteriori interventi mirati a contrastare eventuali criticità, al momento ancora poco evidenti;</p> <p>TERNA: <i>Si evidenzia che l'intervento 535-N finalizzato all'integrazione delle rinnovabili si aggiunge a tutti gli interventi già pianificati nei piani precedenti in base a tale finalità, ad oggi non ancora completati, che rappresentano il 26% degli investimenti di sviluppo previsti da Terna.</i></p>		

Spunto	Commenti sui nuovi interventi di sviluppo identificati esplicitamente e non identificati nello schema di Piano di Sviluppo 2017 (nuovi interventi su perimetro RTN e interventi rimodulati rispetto ai piani precedenti)	Riferimento
S6.		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 7</i>
<p>ABB: Nel PdS, ma anche nel documento citato in allegato "Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti 2016", si parla in diversi punti di sistemi di "compensazione della potenza reattiva". Chiarire se si tratta di elementi tradizionali (reattori/capacità) oppure di sistemi tipo SVC/STATCOM. Nel secondo caso quali sono i punti della rete dove potrebbero essere considerati tali impianti?</p> <p>TERNA: Nella maggior parte dei casi per sistemi di compensazione reattiva si intende reattanze e capacità. Laddove le esigenze di rete e la stabilità dinamica lo richiedano, in fase di progettazione, si ricorre a esplicitare esigenze più mirate di compensazione reattiva.</p>		

Spunto	Commenti sulle iniziative finalizzate allo sviluppo di smart grid e ai relativi progetti (Green-ME, MIGRATE, SmartNet, Cluster Tecnologico MIUR- area Energia), allo sviluppo di sistemi di accumulo e ai risultati del progetto Electricity Highways E-2050	Riferimento
S7.		Piano di Sviluppo, Capitolo 8
<p>ANIE ENERGIA: L'introduzione del paragrafo 8.1 definisce in maniera esaustiva il futuro scenario del sistema elettrico, focalizzando l'esigenza di avviare uno sviluppo rete "non convenzionale". Sarebbe quindi opportuno inserire questo capitolo nell'ambito degli interventi di sviluppo della rete, ancorché prototipali o pilota. In altri termini, ad esempio per i progetti europei, sarebbe opportuno descrivere con precisione le apparecchiature o i sistemi oggetti di sviluppo e quali prospettive di inserimento nel PdS ci potranno essere. Quanto sopra richiesto riguarda anche i progetti pilota sulla riforma del MSD di cui alla Delibera 300/2016 e s.m.i.</p> <p>TERNA: I progetti innovativi presentati nel Capitolo 8 del Piano di Sviluppo 2017, in particolare MIGRATE, SmartNet ed i sistemi pilota di accumulo sono tuttora in corso; i relativi risultati sono disponibili nei rispettivi siti internet (www.h2020-migrate.eu, www.e-highway2050.eu e www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/progettipilotadiaccumulo.aspx); sarà cura di Terna aggiornare le prossime edizioni del Piano di Sviluppo con le informazioni che si renderanno disponibili.</p>		
<p>ANIE ENERGIA: Per i sistemi di accumulo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si richiede di inserire una sintesi dei primi risultati della sperimentazione, con particolare riferimento al miglioramento dell'esercizio e del dispacciamento e alla riduzione dell'impatto dei vincoli di rete. • Si richiedono chiarimenti sulle modalità con cui si possono conciliare le attività di Terna in tema di sistemi di accumulo con l'indicazione del Winter Package in base a cui i TSO e DSO non devono possedere SdA. <p>TERNA: gli esiti dell'attività di sperimentazione, per le annualità 2015 e 2016, sono disponibili sul sito di Terna (www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/progettipilotadiaccumulo.aspx); mentre nell'ambito del Winter Energy Package si stanno delineando e definendo i rispettivi compiti e ruoli dei gestori di rete con riferimento ai sistemi di accumulo.</p>		
<p>EDISON: In relazione ai sistemi di accumulo si hanno due considerazioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> - al momento non esiste un meccanismo di mercato o segnali specifici che permettano di verificarne l'effettiva esigenza; - il Clean Energy Package indica che devono essere prioritariamente gli operatori di mercato ad occuparsi della realizzazione e gestione dei sistemi di accumulo. <p>Delle deroghe possono essere ammesse se strettamente subordinate al verificarsi di specifiche condizioni, come ad esempio:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la dimostrazione che sussista la reale necessità dello stoccaggio; - l'effettuarsi di un'asta, per la realizzazione degli stoccaggi, in esito alla quale il mercato non abbia manifestato interesse. <p>Infine, si ritiene che i sistemi di accumulo possano essere utilizzati dai DSO solo per fornire servizi relativi alla qualità della tensione, ma non per offrire di servizi di rete, che invece dovrebbero essere approvvigionati sul MSD, prevedendo una opportuna abilitazione.