

Spunto	Osservazioni sulle modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo e sul coinvolgimento degli <i>stakeholder</i> da parte di Terna nonché sulle modalità di consultazione del Piano di Sviluppo da parte dell'Autorità	Riferimento
S1		Osservazioni generali
<p>Società/Associazione/Organismo: ASSOELETRICA</p> <p>[S1.A] 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>[S1.B] Inoltre, si segnala che sarebbe utile inserire nel Piano anche delle considerazioni sui possibili scenari di integrazione elettrica dell'area mediterranea, con orizzonti di lungo termine di 20-30 anni.</p>		
<p>Società/Associazione/Organismo: ANIE</p> <p>[S1.C] Come già indicato nelle risposte alla consultazione dell'Appendice C del DCO 464/2015/R/EEL, ANIE Energia concorda con quanto suggerito dall'AEEGSI alla nota 56 di detto documento per la consultazione circa la proposta di rendere biennale la pubblicazione del PdS, introducendo l'obbligo di pubblicazione, negli anni in cui il PdS non è redatto, di un rapporto di avanzamento dello sviluppo rete, in linea con quanto già elaborato da ENTSO-E per il settore elettrico. Questa modalità infatti sarebbe in grado di snellire la procedura di approvazione del Piano di Sviluppo da parte di tutti gli organi istituzionali coinvolti nel processo.</p>		
<p>Società/Associazione/Organismo: ASSORINNOVABILI</p> <p>[S1.C] Per quanto riguarda la predisposizione del Piano di Sviluppo si osserva come le esigenze del sistema elettrico e la conseguente pianificazione della rete di trasmissione rimangano sostanzialmente invariate su un orizzonte pluriennale; di conseguenza la documentazione che costituisce il Piano di Sviluppo e che viene posta in consultazione potrebbe essere snellita, seguendo il suggerimento dell'AEEGSI di predisporre un Piano completo ogni due anni, integrandolo ogni anno con una sintetica descrizione dello stato di avanzamento dei lavori.</p> <p>[S1.D] Si propone inoltre che la fase di consultazione venga estesa anche al Piano di Sicurezza della Rete Elettrica Nazionale (cosiddetto "Piano di Difesa") predisposto da Terna e attualmente approvato dal Ministero per lo Sviluppo Economico. L'attività di sviluppo e potenziamento del sistema elettrico presentato in questo documento non ha caratteristiche peculiari rispetto a quanto prospettato nel Piano di Sviluppo e ai limiti definiti dalla concessione cui è soggetta l'attività di Terna, pertanto appare particolarmente opportuno estendere in tal senso la consultazione pubblica. Tale proposta, che richiede la modifica della normativa primaria, è già stata avanzata dalla stessa AEEGSI.</p>		
<p>Società/Associazione/Organismo: EDISON SPA</p> <p>La Società, come già riportato nelle consultazioni relative al Piano di Sviluppo 2015, 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, come auspicato, è avvenuto entro il mese di Luglio.</p>		

Riscontro Terna:

[S1.A] Terna predispone ogni anno, ai sensi della Legge n. 290 del 27 ottobre 2003, il “*Piano di Miglioramento dei Sistemi di Difesa per la Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale*” (di seguito Piano per la Sicurezza), un programma di interventi a tutela della sicurezza del sistema elettrico nazionale, sottoposto per approvazione al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE). Gli investimenti riportati nel Piano per la Sicurezza, che ha quindi precise finalità legate alle disposizioni di cui alla citata Legge, fanno riferimento ad un orizzonte temporale di quattro anni.

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), considerando quindi possibili sinergie senza sovrapposizioni.

[S1.B] Una delle peculiarità nella costruzione di scenari previsionali, specie nel lungo termine, è la vasta alea di incertezza che alcune variabili possono assumere e tale alea è fortemente crescente con l’allungarsi dell’orizzonte temporale. Come noto, ai sensi dell’art.36 comma 12 del Dls 93/11, Terna predispone un Piano decennale di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, basato sulla domanda e offerta esistenti e previste; il Piano individua le infrastrutture di trasmissione da costruire o potenziare nei dieci anni successivi, anche in risposta alle criticità e alle congestioni riscontrate o attese sulla rete. In particolare, i risultati inclusi nel Piano di Sviluppo derivano dall’analisi di scenari futuri considerati con orizzonti 2020 (+5 anni) e 2025 (+10 anni).

Terna, come gli altri TSO in ambito Europeo, è impegnata nell’identificazione di quali possano esser le esigenze su uno scenario di più ampio respiro; a tal fine il Piano di Sviluppo tiene traccia delle analisi condotte a livello ENTSO-E nel TYNDP (+15 anni) e/o in specifici progetti (cfr. Electricity Highway 2050, > + 15 anni).

[S1.C] Terna non ravvede criticità circa la modifica legislativa che renda biennale la cadenza del processo di aggiornamento, consultazione e approvazione dei Piani di Sviluppo, peraltro esigenza già segnalata dall’AEEGSI, nonché l’obbligo per il gestore di pubblicare, negli anni in cui il Piano non è redatto, uno snello rapporto di avanzamento degli interventi dei Piani precedenti, sulla falsa riga di quanto già avviene in ambito ENTSO-E per la pubblicazione del TYNDP.

[S1.D] Il Piano per la Sicurezza, in virtù del carattere di urgenza e la sensibilità di alcune informazioni (quali misure per la sicurezza delle infrastrutture) che contraddistingue il programma di interventi a tutela della sicurezza del sistema elettrico nazionale, è soggetto ad un iter di approvazione specifico che tiene conto anche della non sostenibilità di una ritardata implementazione.

Spunto	Commenti sul processo di pianificazione della rete elettrica, sul coordinamento con le attività di pianificazione europee (ENTSO-E Ten Year Network Development Plan, projects of common interest)	Riferimento
S2		Piano di Sviluppo Capitolo 1
<p>Società/Associazione/Organismo: ANIE</p> <p>[S2.A] In merito al processo di pianificazione delle rete elettrica si nota che alcuni interventi autorizzati (es. interconnessione HVDC Italia-Montenegro con CAPEX 1180 M€ e IP 3,6; interconnessione Italia-Francia con CAPEX 475 M€ e IP 2,3) sono caratterizzati da CAPEX elevati e IP piuttosto bassi. Tali interventi, in termini di investimenti, rappresentano una buona parte della somma totale. Come indicato dall'AEEGSI nell'incipit del DCO 464/2015/R/EEL "La "regola aurea" per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale è basata sulla cifra di utilità dell'investimento per il sistema elettrico". Pertanto ANIE Energia ritiene che il processo di pianificazione della rete elettrica e l'inserimento degli interventi nel Piano di Sviluppo dovrebbe basarsi principalmente sull'analisi costi benefici e sul valore dell'IP dei singoli interventi.</p>		
<p>Società/Associazione/Organismo: ASSORINNOVABILI</p> <p>[S2.B] A pag. 12 si afferma che un'azione per integrare la produzione da fonti rinnovabili e più specificatamente per gestire la potenziale sovra-produzione locale o nazionale consiste nell'identificare in maniera preventiva le zone critiche con alta concentrazione di impianti da FRNP e nel limitare l'ulteriore potenza incentivabile in tali zone. La definizione di limiti zionali o nazionali di potenza connettabile da impianti FRNP non rientra nella concessione che regola l'attività di Terna ne è applicabile alla Rete di Trasmissione Nazionale, che è caratterizzata dall'obbligo di connessione di terzi. L'impegno di Terna deve essere invece rivolto non solo a consentire la connessione alla rete ai richiedenti nei tempi definiti ma anche a rispettare la priorità di dispacciamento, massimizzando l'immissione in rete di energia da fonti rinnovabili. In questo senso non si concorda con l'affermazione in base alla quale l'installazione di sistemi di accumulo e sistemi di controllo evoluti sia sulle reti di distribuzione che sulla rete di trasmissione siano da considerarsi interventi di lungo termine. Si tratta invece di strumenti già oggi assolutamente indispensabili per garantire la sostenibilità tecnica dello sviluppo delle fonti rinnovabili.</p> <p>[S2.C] Un'ulteriore osservazione riguarda il fatto che il Capitolo 1 si concentra esclusivamente sullo sviluppo infrastrutturale della rete europea, senza alcun cenno all'evoluzione verso un mercato unico dell'energia elettrica, le cui regole condivise incidono in maniera non trascurabile sulle esigenze di sviluppo delle reti nazionali e dei collegamenti transfrontalieri. Ci si riferisce in particolare al "Network Balancing Code" in fase di preparazione da parte di ENTSO-E e ad alcuni progetti europei (tra cui il progetto TERRE) a cui Terna partecipa. Si chiede di integrare il Capitolo 1 con lo stato dell'arte di questi temi e l'impatto previsto sullo sviluppo delle reti di trasmissione.</p>		
<p>Società/Associazione/Organismo: GREECONNECTOR SRL</p> <p>[S2.D] La Tabella 1 del capitolo 1.5.3 contiene unicamente i progetti PCI (Projects of Common Interest) proposti da Terna. Si ritiene che tale tabella (o una sezione apposita del documento) debba menzionare i progetti PCI relativi alle frontiere italiane sviluppati e proposti da soggetti terzi. I progetti denominati PCI sono progetti ritenuti prioritari a livello comunitario, che sono stati oggetto di una selezione basata su criteri stabiliti dalla Commissione Europea. Non dovrebbero quindi esserci distinzioni fra i progetti PCI proposti da soggetti terzi (non citati nel Piano di Sviluppo) e quelli proposti da Terna (che sono invece citati nel Piano di Sviluppo). Infine, tutti i progetti PCI, indipendentemente dal promotore (TSO, società privata), sono parte integrante del piano di sviluppo della rete europea (TYNDP), per cui risulta difficile comprendere perché il Piano di Sviluppo nazionale non li consideri.</p>		

Società/Associazione/Organismo: | EDISON SPA

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 energetica e ambientale fissati a livello UE.

Edison concorda con 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 2016 dell'elenco dei PCI (Project of Common Interest) di interesse nazionale, così come da noi auspicato nella consultazione sulle edizioni precedenti.

[S2.E] Da ultimo, all'interno del paragrafo 1,4, Edison propone l'inserimento immediato 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.

Le sezioni di trasformazione AT/MT e lo smistamento MT di proprietà Edison S.p.A. presenti nella S/E sopraindicata, attraverso il quale risultano collegati alcuni Clienti Finali per i quali Enel Distribuzione eroga il servizio di connessione, rimarranno nella disponibilità della scrivente sino a quando la Società Enel Distribuzione avrà completato le attività relative alla realizzazione di nuove infrastrutture per la connessione diretta di tali Clienti Finali alla rete pubblica.

L'inserimento della dorsale a 132 kV Cesano-Novara-Garlasco era già stato approvato nel PdS richiamato, l'efficacia era subordinata alla cessione dei beni a Terna.

Società/Associazione/Organismo: | RSE

[S2.D] I progetti di interesse comune europeo (PCI) per la trasmissione di elettricità che riguardano l'Italia, secondo la nuova lista dei PCI (Nov. 2015), sono 7, di cui 5 riguardano direttamente Terna come riportato nella nota 16 a p. 21 e in Tabella 1 a p. 22. E' auspicabile riportare anche i 2 progetti merchant che comunque saranno gestiti da Terna.

[S2.F] Inoltre, nella nuova lista dei PCI, non figura un progetto infrastrutturale strategico quale il SA.CO.I. 3 che è invece incluso nel TYNDP 2016 di ENTSO-E e che era parte della prima lista dei PCI (Nov. 2013): sarebbe utile che nel PdS 2016 si dettagli la ratio per questa variazione di valutazione del progetto.

[S2.G] Infine, la necessità di espansione dei corridoi mostrata in Figura 8 andrebbe commisurata agli scenari utilizzati al 2050: senza una descrizione dettagliata di assunzioni e risultati il paragrafo 1.5.5 rischia di essere avulso dal resto del PdS 2016.

Riscontro Terna:

[S2.A] Terna condivide che il processo di pianificazione della rete elettrica e l'inserimento degli interventi nel Piano di Sviluppo debba basarsi principalmente sull'analisi costi benefici. Difatti, da diversi anni Terna, nel rispetto degli obblighi stabiliti dalla Concessione, ha effettuato analisi costi benefici degli interventi principali di sviluppo della RTN. Viceversa, se gli interventi di sviluppo debbano basarsi sulla *cifra di utilità dell'investimento per il sistema elettrico* non si ritiene del tutto esaustivo considerare il solo indice di profittabilità degli interventi, ma la reale utilità per il sistema elettrico, quale ad esempio, il Valore Attuale Netto.

[S2.B] A pag. 12, "*l'orizzonte di tempo più lungo*" non è da intendersi in senso assoluto ad un orizzonte di lungo termine, ma in senso relativo ad un orizzonte di tempo successivo al "*breve-medio termine*", ovvero tenendo conto dei tempi necessari ad implementare gli interventi una volta che essi siano stati pianificati. Si

condivide che gli interventi di accumulo siano strumenti utili al fine di garantire la producibilità delle fonti rinnovabili.

