

# Controdeduzioni Terna alle osservazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2018

## Parte I - osservazioni pervenute ad ARERA al 30 luglio 2018

**Spunto S1. Osservazioni sulle modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo, sul coinvolgimento degli *stakeholder* (inclusi i promotori di *merchant line* e organizzazioni non governative) da parte di Terna e sulle presentazioni del Piano di Sviluppo rese disponibili.**

### **Osservazioni sulle modalità di consultazione del Piano di Sviluppo da parte dell'Autorità**

**ANIE ENERGIA e ANIE RINNOVABILI:** Circa le modalità di consultazione si suggerisce che durante la consultazione pubblica venga riservato maggior spazio alla discussione sui commenti al PdS attraverso l'interazione tra Terna e i proponenti dei commenti anche contraendo lo spazio dedicato alla presentazione del PdS.

**ENI:** condivide la procedura adottata per la consultazione pubblica (formato per le risposte, possibilità di presentare domande, invio delle osservazioni da parte degli operatori, seminario e risposta finale di Terna) e le tempistiche stabilite per la partecipazione al seminario pubblico, che è avvenuto con congruo anticipo rispetto alla scadenza per la consultazione ed ha coinvolto anche importanti attori del settore energetico (RSE, SNAM, CESI) e le principali associazioni di categoria.

**EDISON:** esprime un generale apprezzamento per le nuove modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo, che Terna sta progressivamente affinando su disposizione dell'Autorità, ai fini di una maggiore trasparenza verso gli stakeholders sul funzionamento e sviluppo delle infrastrutture di trasmissione della Rete Elettrica Nazionale.

Si accoglie con favore l'attuale processo di consultazione, in particolare la pubblicazione del materiale presentato nelle fasi di preparazione del PdS (comitato Utenti, ONG, risultati consultazione Merchant).

**ELETTRICITÀ FUTURA:** Si apprezza che Terna abbia organizzato dei seminari finalizzati alla presentazione del Piano, fornendo diversi utili chiarimenti. Tuttavia, si ritiene che sarebbe utile un maggior coinvolgimento degli operatori riguardo agli aspetti di definizione degli scenari di evoluzione del sistema elettrico italiano.

**ENERGIA CONCORRENTE:** Si accolgono con favore le modalità di predisposizione e consultazione dello schema di Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2018, anche grazie al processo di affinamento disposto dall'Autorità negli ultimi anni. Solo garantendo la trasparenza e il confronto con gli operatori è possibile individuare e risolvere le criticità di rete con interventi mirati e condivisi a beneficio del sistema elettrico e della società stessa.

**ENEL:** Tenuto conto della sempre maggiore importanza assunta dagli scenari presi in esame ai fini dell'analisi delle esigenze di sviluppo rete, si ritiene opportuno prevedere una fase di condivisione preliminare dedicata all'analisi degli scenari, con particolare riferimento alle ipotesi e assunzioni di carattere regolatorio, nonché relativamente allo sviluppo di capacità di generazione e domanda nei vari Paesi Europei.