</p> <p>ELETTRICITA' FUTURA: [...] siano gli operatori ad effettuare tali interventi che avranno poi effetti sulla fornitura di servizi di mercato [...]. Tale approccio è in linea con la proposta di nuova Electricity Directive contenuta nel Clean Energy Package della CE (art. 54 Directive) e rispetta il ruolo del MSD (sia spot che a termine) come sede unica deputata all'approvvigionamento di servizi di dispacciamento.</p> <p>ENEL: [...] eccezionale, e cioè essere consentito soltanto per esigenze di sistema non procrastinabili e dopo aver espletato senza successo procedure pubbliche di approvvigionamento [...]. Tale approccio è in linea con la proposta di nuova Electricity Directive contenuta nel Clean Energy Package del consiglio della CE (art. 54 Directive) e rispetta il ruolo del MSD (sia spot che a termine) come sede unica deputata all'approvvigionamento di servizi di dispacciamento.</p> <p>TERNA: Terna ha accolto con favore le proposte contenute nel Clean Energy Package presentato dalla Commissione Europea lo scorso 30 novembre 2016. Tali proposte legislative stanno seguendo l'iter legislativo di approvazione a livello europeo, pertanto si attende la conclusione dello stesso per conoscere la formulazione finale delle norme.</p>		

Spunto	Commenti riguardanti le opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione identificate e non identificate nello schema di Piano di Sviluppo 2017	Riferimento
S8.		Piano di Sviluppo, Capitolo 9
<p>ENERGIA CONCORRENTE: il Piano 2017 dovrebbe dimostrare adeguatamente la necessità del nuovo collegamento pianificato con la Tunisia</p> <p>TERNA: Il documento di avanzamento dei Piani Precedenti riporta una scheda dettagliata del progetto Italia – Tunisia (Intervento 601, pag. 343) inclusa un'Analisi Costi Benefici elaborata nella modalità richieste dall'AEEGSI con delibera 627/16/eel/r. L'Analisi Costi Benefici, rispetto ad un investimento di circa 600 M€, individua uno IUS (Indice di Utilità per il Sistema) tra 3,0 e 4,1.</p>		
<p>EDISON: Interconnessione con Tunisia: i limiti di transito delle connessioni fra nord e sud Italia già oggi non consentono di evacuare efficacemente tutta l'energia prodotta. Un collegamento con la Tunisia (per altro, stando ai grafici a pag. 141 inerenti gli scenari futuri, sembrerebbe esser operativo già nel 2026), sia ipotizzando scenari di export (considerato la crescita della domanda nei paesi del nord Africa) che di import (energia rinnovabile prodotta in Tunisia) potrebbe acuire le criticità insite nel sistema attuale.</p> <p>AIGET: Considerate le attuali problematiche di congestione della rete (menzionate in precedenza) in particolar modo quelle presenti lungo la direttrice nord-sud, reputiamo che lo sviluppo di futuri progetti di interconnessione debba essere subordinata ad una positiva valutazione dell'analisi costi-benefici. Analizzando nel dettaglio i vari progetti proposti nel Piano, evidenziamo le seguenti criticità:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Interconnessione con la Tunisia (merchant line): innanzitutto evidenziamo come i limiti di transito delle connessioni fra nord e sud Italia già al giorno d'oggi non consentano di evacuare efficientemente tutta l'energia prodotta. Di conseguenza riteniamo che un collegamento con la Tunisia (che, facendo riferimento ai grafici a pag. 141, sembrerebbe poter diventare operativo già nel 2026), sia ipotizzando scenari di export (considerata la crescita della domanda nei paesi del Nordafrica) che di import (da energie rinnovabili in Tunisia) potrebbe semmai piuttosto contribuire ad acuire le criticità purtroppo ancora presenti nel sistema attuale. Riteniamo al contempo utile sottolineare da subito, in caso di costruzione del cavo, la necessità di prevedere forme di aggiudicazione dei diritti di trasmissione attraverso aste periodiche tali da garantire la sua contendibilità, nei limiti previsti dalla regolazione sul tema. <p>TERNA: Il progetto Italia Tunisia è stato valutato sia come singolo progetto (cfr. punto precedente) sia in un contesto complessivo di sistema elettrico (cfr. Capitolo 11 sui Risultati Attesi) su scenari contrastanti.</p>		
<p>EDISON: Considerate le problematiche di congestione della rete attuale (evidenziate al punto precedente), in particolar modo lungo la direttrice nord-sud, si ritiene che lo sviluppo di futuri progetti di interconnessione dovrebbe ricoprire un ruolo secondario e marginale.</p> <p>TERNA: L'incremento della capacità di interconnessione rappresenta uno degli obiettivi a livello europeo finalizzato alla integrazione dei mercati, oltre ad avere vantaggi per la sicurezza del sistema elettrico interconnesso di trasmissione.</p> <p>Terna nel Piano di Sviluppo 2017 ha proceduto ad effettuare degli studi di mercato del sistema elettrico italiano con i quali si stimano i flussi di energia e le ore di congestione attesi nel medio/lungo periodo anche su scenari contrastanti (cfr capitolo 11 del PdS 2017).</p>		
