

**Format per la raccolta delle osservazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2017**

**Società / Associazione / Organismo:** EDISON S.p.A

Spunto		Riferimento
SI.	<b>Osservazioni sulle modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo, sul coinvolgimento degli <i>stakeholder</i> da parte di Terna, sulle presentazioni al Comitato di consultazione disponibili sul sito <i>internet</i> di Terna, nonché sulle modalità di consultazione del Piano di Sviluppo da parte dell'Autorità</b>	Osservazioni generali Delibera 627/2016 PdS, Paragrafo 1.3 Sito <i>internet</i> Terna
<p>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).</p> <p>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>		

Spunto	Commenti sul processo di pianificazione coordinata della rete elettrica in ambito europeo e internazionale	Riferimento
S2.	(ENTSO-E <i>Ten Year Network Development Plan, projects of common interest, Med-TSO</i> )	Piano di Sviluppo, Capitolo 1
	<p>Il processo di pianificazione della rete elettrica attuato da Terna rappresenta una prassi consolidata nel panorama dei TSO europei: l'analisi dei diversi scenari di sviluppo e delle criticità della rete è fondamentale per identificare correttamente le priorità di intervento, identificando gli investimenti prioritari.</p> <p>Si è apprezzato il coordinamento con la Strategia Energetica Nazionale (SEN) e, più in generale, con gli obiettivi di politica energetica e ambientale, fissati a livello UE, presentati nel <i>Clean Energy Package</i>.</p> <p>Edison concorda con l'approccio adottato da Terna nelle ultime edizioni del Piano di Sviluppo basate su scenari sviluppati in coerenza con le <i>vision</i> adottate da ENTSO-E nel TYNDP e con le stime aggiornate sull'evoluzione del settore elettrico a livello nazionale e europeo.</p> <p>Si apprezza altresì la pubblicizzazione nel PDS 2017 dell'elenco dei PCI (<i>Project of Common Interest</i>) di interesse nazionale, così come da noi auspicato nella consultazione sulle edizioni precedenti.</p> <p>Entrando maggiormente in dettaglio, si riportano di seguito alcune osservazioni relative al paragrafo 1.4.1 "Proposte di variazione dell'ambito della RTN":</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>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;</li> <li>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.</li> </ul>	

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
3.		Piano di Sviluppo, Capitolo 2
<p>Il sistema elettrico nazionale negli ultimi anni è stato caratterizzato da un rilevante rischio di overgeneration (specialmente nelle giornate di basso carico e alta produzione rinnovabile).</p> <p>La situazione ha subito un rapido cambiamento, imputabile principalmente alla messa in conservazione/dismissione di capacità di generazione da fonte tradizionale (principalmente impianti a ciclo combinato). Come descritto nel PdS, nel giro dei prossimi 5 anni ulteriori 10 GW di potenza termoelettrica potranno non esser più disponibili, con evidenti ripercussioni sull'adeguatezza del sistema elettrico.</p> <p>In tal senso, sembra diventato ormai inderogabile l'avvio di un meccanismo come il capacity market, che sia in grado di fornire agli operatori degli adeguati segnali di prezzo, che consentano, fra l'altro, di pianificare interventi di repowering degli impianti o nuovi investimenti per il futuro.</p> <p>Sul tema energie rinnovabili vi sono da segnalare alcune considerazioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>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;</li> <li>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;</li> <li>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).</li> </ul> <p>In relazione alle evidenze del sistema elettrico e dei mercati occorre evidenziare due punti:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>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;</li> <li>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.</li> </ul>		

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
S4.		Piano di Sviluppo, Capitolo 3
<p>Considerati gli sviluppi degli ultimi mesi, per la definizione degli scenari futuri, sta acquisendo sempre maggior importanza:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>la valutazione dell'import da nord, anche a valle degli eventi che hanno caratterizzato il periodo invernale del 2016 e che potrebbero ripetersi nel prossimo futuro;</li> <li>il trend crescente del numero di impianti in conservazione e in dismissione, situazione che rende ancor più complessa una valutazione dell'import negli scenari futuri presentati nel PdS.</li> </ul> <p>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.</p> <p>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 leggermente inferiore).</p>		

Spunto	Commenti riguardanti le criticità previste in futuro, i flussi di energia attesi e il loro ruolo ai fini di identificare le esigenze del sistema elettrico e di nuove infrastrutture	Riferimento
S5.		Piano di Sviluppo, Paragrafo 11.6
<p>Edison vede con favore i progetti di Terna per l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico: si tratta di interventi fondamentali, del tutto allineati con gli obiettivi proposti nel <i>Clean Energy Package</i>, che dovrebbero consentire la liberazione di diverse centinaia di MW di produzione rinnovabile oggi tagliate per esigenze di congestioni intrazonali (sovraccarichi locali) e interzonali (fra area Sud e Centro Sud).</p> <p>Considerando la crescita prevista in futuro per le rinnovabili, in particolare per la fonte eolica, e l'andamento crescente della MPE registrata negli ultimi 2-3 anni, gli interventi delineati iniziano a ricoprire un carattere di urgenza.</p> <p>Sempre nell'ottica di sfruttare appieno la potenzialità delle energie rinnovabili del nord Italia, si ritiene importante risolvere le problematiche (congestioni e fuori servizi, che causano perdita di produzione di impianti idroelettrici ad acqua fluente) derivanti da collegamenti in antenna ubicati principalmente in Val Caffaro e Val Camonica.</p> <p>Un soluzione potrebbe essere individuata nello sviluppo della magliatura della rete.</p> <p>Un'ultima riflessione in merito ai flussi di energia attesi e alle future esigenze del sistema elettrico: gli interventi proposti nel PdS per eliminare le congestioni e rinforzare/potenziare la rete sono riferiti alla situazione e al sistema elettrico attuale. Considerando il trend di crescita delle rinnovabili e i target europei di penetrazione al 2030, occorre verificare che le misure messe oggi in atto per risolvere le criticità siano sufficientemente adeguate per supportare anche lo sviluppo futuro.</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
S6.		Piano di Sviluppo, Capitoli 4, 5 e 6
La suddivisione degli interventi nelle categorie sopra elencate appare chiara e condivisibile.		

