

**Format per la raccolta delle osservazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2015**

**Società / Associazione / Organismo:** Edison Spa.....

Spunto	Osservazioni di carattere generale (incluse le modalità di coinvolgimento degli stakeholder e l'utilità del Piano di Sviluppo) e commenti sul processo di pianificazione della rete elettrica	Riferimento
SI.		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 delle criticità della rete è fondamentale per identificare correttamente le priorità di sviluppo e scegliere gli investimenti prioritari. Di fondamentale importanza è anche il coordinamento con la Strategia Energetica Nazionale (SEN) e, più in generale, con gli obiettivi di politica ambientale fissati a livello UE.</p> <p>Edison accoglie quindi con favore l'approccio adottato da Terna nelle ultime edizioni del Piano di Sviluppo, basate su scenari sviluppati in coerenza con le visioni adottate da ENTSO-E nel TYNDP e con le stime aggiornate sull'evoluzione del settore elettrico a livello nazionale e europeo. Si apprezza altresì la pubblicizzazione nel PDS 2015 dell'elenco dei PCI di interesse nazionale, così come da noi auspicato nella consultazione sulle edizioni 2013 e 2014.</p> <p>Per quanto attiene il coinvolgimento degli stakeholder, la Società concorda con la procedura adottata per la consultazione pubblica (formato per le risposte, possibilità di presentare domande, seminario pubblico con presentazione di Terna e risposta alle domande, invio delle osservazioni da parte degli operatori e risposta finale di Terna): auspicheremmo, tuttavia, che, compatibilmente con le tempistiche organizzative dell'Autorità, la consultazione possa avvenire entro il mese di luglio e non, come accaduto in questo caso, all'inizio dell'anno successivo. Infine chiederemmo, se possibile, di rendere pubblico il parere 214/13/I/eel relativo alla valutazione espressa sul Piano di Sviluppo 2012, approvato nella riunione del 22 maggio 2013 (immaginiamo che la pubblicazione fosse stata sospesa in attesa dell'approvazione definitiva del PDS 2012 da parte del Ministero avvenuta lo scorso mese di giugno), nonché di fornire indicazioni sulle tempistiche con cui sarà reso il parere sulle edizioni 2013 e 2014.</p>		

Spunto	Commenti riguardanti le ipotesi utilizzate nello schema di PdS 2015 per gli scenari di riferimento (es. domanda di energia, domanda di potenza ed evoluzione della generazione)	Riferimento
S2.	(nota: per commenti sull'approccio utilizzato per costruire gli scenari e i relativi orizzonti temporali si rimanda al punto C1 del Documento per la Consultazione 464/2015/R/EEL)	Piano di Sviluppo, Capitolo 2
<p>La scelta di due differenti scenari di domanda obbedisce alla necessità per il TSO di identificare le situazioni potenzialmente più stressanti alle quali il sistema elettrico dovrà essere capace di rispondere nel futuro.</p> <p>Ciò premesso riscontriamo con favore come le previsioni dei consumi nello scenario di sviluppo e nello scenario base si siano ridotte rispetto alle edizioni precedenti, in coerenza con i principali trend macroeconomici; addirittura per la prima nell'edizione 2015 compare uno scenario con una leggera decrescita dei consumi, situazione particolarmente realistica stante i continui investimenti in efficienza energetica che rendono sempre meno probabile una ripartenza dei consumi di energia elettrica.</p> <p>Terna stima una domanda alla punta che supera i 60 GW solamente nello scenario di sviluppo al 2024: evidenziamo, tuttavia, che il sistema elettrico ha già raggiunto nell'estate particolarmente torrida del 2015 una potenza di picco di poco inferiore ai 60 GW; le stime sulla potenza di picco del PDS 2015 appaiono, quindi, superate dagli eventi. Auspichiamo che Terna nelle prossime edizioni del Piano possa tenere in conto nella stima della potenza alla punta anche di situazioni di questo tipo, eventualmente aggiungendo alle ipotesi alta e bassa anche un'ipotesi estrema.</p> <p>Le stime della produzione rinnovabile sono in linea con le edizioni precedenti e fanno leva sul raggiungimento della grid parity per il fotovoltaico e sul mantenimento di opportune forme di sostegno per le altre fonti. Su entrambi questi aspetti incombe un certo rischio regolatorio legato sia al valore degli incentivi nel tempo sia alle condizioni di sostegno implicito alle fonti rinnovabili quali le agevolazioni tariffarie nelle configurazioni SEU (Sistemi Efficienti di Utenza): come già avuto modo di sottolineare con riferimento alle edizioni 2013 e 2014, Edison vedrebbe opportuno inserire nel PDS anche un'analisi della crescita delle fonti rinnovabili al variare delle condizioni dello scenario regolatorio (ad esempio al variare della quota degli oneri generali di sistema addebitati all'energia autoconsumata nei SEU oppure in presenza o meno di incentivi sulle fonti diverse da quella fotovoltaica).</p>		