<p>ABB: ABB coopera in modo costruttivo con Terna per lo sviluppo di diverse iniziative di interconnessione con l'estero. Tuttavia nel capitolo 9 non si trovano dettagli su quattro impianti (SACOI_3, Italia - Tunisia, Baggio - Pallanzeno, Italia – Slovenia) che stando alle più recenti comunicazioni dovrebbero essere sviluppate nei prossimi anni, mentre nell'allegato "Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti 2016" si afferma talvolta che "l'attività non assume carattere prioritario". Si prega di chiarire con maggior dettaglio la strategia a breve e medio termine riguardante tali installazioni.</p> <p>Tabella 33 – link "Italia-Tunisia (Partanna-El Haouaria) AC 400 600 MONCADA ENERGY GROUP SRL" viene indicato come AC, mentre ci risulta essere un HVDC; trattasi di un refuso?</p> <p>TERNA: Il capitolo 9 è redatto con lo scopo di fornire una panoramica delle iniziative di interconnessione, senza necessariamente entrare nel merito della tecnologia da utilizzare per realizzare i progetti di trasmissione finalizzati all'incremento della capacità alla frontiera. Viceversa, dettagli tecnici dei progetti sono riportati nelle schede del documento avanzamento piani precedenti (es. SACOI 3). La tabella 33 contiene le informazioni delle iniziative private trasmesse dai richiedenti la soluzione di connessione; il dato evidenziato è un refuso che verrà corretto nel prossimo PdS.</p>		

Spunto		Riferimento
S9.	Commenti sull'identificazione delle priorità di sviluppo della RTN	<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 10</i>
<p>EDISON: Lo sviluppo della rete in Italia diventa essenziale per eliminare qualunque forma di anomalia distorsiva del mercato. Una riduzione/eliminazione delle congestioni consentirebbe di revocare l'essenzialità ad alcuni impianti al momento indispensabili per fornire servizi o risolvere criticità.</p> <p>AIGET: Lo sviluppo della rete in Italia diventa essenziale per eliminare qualunque forma di anomalia distorsiva del mercato. In tale ottica sottolineiamo come una riduzione/eliminazione delle congestioni consentirebbe anche di revocare l'essenzialità ad alcuni impianti al momento considerati da Terna indispensabili per fornire servizi o risolvere criticità.</p> <p>TERNA: <i>Si condivide la necessità di sviluppo della rete soprattutto nell'ottica di ridurre non solo i limiti tra le zone di mercato, ma anche i vincoli che generano oneri nei Mercati dei Servizi di Dispacciamento.</i></p>		

Spunto	Commenti sui risultati attesi (in termini di capacità di scambio con l'estero, riduzione congestioni interne, riduzione vincoli per fonti rinnovabili, miglioramento delle tensioni, perdite, emissioni) totali di Piano	Riferimento <i>Piano di Sviluppo, Capitolo 11</i>
S10.	<p>EDISON: A tal proposito, facendo riferimento agli scenari futuri prospettati nel paragrafo 11.6, sarebbe opportuno avere dei chiarimenti circa i driver che hanno portato a stime dell'import da nord pari a 65.280 MWh nel medio periodo, a 68.230 MWh nello scenario V1 del 2026 e a 62.510 MWh nel V1 del 2030. Tali valori infatti, sembrano essere disallineati con le medie degli ultimi anni, pari a ca. 45 TWh (mentre nel 2016 a causa della particolare situazione francese il valore è sceso a 37 TWh).</p> <p>AIGET: Facendo riferimento agli scenari futuri prospettati nel paragrafo 11.6, riteniamo opportuno che siano forniti dei chiarimenti in merito ai driver che hanno portato a delle stime sull'import da Nord pari a 62.280 MWh nel medio periodo, a 68.230 MWh nello scenario V1 del 2026 e a 62.510 MWh nel V1 del 2030. Tali valori sembrano infatti essere disallineati con le medie degli ultimi anni, pari semmai a circa 45 TWh (mentre nel 2016, a causa della particolare situazione francese, il valore è sceso a 37 TWh).</p> <p>TERNA: <i>Si intende puntualizzare che gli scambi fisici di energia in importazione sulla frontiera Nord nel 2016 sono circa 43 TWh, in linea con i valori registrati negli anni 2012 e 2013. La stima dei flussi di energia attesi nel medio/lungo periodo è effettuata tenendo conto anche della nuova capacità che si renderà disponibile alla frontiera nord con la realizzazione dei progetti di interconnessione previsti in Piano di Sviluppo; in merito agli scenari Europei questi sono coerenti con quelli sviluppati per il TYNDP 2016, cfr TYNDP 2016 – Scenario Development Report, pubblicato da ENTSO a Novembre 2015.</i></p>	
	<p>ELETRICITA' FUTURA: Sarebbe utile avere maggior dettaglio sul criterio adottato per la verifica di adeguatezza con modello probabilistico, ad esempio una migliore descrizione dei dati di input, delle ipotesi di base, ecc.</p> <p>ENEL: Sarebbe utile avere maggior dettaglio sul criterio adottato per la verifica di adeguatezza con modello probabilistico, ad esempio una migliore descrizione dei dati di input, delle ipotesi di base, ecc.</p> <p>TERNA: <i>Nel prossimo Piano verrà valutata l'opportunità di inserire maggiore dettaglio e una migliore descrizione dei dati utilizzati.</i></p>	