[S2.C] E' doveroso menzionare oltre al "Network Balancing Code", tutti i codici di rete in fase di predisposizione in ambito ENTSO-E, ed in particolare la famiglia dei codici di rete "*Connection*" (Requirements for Generators, Demand and Connection Code, High Voltage Direct Current Connections), "*Operation*" e "*Market*". Tutti i codici, di recente o prossima adozione, prevedono un intenso lavoro di adozione e implementazione a livello nazionale con riflessi non immediati nella gestione del sistema elettrico. Tuttavia, nonostante gli effetti di tali Codici non siano direttamente tutti riconducibili ad un Piano di Sviluppo, ma riconoscendone la rilevante correlazione con l'evoluzione del sistema elettrico, in un orizzonte di medio termine, si fornirà un quadro più esaustivo su tale tematiche con il prossimo Piano di Sviluppo 2017, valutandone l'impatto in base alla maturità del quadro normativo.

[S2.D] Relativamente a quanto riportato in Tabella 1 del PdS 2016: l'elenco, come correttamente evidenziato, riporta i soli interventi in capo Terna nell'ambito del processo PCI. Tale scelta non ha alcun fine discriminatorio, nei confronti di progetti presentati da soggetti terzi, ; tra l'altro questi vengono tracciati puntualmente nel Piano (in particolare nell'Allegato Connessioni alla RTN) laddove il proponente ha stipulato il Contratto di Connessione ai sensi del Codice di Rete ed in analogia agli impianti di produzione, ai quali le merchant line sono equiparate ai sensi della normativa vigente. I documenti di riferimento relativamente ai progetti PCI, indipendentemente dal proponente, sono il TYNDP e quanto pubblicato nel sito dell'EC (link riportato nel PdS), dove sono descritti con maggiore dettaglio e con l'indicazione di tutti i benefici correlati, come richiamato nello stesso PdS. Ad ogni modo sarà cura di Terna dare evidenza di tutti i progetti PCI nei prossimi Piani di Sviluppo.

[S2.E] Con riferimento a proposte di variazioni dell'ambito RTN ed in particolare alla proposta di Edison di inserire in RTN l'impianto Edison di Novara, previa acquisizione da parte di Terna, si ricorda 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 Rete¹, 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 facenti parti di altre reti ed al successivo conferimento degli stessi a Terna.

Tale processo è tuttora in corso per gli elementi di rete citati.

[S2.F] Il progetto SACOI 3 è sviluppato strettamente di concerto con il gestore di rete in Corsica, EDF, pertanto il suo inserimento nel TYNDP 2016 si è reso possibile solo a valle di una conferma di interesse da parte della stessa EDF. Ciò non è stato temporalmente possibile in fase di elaborazione della seconda lista PCI così come pubblicata a Novembre 2015, il cui processo impegna oltre un anno.

[S2.G] La descrizione riportata sul PdS 2016 del progetto E-Highway 2050 è una sintesi, effettuata con l'obiettivo di non appesantire le informazioni riportate nel documento; correttamente il documento riporta nella nota 19 il sito web per consentire l'acquisizione di ulteriori informazioni a coloro i quali ne fossero

¹ Codice di Rete, capitolo 2, paragrafo 2.7 "Aggiornamento dell'ambito della RTN".

interessati.

Spunto	Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema elettrico (criticità per sovraccarichi rete AAT e AT, affidabilità, qualità della tensione, “overgeneration” associata alle fonti rinnovabili, ecc.) e dei mercati (prezzi borse europee ed italiana, risultati MSD, ecc.) e il 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>Società/Associazione/Organismo: ASSOELETTRICA</p> <p>[S3.A] 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.</p> <p>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>Società/Associazione/Organismo: ANIE</p> <p>[S3.C] In merito ai segnali provenienti dal mercato si segnala che Terna evidenzia nella Figura 35 del Piano di Sviluppo la diminuzione della rendita da congestione su MGP e delle ore di congestione fra zone di mercato. Tale diminuzione è però legata agli effetti dell’entrata in vigore della Legge 116/2016 che ha spostato gli oneri relativi alla rendita da congestioni verso la disciplina degli impianti essenziali. Infatti, come si vede dalle figure 39 e 40 le ore di congestione tra zone di mercato non sono variate molto. Questa analisi, inoltre, è relativa alle sole congestioni interzonali.</p> <p>In realtà sarebbe più corretto che Terna evidenziasse l’onere su MSD generato dalla risoluzione dei vincoli a rete integra, come già suggerito da ANIE Energia in risposta alla consultazione del DCO 464/2015. Tale onere pare non essere assolutamente trascurabile, dal momento che, come mostrato nel DCO 163/2015/R/EEL, circa la metà dei volumi di energia a salire su MSD ex-ante nel 2014 è stata movimentata per risolvere vincoli a rete integra. La risoluzione delle congestioni dovrebbe essere attuata principalmente in sede di MGP o MI, mentre il MSD dovrebbe occuparsi principalmente di bilanciamento. Anche questi oneri pertanto vanno considerati come indice di inadeguatezza delle infrastrutture di rete.</p>		
<p>Società/Associazione/Organismo: ASSORINNOVABILI</p> <p>[S.3.D] A pag. 27 si parla di “significativi segnali di ripresa in termini di fabbisogno energetico, che ha segnato un incremento pari all’1,5% rispetto al valore registrato nel 2014; di tale trend si terrà conto in fase di elaborazione degli scenari previsionali”. Si segnala che, confrontando le richieste mensili di energia elettrica, l’aumento di carico del 2015 rispetto al 2014 è concentrato nei mesi di luglio e agosto, mentre sommando le variazioni dei 10 mesi restanti si registra una contrazione di circa 0,54 TWh. L’aumento di carico elettrico è quindi del tutto imputabile a ragioni climatiche e non rappresenta alcun trend. Questa osservazione riguarda anche la successiva definizione di scenari.</p> <p>[S.3.E] Circa il paragrafo 2.5, si segnala come le criticità della produzione da fonti rinnovabili vengano quasi completamente individuate in congestioni sia sulla rete primaria AAT che sulla rete di sub trasmissione AT. Peraltro la riduzione della MPE sia in valore fisico assoluto che della percentuale ascrivibile alle congestioni sulla rete a 150 kV (dal 73% del periodo gennaio 2012-dicembre 2012 al 21% del periodo gennaio 2013-novembre 2015) deriva sostanzialmente dalla rimozione di limitazioni su elettrodotti, interventi di limitato impatto autorizzativo ed economico. Si chiedono maggiori informazioni circa le condizioni di esercizio che conducono alla MPE per motivi di bilanciamento del sistema.</p> <p>[S.3.F] Non si comprende poi la totale assenza di riferimenti all’entrata in esercizio dei cosiddetti SANC (sistemi di accumulo “energy intensive”), completata nel</p>		

periodo 2014-2015 e il cui obiettivo principale è proprio la riduzione della MPE.

[S3.C] Circa la sensibile riduzione della rendita di congestione nel 2015, mostrata in figura 35, va chiarito meglio che essa non deriva da un altrettanto consistente potenziamento della RTN nello stesso periodo, quanto piuttosto dagli effetti del DL 91/2014 che ha traslato gli oneri derivanti dall'inadeguatezza della rete di trasmissione dalla rendita di congestione ai corrispettivi per la remunerazione delle unità essenziali. Va infine osservato che la rendita di congestione in oggetto deriva dall'MGP mentre il DCO 163/2015 di AEEGSI ha mostrato che nel 2014, poco meno della metà dell'energia movimentata a salire su MSD ex-ante è motivata da vincoli a rete integra. Sarebbe quindi auspicabile una quantificazione completa ed esaustiva degli oneri generati al sistema dall'inadeguatezza della RTN, utilizzando la classificazione proposta nel suddetto DCO per motivare le movimentazioni di energia e i relativi oneri su MSD, a chiarimento del paragrafo 2.13.

Società/Associazione/Organismo: | EDISON SPA

[S3.G] Il sistema elettrico nazionale è caratterizzato da un rilevante rischio di overgeneration (specialmente nelle giornate di basso carico e alta produzione rinnovabile), destinato a rimanere elevato ancora per diversi anni: come fatto notare nelle consultazioni relative al Piano di Sviluppo 2015, sarebbe quindi opportuno che il PDS riporti anche quali misure possano essere adottate da Terna per gestire questo fenomeno, ai fini della sicurezza, 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).

Quanto sopra indicato dovrebbe essere tenuto in considerazione anche nell'ambito dell'attuale processo di Riforma del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (RDE-1).

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 passate e come accolto anche da Terna, purché in presenza di un apposito quadro regolatorio definito dall'Autorità).

[S3.H] Infine, nel capitolo dedicato al mercato MSD (2.13), Terna riporta per ogni zona i principali vincoli di rete che comportano il ricorso a risorse approvvigionate su MSD.

A tal proposito, sarebbe utile indicare nel dettaglio gli interventi di Terna programmati nei prossimi anni per ridurre la presenza di tali vincoli.

Società/Associazione/Organismo: | RSE SPA

[S3.J] Circa le criticità per sovraccarichi di rete, sarebbe utile evidenziare se gli interventi di controllo in emergenza, previsti per le situazioni di sovraccarico in N-1,

comportino disalimentazioni di carico, così come se le linee o le sezioni interessate da sovraccarico siano, o saranno, protette da piani di difesa che prevedono interventi correttivi automatici, e se si riscontri rischio di cascading.

[S3.K] Circa le criticità ravvisate nella rete sarda in termini di livelli di tensione e di mancanza di flessibilità del sistema (p. 49), sarebbe interessante capire se tra le misure che Terna conta di adottare per la risoluzione di tali problemi ci sia anche l'applicazione di tecnologie innovative tipo FACTS.

[S3.L] Si segnala infine un'incoerenza tra testo a p. 34 e Figura 18 circa la potenza installata da fonte solare fotovoltaica in Puglia.

Riscontro Terna:

[S3.A] 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 in maniera tempestiva per compensare le carenze del sistema elettrico con:

- l'installazione di adeguate apparecchiature;
- l'incremento della magliatura di rete attraverso lo sviluppo delle infrastrutture elettriche (elettrodotti e stazioni);
- l'incremento della capacità di interconnessione con l'estero.

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.

[S3.C] La figura 35 evidenzia una riduzione sostanziale delle rendite da congestione non giustificata dalla riduzione delle ore di congestione, stabili negli ultimi anni. Tale effetto, si riporta nel PdS 2016, è dovuto *"principalmente alla diminuzione dei prezzi di offerta dei produttori in MGP ed all'operatività nella regione Sicilia delle disposizioni di cui all'articolo 23 comma 3-bis del DL 91/14 modificato e convertito in legge con Legge 116/2014."* L'effetto della diminuzione dei prezzi di offerta dei produttori è descritta a pagina 53, figure 36, 37 e 38.

Se le indicazioni provenienti dall'analisi del MGP restituiscono principalmente l'indicazione della necessità di intervenire per rinforzare la capacità di transito tra zone di mercato, le indicazioni provenienti dall'analisi dell'MSD ex-ante principalmente restituiscono l'indicazione della necessità di intervenire per risolvere le criticità intrazonali, tra cui i vincoli a rete integra (pagine 60 e 61, figure 42, 43 e 44). Il beneficio relativo al mancato ricorso all'MSD è catturato nel Piano di Sviluppo per gli interventi che contribuiscono allo stesso beneficio. Si valuteranno nel prossimo Piano le modalità di rappresentazione di tale informazione in maniera più dettagliata.

[S3.D] Si precisa che, il fabbisogno del 2015 (al netto dei mesi di luglio e agosto) è risultato +0,3% rispetto al 2015, senza valutare alcuna rettifica per effetto delle temperature invernali al di sopra della media. In definitiva, il consuntivo registrato nel 2015 ed il picco di potenza estivo del mese di luglio hanno contribuito a stimare la forchetta di fabbisogno al 2020 (da +0,3% a +1,2%) e al 2025 (da +0,1% a +1,2%) rispettivamente per lo scenario base e per lo scenario di sviluppo.

[S3.E] Le condizioni di esercizio che hanno generato MPE sono principalmente riconducibili a situazioni di basso carico ed elevata produzione rinnovabile, con sostanziale carenza, in assenza di contromisure, di risorse di regolazione sulla rete di trasmissione delle aree Centro Sud, Sud e Sicilia, per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Tale fenomeno è rappresentato nel paragrafo 2.5.1.

[S.3.F] Con riferimento ai sistemi di accumulo, il sistema di incentivazione dell’Autorità ha previsto la presentazione di un report finale sulla sperimentazione entro il 31 dicembre 2014; i tempi delle sperimentazioni si sono allungati e Terna si è impegnata a fornire un interim report e un report finale dettagliato al termine del periodo di sperimentazione.

[S3.G] Il PdS 2016 riporta valutazioni prospettiche relativamente alla capacità di regolazione del sistema elettrico.