Spunto	Commenti sulle esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano correlate a i) copertura fabbisogno, ii) congestioni interne, iii) interconnessione; iv) sicurezza e qualità; v) sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili e vi) esigenze di regolazione per “overgeneration”	Riferimento
S3.		Piano di Sviluppo, Paragrafi 3.1 – 3.6
<p>Il sistema elettrico nazionale è caratterizzato da un rilevante rischio di overgeneration (specialmente nelle giornate di basso carico e alta produzione rinnovabile): Terna nel PDS evidenzia come l'integrazione dei mercati non solo a livello di day-ahead e intraday, ma anche a livello di bilanciamento possa consentire di ridurre la generazione in eccesso a valori inferiori a 1 TWh, con ciò evitando costose azioni di modulazione al ribasso delle fonti rinnovabili. Tale risultato, tuttavia, è ottenibile solamente in presenza di un mercato di bilanciamento europeo piuttosto liquido: su questo ambito siamo, tuttavia, in una fase sperimentale (ad esempio progetti di scambio della riserva terziaria quali il TERRE) e le tempistiche di adozione di un mercato di bilanciamento unico a livello transnazionale sono piuttosto lunghe (si pensi che il framework regolatorio in merito – leggasi balancing grid code – non è ancora stato approvato). L'overgeneration appare, quindi, destinata a rimanere elevata ancora per diversi anni: sarebbe quindi opportuno che il PDS riporti anche quali misure possano essere adottate da Terna per gestire questo fenomeno nelle more di un mercato di bilanciamento integrato. Ad esempio con l'ultima versione dell'allegato A72 Terna ha migliorato il piano di distacco diffuso degli impianti a fonte rinnovabile connessi in media e bassa tensione, prevedendo delle comunicazioni da remoto: sottolineiamo, tuttavia, che manca ancora una adeguata remunerazione delle azioni di modulazione al ribasso. Ci rendiamo conto che il quadro regolatorio al riguardo debba essere definito dall'Autorità, ma auspichiamo che Terna possa farsi parte diligente insieme con gli operatori nel richiedere le opportune modifiche e consentire agli impianti rinnovabili disconnessi di vedersi riconosciuta la mancata produzione (possibilità oggi limitata ai soli impianti eolici connessi alla RTN).</p> <p>Infine 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. Si tratta, invece, a nostro avviso, di un aspetto particolarmente importante, soprattutto in presenza di una massiccia penetrazione di impianti di produzione non rotanti (quali quelli a fonte rinnovabile) 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 2013 e 2014 e come accolto anche da Terna, purchè in presenza di un apposito quadro regolatorio definito dall'Autorità).</p>		