**EP PRODUZIONE:** coglie positivamente la pubblicazione dello schema di Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2018 (di seguito: “PdS” 2018): il processo di pianificazione della rete rappresenta un punto essenziale nel contesto di evoluzione del settore elettrico nazionale ed europeo, in particolare nell’attuale fase di pianificazione della transizione energetica, che richiede importanti decisioni di investimento con impatti sul sistema energetico nazionale, e sui relativi costi a carico della collettività, nei prossimi decenni. In questa fase di programmazione appare di fondamentale importanza valutare con accuratezza e organicità il percorso più sostenibile ed economico per affrontare la transizione energetica: la trasparenza e la completezza delle informazioni rappresentano elementi fondamentali e centrali del PdS, per valutare in modo integrato e complessivo le proposte di sviluppo delle infrastrutture di rete e per consentire agli operatori di formulare le proprie ipotesi di investimento in un contesto di sviluppo chiaro. Si nota, in tal senso, che il Piano di Sviluppo 2018 si caratterizza per un incremento massiccio degli investimenti complessivi previsti sulla rete di trasmissione nazionale, che passano da 7,5 miliardi di euro a 12,3 miliardi di euro: l’incremento degli investimenti (+4,8 miliardi di euro, +64% rispetto al PdS 2017) è da ascrivere principalmente al processo di de-carbonizzazione (83%); molto meno rilevante il peso degli investimenti legati a esigenze di sicurezza della rete (12%) e di efficienza dei mercati (15%). Il forte incremento degli investimenti in infrastrutture, legato al processo di de-carbonizzazione, potrebbe incrementare in modo significativo, e prolungato nel tempo, il costo dell’energia elettrica in capo alla collettività (la cosiddetta bolletta energetica). Per valutare correttamente l’effetto economico-finanziario degli investimenti infrastrutturali, sarebbe pertanto utile una stima dell’impatto degli investimenti, autorizzati e in fase di studio, sulla bolletta energetica e sul costo medio per il consumatore finale. Tale valutazione dovrebbe estendersi su più orizzonti temporali, coprendo il breve, il medio e il lungo periodo, per tener conto dell’evoluzione degli investimenti congiuntamente all’evoluzione delle altre voci di costo che confluiscono sulla bolletta energetica stessa. Inoltre, l’analisi di impatto economico sulla bolletta elettrica dovrebbe indicare, separatamente, la quota relativa agli interventi già autorizzati e quella relativa ai nuovi interventi proposti (anche singolarmente, per gli interventi maggiori), considerando le varie componenti di costo, come l’ammortamento, la remunerazione riconosciuta sul capitale investito<sup>1</sup>, ecc.

**Risposta Terna:** Terna al fine di perseguire la completezza e trasparenza delle informazioni contenute nel Piano di Sviluppo della Rete, è impegnata in un sempre maggior coinvolgimento degli stakeholders in tutte le fasi di elaborazione del Piano di Sviluppo. In relazione agli Scenari alla base del Piano di Sviluppo 2018, in linea con quanto previsto dalla deliberazione 627/2016/R/EEL e s.m.i., si conferma che gli scenari sono perfettamente coerenti con quelli rilasciati in ambito europeo ed utilizzati per il Ten Year Development Plan 2018 (TYNDP2018), pubblicato lo scorso 3 Agosto.

ENTSO-E ed ENTSO-G hanno avviato a partire dal 2016 un’attività di pianificazione coordinata al fine di massimizzare la coerenza tra le previsioni: per la prima volta è stata sviluppata una collaborazione con l’intento di definire un set coerente e condiviso di scenari energetici, combinando e modellizzando gli input ricevuti da TSO, stakeholders, ONG e Autorità di Regolazione Nazionali.

---

<sup>1</sup> Vale la pena notare che la remunerazione riconosciuta sul capitale investito potrebbe facilmente raddoppiare il costo effettivo totale a carico dell’intera collettività: a titolo di esempio (semplificando il calcolo e considerando solo la somma di ammortamento e di remunerazione sul capitale investito) il costo per il sistema di un’infrastruttura del valore ipotetico di 1 miliardo di euro, con un WACC pari al 5,3%, ammonterebbe a circa 73 milioni di euro/anno, ovvero un costo totale pari a circa 1,8 miliardi di euro, sui 25 anni di vita utile (+83% rispetto al solo Capex)

Nel corso di tale processo si sono tenuti tra il 2016 ed il 2017 quattro incontri con gli stakeholders (Workshops e webinar), in esito ai quali è stato pubblicato il “TYNDP 2018 Scenario Report”, quale riferimento sia per il piano di sviluppo europeo sia per quello nazionale.

In ambito nazionale, infine, in linea con quanto previsto Delibera 654/17/R/EEL, Terna e Snam Rete Gas hanno definito un programma di lavoro, come rappresentato nel corso del seminario dello scorso 2 luglio, per lo sviluppo coordinato degli scenari, sviluppato in coerenza con il programma definito da ENTSO-E ed ENTSO-G per la definizione degli scenari funzionali al prossimo TYNDP2020.

In relazione alle osservazioni relative all’impatto degli investimenti, autorizzati ed in fase di studio, sulla bolletta energetica e sul costo medio per il consumatore finale, si precisa quanto segue.