In particolare, i risultati delle analisi affidabilistiche, riportate al paragrafo 8 del PdS 2016 hanno evidenziato, a fronte degli interventi di sviluppo previsti, l’adeguatezza del sistema elettrico sia negli scenari di medio che di lungo termine. Tuttavia, l’effetto della diminuzione dell’inerzia del sistema è una tematica ben nota al gestore di rete, che a partire dal PdS 2012, ha messo in atto una serie di iniziative ed interventi volti anche a soddisfare il mutato fabbisogno di regolazione del Sistema Elettrico Nazionale. Tra gli altri, a titolo esemplificativo e non esaustivo:

- l’impiego di impianti di accumulo diffuso e zonale;
- lo sviluppo della capacità di interconnessione, nella direzione condivisa di un mutuo-soccorso tra paesi per esigenze di regolazione del sistema elettrico sincrono europeo;
- implementazione a livello nazionale dei codici di rete europei che peraltro prevedono requisiti in tema di supporto alla stabilità della frequenza (es. Synthetic Inertia).

In tal senso l’esigenza di poter ricorrere anche alla modulazione della generazione distribuita in MT/BT da FER (prevalentemente fotovoltaico) riveste una sempre crescente rilevanza. A tal proposito, il PdS 2016 già raccoglie interventi volti all’evoluzione degli strumenti di monitoraggio e controllo della generazione distribuita.

In merito alla proposta di utilizzare gli alternatori delle centrali messe in conservazione per fornire servizi di rete, Terna conferma in continuità con il passato l’utilità di tali soluzioni, fermo 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.

[S3.H] Nelle schede di ciascun intervento nella sezione Sintesi Analisi Costi Benefici, si riporta il label “*Mancato ricorso MSD*” laddove l’intervento consente una riduzione dei costi per servizi di rete. A titolo di esempio si menziona l’intervento Razionalizzazione Media Valle del Piave, pagina 128 dell’Avanzamento piani precedenti, che riporta nella sezione Sintesi Analisi Costi Benefici il “*Mancato ricorso MSD*”.

[S3.J] Si fa presente che Terna individua gli interventi di sviluppo finalizzati alla risoluzione di criticità per sovraccarichi di rete e che le stesse principalmente consentono la riduzione del rischio di Energia Non Fornita. Tuttavia, fino all’entrata in servizio degli interventi di sviluppo, come previsto dalla Concessione rilasciata a Terna, si deve assicurare che il servizio di trasmissione sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo e pertanto è compito del Gestore adottare le opportune contromisure funzionali a ridurre il più possibile il rischio di Energia Non Fornita con tutti gli strumenti in suo possesso. Il livello di rischio dipende fortemente dalle condizioni registrate in tempo reale, dalla disponibilità delle contromisure e dagli assetti di rete; ne consegue che le azioni messe in campo per mitigare tale rischio possono essere differenti a seconda dei casi. Tale informazione non garantisce un valore aggiunto ai fini della presentazione delle finalità degli interventi di sviluppo che devono avere come obiettivo la riduzione del rischio di Energia Non Fornita indipendentemente da quali contromisure in emergenza Terna è obbligata ad adottare.

[S3.K] Al fine di migliorare il livello di sicurezza della rete sarda, sono state prese in esame tutte le possibilità messe a disposizione dalla tecnologia; ad oggi si è individuato nei compensatori sincroni la soluzione tecnologica migliore ai fini della stabilizzazione dei profili di tensione, all'aumento dell'inerzia del sistema migliorandone la stabilità dinamica, nonché a supportare il sistema in condizioni post-black-out, inserendosi nelle direttrici di riaccensione del sistema. Tutto quanto sopra espresso è risultato di estrema utilità in un sistema caratterizzato da un limitato numero di centrali.

[S3.L] Si conferma che la potenza fotovoltaica installata al 31 dicembre 2015 in Puglia è di circa 2.600 MW.

Spunto	Commenti riguardanti la definizione degli scenari di riferimento e le ipotesi utilizzate nello schema di Piano di Sviluppo (es. domanda di energia, domanda di potenza ed evoluzione della generazione, proiezioni a due scenari per lo sviluppo di fotovoltaico ed eolico)	Riferimento
S4.		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 3</i>
<p>Società/Associazione/Organismo: ASSOELETRICA</p> <p>[S4.A] Relativamente alla previsione di domanda e di potenza alla punta, si considera ad elevato valore aggiunto il paragrafo dedicato alla previsione della punta di potenza e relative considerazioni, così come si condivide la revisione al rialzo della previsione della punta massima in condizioni critiche di estate torrida.</p> <p>[S4.B] In merito agli scenari di riferimento individuati nel Piano, sarebbe utile completare il set informativo con il fabbisogno atteso di servizi di dispacciamento in ciascuno degli scenari individuati. In particolare sarebbe utile avere un'indicazione dei fabbisogni di riserva secondaria (distinti per Continente ed isole), riserva terziaria e terziaria pronta (per zone). Inoltre sarebbe auspicabile un'indicazione sull'evoluzione attesa del fabbisogno di regolazione primaria di frequenza e regolazione di tensione in ciascuno degli scenari individuati.</p> <p>[S4.C] Relativamente alla evoluzione della generazione e in particolare allo sviluppo del parco produttivo termoelettrico, sarebbe utile disporre di informazioni più dettagliate in merito agli impianti che il TSO ha considerato nei vari cluster: dismissione, attesa dismissione, indisponibilità per vincoli autorizzativi e messa in conservazione. Si suggerisce ad esempio, una tabella di riepilogo con dettaglio impianto/potenza.</p> <p>Società/Associazione/Organismo: ANIE</p> <p>[S4.D] Al punto 3.2.1 dal Piano di Sviluppo si dice che le previsioni di medio-lungo termine sono ottenute a partire da un'analisi della previsione delle grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e Prodotto Interno Lordo (PIL). Confrontando le previsioni fatte nei piani di sviluppo precedenti con i valori reali di domanda di energia elettrica verificatesi in seguito si riscontrano grosse differenze. ANIE Energia chiede se la correlazione tra domanda di energia elettrica e PIL sia ancora da considerarsi valida e quindi da utilizzare per stimare gli scenari di aumento di carico.</p> <p>Società/Associazione/Organismo: ASSORINNOVABILI</p> <p>[S4.D] A pag. 65 si afferma che le previsioni di medio-lungo termine sono ottenute a partire da un'analisi della previsione delle grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e Prodotto Interno Lordo. Alla luce delle considerazioni precedenti sulla relazione tra condizioni climatiche ed aumento della domanda, si chiedono maggiori informazioni circa la validità della relazione, nell'attuale contesto socio-economico, tra grandezze macroeconomiche e domanda elettrica.</p> <p>Società/Associazione/Organismo: EDISON SPA</p> <p>[S4.E] 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 in futuro.</p> <p>Ciò premesso si evidenzia come gli scenari prospettati nel PdS 2016 mostrino una forte discontinuità rispetto agli scenari inseriti nel PdS 2015, che prevedevano una graduale riduzione dei consumi (sia per il caso base che di sviluppo) in virtù dei continui investimenti in efficienza energetica (che rendono sempre meno probabile una ripartenza dei consumi di energia elettrica) ed in linea con i principali trend macroeconomici.</p> <p>Entrando maggiormente in dettaglio, Edison sarebbe interessata a conoscere i driver che giustificano tale variazione nel lungo termine (la forbice diventa significativa a partire dagli anni 2018-2020).</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</p>		

mantenimento di opportune forme di sostegno per le altre fonti.

[S4.F] 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 precedenti, 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).

Società/Associazione/Organismo: | RSE SPA

[S4.G] Si evidenzia la necessità di inquadrare e rendere coerenti i 2 scenari di evoluzione della domanda di carico per l'Italia (scenario base e scenario di sviluppo) presentati fino al 2025 con i 4 scenari di evoluzione della domanda di carico per l'Italia presenti nelle 4 Visions di ENTSO-E TYNDP 2016 al 2030: le relazioni tra scenari ed evoluzioni fino al 2030 necessitano di essere spiegate con maggiori dettagli.

Considerando l'evoluzione del parco eolico e solare fotovoltaico fino al 2030, si fa riferimento ai valori della Vision 3 di ENTSO-E TYNDP 2016 come limiti di massima penetrazione della capacità eolica e solare fotovoltaica in Italia al 2030 (Figura 54, Figura 55) mentre in realtà nella Vision 4 di ENTSO-E TYNDP 2016 si sono presentati valori ancora più elevati di capacità eolica e solare in Italia al 2030. I due grafici in Figura 54 e Figura 55 e il testo relativo andrebbero dunque aggiornati per coerenza con ENTSO-E TYNDP 2016.

[S4.H] Inoltre, si segnala la necessità di fornire elementi di dettaglio sull'evoluzione del parco solare a CSP fino al 2025-2030.

[S4.J] Infine, è necessario fornire chiarimenti sulla correlazione tra gli scenari ENTSO-E SO&AF al 2025 per l'Italia e gli scenari per l'evoluzione della generazione in Italia al 2025 utilizzati da Terna per il PdS 2016.

Riscontro Terna:

[S4.A] Si accoglie positivamente il commento.

[S4.B] Terna conduce analisi probabilistiche volte a valutare la capacità del sistema elettrico italiano di soddisfare il fabbisogno con un sufficiente livello di affidabilità, basandosi su metodo di calcolo Monte Carlo non sequenziale per compiere analisi probabilistiche sull'esercizio del sistema elettrico. Tali analisi tengono conto delle esigenze di riserva piuttosto che in generale dei servizi di dispacciamento e sono finalizzate a valutare gli indici di affidabilità nei diversi scenari di sviluppo a valle dell'implementazione degli interventi di rete.

[S4.C] Il piano già riporta le informazioni relative alla capacità termoelettrica indisponibile, viceversa, non si ritiene pienamente condivisibile l'esigenza di esporre una tabella di riepilogo con dettaglio impianto/potenza, principalmente per ragioni di riservatezza dei dati.

[S4.D] Terna conferma che la correlazione tra domanda di energia elettrica e PIL è ancora una (non l'unica) delle variabili da considerare per le previsioni di fabbisogno. Inoltre, come noto, il fabbisogno è fortemente dipendente dalle condizioni climatiche le quali, tuttavia, non sono prevedibili. Ne consegue che si tiene conto dell'effetto delle temperature medie elaborando le previsioni sulla base di un opportuno ed adeguato algoritmo che tiene debitamente in considerazione gli elementi statistici a consuntivo.

[S4.E] Gli scenari prospettati nel 2016 mostrano effettivamente una discontinuità con il passato. La discontinuità osservata è anche legata ai dati di consuntivo di fabbisogno di energia elettrica, ovvero nella serie storica a base dei rispettivi periodi di previsione. Mentre infatti negli anni 2012, 2013 e 2014 si era osservato un profilo in continua flessione coi rispettivi anni precedenti, l'anno 2015 si è viceversa manifestato dal punto di vista del fabbisogno come un anno di crescita della domanda di energia elettrica, in discontinuità rispetto a tutto il triennio precedente.

[S4.F] Si condivide che le previsioni di medio e lungo termine di capacità installata alimentata a fonte rinnovabile non programmabile dipendono dallo scenario regolatorio e normativo.

[S4.G] A livello europeo, Terna, come gli altri TSO, è impegnata nell'identificazione di quali possano essere le esigenze su uno scenario di più ampio respiro, a tal fine il Piano di Sviluppo tiene traccia delle analisi condotte a livello ENTSO-E nel TYNDP (+15 anni).

Per il medio e lungo termine, l'evoluzione della domanda è stata sviluppata in coerenza con le *Vision bottom up* al 2030 (*Vision 1* e *Vision 3*), fornite da ciascun TSO in ambito europeo, le quali tengono conto di particolarità di rilevanza europea (in questo potrebbero moderatamente differire nonostante lo scenario di Piano di Sviluppo si ricorda è su un orizzonte +5/10 anni mentre quello europeo è su un orizzonte +15 anni). Gli scenari al 2030 *Vision 1* e *Vision 3* sono raccolte da ENTSO-E nell'ambito del processo di predisposizione del TYNDP 2016.

Viceversa, le *Vision top-down* al 2030 (*Vision 2* e *Vision 4*), pur avendo come input i dati raccolti di *Vision 1* e *3*, sono successivamente riconfigurate tramite una metodologia elaborata dalla governance centrale di ENTSO-E (tipicamente per tener in conto di policy pan-europee indipendentemente dalle ricadute delle stesse a livello di singoli stati). Pertanto non è possibile ricercare o trovare una coerenza con le *Vision bottom up* al 2030 (*Vision 1* e *Vision 3*). Le figure 54 e 55 sono state sviluppate sulla base delle motivazioni appena espresse.

[S4.H] L'evoluzione del parco solare CSP fino al 2020 tiene conto degli impianti autorizzati e delle potenzialità previste dal decreto "tampone", mentre per gli anni successivi si tiene conto del trend verso le vision TYNDP 2016, con un range al 2025 compreso tra i 125 MW ed i 1.000 MW.