Spunto		Riferimento
S4.	<b>Commenti sulle esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano in materia di i) smart transmission, ii) piano di rifasamento e iii) sistemi di accumulo</b>	Piano di Sviluppo, Paragrafo 3.7
<p>Diversi interventi inseriti nel piano di sviluppo sono mirati a sostituire le prestazioni offerte dagli impianti termoelettrici su MSD con servizi analoghi offerti da altri dispositivi di rete: si pensi, ad esempio, al rifasamento della rete che riduce la necessità di accendere gli impianti termoelettrici per ottenere specifiche prestazioni di potenza reattiva (assorbimento o iniezione) oppure all'installazione di sistemi di accumulo per fornire servizi di riserva e/o risoluzione delle congestioni.</p> <p>Ci preme tuttavia evidenziare come sottrarre servizi agli impianti termoelettrici possa risultare economicamente conveniente nel breve termine (in termini di riduzione dei costi attesi su MSD), ma potrebbe risultare dannoso nel medio e lungo termine. La sopravvivenza degli impianti termoelettrici si fonda, infatti, proprio sui servizi erogati su MSD: installare dispositivi di rete (reattanze, accumuli) per ridurre i volumi su MSD riduce i margini degli impianti tradizionali che potrebbero essere dismessi o posti in conservazione (a tal proposito nel piano di sviluppo si ipotizza una riduzione di circa 18 GW di potenza installata lato termoelettrico fra il 2014 e il 2015). Ciò avrebbe un impatto sulla capacità regolante, l'inerzia e la potenza di cortocircuito, servizi che allo stato attuale sono forniti per lo più dagli impianti tradizionali e che in un futuro potrebbero pertanto venire meno, esponendo il sistema elettrico nazionale a situazioni potenzialmente insicure. Sarebbe quindi opportuno che nel prossimo Piano di Sviluppo le indicazioni sulle esigenze di sviluppo in chiave smart solutions, rifasamento e sistemi di accumulo siano accompagnate da una analisi sull'andamento atteso della potenza di cortocircuito e dell'inerzia e sulle possibili azioni di mitigazione da adottare nel tempo.</p> <p>Sul tema, per esempio, Terna ha già provveduto a installare un compensatore sincrono nella stazione di Codrongianos in Sardegna, con costi interamente a carico del consumatore finale in tariffa. Analoghi interventi per il futuro potrebbero, tuttavia, essere realizzati facendo affidamento agli alternatori presenti presso le centrali attualmente poste in conservazione senza ricorrere ad installazioni ex novo. Nei fatti ciò configurerebbe un servizio ancillare per il sistema elettrico (fornitura di servizi di regolazione di tensione tramite compensatore sincrono) da remunerare opportunamente tramite meccanismi di reactive pricing (non è possibile pagare come oggi la potenza attiva fornita dall'impianto e poi chiedere gratuitamente le prestazioni di reattivo, in quanto l'alternatore funzionerebbe da compensatore sincrono assorbendo dalla rete l'energia necessaria a coprire le proprie perdite di natura elettromagnetica e meccanica). Apprezziamo il fatto che Terna abbia deciso di prendere in considerazione questa ipotesi, e auspichiamo che il Gestore possa farsi parte diligente nel proporre all'Autorità le necessarie modifiche al quadro regolatorio vigente che possano consentire quanto meno una sperimentazione in tal senso.</p> <p>Lato sistemi di accumulo il sistema di incentivazione dell'Autorità aveva previsto la presentazione di un report finale sulla sperimentazione entro il 31 dicembre 2014; ci rendiamo conto che i tempi per le sperimentazioni si siano allungati in quanto detti dispositivi sono stati installati solamente negli ultimi mesi (e alcuni interventi sono ancora in corso di completamento) e che, quindi, non sia ancora disponibile una analisi dettagliata delle performance: auspichiamo, tuttavia, che Terna nelle prossime edizioni possa dare qualche indicazione in merito.</p>		

Spunto	Commenti sugli interventi di sviluppo e le aree di intervento per la produzione da fonti rinnovabili non programmabili	Riferimento
S5.		Piano di Sviluppo, Capitolo 4
Edison vede con favore i progetti di Terna per l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico: si tratta di interventi fondamentali 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). Attendiamo fiduciosi in particolare il completamento delle infrastrutture lungo il crinale beneventano per le quali si auspica l'ottenimento delle relative autorizzazioni e la cantierizzazione in tempi brevi.		

Spunto	Commenti sull’identificazione delle priorità di sviluppo e degli interventi in valutazione	Riferimento
S6.		Piano di Sviluppo, Capitolo 5
<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. E 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. Il beneficio principale delle nuove interconnessioni consiste in una maggiore disponibilità di energia a basso costo proveniente dall’estero, con contestuale riduzione dei costi medi di approvvigionamento per il consumatore nazionale. Di contro, tuttavia, l’energia estera riduce il numero degli impianti tradizionali localizzati in Italia e necessari alla copertura del fabbisogno: molti di questi impianti risulteranno spenti in parecchie ore dell’anno e ciò comporterà un’inevitabile diminuzione dell’inerzia del sistema e della potenza di cortocircuito. Non ci sembra che l’attuale edizione del Piano tenga in adeguata considerazione questo potenziale effetto negativo associato all’interconnessione: auspicheremmo, quindi, che nelle prossime edizioni Terna possa fornire una analisi sull’andamento dell’inerzia del sistema e della potenza di cortocircuito nel medio e lungo termine, indicando anche gli interventi che si dovranno rendere necessari per mantenere questi parametri ad un livello adeguato.</p> <p>Auspichiamo, infine, che Terna possa risolvere quanto prima le criticità che l’hanno indotta a lasciare in stato di valutazione diversi progetti fra cui l’elettrodotto Fano – Teramo la cui realizzazione risulta di fondamentale importanza per incrementare la capacità di trasporto fra Centro Sud e Centro Nord e favorire così il trasporto dell’energia prodotta da fonti rinnovabili nel Meridione (nonché l’energia proveniente dal Montenegro che si attesterà a Villanova) verso il Nord del Paese.</p>		