Con decreto 15 dicembre 2010 è stata modificata ed aggiornata la convenzione annessa alla Concessione rilasciata alla società Terna per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale confermando il ruolo della Concessionaria di deliberare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della RTN, a proprio carico, per gli impianti di sua proprietà o in sua disponibilità o a carico delle società proprietarie e in modo da assicurare la regolarità di funzionamento con l'osservanza delle norme legislative e regolamentari in vigore

Al fine di assicurare uno sviluppo della RTN in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio, entro il 31 dicembre di ciascun anno la Concessionaria predispone un piano di sviluppo, contenente le linee di sviluppo della RTN, definite sulla base:

- a) dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda
- b) della necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero, nel rispetto delle condizioni di reciprocità con gli Stati esteri e delle esigenze di sicurezza del servizio nonché degli interventi di potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero realizzati ad opera di soggetti privati ai sensi della vigente normativa comunitaria e nazionale;
- c) della necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali, anche in base alle previsioni sull'incremento e sulla distribuzione della domanda formulate dai gestori delle reti di distribuzione;
- d) delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto;
- e) delle eventuali richieste di interventi sulla RTN formulate dalle società proprietarie o aventi la disponibilità di porzioni della medesima RTN

Il Piano di Sviluppo deve contenere, in particolare:

- a) un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione degli interventi prioritari, in quanto in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'estero e alla riduzione delle congestioni;
- b) l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;
- c) una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente con l'indicazione delle cause delle mancate realizzazioni o dei ritardi, dei tempi effettivi di realizzazione e dell'impegno economico sostenuto;
- d) un impegno della Concessionaria a conseguire un piano minimo di realizzazioni nel periodo di riferimento, con indicatori specifici di risultato, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle congestioni;

e) un'apposita sezione relativa alle infrastrutture di rete per lo sviluppo delle fonti rinnovabili volta a favorire il raggiungimento degli obiettivi nazionali con il massimo sfruttamento della potenza installata, nel rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema elettrico

Inoltre, ai fini delle valutazioni dell'Autorità di cui all'articolo 36 del decreto legislativo 1 Giugno 2011, n 93, la deliberazione 627/2016/R/EEL e s.m.i. definisce le disposizioni per la consultazione del Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica ed i requisiti minimi del Piano.

Non competono alla Concessionaria la definizione o valutazioni in tema di tariffe. Le informazioni dettagliate su costi e tempi previsti per il completamento di ciascun intervento del Piano di Sviluppo consentono, comunque, a chiunque di formulare in autonomia le stime relative alla ricaduta sulla bolletta energetica e sul costo medio per il consumatore finale, utilizzando le assunzioni sulla regolazione futura, sia della trasmissione elettrica sia della ripartizione dei costi delle reti sugli utenti finali, che ritiene più congrue.

Tanto premesso, l'incremento di investimenti proposti nel Piano di Sviluppo 2018 è principalmente legato al processo di de-carbonizzazione che permetterà il raggiungimento degli obiettivi europei e nazionali in tema di riduzione emissioni clima alteranti.

**Spunto S2. Osservazioni sul documento di descrizione degli scenari che, a partire dal Piano di Sviluppo 2018, accompagna per la prima volta il Piano.**

**Osservazioni sulla fruibilità dei relativi dati di scenario resi disponibili sul sito di Terna e sul capitolo 3 “scenari” del Piano di Sviluppo 2018.**

**Osservazioni sul coordinamento in corso tra il settore elettrico (Terna) e il settore gas (Snam Rete Gas) per la predisposizione dei futuri scenari di sviluppo.**

**ENI:** Il documento è molto interessante e racchiude importanti visioni per il futuro.

In particolare modo le sensitività relative al confronto fra i modelli utilizzati per la previsione del trend della domanda elettrica nelle varie zone di mercato.

Fra gli scenari futuri, Terna ne ipotizza uno in cui viene previsto il phase out completo del carbone al 2025.