[S4.J] Gli scenari ENTSO-E SO&AF al 2025 per l'Italia sono stati superati dagli scenari elaborati per il TYNDP 16 e, per il Piano di Sviluppo 2016, Terna ha ipotizzato scenari coerenti con gli scenari europei più aggiornati (cfr. S4.G).

Spunto	Commenti sulle esigenze di regolazione del sistema elettrico per “overgeneration”, sulle esigenze di sviluppo previste nell’orizzonte di Piano correlate alla copertura del fabbisogno nazionale, nonché sulle opportunità di sviluppo delle interconnessioni, inclusi gli sviluppi con il Nord Africa	Riferimento
S5		<i>Piano di Sviluppo, paragrafo 3.3, Capitolo 4</i>
<p>Società/Associazione/Organismo: ASSOELETRICA</p> <p>[S5.A] 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>Società/Associazione/Organismo: ANIE</p> <p>[S5.B] Per quanto riguarda il tema dell’overgeneration si segnala che tutte le simulazioni e analisi vengono fatte a regole di mercato esistenti, mentre la futura adozione del Network Code on Electricity Balancing di ENTSOE e la riforma dell’MSD con l’apertura alle FRNP e alla GD non sono prese in considerazione. Si chiede di sviluppare uno scenario in cui questi aspetti siano tenuti in considerazione.</p> <p>[S5.C] Per quanto riguarda lo sviluppo delle interconnessioni ANIE Energia ribadisce (come già indicato nello spunto S2) che l’elemento più importante per pianificare gli interventi è rappresentato dall’analisi costi-benefici.</p>		
<p>Società/Associazione/Organismo: EDISON SPA</p> <p>A livello generale, confrontando il PdS 2015 con la nuova edizione 2016, Edison ha notato come non siano stati toccati argomenti come sistemi di accumulo e piano di rifasamento (riportati in precedenza al par. 3,7).</p> <p>[S5.D] Relativamente a quest’ultimo punto, in occasione delle consultazioni relative al Piano di Sviluppo 2015, Edison aveva suggerito di evidenziare nelle successive edizioni del PdS le indicazioni sulle esigenze di sviluppo in chiave smart solutions, rifasamento e sistemi di accumulo, 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>[S5.E] Edison aveva inoltre proposto interventi volti a migliorare la sicurezza della rete, ad esempio installando sulla rete alternatori (con funzione di compensatori sincroni) presenti presso le centrali attualmente poste in conservazione (senza ricorrere ad installazioni ex novo) per la fornitura di servizi di regolazione di tensione opportunamente remunerati (si configurerebbe come un servizio ancillare).</p> <p>Appreziamo 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>[S5.F] 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 possa dare al più presto qualche indicazione in merito.</p> <p>[S5.G] Entrando più nello specifico, nel contesto italiano si parla di overgeneration facendo spesso solo riferimento alle fonti rinnovabili, di rado invece si affronta in maniera congiunta il problema relativo al continuo aumento di produzione da FER e la sempre più consistente riduzione di produzione da fonte tradizionale. I due effetti sono stati evidenziati in questi primi mesi del 2016, in cui la mancata produzione di alcuni impianti, che tradizionalmente marciavano in assetto di baseload, ha messo in crisi tutto il sistema elettrico della zona Sud, con elevati volumi movimentati su MSD e prezzi che hanno superato i 1.000 €/MWh.</p>		

Tali particolari condizioni hanno messo in evidenza, ancora una volta, i grossi limiti del sistema di trasmissione nazionale. In questo scenario, la scelta di sviluppare progetti di interconnessione molto costosi con paesi che, in termini di esportazione di energia elettrica e bilanciamento del sistema, possono offrire poche opportunità all'Italia, sembra esser meno prioritaria rispetto alla promozione di altre iniziative da svilupparsi sul territorio nazionale che, ad esempio, consentano anche al Sud Italia di non essere ostaggio di condizioni (meteo e/o di scelte strategiche degli operatori) che possono mutare anche molto velocemente. Per le osservazioni circa il progetto di interconnessione con il Nord Africa si rimanda allo spunto S7.

Società/Associazione/Organismo: | RSE SPA

[S5.H] Nel paragrafo 3.3.1 si riporta che nella simulazione MSD sono stati considerati, fra gli altri, i requisiti di riserva primaria. Sarebbe interessante evidenziare qual è l'impatto di tale vincolo rispetto ai risultati ottenuti (con quale frequenza le regole attuali di approvvigionamento di primaria – via % di potenza efficiente dei gruppi convenzionali - non sarebbero sufficienti), anche ai fini del dibattito su eventuali diverse forme di approvvigionamento di tale servizio.

[S5.J] Nel paragrafo 4.2.1 si fa riferimento al progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Tunisia: è importante includere nel PdS 2016 una previsione temporale di realizzazione del progetto che sia realistica e che comunque va oltre l'orizzonte del PdS 2016 (2025).

Società/Associazione/Organismo: | ASSORINNOVABILI

[S5.H] I risultati delle simulazioni descritte nel paragrafo 3.3 si basano sull'attuale configurazione del mercato ed in particolare sulle risorse attualmente abilitate alla fornitura dei servizi. Si chiede quale sia l'impatto sui risultati delle simulazioni dell'integrazione degli impianti da FRNP e della GD nella gestione del sistema elettrico.

Riscontro Terna:

[S5.A] La verifica di adeguatezza si misura principalmente nella capacità del sistema elettrico di far fronte alla copertura del fabbisogno nazionale. Tale analisi tiene conto del parco di generazione disponibile (e quindi degli scenari di maggior o minor sviluppo della domanda V1 o V3), delle indisponibilità accidentali o programmate delle unità di produzione (indici di indisponibilità calcolati tenendo conto anche dei dati statistici) nonché delle limitazioni di rete tra zone di mercato, dove possono essere più marcate le limitazioni alla movimentazione efficiente degli impianti.

I dati di input e le ipotesi di base sono descritte nell'intero Piano di Sviluppo, tuttavia si valuterà tale spunto nella fase di predisposizione del prossimo piano di sviluppo.

[S5.B] Il "Network Balancing Code" non è il solo codice di rete in fase di predisposizione in ambito ENTSO-E, ma è doveroso menzionare tutti gli altri Codici di rete "Connection" (Requirements for Generators, Demand and Connection Code, High Voltage Direct Current Connections), "Operation" e "Market". Tutti i codici, di recente o prossima adozione, prevedono un intenso lavoro di implementazione con riflessi non immediati nella gestione del sistema elettrico. Allo stato attuale è piuttosto complesso tener conto degli scenari laddove tali codici, ad oggi, sono ancora in fase embrionale e l'implementazione a livello nazionale è in corso o da avviare.

[S5.C] Terna conferma che il processo di pianificazione della rete elettrica e l'inserimento degli interventi nel Piano di Sviluppo, indipendentemente dalla finalità interconnessione, debba basarsi principalmente sull'analisi costi benefici. Difatti, da diversi anni Terna, nel rispetto degli obblighi stabiliti dalla concessione, ha

effettuato analisi costi benefici degli interventi principali di sviluppo della RTN.

[S5.D] L'allegato al PdS 2016 "Avanzamento dei Piani Precedenti", presenta al paragrafo 2.5, un quadro di insieme relativo alle iniziative finalizzate allo sviluppo delle *smart grid*. In particolare, con lo scopo di realizzare una rete di trasmissione sempre più resiliente rispetto alle previste diverse condizioni di esercizio, favorendo il più possibile l'integrazione della crescente produzione da fonte rinnovabile anche non direttamente connessa alla RTN, Terna ha definito nuove soluzioni e pianificato interventi attualmente in corso di realizzazione che consentono:

- il controllo flussi di potenza sulla rete AT/AAT tramite l'installazione di *Phase Shifting Transformers* (PST);
- la corretta gestione dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla rete e conseguente riduzione oneri MSD attraverso l'installazione di dispositivi di compensazione del reattivo (cfr. paragrafo 2.5.3);
- di rimuovere le limitazioni sulle linee esistenti (con l'utilizzo di conduttori ad alta temperatura);
- di ottimizzare la capacità di trasporto delle linee esistenti in funzione della temperatura di esercizio (Dynamic Thermal Rating- DTR);
- di garantire un maggior sfruttamento delle risorse da FER e migliorare la regolazione del sistema nell'ambito della sperimentazione di sistemi di accumulo diffuso (cfr. paragrafo 2.5.4);
- di migliorare la previsione ed il controllo della generazione distribuita tramite logiche smart.

L'effetto della penetrazione delle fonti rinnovabili è stato accuratamente 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 in maniera tempestiva per compensare le carenze del sistema elettrico (cfr. S3.A). Ancora relativamente alla potenza di corto circuito, in ottemperanza alla art. 32.4 della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico n. 250/04, Terna pubblica annualmente il Rapporto sulla qualità del servizio di trasmissione in cui sono evidenziati i "*Livelli previsionali a 5 anni delle potenze di corto circuito massime e minime ai diversi livelli di tensione*".

Non è previsto in PdS un andamento atteso dell'inerzia che dipende chiaramente anche dall'andamento e dagli esiti dei mercati (ivi inclusi quelli dei servizi). Si valuterà tale spunto nella fase di predisposizione del prossimo Piano di Sviluppo.

[S5.E] In merito alla proposta di utilizzare gli alternatori delle centrali messe in conservazione per fornire servizi di rete, Terna conferma in continuità con il passato l'utilità di tali soluzioni, fermo 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.

[S5.F] Con riferimento alla richiesta di report di esercizio dei sistemi di accumulo, Terna fa presente che i primi tre progetti pilota di sistemi di accumulo sono entrati in esercizio alla fine del 2014, ma problematiche di esercizio non preventivabili e conseguenti adattamenti hanno impedito un loro pieno utilizzo per alcuni mesi. In conseguenza di tale utilizzo parziale e non pienamente rappresentativo ai fini della sperimentazione, ed al fine di allineare il periodo di sperimentazione per tutti i sei progetti pilota approvati con deliberazione 66/2013/R/EEL, Terna ha recentemente proposto all'Autorità ed alla Commissione indipendente nominata dalla stessa Autorità di posticipare l'inizio del biennio di sperimentazione a fine 2015. Nell'ambito della richiamata richiesta, Terna si è resa disponibile a pubblicare un interim report contenente con maggior dettaglio le motivazioni di supporto. La tempistica dei report sarà dunque aggiornata all'esito della valutazione da parte dell'Autorità della richiamata istanza Terna.

[S5.G] 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”*. Di fronte agli eventi registrati nel corso dei primi mesi del 2016, il 24 giugno 2016 l'AEEGSI ha deliberato (342/2016/E/EEL) l'avvio un procedimento per l'adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di misure di regolazione asimmetrica.

Gli interventi di sviluppo che Terna può mettere in campo sono chiaramente pianificati sulla base di scenari cautelativi ed allo stesso tempo non tengono conto di singolari strategie di mercato che possono essere messe in campo dagli operatori. Terna ha in ogni caso avviato studi finalizzati ad analizzare tali criticità.

[S5.H] Si segnala che, per quanto riguarda i vincoli di riserva a salire/a scendere, approvvigionata per garantire l'esercizio del sistema elettrico, le simulazioni ne prevedono l'approvvigionamento sulla base della contingenza più gravosa indipendentemente dal verificarsi della contingenza stessa. Mentre le FRNP possono garantire riserva a scendere, non offrono attualmente riserva a salire, che invece deve essere approvvigionata. Ne deriva che, rispetto alle simulazioni di overgeneration, una maggiore integrazione delle FRNP e GD nella gestione del sistema elettrico non avrebbe alcun effetto.

Per quanto riguarda invece servizi di rete relativi per esempio alla regolazione dei profili di tensione, il contributo relativo alla maggiore integrazione delle FRNP, simulato, è marginale nelle situazioni di bassa produzione rinnovabile (cfr. S6.A).

È necessario ricordare che l'impatto delle FRNP e GD nella gestione del sistema elettrico è complessivamente considerato nelle analisi. I risultati delle analisi sono ottenuti con uno strumento di simulazione dell'esercizio deterministico e non affidabilistico, pertanto potrebbero non essere debitamente considerate situazioni specifiche derivanti di criticità puntuali e/o legate a singolari strategie di mercato.

[S5.J] Il progetto di interconnessione in HVDC tra la Tunisia e la rete primaria della Sicilia sud-occidentale può generare benefici in Italia e Tunisia e fornisce uno strumento aggiuntivo per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa.