<b>Spunto</b>	<b>Commenti sui benefici attesi (capacità di scambio con l'estera, riduzione congestioni interne, riduzione vincoli per fonti rinnovabili, miglioramento delle tensioni, perdite, emissioni) totali di Piano e per ciascun intervento e sul loro livello di quantificazione e di monetizzazione</b>	<b>Riferimento</b>
<b>S7.</b>		Piano di Sviluppo, Capitolo 6
<p>Lato estero Terna analizza solamente le nuove infrastrutture di propria diretta pianificazione e non riporta gli interventi in materia di interconnessione pianificati da soggetti privati a titolo di merchant lines. Ci rendiamo conto che Terna sia chiamata a quantificare solamente i benefici legati agli interventi pianificati da se stessa e non anche agli interventi di competenza di soggetti terzi, tuttavia riterremmo comunque opportuno che il Piano di Sviluppo riporti quantomeno una indicazione della capacità di interconnessione sottesa alle merchant lines suddivisa per ciascuna frontiera.</p> <p>Per quanto riguarda gli interventi correlati, sarebbe opportuno avere da Terna l'indicazione dei benefici legati a ciascun intervento, nonché l'ordine di entrata in servizio degli stessi: sappiamo che molte di queste informazioni sono contenute nelle schede di dettaglio di ciascun intervento, tuttavia avere una tabella riepilogativa nella sezione dedicata ai benefici attesi aiuterebbe nella lettura.</p>		

<b>Spunto</b>	<b>Commenti sui costi stimati totali di Piano e per ciascun intervento e sulla disponibilità delle relative informazioni</b>	<b>Riferimento</b>
<b>S8.</b>		Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti
<p>Le informazioni fornite sono esaurienti.</p> <p>Potrebbe essere opportuno aggiungere anche lo scostamento fra i costi evidenziati nella corrente edizione del Piano e i costi indicati nell'edizione precedente: per scostamenti superiori al 10% del valore dell'opera (sia positivi sia negativi) dovrebbero essere riportate le cause relative.</p>		

<b>Spunto</b>	<b>Commenti sulle tempistiche individuate per i singoli interventi e sulla disponibilità delle relative informazioni</b>	<b>Riferimento</b>
<b>S9.</b>		Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti
Le informazioni fornite sono esaurienti		

<b>Spunto</b>	<b>Commenti sullo stato di avanzamento dei Piani di Sviluppo precedenti e suggerimenti per possibili miglioramenti delle “schede degli interventi di sviluppo” introdotte nell'ambito del PdS 2015</b>	<b>Riferimento</b>
<b>S10.</b>		Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti
<p>Le schede degli interventi di sviluppo dovrebbero riportare le principali voci di costo di ciascun intervento con il relativo valore economico. Inoltre in caso di scostamento sui costi di oltre il 10% rispetto all'edizione precedente del piano, dovrebbero essere descritte le motivazioni alla base di tali modifiche.</p>		

<b>Spunto</b>	<b>Commenti e suggerimenti per possibili miglioramenti della “Tabella per la consultazione PdS 2015”</b>	<b>Riferimento</b>
<b><i>SII.</i></b>	<b>introdotta nell’ambito di questa consultazione</b>	<b>“Tabella PdS 2015”</b>
Non si hanno osservazioni.		

### **Eventuali ulteriori osservazioni**

Nota: per commenti sulla metodologia di analisi costi benefici si rimanda al documento per la consultazione 464/2015/R/EEL. Il termine per l'invio delle relative osservazioni è stato esteso al 31 gennaio 2016.

<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 2015";
- A1, A2 o A3 per gli allegati 1, 2 e 3 del documento "Piano di Sviluppo 2015";
- APdS per il documento "Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti";
- AC per il documento "Interventi per la connessione alla RTN";
- TAB per il foglio di lavoro "Tabella per la consultazione PdS 2015".