	<p>ELETRICITA' FUTURA: In linea generale, nei casi in cui sia programmata un'opera costituita da più interventi che contribuiscono all'incremento del limite di transito tra due zone di mercato, sarebbe opportuno avere indicazione del contributo di ogni singolo intervento, visto che non necessariamente tutti gli interventi sono portati a termine contemporaneamente.</p> <p>ENEL: In linea generale, nei casi in cui siano programmati più interventi che contribuiscono all'incremento del limite di transito tra due zone di mercato (tabella 12), sarebbe opportuno avere indicazione di quanto ogni singolo intervento contribuisce all'incremento totale.</p> <p>EP PRODUZIONE: Per quanto riguarda poi il caso di più interventi di rete che contribuiscono all'incremento di limiti di transito tra due zone di mercato, riterremmo opportuno avere indicazione di quanto ogni singolo intervento contribuisca all'incremento totale, visto che non necessariamente tutti gli interventi sono portati a termine contemporaneamente.</p> <p>TERNA: <i>Le informazioni a livello di sistema sono riportate nel capitolo 11 dei Risultati attesi, mentre per singolo intervento si riporta l'indicatore I21.</i></p>	

Spunto		Riferimento
S11.	Commenti sullo stato di avanzamento dei Piani di Sviluppo precedenti e sulla qualità e la completezza delle informazioni disponibili nelle "schede degli interventi di sviluppo" e nelle "Tabelle PdS 2017"	<i>Avanzamento PdS, cap. 6, Tabelle PdS 2017</i>
<p>EP PRODUZIONE: Maggiore dettaglio rispetto al processo di messa in operatività degli interventi: consideriamo che il documento sull'avanzamento dei piani precedenti sia un buon esercizio, ma servirebbe – a nostro parere – una rappresentazione sintetica (es. % di progetti avviati/in corso/conclusi) che dia un'idea complessiva dello sviluppo degli interventi. Sarebbe inoltre utile inserire indicazioni di dettaglio sulle aree di rete critiche e sullo stato di avanzamento degli interventi per la loro risoluzione. Infatti, sebbene una corretta ed adeguata attività di pianificazione rappresenti un tassello necessario ai fini dello sviluppo della RTN, spesso all'atto della concretizzazione delle attività di sviluppo appare difficile garantire certezza di risultato;</p> <p>ELETTRICITA' FUTURA: Riteniamo che sia necessario un maggiore dettaglio rispetto al processo di messa in operatività degli interventi: consideriamo che il documento sull'avanzamento dei piani precedenti sia un buon esercizio, ma servirebbe – a nostro parere – una rappresentazione sintetica (es. % di progetti avviati/in corso/conclusi) che dia un'idea complessiva dello sviluppo degli interventi. Sarebbe, inoltre, utile inserire indicazioni di dettaglio sulle aree di rete critiche e sullo stato di avanzamento degli interventi per la loro risoluzione. Infatti, sebbene una corretta ed adeguata attività di pianificazione rappresenti un tassello necessario ai fini dello sviluppo della RTN, spesso all'atto della concretizzazione delle attività di sviluppo appare difficile garantire certezza di risultato.</p> <p>TERNA: <i>Si valuterà tale spunto nella fase di predisposizione del prossimo Piano di Sviluppo.</i></p>		
<p>EDISON: In merito all'utilizzo dei motori asincroni, potrebbe essere interessante capire se, oltre alla Sardegna, è prevista una loro installazione, in che area geografica e con quale obiettivo.</p> <p>TERNA: <i>Al momento non risulta ci siano progetti di installazione di motori asincroni nei Piani di Sviluppo.</i></p>		

Spunto		Riferimento
S12.	<p>Commenti sulle ipotesi di sviluppo della RTN allo studio da parte del gestore del sistema di trasmissione</p>	<p>Avanzamento PdS, cap. 3, Tabelle PdS 2017</p>
<p>Nessuna osservazione pervenuta</p>		

Spunto		Riferimento
S13.	Commenti sui costi consuntivati e stimati (totali di Piano e per ciascun intervento), nonché sulla qualità e la completezza delle relative informazioni	Avanzamento PdS, cap. 5 e 6, Tabelle PdS 2017
<p>ANIE ENERGIA: Si chiede se l’informativa sulla spesa di investimento di cui al punto 11 della Delibera 627/2016 possa essere in tutto o in parte resa pubblica da Terna e inclusa nella documentazione a corredo del PdS.</p> <p>TERNA: <i>La disposizione di cui al punto 11 della deliberazione del 4 Novembre 2016 (627/2016/R/EEL) è espressamente richiesta dall’AEEGSI a Terna; l’informativa è costruita tenendo conto delle esigenze alla base dello scambio dati tra il soggetto regolato ed il regolatore.</i></p> <p><i>Le informazioni sugli investimenti complessivi previsti nei 5 anni di Piano sono anche pubblicate nell’ambito della presentazione del Piano Strategico programmata tipicamente nel primo trimestre di ogni anno.</i></p>		