Spunto	Commenti sugli interventi di sviluppo associati alla produzione da fonti rinnovabili non programmabili	Riferimento
S6		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 5</i>
<p>Società/Associazione/Organismo: ASSORINNOVABILI</p> <p>[S6.A] Una parte consistente degli interventi indicati nel Capitolo 5 sono già citati nel paragrafo 2.5. Inoltre molti di questi interventi (in particolare le nuove linee AAT) sono stati pianificati per risolvere problemi antecedenti lo sviluppo delle rinnovabili e che le stesse hanno solo in parte acuito.</p> <p>Più in generale si tratta esclusivamente di interventi di potenziamento infrastrutturale mentre non viene fatta alcuna menzione, nel Capitolo 5 così come in tutto il PdS, di attività legate allo sviluppo di apparati e sistemi di gestione e controllo per l'integrazione nel dispacciamento delle fonti rinnovabili. L'esempio più eclatante riguarda la regolazione di tensione: a pag. 33 si segnalano problematiche di regolazione della tensione risolte da Terna tramite l'installazione di apparati presso le stazioni (reattanze e banchi di condensatori) senza la minima richiesta di regolazione alla centrali FRNP. Allo stesso modo a pag. 49, circa le criticità di esercizio in Sardegna, si segnala che a causa del limitato numero di unità produttive asservite alla regolazione di tensione, si prevedono, nel breve-medio periodo rischi di stabilità dei profili di tensione con possibile impatto sulla sicurezza del sistema isolano e dell'interconnessione col continente. Dall'altro lato gli stessi requisiti di connessione per impianti FRNP definiti da Terna (Allegati A17 e A68 al Codice di Rete rispettivamente per impianti eolici e fotovoltaici) così come le regole tecniche di connessione alle reti di distribuzione (norme CEI 0-16 e 0-21) prescrivono la disponibilità di capability reattivi che, in base alla informazioni disponibili, permangono inutilizzate. Questa situazione, in parte imputabile all'attuale meccanismo di remunerazione RAB cui sono soggetti Terna e i distributori (come ben evidenziato dal DCO 464/2015 dell'AEEGSI), deve necessariamente lasciar spazio a un volume crescente di nuove attività dedicate appunto alla maggior integrazione delle FRNP nella gestione della rete, di cui purtroppo ancora non si trova cenno nel PdS in consultazione.</p> <p>Società/Associazione/Organismo: EDISON SPA</p> <p>[S6.B] 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).</p> <p>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.</p> <p>Società/Associazione/Organismo: RSE SPA</p> <p>[S6.C] Sarebbe opportuno identificare quali tra gli interventi necessari per l'integrazione di FRNP includono l'uso di nuove tecnologie di rete e di quale tipo si tratti.</p> <p>Riscontro Terna:</p> <p>[S6.A] Si evidenzia che ad oggi le risorse di regolazione fornite dagli impianti FRNP sono disponibili in situazioni di esercizio in cui la rete è utilizzata mediamente sopra la potenza caratteristica e quindi non sono necessarie particolari esigenze di regolazione; viceversa criticità di rete relative ai profili di tensione, si riscontrano in situazioni caratterizzate da linee "scariche" impegnate mediamente al di sotto della potenza caratteristica, cioè in casi in cui la rete primaria (AAT) è attraversata da transiti ridotti di energia. Tali situazioni si verificano tipicamente con bassa produzione da fonte rinnovabile non programmabile, pertanto la disponibilità di risorse dagli impianti rinnovabili per la regolazione delle tensioni sulla rete 380 kV è residuale, insufficiente e talvolta inutilizzata. Nelle situazioni</p>		

sopradescritte, le risorse di regolazione sono invece fornite da apparecchiature statiche o dagli eventuali gruppi termoelettrici.

Infine, nei casi di flussi elevati di energia rinnovabile/termoelettrica sulla rete, non si ravvisano problematiche in termini di regolazione di tensione laddove:

1. gli impianti FRNP connessi alla rete sono in grado di garantire un fattore di potenza nel punto di connessione pari a 0,95 (da codice di rete)
2. gli impianti convenzionali in servizio forniscono potenza reattiva alla rete in funzione della capability del gruppo.

Infine, non essendoci ad oggi un mercato dell'energia reattiva, Terna valuta quali sono i punti della rete in cui, in base agli impianti di generazione in servizio, è necessario "avviare" gruppi per consentire, all'interno della propria capability, la stabilità della rete.

[S6.B] Terna apprezza il gradimento degli operatori verso interventi per favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili. Tutti gli ulteriori interventi ricadenti nella porzione di rete in oggetto sono in corso di autorizzazione e Terna si sta applicando per ottenere quanto prima i titoli autorizzativi.

[S6.C] Tutti gli interventi necessari per l'integrazione di FRNP includono l'uso di nuove tecnologie (cfr. S5.D), tuttavia non è possibile attribuirle esclusivamente come funzionali ad uno o ad un altro intervento.

Spunto	Commenti sui nuovi interventi di sviluppo identificati nello schema di Piano di Sviluppo (nuovi interventi su perimetro RTN e nuova interconnessione Italia - Tunisia) e sulla completezza ed adeguatezza delle relative informazioni disponibili	Riferimento
S7		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 6</i>
<p>Società/Associazione/Organismo: ANIE</p> <p>[S7.A] Nel paragrafo 6.1 sono elencati i nuovi interventi di sviluppo su perimetro RTN; tali interventi, già caratterizzati da un codice identificativo, vengono descritti come interventi di integrazione. Si chiede che Terna dettagli meglio gli interventi così definiti (es. realizzazione di nuovi tratti di linea, rimozione vincoli, ecc.). Come osservazione generale si evidenzia come a fronte di un evento importante come l'acquisizione della porzione di rete RTN FSI i nuovi interventi pianificati e descritti in questo paragrafo. 7.1 non siano particolarmente numerosi.</p> <p>[S7.B] Sulla base anche di questa considerazione ANIE Energia intende ribadire quanto già descritto nello spunto S1 circa l'opportunità di rendere biennale la pubblicazione del Piano di Sviluppo.</p>		
<p>Società/Associazione/Organismo: ASSORINNOVABILI</p> <p>[S7.A] Si registra che molti interventi riguardanti la rete ex RFI recentemente acquisita da Terna interessino la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili. Molti di questi sono genericamente definiti come "interventi di integrazione con la RTN": si chiede se possibile di aggiungere maggiori dettagli tecnici circa questi interventi, in modo da seguirne con più precisione l'evoluzione implementativa.</p>		
<p>Società/Associazione/Organismo: GREENCONNECTOR SRL</p> <p>[S7.C] L'unico progetto riportato al punto 6.2 fra i nuovi interventi di sviluppo di capacità di interconnessione è il collegamento Italia Tunisia. Riteniamo che questa sezione debba però riportare i nuovi progetti in fase studio relativi alla RTN e alle interconnessioni, anche sviluppati da terzi, ferme restando le considerazioni di cui al punto S10 che segue.</p> <p>Pertanto le informazioni riportate relativamente al collegamento Italia Tunisia sono molto scarse, mancando le indicazioni dei dati tecnici di base (tensione, capacità).</p>		
<p>Società/Associazione/Organismo: EDISON SPA</p> <p>[S7.D] Facendo seguito a quanto riportato allo spunto S5, relativamente allo scenario attuale del sistema di trasmissione nazionale, sarebbe opportuno delineare con maggior chiarezza i vantaggi ottenibili dall'interconnessione Italia – Tunisia per il sistema nazionale, considerando:</p> <ul style="list-style-type: none"> - i costi ad esso associati per il paese; - il possibile mix di generazione italiano nel lungo termine. <p>Analizzando maggiormente in dettaglio lo scenario e le condizioni al contorno si evidenziano le seguenti criticità:</p> <ul style="list-style-type: none"> - noti i consumi annui della Tunisia (16 TWh) e considerati i limiti di transito delle connessioni fra nord e sud Italia (già oggi non si riesce ad evacuare l'energia prodotta verso il sud del paese), non si ritiene che il collegamento con la Tunisia possa essere attrattivo; - Anche analizzando lo scenario opposto, in cui si prevede di importare in Italia l'energia rinnovabile prodotta in Tunisia (per quanto attualmente limitata) si riscontrano delle criticità legate al trasporto di tale energia, che dovrà necessariamente fluire attraverso la Sicilia, dove sono già evidenti i problemi di rete. A quel punto servirebbe raddoppiare la linea "Sorgente – Rizziconi". 		

Società/Associazione/Organismo: | RSE SPA

[S7.E] Si suggerisce di fornire dettagli dei nuovi interventi di sviluppo, includendo tipo di intervento, tecnologie usate, tempistiche, lunghezze dei collegamenti, benefici specifici.

Riscontro Terna:

[S7.A] Come appunto emerge anche dal commento, l'acquisizione della rete FSI rappresenterà una delle principali attività di pianificazione nei prossimi anni e gli interventi evidenziati come nuove esigenze sono risultati maggiormente maturi in risposta ad una evidente criticità ed esigenza di rete rispetto ad altri interventi allo studio. Tuttavia, essendo l'acquisizione di tali asset perfezionatasi il 23 dicembre 2015, in avanzata predisposizione del Piano di Sviluppo 2016, gli interventi potranno essere puntualmente descritti solo a valle dell'acquisizione di tutti gli elementi conoscitivi degli impianti, allo stato attuale non completamente perfezionati. Si valuterà l'inserimento di ulteriori dettagli ed ulteriori interventi nel prossimo Piano di Sviluppo 2017.

[S7.B] Terna non ravvede criticità circa la modifica legislativa che renda biennale la cadenza del processo di aggiornamento, consultazione e approvazione dei Piani di Sviluppo segnalata dall'AEEGSI e l'obbligo per il gestore di pubblicare, negli anni in cui il Piano non è redatto, uno snello rapporto di avanzamento degli interventi dei Piani precedenti, sulla falsariga di quanto già avviene in ambito ENTSO-E per la pubblicazione del TYNDP.

[S7.C] Il progetto di interconnessione tra la Tunisia e la rete primaria della Sicilia sud-occidentale, generando benefici in Italia e Tunisia, è ritenuto di rilevanza strategica per il sistema elettrico di trasmissione del bacino mediterraneo e fornisce uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa. Allo stato attuale, si prevede di realizzare un collegamento sottomarino in tecnologia HVDC della potenza nominale di 600 MW.

[S7.D] In esito alle analisi condotte, si evidenzia che le possibilità offerte da un futuro collegamento HVDC tra Italia e Tunisia, sono molteplici:

- nel medio periodo, un utilizzo maggiormente efficiente della capacità di generazione attualmente disponibile nel nostro paese, specialmente nelle ore di basso carico;
- nel lungo periodo, l'utilizzo della futura generazione, in particolare da fonte rinnovabile, prevista in questa specifica area.

Un ulteriore vantaggio offerto dal progetto consiste nella possibilità di bilanciare meglio il sistema interconnesso, contribuendo alla riduzione delle limitazioni agli scambi alla frontiera Nord italiana, in condizioni di basso fabbisogno.

[S7.E] I nuovi interventi di sviluppo, principalmente legati alla recente acquisizione della rete FSI, sono risultati quelli maggiormente maturi in risposta ad una evidente criticità ed esigenza di rete rispetto ad altri interventi allo studio. Tuttavia, essendo l'acquisizione di tali asset perfezionatasi il 23 dicembre 2015, in fase avanzata di predisposizione del Piano di Sviluppo 2016, gli interventi potranno essere puntualmente descritti solo a valle dell'acquisizione di tutti gli elementi conoscitivi degli impianti, allo stato attuale non completamente perfezionati.

Maggiori dettagli sui nuovi interventi di sviluppo saranno forniti nel prossimo Piano di Sviluppo nella sezione "Avanzamento dei Piani precedenti", in tale sezione verrà fornito un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo previsti nei piani precedenti

Spunto	Commenti sull'identificazione delle priorità di sviluppo e sulla completezza ed adeguatezza delle relative informazioni disponibili	Riferimento
S8		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 7</i>
<p>Società/Associazione/Organismo: ANIE</p> <p>[S8.A] Coerentemente con quanto già detto in precedenza si ribadisce l'importanza dell'analisi del valore IP per definire la priorità degli interventi. In merito a quanto riportato all'inizio del paragrafo 7.1 e di seguito riportato <i>"...alcuni interventi particolarmente strategici richiedono investimenti maggiori a fronte di benefici netti molto più elevati per il sistema nel medio e lungo termine, rispetto ad altri interventi con un IP maggiore..."</i> ANIE Energia intende evidenziare innanzitutto che sarebbe importante definire meglio il concetto di strategicità in quanto per esempio l'interconnessione Italia-Francia rispetto alla possibile interconnessione Italia-Tunisia è in grado di portare benefici in termine di interconnessione fra paesi europei e vantaggi derivanti per il sistema Italia. La strategicità dell'interconnessione Italia-Tunisia invece è legata all'interconnessione del sistema elettrico europeo con quello africano e quindi soggetta a possibili finanziamenti europei.</p> <p>Per stabilire la priorità degli interventi è bene fare attenzione a distinguere i benefici e analizzare l'indice IP dal punto di vista del sistema elettrico italiano.</p> <p>Società/Associazione/Organismo: ASSORINNOVABILI</p> <p>[S8.A] Sarebbe opportuno che lo sfruttamento delle fonti rinnovabili non fosse una conseguenza delle categorie di appartenenza individuate ma costituisse una categoria dedicata.</p> <p>Società/Associazione/Organismo: EDISON SPA</p> <p>[S8.C] 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.</p> <p>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.</p> <p>Lo stesso giudizio di poca rilevanza è applicabile anche allo sviluppo delle condizioni di concorrenza connesso con la realizzazione di tali nuove interconnessioni. A fronte, quindi, di un beneficio economico che si sta riducendo via via nel tempo (vista la continua riduzione media del PUN in Italia), potrebbe verificarsi comunque la condizione di progressiva riduzione del numero di impianti tradizionali localizzati in Italia e necessari alla copertura del fabbisogno e al mantenimento della sicurezza: il fenomeno è da considerarsi ancor più critico in assenza di un mercato del bilanciamento europeo ben sviluppato.</p> <p>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 tenerne debitamente conto.</p> <p>[S8.D] 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>		

Società/Associazione/Organismo: | RSE SPA

[S8.E] E' necessario includere in questa sezione anche il dettaglio relativo ai progetti PCI, anche di tipo merchant (p.es. Greenconnector IT-CH), previsti nell'orizzonte temporale del PdS 2016 (2025), in coerenza con quanto riportato in ENTSO-E TYNDP 2016 fino al 2025.