Considerata la prospettiva europea sempre più votata ad una decarbonizzazione spinta (l'esito dei negoziati sulla Direttiva Fonti Rinnovabili si è chiusa con un innalzamento dell'obiettivo vincolante di rinnovabili sui consumi finali pari al 32%) e il conseguente sviluppo di nuova capacità di generazione da FER, si ritiene che questo scenario sia di assoluto interesse e, quindi, andrebbe analizzato nel documento con maggiori dettagli e valutazioni di carattere tecnico/economico, dando particolare evidenza delle eventuali criticità o esigenze di rete che potrebbero emergere e le soluzioni che si renderebbero necessarie per l'integrazione della nuova capacità da FER. In merito alla predisposizione degli scenari di sviluppo congiunti fra il settore elettrico ed il settore gas, si auspica un approccio trasparente verso gli stakeholder, in modo che possano essere condivise, fin da subito, le assunzioni principali che porteranno alla definizione delle varie proiezioni.

**EDISON:** accoglie con favore l'utilizzo degli scenari elaborati a livello europeo da ENTSO-E in collaborazione con ENTSO-G per la predisposizione dei piani decennali di sviluppo delle reti elettriche e gas europee (TYNDP). Inoltre, è apprezzabile l'utilizzo di scenari che rispecchiano gli obiettivi di politica energetica e ambientale nazionale, come lo scenario di policy “SEN”. È infatti fondamentale che il piano di sviluppo della rete di trasmissione sia in grado di valutare la sicurezza e l'adeguatezza della rete attuale e di definire e proporre i necessari sviluppi alle infrastrutture elettriche tenendo opportunamente conto dei target energetici sia nazionali che europei. Si apprezza la possibilità di usufruire del dettaglio dei dati relativi agli scenari europei disponibili in formato excel. Si richiede però di integrare le informazioni anche con i dati relativi allo scenario SEN, anch'esso utilizzato al pari degli altri scenari per l'identificazione delle necessità di sistema (capitolo 4) e la valutazione dei benefici attesi portati dagli interventi programmati e nuovi (capitolo 6). Il coordinamento in corso tra Terna e SNAM per la predisposizione di scenari di sviluppo comuni che integrano lo sviluppo della rete elettrica di trasmissione a quella del gas è apprezzabile e per Edison risulta necessaria al fine di evitare la duplicazione di interventi e di garantire il contenimento delle spese gravanti sui consumatori. Inoltre, l'elaborazione in maniera coordinata di scenari di sviluppo delle reti elettriche e gas è pratica corrente a livello europeo negli ultimi anni ed i gestori delle infrastrutture nazionali, anche in considerazione della particolarità geografica e strutturale dell'Italia, dovrebbero coordinarsi per massimizzare la coerenza delle previsioni sul futuro del sistema energetico.

**ELETTRICITÀ FUTURA:** Si ritiene necessario che per ogni scenario sia descritta anche la configurazione di rete considerata, specificando la suddivisione delle zone di mercato sottese ad ogni scenario, poiché tale dettaglio è fondamentale al fine della stima degli effetti degli interventi su fenomeni quali, ad esempio, le congestioni intra e interzonali.

Si chiede inoltre che lo scenario SEN sia descritto e dettagliato meglio, anche con l'ausilio dei fogli di calcolo che riportino i relativi dati, così come fatto per gli altri scenari considerati. Fra gli scenari futuri, Terna ne ipotizza uno in cui viene previsto il phase out completo del carbone al 2025. Considerata la prospettiva europea sempre più votata ad una decarbonizzazione spinta si ritiene che questo scenario andrebbe analizzato con particolare evidenza delle eventuali criticità o esigenze di rete che potrebbero emergere e le soluzioni che si renderebbero necessarie. In merito alla predisposizione degli scenari di sviluppo congiunti fra il settore elettrico ed il settore gas, si auspica un approccio trasparente verso gli stakeholder, in modo che possano essere condivise, fin da subito, le assunzioni principali che porteranno alla definizione delle varie proiezioni Energia Concorrente.

**ENERGIA CONCORRENTE:** Sono benvenute le informazioni descrittive e numeriche relative ai tre scenari utilizzati durante l'elaborazione del presente Piano di Sviluppo.

Dal momento che tutti gli scenari sono utilizzati per determinare le necessità di sviluppo della rete elettrica e i benefici legati alla realizzazione degli interventi pianificati e nuovi contenuti nel Piano, si richiede che le informazioni di dettaglio fornite per gli scenari europei Sustainable Transition (ST) e Distributed Generation (DG) siano rese disponibili anche per lo scenario nazionale "SEN" (formato excel).