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
S7.		Piano di Sviluppo, Capitolo 7
Nessun commento		

Spunto	Commenti sulle iniziative finalizzate allo sviluppo di <i>smart grid</i> e ai relativi progetti (Green-ME, MIGRATE, SmartNet, Cluster Tecnologico MIUR- area Energia), allo sviluppo di sistemi di accumulo e ai risultati del progetto <i>Electricity Highways E-2050</i>	Riferimento
S8.		Piano di Sviluppo, Capitolo 8
<p>In relazione ai sistemi di accumulo si hanno due considerazioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• al momento non esiste un meccanismo di mercato o segnali specifici che permettano di verificarne l'effettiva esigenza;</li> <li>• il <i>Clean Energy Package</i> indica che devono essere prioritariamente gli operatori di mercato ad occuparsi della realizzazione e gestione dei sistemi di accumulo.</li> </ul> <p>Delle deroghe possono essere ammesse se strettamente subordinate al verificarsi di specifiche condizioni, come ad esempio:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ la dimostrazione che sussista la reale necessità dello stoccaggio;</li> <li>○ l'effettuarsi di un'asta, per la realizzazione degli stoccaggi, in esito alla quale il mercato non abbia manifestato interesse.</li> </ul> <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>		

Spunto	Commenti riguardanti le opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione identificate e non identificate nello schema di Piano di Sviluppo 2017	Riferimento
S9.		Piano di Sviluppo, Capitolo 9
	<p>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>Considerate le problematiche di congestione della rete attuale (evidenziate nei punti precedenti), in particolar modo lungo la direttrice nord-sud Italia, si ritiene che lo sviluppo di futuri progetti di interconnessione dovrebbe ricoprire un ruolo secondario e marginale.</p> <p>Analizzando maggiormente in dettaglio i progetti proposti si evidenziano le seguenti criticità, che potranno esser mitigate solo sviluppando la rete elettrica lungo le dorsali della penisola italiana:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 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.</li> <li>• 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.</li> </ul> <p>L'attuale PdS analizza il fenomeno della messa fuori servizio degli impianti e di riduzione di generazione tradizionale, ma non sembra associare i potenziali effetti negativi alle interconnessioni.</p> <p>Dal punto di vista di un produttore una ulteriore potenziale riduzione del prezzo dell'energia elettrica in MGP potrebbe esser compensata solo da un meccanismo di remunerazione parallelo, come il capacity market, con inevitabili costi aggiuntivi per il sistema visto nel suo complesso.</p>	

<b>Spunto</b>		<b>Riferimento</b>
<b><i>S10.</i></b>	<b>Commenti sull'identificazione delle priorità di sviluppo della RTN</b>	Piano di Sviluppo, Capitolo 10
Non ci sono commenti aggiuntivi rispetto a quanto riportato negli spunti precedenti.		

<b>Spunto</b>		<b>Riferimento</b>
<b><i>S11.</i></b>	<b>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</b>	Piano di Sviluppo, Capitolo 11
Nessun commento.		

<b>Spunto</b>		<b>Riferimento</b>
<b><i>S12.</i></b>	<b>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”</b>	Avanzamento PdS, cap. 6, Tabelle PdS 2017
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.		

<b>Spunto</b>		<b>Riferimento</b>
<b><i>S13.</i></b>	<b>Commenti sulle ipotesi di sviluppo della RTN allo studio da parte del gestore del sistema di trasmissione</b>	Avanzamento PdS, cap. 3, Tabelle PdS 2017
Non ci sono commenti aggiuntivi rispetto a quanto riportato negli spunti precedenti.		

<b>Spunto</b>		<b>Riferimento</b>
<b><i>S14.</i></b>	<b>Commenti sui costi consuntivati e stimati (totali di Piano e per ciascun intervento), nonché sulla qualità e la completezza delle relative informazioni</b>	Avanzamento PdS, cap. 5 e 6, Tabelle PdS 2017
Non ci sono commenti aggiuntivi rispetto a quanto riportato negli spunti precedenti.		

<b>Spunto</b>		<b>Riferimento</b>
<b><i>S15.</i></b>	<b>Commenti sulle nuove modalità di calcolo e di presentazione dei benefici, con particolare riferimento a: i. benefici correlati a 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.</b>	Avanzamento PdS, cap. 5, Tabelle PdS 2017
Non ci sono commenti aggiuntivi rispetto a quanto riportato negli spunti precedenti.		



### **Eventuali ulteriori osservazioni**

<b>Nr. progressivo</b>	<b>Osservazione</b>	<b>Documento<sup>1</sup></b>	<b>Paragrafo</b>
1			
2			
...			
...			
n			

---

<sup>1</sup> Specificare il documento a cui si riferisce il paragrafo, indicando:

- PdS per il documento “Piano di Sviluppo 2017”;
- AVA per il documento “Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti”;
- CON per il documento “Interventi per la connessione alla RTN”;
- NOR per il documento “Riferimenti normativi 2016”
- TAB per il foglio di lavoro “Tabella di sintesi PdS 2017”.