Riscontro Terna:

[S8.A] Come anticipato nella proposta di evoluzione della metodologia ACB, al fine di una prioritizzazione degli interventi ricadenti in una stessa categoria (interconnessione con l'estero, congestione tra zone di mercato, congestioni intrazonali, aree metropolitane, qualità del servizio, ecc.) Terna ha proposto di affiancare IP, VAN e indicatori (fattibilità, innovazione, resilienza) al fine di giungere ad un indice di efficacia.

[S8.C] Lo sviluppo della capacità di interconnessione è uno dei compiti principali a cui Terna è chiamata a rispondere, in particolare occorre sottolineare come il potenziamento e l'aumento delle linee di interconnessione non rappresenti solo una maggiore possibilità di approvvigionarsi da fonti di generazione più economiche, ma anche un incremento del livello di magliatura del sistema nazionale con l'estero che garantisce, a sua volta, un più efficientemente mutuo-soccorso fra i sistemi al verificarsi di incidenti rilevanti.

I benefici sopra, sinteticamente riportati, sono valutati in conformità a scenari previsionali sviluppati in ambito internazionale e prendendo in considerazione i migliori riferimenti disponibili in letteratura.

Relativamente poi alla possibile riduzione di generazione interna, occorre evidenziare come Terna esegua costantemente verifiche di adeguatezza in tal senso e interviene in maniera tempestiva per compensare tali mancanze con l'installazione di adeguate apparecchiature o segnalando ad Autorità e Ministeri competenti potenziali situazioni di rischio.

[S8.D] Relativamente alla sezione Centro Sud – Centro Nord l'intervento Fano – Teramo è stato posto "in valutazione" in relazione all'incertezza di fattibilità dell'opera essendo stato interessato da un lungo e difficoltoso processo di concertazione con gli Enti Locali interessati. Sebbene fosse stato condiviso il corridoio con le Regioni Marche e Abruzzo, la regione Marche ha successivamente chiuso il procedimento di valutazione con esito negativo. Tale incertezza di fattibilità dell'opera ha posto Terna nella condizione di dover considerare l'intervento 380 kV Fano – Teramo oltre l'orizzonte decennale di Piano. Contestualmente alla scelta di porre "in valutazione" il suddetto intervento, Terna ha individuato delle soluzioni in grado di massimizzare l'utilizzo della rete esistente mediante interventi di rimozione limitazioni, in particolare è stato inserito in Piano di Sviluppo l'intervento prioritario (cod. 914-N) "Rimozione limitazioni sezione Centro Sud – Centro Nord" finalizzato ad incrementare lo scambio tra le zone di mercato Centro Sud-Centro Nord nell'orizzonte di Piano. Quest'ultimo, nello scenario di Piano analizzato, risulta funzionale anche in relazione agli scambi di energia derivanti dalla nuova interconnessione con il Montenegro.

[S8.E] Sarà cura di Terna dare evidenza di tutti i progetti PCI nei prossimi Piani di Sviluppo.

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), sia totali di Piano sia associati a ciascun intervento, nonché sul loro livello di quantificazione e di monetizzazione	Riferimento
S9		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 8 e schede intervento</i>
Società/Associazione/Organismo: ASSOELETRICA [S9.A] 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. [S9.B] In merito ai risultati attesi in relazione a specifici interventi si rileva quanto segue: l'infrastruttura chiave indicata come necessaria alla risoluzione del polo di Priolo è la Paternò- Priolo. A tal riguardo si richiede che sia specificato se risulta necessario il completamento dell'intera opera Paternò-Pantano-Priolo, ovvero è 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 Paterò-Pantano-Priolo). Società/Associazione/Organismo: GREENCONNECTOR SRL [S9.C] Nel capitolo 8.1 non vi è alcun riferimento ai progetti di terzi, neppure ai progetti già autorizzati. Società/Associazione/Organismo: EDISON SPA [S9.D] 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, tanto più che tali interventi rientrano poi nel novero delle infrastrutture della RTN. [S9.E] 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. [S9.F] Da ultimo, si segnalano forti congestioni nella media-alta Val Camonica, che si registrano nel periodo tardo primaverile-estivo con conseguenti sfiori e demodulazioni. Edison vorrebbe avere maggiori informazioni circa le azioni che intendono intraprendere per eliminare tali vincoli di rete. Società/Associazione/Organismo: RSE SPA [S9.G] Si suggerisce di riportare il dettaglio numerico dei benefici attesi da ciascun intervento. [S9.H] Inoltre, per l'integrazione in rete di generazione da fonti rinnovabili è importante includere il dettaglio di beneficio in termini di riduzione di energia in eccesso (curtailment) di ciascun intervento così come è essenziale riportare il dettaglio dei benefici, incluso la riduzione di energia non fornita (ENS), per ciascun intervento. [S9.J] Sulla futura eliminazione dei poli limitati è infine importante fornire dettagli su modalità e tempistiche.		
Riscontro Terna: [S9.A] Il Piano di Sviluppo 2016, al paragrafo 8 dedicato ai Risultati attesi, riporta tale tipo di informazione per i principali interventi di sviluppo con particolare riferimento agli incrementi attesi dei limiti di transito interzonali – Tabella 12 - nell'orizzonte di Piano di medio-lungo termine, con riferimento alla situazione		

diurna invernale.

Le medesime informazioni sono state riportate nel rapporto “Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti” (cfr <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/pianodisviluppodellarete/pianidisviluppo.aspx>) ed in particolare ogni scheda intervento contiene una sezione dedicata ai benefici attesi.

[S9.B] 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 toto 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. Pertanto 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, come peraltro si evince anche dal documento pubblico presente sul sito di Terna al seguente indirizzo: <http://download.terna.it/terna/0000/0655/89.PDF>.

[S9.C] Sarà cura di Terna cercare di dare una maggiore evidenza della presenza di progetti di terzi, cercando nel contempo di evidenziare le differenze di processo che li contraddistinguono.

[S9.D] In aggiunta a quanto espresso al punto precedente (S9.C), non potrebbe essere fornita in Piano alcuna indicazione relativa alla capacità di interconnessione attribuita a ciascuna merchant lines suddivisa per ciascuna frontiera in quanto ciò dipende dallo stato della rete al momento in cui sarà rilasciata apposita esenzione ai sensi del DM 21 Ottobre 2005.

[S9.E] Nel capitolo dei risultati attesi si vogliono rappresentare i benefici della rete elettrica, in termini di incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero, riduzione delle congestioni interzonali, riduzione dei vincoli alla produzione delle FRNP, miglioramento valori delle tensioni e riduzione emissioni CO₂, a seguito dell'implementazione di tutti gli interventi di sviluppo negli orizzonti di piano, dando evidenza, ove possibile, dei principali interventi che contribuiscono al dato beneficio. Il dettaglio, invece, di tutti gli interventi correlati al beneficio preso in esame, è indicato nelle relative schede progetto, al fine di avere in unica sezione tutte le informazioni tecnico-economiche ad essi associate.

[S9.F] Le demodulazioni e gli sfiori indicati da Edison si sono verificati specialmente in concomitanza ai recenti lavori di sviluppo sulla rete della Medio-Alta Valcamonica che hanno comportato degli assetti di esercizio provvisori necessari per poter conseguire lo svolgimento delle attività di sviluppo previste.

[S9.G] Si richiama quanto riscontrato al punto S12.B. Si valuterà tale spunto nella fase di predisposizione del prossimo piano di sviluppo.

[S9.H] Tra i risultati attesi, i benefici sono riportati in una vista di insieme all'anno orizzonte considerato. Ogni intervento può contribuire in maniera diversa a seconda dell'effettivo periodo di realizzazione. Comunque la scheda di ogni singolo intervento contiene un dettaglio maggiore dei benefici apportati al sistema elettrico.

[S9.J] Si valuterà tale spunto nella fase di predisposizione del prossimo piano di sviluppo.

Spunto	Commenti su progetti cosiddetti interconnector ai sensi della legge 23 luglio 2009, n. 99 e sulle iniziative di sviluppo private, nonché sulla completezza ed adeguatezza delle relative informazioni disponibili	Riferimento
S10		Piano di Sviluppo, Capitolo 9
<p>Società/Associazione/Organismo: GREENCONNECTOR SRL</p> <p>Con riferimento allo spunto di consultazione relativo alle iniziative di sviluppo private, notiamo che il Piano di Sviluppo non contiene alcuna informazione al riguardo. Pertanto è a nostro giudizio inadeguato. In particolare:</p> <p>a) [S10.A] non è chiaro se Terna abbia tenuto o meno conto delle cosiddette "merchant lines" attualmente in fase di progettazione o autorizzazione. Vi è un solo riferimento alle "merchant lines" nel Piano di Sviluppo, alla nota 34 di pagina 85, dove si afferma che tali progetti sono giudicati "particolarmente numerosi";</p> <p>b) [S10.B] tuttavia non ci risulta che i progetti merchant in fase attiva di sviluppo siano "particolarmente numerosi", per cui sarebbe utile e opportuno che il Piano di Sviluppo contenesse una lista commentata dei progetti merchant considerati da Terna;</p> <p>c) anche qualora tali progetti merchant fossero "particolarmente numerosi", sarebbe comunque opportuno che Terna provi a selezionare un sottoinsieme ragionevole di tali progetti sulla base di criteri oggettivi, quali ad esempio l'inclusione fra i PCI, l'inclusione nei TYNDP (piani di sviluppo della rete decennali) 2014 e 2016 (draft) di ENTSOE, l'avvenuta autorizzazione in Italia, o ancora la fattibilità dell'integrazione nella rete elettrica esistente di Terna senza la necessità di investimenti economicamente o tecnicamente irrealistici. Il fatto di considerare tutti i progetti merchant sullo stesso piano, compresi magari progetti inattivi da tempo, progetti solo abbozzati o progetti di difficile integrazione nella rete esistente, per poi ignorarli tutti in quanto "particolarmente numerosi", rappresenta a nostro giudizio una semplificazione eccessiva troppo penalizzante in particolare per i progetti più maturi, che sono stati oggetto di svariate analisi e approfondimenti</p> <p>Società/Associazione/Organismo: EDISON SPA</p> <p>[S10.C] Sarebbe opportuno riportare qualche indicazione sullo stato di avanzamento delle interconnessioni con Svizzera, Slovenia e Austria (i processi autorizzativi stanno andando avanti? Quali sono le tempistiche previste?)</p> <p>Società/Associazione/Organismo: RSE SPA</p> <p>[S10.D] E' necessario fornire dettagli su alcuni dei progetti di tipo interconnector non inclusi nelle precedenti sezioni del PdS 2016. E' inoltre importante chiarire la posizione di Terna sugli interventi inclusi nella prima lista dei PCI (Nov. 2013) ma non nella seconda e più recente lista dei PCI (Nov. 2015): uno di questi progetti è dato dall'elettrodotto 220 kV Nauders (AT)-Glorenza (IT).</p> <p>Riscontro Terna:</p> <p>[S10.A] Nell'ambito della predisposizione del Piano di Sviluppo Nazionale, i progetti merchant lines sono citati puntualmente nell'Allegato Interventi per le connessioni alla RTN similmente agli impianti di generazione, ai quali sono equiparati ai sensi della normativa vigente.</p> <p>[S10.B] Oltre a quanto già espresso nei punti precedenti (S9.C, S9.D e S10.A), sarà cura di Terna dare una maggiore evidenza della presenza di tali progetti, cercando nel contempo di evidenziare le differenze di processo che li contraddistinguono.</p> <p>[S10.C] I progetti di interconnessione in capo a Terna sono tutti descritti nelle schede di dettaglio, dove sono riportate tutte le informazioni disponibili, in maniera</p>		

sintetica, relative all'iter autorizzativo, mentre per quanto concerne i progetti relativi agli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e s.m.i., le schede riportano lo stato di avanzamento mentre non riportano le tempistiche previste essendo progetti dipendenti anche da adempimenti in capo a terzi.