**ENEL:** Si apprezza lo sforzo profuso da Terna per una descrizione dettagliata degli scenari che stanno alla base del Piano di Sviluppo. Si ritiene tuttavia necessario un maggior dettaglio su alcuni aspetti, quali ad esempio il criterio con il quale il TSO ripartisce sulle singole zone la capacità totale prevista all'anno obiettivo per ogni tecnologia nello scenario preso in esame. Tale scelta si rivela infatti determinante per: rischi congestione, rischi overgeneration, competitività sui mercati energia etc.

**EP PRODUZIONE:** È senz'altro apprezzata la pubblicazione del documento di descrizione degli scenari che accompagna il PdS 2018 ed è condivisibile la scelta operata da Terna di tenere in considerazione gli sviluppi della politica energetica internazionale e di strutturare i propri scenari in coerenza con quelli elaborati, per la prima volta in modo condiviso, da ENTSO-E e da ENTSO-G, assicurando l'allineamento richiesto dall'Autorità di regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito "Autorità") tra gli scenari utilizzati per il PdS 2018 e gli scenari sviluppati in sede europea. Tuttavia, ai fini di una più completa e solida definizione degli scenari futuri, riteniamo dovrebbero essere aggiunti scenari (anche solo di contrasto o *sensitivity*) che tengano in considerazione l'evoluzione del quadro regolatorio e delle policy, per tener conto dell'evoluzione dell'assetto di mercato futuro, rispetto alla situazione attuale; si rileva come tale evoluzione potrebbe impattare in modo significativo sugli scenari di riferimento e sull'analisi benefici/costi delle proposte di investimento inserite nel PdS.

Ad esempio, riteniamo sarebbe opportuno valutare gli investimenti proposti in uno scenario che consideri:

- il processo di revisione della suddivisione della rete rilevante in zone, dal momento che questo processo è stato recentemente avviato e in parte già approvato con la delibera 386/2018/R/eel, con la quale l'Autorità ha ratificato l'eliminazione dei poli di produzione limitati di Brindisi, Foggia e Priolo che confluiscono nelle relative zone di mercato. Ulteriori proposte di modifiche già avanzate da Terna (lo spostamento della regione Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud e l'introduzione della zona fisica Calabria) dovrebbero essere prese in considerazione nella costruzione degli scenari di riferimento o di contrasto, dandone evidenza nell'ambito del PdS;

- l'avvio del Capacity Market, che potrebbe fornire segnali concreti agli investitori per la realizzazione degli investimenti necessari alla sostituzione della capacità di generazione termoelettrica più vetusta, meno flessibile e meno efficiente, con capacità di generazione nuova, più flessibile e più efficiente, comportando benefici in termini di riduzione dei prezzi di mercato (Social Economic Welfare) e di riduzione dei costi per l'approvvigionamento dei servizi nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento (di seguito "MSD");
- la riforma dell'MSD, che potrebbe avere benefici sul sistema in termini di riduzione dei costi per la sicurezza e per l'approvvigionamento dei servizi.

Questi interventi regolatori potrebbero ridurre l'utilità marginale degli investimenti di sviluppo delle infrastrutture di rete, modificando la priorità o la sostenibilità di taluni investimenti rispetto ad altri.

Per valutare la sostenibilità economica di un progetto di investimento, infine, sarebbe utile indicare la probabilità che ciascuno scenario si verifichi.

**Risposta Terna:** Nel Piano di Sviluppo 2018 sono stati considerati gli scenari condivisi ENTSO-E ed ENTSO-G del TYNDP 2018, che saranno confermati anche per il prossimo Piano di Sviluppo 2019 essendo gli aggiornamenti degli scenari europei su base biennale, in congruenza con quanto previsto dall'art. 10 della Delibera 627/2016/R/eel che prevede che "gli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine sono rappresentati mediante almeno due scenari differenziati (*contrasting scenarios*), al fine di contemperare le incertezze associate ad orizzonti temporali più lunghi". In relazione allo scenario SEN, la cui pubblicazione è successiva all'elaborazione dei citati scenari europei, si è ritenuto, compatibilmente con i tempi di pubblicazione del Piano di Sviluppo, opportuno dare un'evidenza dei principali impatti a livello di sistema Italia al pari degli altri scenari, nonché delle implicazioni rispetto all'analisi costi benefici del nuovo intervento denominato collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna. I dettagli dello scenario SEN, ovvero la declinazione di Terna delle assunzioni della Strategia Energetica Nazionale saranno condivisi parimenti agli altri scenari; si precisa che tali valori possono essere oggetto di revisione nell'ambito di definizione del Piano nazionale "Clima ed energia" che dovrà essere definito dal Governo entro il 2018.