<p>EP PRODUZIONE:</p> <p>Come anticipato in premessa, si concorda pienamente con la scelta di adottare scenari coerenti con quelli di estrazione europea: in termini generali, riteniamo che il solo rimando ai vari piani di riferimento non sia sufficiente e che alcune informazioni di dettaglio – ovviamente trasposte sul piano nazionale – dovrebbero essere maggiormente approfondite. A titolo di esempio si citano i seguenti punti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Il TYNDP 2016 evidenzia come nel complesso, per raggiungere gli obiettivi clima energia stabiliti dalla Commissione Europea al 2030, sono previsti fino a 150 miliardi di euro di investimenti in infrastrutture di rete: in ottica di trasparenza, potrebbe essere opportuno conoscere la quota parte di investimenti ipotizzata in capo al TSO. <p>TERNA: <i>La quota parte di competenza di Terna è esplicitamente riportata nello schema di Piano di Sviluppo reso disponibile contestualmente alla pubblicazione del Piano.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • secondo quanto riportato da un position paper della Florence School of Regulation, la versione 2018 del TYNDP evidenzierà ancor di più le sfide operative dello sviluppo infrastrutturale nell’era dei sistemi interconnessi, introducendo tra l’altro un allineamento con lo sviluppo infrastrutturale lato gas: in ottica di miglioramento continuo, tali principi potrebbero essere condivisi nell’ambito del PdS; <p>TERNA: <i>Nel TYNDP 2018 saranno per la prima volta rappresentate le interazioni fra sviluppo gas e sviluppo elettrico, con i relativi scenari.</i></p>		

Spunto	Riferimento
S14.	<p>Commenti sulle nuove modalità di calcolo e di presentazione dei benefici, con particolare riferimento a: i. benefici correlati al mercato del giorno prima, ii. benefici correlati al mercato dei servizi di dispacciamento e a ulteriori meccanismi di remunerazioni della capacità, iii. benefici correlati agli impatti ambientali degli interventi di sviluppo della RTN.</p> <p>Avanzamento PdS, cap. 5, Tabelle PdS 2017</p>
<p>ENERGIA CONCORRENTE: il Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale relativo all'anno 2017 (Piano 2017) dovrebbe fornire i dati di decommissioning degli impianti termoelettrici, con particolare riferimento alle unità produttive poste in dismissione negli anni 2012-2016, e un maggior dettaglio delle basi sulle quali sono state create le previsioni al 2020 (taglia, tipologia di impianto e ubicazione geografica)</p> <p>TERNA: Il PdS si concentra sulle ipotesi di decommissioning previsionale al fine di dare una indicazione di come questo impatti in termini di risultati attesi nell'apposito capitolo 8.7 "Scambi energetici nel medio periodo". Le informazioni su cui si basano le ipotesi di decommissioning sono esplicitate in Figura 50 e 51 elaborate anche alla luce dei risultati di simulazioni di lungo periodo sul potenziale funzionamento degli impianti negli scenari previsti.</p>	
<p>EP PRODUZIONE:</p> <ul style="list-style-type: none"> • si chiede un maggiore livello di dettaglio riguardo alla stima dell'evoluzione del parco termoelettrico, ad esempio tramite l'inserimento di una tabella che riporti l'elenco nominativo di ogni impianto in dismissione (attuale o futura) o conservazione con la relativa potenza; <p>TERNA: Nel Piano sono già riportate le informazioni relative alla stima dell'evoluzione del parco termoelettrico per zone di mercato.</p>	
<p>ENEL: in merito ai risultati attesi per lo sviluppo della capacità di interconnessione specificati nel Piano di Sviluppo 2017, nel par. 6.2. è indicata quale infrastruttura chiave per la risoluzione del polo di Priolo il collegamento Paternò-Priolo.</p> <p>Si richiede che sia specificato se risulta necessario per il suddetto obiettivo il completamento dell'intera opera Paternò-Pantano-Priolo, ovvero sia sufficiente il solo collegamento tra la stazione 380 kV di Priolo e la nuova stazione 380 kV di Melilli (che rientra comunque nell'opera generale Paternò-Pantano-Priolo)</p> <p>TERNA: Ciascun intervento previsto nel Piano di Sviluppo si articola in sotto interventi (opere) che singolarmente possono apportare un beneficio. Essendo fra gli scopi del concessionario il superamento pieno delle limitazioni di rete, la definizione di un intervento e la relativa implementazione si intende in grado di garantire il beneficio per cui è stata pianificata, pertanto l'intervento Paternò-Pantano-Priolo garantisce, negli scenari di piano previsti, il superamento del polo limitato di Priolo. La realizzazione del collegamento a 380 kV tra le stazioni di Melilli e Priolo non consente da solo di risolvere i vincoli di rete che limitano il Polo in oggetto da Priolo a Sicilia.</p>	

Altro		Riferimento
		<i>Ulteriori osservazioni</i>