[S10.D] Non si evince dallo spunto quali sono i dettagli che è necessario fornire relativamente ai progetti di tipo interconnector non inclusi nelle precedenti sezioni del PdS 2016.

Relativamente al progetto 220 kV Nauders – Glorenza, si evidenzia che:

- il progetto nella prima lista PCI (Nov 2013) consisteva in un'interconnessione 400 kV AC/DC tra il nodo di Nauders (AT) e un nodo elettrico nell'area di Milano (IT), da realizzare in due differenti fasi;
- la prima fase prevedeva un collegamento tra Nauders (AT) e Curon (IT);
- l'intero progetto, con le verifiche preliminari di fattibilità, è risultato piuttosto complesso, pertanto, non è stato ri-presentato nuovamente nella lista PCI di Nov. 2015, non è presente nel TYNDP 16 e nel Piano di Sviluppo 2016;
- il progetto 220 kV Nauders – Glorenza è invece confermato come un adempimento ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e s.m.i. nel Piano di Sviluppo 2016 e nel TYNDP 16.

Spunto	Commenti sulle iniziative finalizzate allo sviluppo di smart grid, sulle esigenze di sviluppo relative a <i>Phase Shifting Transformer</i> , compensatori sincroni, piano di rifasamento, conduttori ad alta temperatura, <i>dynamic line rating</i> e sulle esigenze di sviluppo relative a sistemi di accumulo su 22 direttrici a 150 kV, come descritto nelle schede di intervento	Riferimento
S11		Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti, paragrafo 2.5 schede intervento
Società/Associazione/Organismo: ASSOELETRICA <p>[S11.A] Così come vengono dettagliati gli interventi inerenti il piano di rifasamento nazionale (installazione di reattori e compensatori statici), si ritiene opportuno disporre della stessa descrizione di dettaglio anche per i Phase Shifting Transformers e compensatori sincroni.</p> <p>[S11.B] Inoltre relativamente al piano di rifasamento, si chiede di inserire nuovamente, all'interno del documento, la cartina geografica che mostrava il dettaglio delle installazioni di elementi utili alla regolazione di tensione (figura 57 del PdS 2015).</p> <p>[S11.C] A pag. 14 del PdS 2016, si fa riferimento all'installazione di compensatori sincroni nella stazione di Codrongianos. Qualora come prevedibile si tratti di un refuso, visto che suddette macchine sono in servizio già dal 2015, si suggerisce di provvedere a eliminarlo.</p> <p>[S11.D] Si chiede di presentare in maniera più dettagliata lo scenario evolutivo riguardo ai sistemi di accumulo.</p>		
Società/Associazione/Organismo: ANIE <p>[S11.E] ANIE Energia concorda con Terna che sarebbe opportuno prevedere meccanismi di incentivazione associati allo sviluppo delle smart grid e di tutte le tecnologie abilitanti.</p> <p>In particolare, tali meccanismi dovrebbero includere non solo phase shifting transformers, compensatori sincroni, piani di rifasamento, conduttori ad alta temperatura, dynamic line rating, ma anche le soluzioni innovative di automazione delle reti, le innovazioni dei sistemi di automazione di sottostazione e degli smart distribution systems.</p> <p>[S11.F] Per quanto riguarda i sistemi di accumulo si apprezza il fatto che nel piano di Sviluppo rete 2016 Terna torni espressamente a dichiarare la disponibilità a valutare l'opportunità (una volta terminata le attuali fasi di sperimentazione dei progetti pilota energy intensive già autorizzati da AEEGSI e implementati o in avanzata fase di implementazione) di effettuare l'installazione di SdA su alcune (22 per la precisione) direttrici a 150 kV, in considerazione dell'evoluzione del parco di generazione e dei risultati della suddetta sperimentazione.</p> <p>Si richiede di mantenere aggiornati tutti gli stakeholder coinvolti nell'attuazione del PdS sullo stato di avanzamento di tale dichiarato processo valutativo specifico, e si richiama l'attenzione sulla strategicità delle tecnologie degli accumuli elettrochimici nello svolgere un ruolo utile per aumentare nel breve, ma anche nel medio e lungo termine, la flessibilità del sistema elettrico nazionale.</p> <p>[S11.G] Inoltre, come commento al paragrafo 2.5.2 si suggerisce che Terna, oltre al progetto GREEN-ME dia evidenza al progetto SmartNet, già finanziato a livello europeo e inserito nel programma Horizon 2020</p>		
Società/Associazione/Organismo: ASSORINNOVABILI <p>[S11.G] Il tema dello sviluppo delle Smart Grid, presentato nel paragrafo 2.5, va commentato anche alla luce di quanto affermato per lo spunto di consultazione</p>		

S6. L'individuazione delle "Smart Transmission Solution" (paragrafo 2.5.2) soffre della focalizzazione sulla RAB, mentre per lo sviluppo di logiche e periferiche di interfacciamento tra gli Smart Distribution Systems e la RTN si invocano meccanismi di incentivazione dedicati, citando come "pionieristico" il DCO 255/2015 di AEEGSI. Tale DCO e la regolazione conseguente già in essere (delibera 646/2015) instaurano una prima regolazione output based su una fase sperimentale svoltasi nel periodo 2010-2015. L'avvio di questo tipo di attività da parte di Terna, con l'aiuto di AEEGSI e anche prima che si definisca con completezza la nuova architettura di mercato, è di fondamentale importanza per la completa integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico. Tra i progetti europei importanti in tal senso va citato anche SmartNet.

Società/Associazione/Organismo: | EDISON SPA

[S11.J] Nella scorsa edizione del PdS Terna aveva dedicato un paragrafo (3.7) per descrivere il piano di rifasamento della rete, che, fra l'altro, comprendeva l'installazione di condensatori o reattanze di compensazione. Nel PdS 2016 e nelle Schede di intervento non sono presenti dettagli di sviluppo di tali tecnologie, malgrado nel paragrafo 2.5 Terna comunicò di aver pianificato gli interventi a riguardo.

Edison sarebbe interessata ad avere maggiori informazioni a riguardo.

Società/Associazione/Organismo: | RSE SPA

[S11.A] Le iniziative per l'uso di tecnologie innovative sono senz'altro molto importanti: si ritiene auspicabile che Terna possa fornire maggiori elementi e dettagli su tipo, quantità, localizzazione in rete, livelli di tensione e di capacità dei dispositivi elencati usati o allo studio nel PdS 2016. Sarebbe inoltre interessante dettagliare il tipo di uso e di coordinamento dell'esercizio di dispositivi quali i Phase Shifting Transformer (PST).

Considerando quanto riportato nel paragrafo 3, si ritiene di significativa importanza lo studio in atto riguardante l'applicazione di dispositivi FACTS (SVC, STATCOM) per la stabilizzazione dei profili di tensione su nodi di rete.

Riscontro Terna:

[S11.A] I Phase Shifting Transformer e i Compensatori Sincroni sono macchine speciali e ETO (Engineered to Order) pertanto, rispetto a quelle che possono essere le esigenze di rete, le modalità tecniche con cui tali esigenze sono espletate possono essere differenti. Pertanto, i dettagli descrittivi richiesti sono spesso gli elementi di una specifica tecnica, di una specifica funzionale e/o di un regolamento di esercizio, di ben diversa finalità. Tuttavia, si valuterà in fase di predisposizione del prossimo piano di sviluppo se si possono fornire ulteriori informazioni in merito.

[S11.B] La figura 57 del PdS 2015 è stata eliminata in quanto il piano di installazione di condensatori e reattori, ormai in avanzato stato di completamento, avrebbe evidenziato solo le ultime installazioni ancora in realizzazione. Tuttavia i siti dove sono previste le installazioni sono espressamente menzionati nel paragrafo citato.

[S11.C] Si conferma che i compensatori sincroni nella stazione di Codrongianos sono in servizio.

[S11.D] Con riferimento ai sistemi di accumulo, Terna fa presente che i primi tre progetti pilota di sistemi di accumulo sono entrati in esercizio alla fine del 2014, ma problematiche di esercizio non preventivabili e conseguenti adattamenti hanno impedito un loro pieno utilizzo per alcuni mesi. In conseguenza di tale utilizzo parziale e non pienamente rappresentativo ai fini della sperimentazione, ed al fine di allineare il periodo di sperimentazione per tutti i sei progetti pilota approvati con deliberazione 66/2013/R/EEL, Terna ha recentemente proposto all'Autorità ed alla Commissione indipendente nominata dalla stessa Autorità di posticipare l'inizio del biennio di sperimentazione a fine 2015. Nell'ambito della richiamata richiesta, Terna si è resa disponibile a pubblicare un interim report contenente

con maggior dettaglio le motivazioni di supporto. La tempistica dei report sarà dunque aggiornata all'esito della valutazione da parte dell'Autorità della richiamata istanza Terna. Resta inteso che uno scenario più dettagliato sui sistemi di accumulo potrà essere fornito al termine del periodo di sperimentazione.

[S11.E] Terna condivide lo spunto.

[S11.F] L'interesse di Terna per le tecnologie, vincolato agli esiti delle sperimentazioni, è confermato nel PdS 2016, nel quale si riporta che in esito ai risultati conseguiti nella sperimentazione (del. AEEGSI n.66/2013) in atto, relativamente ai progetti pilota "*energy intensive*" in esercizio (potenza complessiva di 35 MW), potranno essere individuate ulteriori esigenze di sistemi di accumulo, in particolare su alcune porzioni di rete AT del Centro –Sud Italia.

[S11.G] Il progetto *SmartNet*, finanziato in ambito Horizon 2020 dalla Innovation and Networks Executive Agency (INEA) per conto della EC, è iniziato all'inizio del 2016. Si tratta di un progetto di ricerca che vede Terna direttamente impegnata: potrà essere annoverato tra le iniziative intraprese in ambito smartizzazione delle reti a partire dal PdS 2017.

[S11.J] Nel PdS 2016 non è stata riportata la figura 57 del PdS 2015 che rappresenta la localizzazione geografica dell'installazione di condensatori e reattanze di compensazione, in quanto gli apparati del piano di installazione, in avanzato stato di completamento, sono prossimi all'entrata in esercizio. Nelle schede intervento sono presenti i dettagli dei dispositivi non ancora entrati in servizio (ad. es. il reattore di Patria). Relativamente a condensatori e reattori, oltre al livello di tensione ed alla capacità, non è chiaro quali ulteriori informazioni in merito possano risultare di interesse, al netto di dettagli tecnici elemento di una specifica tecnica e/o di una specifica funzionale.

Spunto	Commenti sullo stato di avanzamento dei Piani di Sviluppo precedenti e sugli aggiornamenti 2016 delle informazioni nelle “schede degli interventi di sviluppo” e nella “Tabella per la consultazione PdS”	Riferimento
S12		Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti
Società/Associazione/Organismo: ANIE [S12.A] ANIE Energia ritiene che la struttura tabellare impostata da Terna nel documento “Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti” sia molto apprezzabile e si consiglia di mantenere tale struttura anche per le prossime edizioni. Per quanto riguarda le schede intervento però si segnala che sarebbe opportuno realizzare delle schede separate per le opere di razionalizzazione. Inoltre, in un’ottica di sintesi del documento si suggerisce di eliminare dallo stato di avanzamento dei singoli interventi le opere già completate prima dell’anno antecedente il Piano di Sviluppo (in questo caso le opere completate prima del 2015)		
Società/Associazione/Organismo: EDISON SPA [S2.E] Si riporta la nota già segnalata al punto S2. All’interno del paragrafo 1,4 e nelle schede di intervento, Edison propone l’inserimento immediato 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. Le sezioni di trasformazione AT/MT e lo smistamento MT di proprietà Edison S.p.A. presenti nella S/E sopraindicata, attraverso il quale risultano collegati alcuni Clienti Finali per i quali Enel Distribuzione eroga il servizio di connessione, rimarranno nella disponibilità della scrivente sino a quando la Società Enel Distribuzione avrà completato le attività relative alla realizzazione di nuove infrastrutture per la connessione diretta di tali Clienti Finali alla rete pubblica. L’inserimento della dorsale a 132 kV Cesano-Novara-Garlasco era già stato approvato nel PdS richiamato, l’efficacia era subordinata alla cessione dei beni a Terna.		
Società/Associazione/Organismo: RSE SPA [S12.B] E’ auspicabile riportare i benefici in termini numerici per ciascun intervento. E’ importante che TYNDP 2016 di ENTSO-E e PdS 2016 di Terna siano coerenti nell’orizzonte di PdS 2016 (fino al 2025).		
Riscontro Terna: [S12.A] Le schede degli interventi sono organizzate per aree regionali o pluri-regionali, e contengono informazioni di carattere generale dell’intervento (codici identificativi, anno di inserimento nel Piano, regioni interessate), le motivazioni dell’intervento, l’indicazione delle opere principali e, dove presenti, delle opere accessorie, la data/e prevista/e di entrata in esercizio e un dettaglio dello stato avanzamento delle opere previste nell’intervento. Infine, per i principali interventi, si riportano i risultati in termini di IP/VAN e dei benefici apportati al sistema, nonché gli investimenti a vita intera dell’intervento. Il format e la rappresentazione grafica delle schede è stata resa il più uniforme possibile per tutti gli interventi al fine di fornire lo stesso dettaglio di informazioni su tutti gli interventi previsti per l’area geografica considerata. Per quanto riguarda, invece, il dettaglio dello stato avanzamento delle singole opere dell’intervento, tutte le informazioni, anche delle opere già concluse, sono necessarie per avere in unica sezione la descrizione completa dell’avanzamento dell’intervento, a discapito delle dimensioni del documento dell’Avanzamento Piani precedenti. [S12.B] Sono stati riportati correttamente nella sezione Sintesi Analisi Costi Benefici gli indicatori numerici dei benefici per gli interventi il cui investimento stimato è maggiore di 25 Mln€, mentre per tutti gli altri si riporta il beneficio qualitativo. La coerenza tra PdS 2016 e TYNDP 2016, in forte allineamento sugli scenari, non		

è sempre pienamente raggiungibile in virtù di peculiarità delle analisi e talvolta degli scenari che tengono conto di situazioni nazionali/locali non mappabili a livello europeo.