Ulteriori dettagli relativi agli scenari di Piano di Sviluppo (*Sustainable Transition e Distributed Generation*) comprensivi della suddivisione in zone di mercato e delle tecnologie, sono disponibili all'indirizzo [download.terna.it/terna/0000/1065/96.ZIP](http://download.terna.it/terna/0000/1065/96.ZIP), nonché all'indirizzo [www.ENTSO-E.eu](http://www.ENTSO-E.eu).

In relazione alla configurazione della rete, si fa presente che le analisi del Piano di Sviluppo sono eseguite tenendo conto dello schema di mercato in vigore al momento della elaborazione del Piano di Sviluppo non considerando elementi del quadro regolatorio non consolidati; in linea generale, con riferimento alla valutazione degli investimenti proposti in scenari che considerino cambiamenti rilevanti di policy e/o regolazione, si ritiene che l'incertezza di tali mutamenti futuri e dei rispettivi impatti renderebbe l'analisi scarsamente significativa ed altamente opinabile.

**Spunto S3. Osservazioni su possibili ulteriori affinamenti del documento di metodologia analisi costi benefici approvato come Allegato A74 al Codice di Rete di Terna che, a partire dal Piano di Sviluppo 2018, accompagna per la prima volta il piano di sviluppo.**

**Osservazioni sulla metodologia proposta da Terna per il nuovo indicatore resilienza per la rete di trasmissione nazionale (disponibile alle pagine 70-87 del documento metodologia di analisi costi benefici).**

**EDISON:** vede con favore l'applicazione della metodologia di analisi costi benefici agli interventi che superano un certo livello di costo stimato (>15 M€) ai fini di una pianificazione degli interventi secondo criteri chiari di selettività e utilità per il sistema.

In relazione all'integrazione della produzione da fonti rinnovabili, si osserva che si potrebbe valutare il potenziale impatto di includere nel beneficio B5, oltre alla riduzione del rischio di *overgeneration* locale, anche l'effetto prodotto dal differimento degli incentivi a fine periodo di incentivazione in conseguenza della Mancata Produzione Eolica.

Per quanto riguarda il beneficio B4, risulta che pochi interventi programmati, e nessuno degli interventi nuovi, presentino un valore di beneficio B4 rilevante. Preme osservare che uno degli strumenti utili per ridurre il ricorso all'essenzialità è sicuramente il Piano di Sviluppo della rete di trasmissione, all'interno del quale dovrebbero essere favoriti gli interventi che incrementano l'integrazione dei mercati, riducono le limitazioni di rete e incrementano la concorrenza, e pertanto ci si aspetterebbe un maggiore numero di progetti che vedano attivato il beneficio legato alla riduzione dell'essenzialità.

Se il Piano di Sviluppo della rete non evidenzia e non supporta interventi atti a ridurre le criticità di rete che comportano il ricorso all'essenzialità, il raggiungimento della reale concorrenza tra operatori di mercato risulta un obiettivo di difficile realizzazione, anche nel lungo periodo.

**ELETTRICITA' FUTURA:** Si rimanda allo spunto S8 per quanto riguarda l'analisi costi-benefici.

**ENEL:** Si ritiene che la nuova analisi sia ad alto valore aggiunto per il documento di piano e che sia stata strutturata con un opportuno livello di dettaglio. Tuttavia, si ritiene necessaria una maggiore condivisione dei razionali che determinano i riferimenti di prezzo PUN e prezzi zonal (tabella 7 di pag 56) utilizzati per le valorizzazioni di molti dei benefici analizzati: perdite di rete, integrazioni FER, etc.

**EP PRODUZIONE:** È accolta con favore la pubblicazione del documento sulla metodologia per l'analisi costi benefici, approvata dall'Autorità con delibera 856/17/eel, che costituisce il nuovo Allegato A74 al Codice di Rete.