<p>ANEV: Oltre alle opere di rete realizzate, da realizzare e in corso di autorizzazione, il piano dovrebbe contemplare le soluzioni di connessione in corso di autorizzazione per istanze presentate da operatori terzi. Attualmente tutte le opere riportate nel piano fanno parte di procedimenti autorizzativi in capo a Terna, mentre sarebbe utile avere anche l'elenco delle opere di rete in corso di autorizzazione/realizzazione da parte di terzi, in quanto queste opere verranno cedute al gestore di rete e pertanto devono essere opere incluse nella pianificazione in termini di tempistica e costi per il sistema.</p> <p>ELETTRICITA' FUTURA: Sarebbe poi opportuna una maggior comunicazione circa le infrastrutture in corso realizzazione e/o da realizzare da parte di altri operatori e non da Terna stessa, in modo da avere una mappa sempre più approfondita e aggiornata della rete elettrica italiana.</p> <p>TERNA: <i>Nell'Allegato Connessioni alla RTN sono rappresentate le opere in realizzazione anche a cura di soggetti Terzi, mentre sarà valutata nel prossimo Piano una adeguata modalità di rappresentazione dei progetti in autorizzazione.</i></p>		
<p>EDISON: Considerando che all'interno del PDS 2017 le linee di Edison a 400 kV, con collegamento in antenna, sono state inserite come proposte di ampliamento in ambito RTN, sarebbe opportuno delineare quali sono le tempistiche future entro le quali si prevede l'acquisizione di tali infrastrutture</p> <p>Dal momento che l'inserimento della dorsale in oggetto nel perimetro della RTN era già stato approvato nel PdS del 2016, sarebbe opportuno delineare le tempistiche entro cui si prevede l'acquisizione da parte di Terna.</p> <p>Una simile considerazione può essere estesa alla sezione di Alta Tensione della S/E Edison di Novara: nonostante l'infrastruttura sia assimilabile ad un nodo di smistamento della rete AT di trasmissione e connessa impianti di generazione di potenza rilevante, ad oggi non è stata inserita nel perimetro della RTN.</p> <p>EDISON: Edison propone l'inserimento nell'ambito della RTN della sezione a 132 kV della S/E Edison S.p.A. di Novara, in quanto tale infrastruttura è oggi assimilabile ad un nodo di smistamento della rete AT di trasmissione. L'inserimento della dorsale a 132 kV Cesano-Novara-Garlasco era già stato approvato nel PdS 2008, l'efficacia era subordinata alla cessione degli asset a Terna. Si specifica che le sezioni di trasformazione AT/MT e lo smistamento MT di proprietà Edison S.p.A. presenti nella S/E sopraindicata, attraverso la quale risultano collegati alcuni Clienti Finali per i quali e-distribuzione eroga il servizio di connessione, rimarranno nella disponibilità della scrivente sino a quando la Società e-distribuzione avrà completato le attività relative alla realizzazione di nuove infrastrutture per la connessione diretta di tali Clienti Finali alla rete pubblica.</p> <p>EDISON: le linee di Edison a 400 kV Torviscosa - Planais e Simeri Crichi - Magisano, con collegamento in antenna, sono state inserite come proposte di ampliamento in ambito RTN, sarebbe, quindi, opportuno delineare quali sono le tempistiche future entro le quali si prevede l'acquisizione di tali infrastrutture.</p> <p>EP PRODUZIONE: Per ciò che concerne l'ampliamento dell'ambito della RTN, si evidenzia con piacere l'inclusione – nel novero delle proposte di variazione dell'ambito – dello Stallo di Ostiglia (MN) di proprietà di EP Produzione in quanto rispondente alle prescrizioni del Codice di Rete Terna. Si ritiene auspicabile che il tema sia portato avanti parallelamente e con tempistiche indipendenti dal citato processo di approvazione del PdS.</p> <p>TERNA: <i>Con riferimento alle proposte di variazioni dell'ambito RTN, si evidenzia che le proposte di modifica del perimetro della RTN sono regolate dal D.M. 23 dicembre 2002 del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico). La procedura operativa per l'ampliamento dell'ambito RTN, così come descritta dal Codice di Rete, prevede che le proposte di ampliamento, preventivamente concordate da Terna con i soggetti proprietari e/o aventi la disponibilità dei beni coinvolti, siano riportate nel PdS ed inviate al MISE, per la verifica di conformità, attraverso l'approvazione del PdS. Lo stesso processo di ampliamento prevede che la modifica dell'ambito della RTN possa avvenire in seguito al raggiungimento di un accordo tecnico-economico tra Terna e i soggetti che attualmente hanno la disponibilità degli asset ed al successivo conferimento degli stessi a Terna. Tale processo è tuttora in corso per gli elementi di rete citati.</i></p>		

Altro		Riferimento
		<i>Ulteriori osservazioni</i>