Spunto	Commenti sui costi stimati totali di Piano e per ciascun intervento, nonché sulla completezza ed adeguatezza delle relative informazioni disponibili	Riferimento
S13		<i>Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti, Schede intervento Tabella PdS 2016</i>
Società/Associazione/Organismo: RSE SPA [S13.A] E' necessario che per ciascun intervento e tecnologia usata sia fornito il dettaglio di costo, potenza e lunghezza dei collegamenti per ciascun livello di tensione interessato. E' importante che TYNDP 2016 di ENTSO-E e PdS 2016 di Terna siano coerenti nell'orizzonte di PdS 2016 (fino al 2025). Società/Associazione/Organismo:		
Riscontro Terna: [S13.A] Le motivazioni per cui non si forniscono elementi di dettaglio degli interventi di sviluppo sono riconducibili alla variabilità dei progetti nel corso del processo che conduce dalla prima fase di pianificazione fino all'autorizzazione ed alla realizzazione degli stessi. I dettagli relativi allo schema rete (lunghezza e tecnologia per ciascun livello di tensione) evolvono con il maturare del progetto sul territorio e nell'ambito del procedimento autorizzativo. Solo all'emissione del decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio tali dati (ivi incluse le prescrizioni) sono pienamente noti. La coerenza tra PdS 2016 e TYNDP 2016, in forte allineamento sugli scenari, non è sempre pienamente raggiungibile in virtù di peculiarità delle analisi e talvolta degli scenari che tengono conto di situazioni nazionali/locali non mappabili a livello europeo. Infine si evidenzia, laddove non fosse stato debitamente chiarito, che l'orizzonte del Piano di Sviluppo 2016, è decennale (+5/10 anni), mentre l'orizzonte del TYNDP 2016 è di 15 anni (cfr. S4.G).		

Spunto	Commenti sulle tempistiche individuate per i singoli interventi, nonché sulla completezza ed adeguatezza delle relative informazioni disponibili	Riferimento
S14		Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti, Schede intervento Tabella PdS 2016
<p>Società/Associazione/Organismo: ASSOELETRICA</p> <p>[S14.A] Per alcune delle opere di sviluppo in autorizzazione, Terna riesce a definire, nella sezione “Schede degli interventi di sviluppo di piani precedenti” una data di completamento dell’opera. Sarebbe interessante comprendere quale il criterio adottato da Terna per prevedere l’evoluzione dell’iter autorizzativo.</p>		
<p>Società/Associazione/Organismo: EDISON SPA</p> <p>[S14.B] Si segnalano incoerenze sulla data di completamento di alcune opere. In particolare l’intervento Foggia-Villanova (402-P) è riportato in due sezioni differenti con diverse date di completamento (in un caso 2019, nell’altro 2023).</p>		
<p>Società/Associazione/Organismo: RSE SPA</p> <p>[S14.C] Sulla stima delle tempistiche è necessario avere un approccio conservativo, tenendo conto anche di possibili rallentamenti dovuti a problemi di tipo autorizzativo e socio-ambientale. E’ importante che TYNDP 2016 di ENTSO-E e PdS 2016 di Terna siano coerenti nell’orizzonte di PdS 2016 (fino al 2025).</p>		
<p>Riscontro Terna:</p> <p>[S14.A] Il decreto legge n.239/2003 stabilisce che <i>l'autorizzazione unica è rilasciata a seguito di un procedimento unico svolto entro il termine di centottanta giorni, anche nel caso in cui, secondo la legislazione vigente, le opere di cui al presente articolo siano sottoposte a valutazione di impatto ambientale (VIA)</i>. Tuttavia i tempi effettivi di rilascio dell’autorizzazione alla costruzione e all’esercizio superano i 180 giorni e in più occasioni è stata evidenziata l’indeterminatezza di tali tempistiche che per la quasi totalità sono dipendenti da fattori estranei a Terna. Nonostante ciò, in risposta ai riscontri ricevuti dalle precedenti consultazioni dei piani ed ai pareri dell’AEEGSI, Terna ha dovuto effettuare la migliore stima di previsione delle tempistiche di ottenimento iter, che tiene conto di tutti i fattori menzionati a pagina 53 dell’Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti e quindi dei tempi storici medi registrati nel rilascio delle autorizzazioni. Tale stima, per quanto sopra esposto, non può che essere meramente indicativa.</p> <p>[S14.B] Si precisa che la data corretta relativa alla stima di completamento dell’intervento “Elettrodotto 380 kV Foggia-Villanova” è il 2023.</p> <p>[S14.C] Vale quanto esposto ai punti precedenti (S14.A), precisando che, rispetto ai piani precedenti, gli Stakeholders e l’Autorità hanno manifestato l’esigenza di voler vedere esposta la miglior stima di previsione di entrata in servizio; Terna ha sottolineato il disallineamento delle tempistiche di legge per rilascio delle autorizzazioni rispetto alle tempistiche reali registrate sui progetti. Confermando l’impossibilità per Terna di gestire le tempistiche laddove dipendenti da fattori estranei (es. concertazione e autorizzazione), la stima riportata in PdS tiene conto degli elementi di esperienza acquisiti dalla società fino all’ottenimento delle autorizzazioni. Viceversa, non si sono stati considerati ritardi di natura esogena in fase di realizzazione dei progetti nonostante siano presenti ad oggi eventi (es. Razionalizzazione Venezia Padova, Elettrodotto Udine Redipuglia e Elettrodotto Sorgente Rizziconi) che potrebbero indirizzare verso un approccio più conservativo.</p>		

Ulteriori osservazioni pervenute da ANIE Energia

Nr. progressivo	Osservazione	Documento ²	Paragrafo
1	<p>Come osservazione generale si evidenzia l'efficacia e l'utilità della "Tabella per la consultazione PdS" (in formato excel) e si invita Terna a considerarla parte integrante dei documenti collegati al Piano di Sviluppo.</p> <p>Riscontro Terna: si valuterà in fase di predisposizione del prossimo Piano di Sviluppo.</p>	TAB	
2	<p>Commento di carattere generale già espresso in occasione della consultazione al Piano di Sviluppo 2014: il nuovo capacity market di cui alla delibera 375/2013/R/eel assegna al TSO il ruolo di definire i requisiti di adeguatezza per il sistema elettrico su orizzonte pluriennale. Uno degli obiettivi più importanti di questo meccanismo consiste nel raggiungere un miglior coordinamento tra sviluppo del parco di generazione e rete di trasmissione. Si richiede se esistono elementi di valutazione dell'impatto che avrà il capacity market sul PdS.</p> <p>Riscontro Terna: non esistono attualmente elementi di valutazione sull'impatto.</p>	PdS	
3	<p>ANIE Energia suggerisce che AEEGSI proponga una modifica della normativa primaria legata al processo di redazione e approvazione del Piano per la Sicurezza (c.d Piano di Difesa). In particolare si richiede che tale documento, che contiene informazioni relative ad interventi di interesse globale, sia reso disponibile e consultato pubblicamente come avviene per il Piano di Sviluppo o quantomeno, come richiamato dall'AEEGSI nella nota 23 di pag. 67 del Documento per la Consultazione 544/2015/R/EEL, sarebbe opportuno, secondo i soggetti interessati, che Terna richiami tali interventi nel Piano di Sviluppo.</p> <p>Riscontro Terna: si richiama quanto riscontrato ai punti S1.A e S1.D.</p>		

² Specificare il documento a cui si riferisce il paragrafo, indicando:

- PdS per il documento "Piano di Sviluppo della Rete Elettrica Nazionale 2016";
- 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".

Ulteriori osservazioni pervenute da FERALPI SIDERURGICA S.p.A.

Nr. progressivo	Osservazione	Documento	Paragrafo
1	<p>A seguito di verifica degli investimenti previsti da TERNA nella Tabella di sintesi, non sembrano essere presenti interventi che pochi anni fa erano stati prospettati da TERNA come programmati nel breve periodo al fine di potenziare la RTN sulla quale insiste il ns sito produttivo, al fine anche di consentire l'assegnazione di maggiore potenza disponibile.</p> <p>In particolare ci riferiamo a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ampliamento della stazione 380/132 kV di Lonato • realizzazione e messa in servizio di un nuovo collegamento con un elettrodotto a 132 kV della RTN tra il ns impianto e la suddetta stazione. <p>Riscontro Terna: Gli interventi sono funzionali alla connessione e riportati a pag. 16 dell'allegato Interventi per la connessione alla RTN</p>		

Ulteriori osservazioni pervenute da AIGET

Nr. progressivo	Osservazione	Documento	Paragrafo
1	<p>Nuovo collegamento Sicilia-Continente "Sorgente-Rizziconi"</p> <p>Auspichiamo la conferma dell'entrata in esercizio della nuova connessione entro giugno 2016, come peraltro confermato nell'ultima comunicazione obbligatoria di Terna ai sensi del DL 91/2014. Evidenziamo tuttavia l'esigenza di maggiore chiarezza in relazione alla conclusione del cosiddetto "intervento Sorgente-Rizziconi" – così come definito nello stesso DL 91/2014 (art. 23.3bis) e recepito nella Delibera 521/2014 dell'AEEGSI – che include anche lavori complementari, riguardanti in special modo le stazioni di Villafranca Tirrena e Scilla, lavori per l'esecuzione dei quali Terna ha nel frattempo ricevuto un'ulteriore proroga di due anni, fino al 20 Febbraio 2018, con il Decreto Direzionale congiunto MiSE e MATTM dello scorso 12 Febbraio 2016.</p> <p>Riscontro Terna: si conferma che il nuovo collegamento è operativo dal 28 maggio 2016. Le attività in corso non inficiano la piena funzionalità del collegamento.</p>		
2	<p>Interconnessione Italia-Tunisia</p> <p>Riteniamo assolutamente prioritario che gli esiti delle relative analisi costi-benefici vengano condivise e consultate con gli operatori prima di procedere a qualsiasi decisione di investimento, consentendo altresì un'appropriata valutazione delle ipotesi sottostanti l'opera in questione.</p> <p>Infatti, e considerando anche che "la realizzazione del progetto è condizionata all'ottenimento di adeguati strumenti di finanziamento", pensiamo sia opportuno specificare tali attese modalità di finanziamento che, immaginiamo, non dovrebbero ricadere in meccanismi modello "interconnector", laddove come noto tali meccanismi hanno ricadute significative sui costi e sulle bollette a carico dei consumatori.</p> <p>Riscontro Terna: si richiama quanto riscontrato al punto S5.J. L'intervento, e i suoi dettagli via via che gli stessi saranno definiti, sarà presentato nei piani di sviluppo ed i piani sottoposti a consultazione ai sensi dell'attuale normativa.</p>		

3	<p>Processo di consultazione</p> <p>Come riconosciuto dalla stessa Terna, l'attuale modalità di consultazione risulta lunga e per certi aspetti farraginoso: il risultato è una sovrapposizione di piani decennali non approvati in via definitiva che si riferiscono a periodi ormai avviati. Sollecitiamo quindi Terna a promuovere un percorso che preveda sia una sorta di sanatoria per i PdS ancora in attesa di approvazione, nonché una semplificazione procedurale che, nel rispetto delle responsabilità dei vari soggetti coinvolti (MiSE, AEEGSI), possa garantire tempi di approvazione coerenti con il periodo di riferimento dei piani stessi, consentendo in tal modo scelte di investimento da parte degli operatori che tengano conto di strategie di gestione della RTN consolidate e certe.</p> <p>Riscontro Terna: si richiama quanto riscontrato al punto S1.C.</p>		
---	--	--	--