	<p>EP PRODUZIONE: L'Autorità per l'Energia ha approvato la delibera 627/2016/R/eel (di seguito "delibera 627"), recante i requisiti minimi del Piano, in relazione alla completezza e alla trasparenza delle informazioni e all'analisi costi benefici.</p> <p>Ci sembra che, rispetto ai requisiti minimi previsti da tale provvedimento, manchino nel Piano i seguenti elementi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • un documento recante la descrizione degli scenari utilizzati nel Piano; • un documento recante la metodologia per l'analisi costi benefici applicata per la realizzazione degli obiettivi di cui all'articolo 1 della delibera 627; • le ipotesi relative ai prezzi dei combustibili e della CO2. <p>TERNA: Con riferimento ai documenti complementari al Piano decennale (art. 4.1.a documento recante la descrizione degli scenari utilizzati nel Piano e art. 4.1.b documento recante la metodologia costi benefici applicata) ed ai relativi punti 4.2 e 4.3, si riportano:</p> <ul style="list-style-type: none"> - l'art. 7.1 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/eel: "Il gestore del sistema di trasmissione pubblica il documento di descrizione degli scenari di cui all'articolo 4, comma 1, del presente provvedimento entro il 30 settembre 2017 e successivamente, con cadenza almeno biennale, entro il 30 settembre"; - il punto 7 della deliberazione 627/2016/R/eel: "le disposizioni di cui ai commi 4.1, 6.2 e 11.2 dell'Allegato A al presente provvedimento siano applicate dal gestore del sistema di trasmissione a partire dai Piani successivi a quello relativo all'anno 2017"; <p>Ai fini del Piano di Sviluppo 2017, gli scenari sono presentati nel Capitolo 3 del Piano di Sviluppo 2017, mentre il capitolo 5 dell'Avanzamento Piani Precedenti riporta alcuni Cenni sulla metodologia Analisi Costi/Benefici.</p>	

Altro		Riferimento
		<i>Ulteriori osservazioni</i>
<p>EP PRODUZIONE: Riteniamo che, già a partire dal presente Piano, i requisiti minimi previsti dalla delibera 627 debbano essere superati, prevedendo maggiore trasparenza ed arricchendo il Piano con i seguenti elementi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • evidenza degli esiti (non solo della metodologia) delle analisi costi benefici delle varie proposte di intervento. A tal proposito vale la pena evidenziare come, in ottica di Sistema, molti degli interventi in infrastrutture di rete siano di fatto in “concorrenza” con le risorse potenzialmente fornibili da impianti di generazione (inclusi quelli in mothballing/dismissione). Pertanto riteniamo che ogni intervento per esigenze di rete (accumuli, compensatori, linee, ecc.) debba essere valutato (in termini di costi-benefici per la collettività) mettendo a confronto l’effetto di tale intervento con le possibili alternative che potrebbero essere fornite da impianti di produzione (sia nuovi che esistenti) o da adeguamenti degli stessi. Un esempio: la previsione nel Piano di un condensatore dovrebbe riportare evidenza del beneficio di tale intervento di rete rispetto all’acquisizione dello stesso servizio dal mercato (un impianto di generazione o parte dello stesso, potrebbe essere trasformato in compensatore sincrono); <p>ELETTRICITA’ FUTURA: Chiediamo che Terna dia evidenza degli esiti (non solo della metodologia) delle analisi costi benefici delle varie proposte di intervento. A tal proposito vale la pena evidenziare come, in ottica di Sistema, molti degli interventi in infrastrutture di rete siano di fatto in “concorrenza” con le risorse potenzialmente fornibili da impianti di generazione (inclusi quelli in mothballing/dismissione). Pertanto riteniamo che ogni intervento per esigenze di rete (accumuli, compensatori, linee, ecc.) debba essere valutato (in termini di costi-benefici per la collettività) mettendo a confronto l’effetto di tale intervento con le possibili alternative che potrebbero essere fornite da impianti di produzione (sia nuovi che esistenti) o da adeguamenti degli stessi.</p> <p>TERNA: <i>per quanto concerne gli esiti delle analisi costi benefici, sono già riportate nell’Avanzamento Piani Precedenti in corrispondenza di ogni intervento con un investimento maggiore di 25 M€; per quanto riguarda invece la metodologia si rimanda alla risposta al punto precedente ed al punto 7 della deliberazione 627/2016/R/eel.</i></p> <p><i>Per quanto concerne gli investimenti in infrastrutture di rete che consentono di garantire servizi altrimenti disponibili, per esempio, dagli impianti di generazione, gli stessi sono valutati in un’ottica di sistema considerando nelle simulazioni la presenza in servizio ovvero la necessità del servizio offerto dall’impianto di generazione, con il relativo onere a mercato dello stesso. Pertanto, nell’ambito di un’analisi costi benefici, laddove l’investimento risultasse minore del costo del servizio offerto dalle unità di generazione, l’Indice Utilità Sistema sarebbe minore di 1.</i></p> <p><i>Per quanto concerne invece lo studio delle alternative di intervento, le stesse sono valutate tenendo conto:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - dei costi di investimento delle soluzioni e delle disponibili alternative; - dell’efficacia dell’intervento rispetto alla problematica di rete; - dell’effettiva tempistica con cui l’intervento si renda operativo; - della sinergia con altri interventi già previsti. 		
<p>EP PRODUZIONE: nel caso di più interventi di rete che contribuiscono all’incremento di limiti di transito tra due zone di mercato, sarebbe opportuno avere indicazione di quanto ogni singolo intervento contribuisca all’incremento totale, visto che non necessariamente tutti gli interventi sono portati a termine contemporaneamente.</p> <p>TERNA: <i>i singoli benefici degli interventi interzonali sono riportati nello schema di Piano pubblicato contestualmente al Piano stesso.</i></p>		

Altro		Riferimento
		<i>Ulteriori osservazioni</i>
<p>EP PRODUZIONE: Come anticipato in premessa, si concorda pienamente con la scelta di adottare scenari coerenti con quelli di estrazione europea: in termini generali, riteniamo che il solo rimando ai vari piani di riferimento non sia sufficiente e che alcune informazioni di dettaglio – ovviamente trasposte sul piano nazionale – dovrebbero essere maggiormente approfondite.</p> <p>A titolo di esempio si citano i seguenti punti:</p> <ul style="list-style-type: none"> per quanto riguarda il MAF si considera che le informazioni sugli indici di adeguatezza LOLE, LOLP, ENS potrebbero essere trattati con ulteriore trasparenza nell’ambito del PdS, dando puntuale riscontro non solo delle percentuali di miglioramento degli indicatori ma anche dell’effettivo valore degli stessi, vista la rilevanza del tema dell’adeguatezza a livello nazionale; <p>TERNA: <i>Si precisa che gli studi Europei MAF sono eseguiti su modelli a sbarra unica, quindi con un dettaglio inferiore rispetto alle analisi del PdS; stante l’obiettivo di mettere in luce gli impatti degli interventi di sviluppo sugli indici di affidabilità nei diversi scenari analizzati, si valuterà nella prossima edizione del PdS una migliore rappresentazione dei risultati.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> con specifico riguardo al tema adeguatezza, si ritiene che le informazioni riportate nello schema di PdS risultino carenti rispetto a quelle riferite al nostro Paese e circolate a livello europeo. Si pensi ad esempio al report Summer Outlook 2017 and Winter Review 2016/2017 di ENTSO-E nell’ambito del quale viene evidenziata la situazione di potenziale criticità nell’area Nord Centro Nord nei prossimi mesi estivi. Tali evidenze dovrebbero essere note, analizzate e gestite a livello di sistema nel suo complesso, riteniamo dunque che uno specifico capitolo del PdS dovrebbe essere dedicato a tale tematica. <p>TERNA: <i>Per quanto riguarda il PdS, l’obiettivo è quello di mettere in luce gli impatti degli interventi di sviluppo sugli indici di affidabilità nei diversi scenari analizzati, con una finalità diversa rispetto a quella dei report Summer Outlook 2017 and Winter Review 2016/2017.</i></p> <p>Sembra opportuno ricordare che il PdS è strettamente legato alla riforma del mercato elettrico. Potrebbe pertanto essere utile, anche solo a fini di scenario, dare evidenza della relazione tra le ipotesi di sviluppo del Piano ed evoluzione attesa del mercato (Capacity Market, Sistema Nodale, Riforma MSD).</p> <p>TERNA: <i>Le analisi del Piano di Sviluppo sono eseguite tenendo conto di uno schema di mercato che replica i meccanismi in vigore, semplificando alcune caratteristiche tipiche di un mercato elettrico reale (es. numero di sessioni). Al fini delle analisi del Piano di Sviluppo, non si considerano elementi non consolidati o in fase di consolidamento, nonostante Terna possa condurre analisi specifiche per verificarne alcuni spunti. Non sono integrabili negli scenari e nelle analisi finalizzate ai Piani di Sviluppo nella misura in cui restano indirizzi strategici ancora in via di definizione.</i></p>		
<p>EP PRODUZIONE: Infine, in ottica di fattiva collaborazione, si riportano a seguire due refusi individuati nel testo del documento in consultazione; in particolare:</p> <ul style="list-style-type: none"> un’incongruenza nello sviluppo della capacità produttiva da fonte eolica/solare (pag. 73 e 74 dello schema di PdS): la capacità fotovoltaica di lungo termine nello scenario TYNDP 2018 pari a 25,2 GW riferita nel testo al 2026, nel grafico corrisponde al 2030. La capacità eolica di lungo termine nello scenario TYNDP 2018 pari a 14,3 GW riferita nel testo al 2026, nel grafico corrisponde correttamente al 2026 anche se non compare il valore; un refuso in tabella 25 “Confronto obiettivi SEN e stime Terna energie fonti rinnovabili 2020” (pag. 77 dello schema di PdS): l’unità di misura riportata (GW) dovrebbe essere modificata a favore di quella riportata in tabella (TWh). <p>TERNA: <i>I refusi sono stati recepiti.</i></p>		
<p>ABB: Nota generale di tipo lessicale: quando si parla di interconnessioni, spesso si usa per semplicità la locuzione “cavo”, tuttavia tali impianti sono formati spesso da cavi, ma anche da altri sistemi (stazioni HVDC, sistemi di compensazione AC, etc.); sarebbe pertanto meglio utilizzare una terminologia più generica tipo “interconnessione / collegamento / link / linea / elettrodotto / etc”.</p> <p>TERNA: <i>Il Piano di Sviluppo riporta il termine interconnessione facendo riferimento ad una tipologia di intervento, il termine cavo facendo riferimento alla tecnologia del progetto.</i></p>		