In ottica di miglioramento continuo della metodologia di pianificazione del piano di sviluppo della rete, riportiamo di seguito una serie di valutazioni:

- in generale, riteniamo che l'analisi benefici-costi dovrebbe consentire di individuare gli investimenti in infrastrutture di rete in grado di generare un beneficio netto positivo per il sistema (benefici attesi maggiori dei costi), valutando anche il livello di rischio economico

associato all'investimento, ovvero la maggiore o minore variabilità del beneficio netto atteso dell'investimento al variare degli scenari di riferimento (o degli scenari di contrasto o delle *sensitivity*);

- la valutazione del livello di rischio dell'investimento dovrebbe consentire di non autorizzare, o mettere in *stand-by*, per ulteriori approfondimenti, quei progetti il cui beneficio netto positivo dipenda dal verificarsi di uno solo degli scenari possibili, e solo a certe specifiche condizioni; questo consentirebbe di ridurre considerevolmente il rischio di autorizzazione di investimenti che, successivamente, al realizzarsi di scenari differenti rispetto a quanto pianificato, potrebbero risultare non più necessari o sostenibili;
- occorre mettere a confronto gli investimenti in infrastrutture di rete con altri provvedimenti di natura regolatoria (ad esempio le riforme sul funzionamento dei mercati dell'energia, dei servizi di dispacciamento o l'introduzione del mercato della capacità), tenendo opportunamente conto dell'effetto degli interventi regolatori sull'analisi benefici-costi degli interventi proposti;
- in ottica di sicurezza e affidabilità del sistema, molti degli interventi in infrastrutture di rete risultano paragonabili alle risorse potenzialmente fornibili da impianti di generazione (inclusi quelli in *mothballing/dismissione*); riteniamo che ogni intervento per esigenze di rete (accumuli, compensatori, linee, ecc) debba essere valutato in termini di costi-benefici per la collettività mettendo a confronto l'effetto di tale intervento con tutte le possibili alternative, inclusi i servizi che potrebbero essere forniti da impianti di produzione (sia nuovi che esistenti) Di conseguenza sarebbero da prevedere aste competitive per la fornitura del servizio, in ottemperanza ai criteri di trasparenza e neutralità tecnologica;
- in relazione agli interventi di sviluppo che apportano benefici in termini di riduzione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sull'MSD (categoria "B7"), non è chiara la valutazione effettuata per la monetizzazione dei benefici: la gran parte del beneficio complessivo, infatti, è riconducibile a interventi per i quali la data di completamento è indicata come "*long term*"; non essendo definita l'entrata in servizio e dato che nella metodologia di analisi costi benefici si specifica che sono inclusi nello scenario di riferimento (scenario base) tutti gli interventi la cui entrata in servizio è pianificata nel medesimo orizzonte temporale, è opportuno definire esplicitamente, per questa categoria di opere, la sequenza degli interventi considerati, ovvero in quali scenari vengano inclusi e quindi desunti i benefici da essi prodotti;
- sarebbe inoltre utile chiarire, in generale, la sequenza temporale degli investimenti e dell'entrata in esercizio degli interventi, non solo di quelli pianificati ma anche di quelli proposti, in modo verificare l'interdipendenza in termini di benefici netti attesi, secondo le metodologie PINT e TOOT, e ridurre il rischio di *double counting* nella valutazione dei benefici legati a interventi sulla rete, interventi regolatori, nuovi impianti costruiti da investitori privati, ecc;
- ai fini dell'allocazione ottimale delle risorse e del contenimento dei costi, che andranno a gravare sulla collettività, appare necessario pianificare un budget di spesa totale (o un tetto massimo di incremento della bolletta elettrica nel breve/medio/lungo periodo), nei limiti del quale selezionare gli investimenti prioritari, secondo criteri selettivi definiti in modo opportuno: l'ordine di priorità fra gli investimenti

proposti potrebbe basarsi su criteri quali la criticità per il sistema elettrico, la sostenibilità economico-finanziaria (VAN) e il rischio dell'investimento (variabilità del VAN al variare degli scenari e delle ipotesi di valutazione), su un orizzonte temporale coerente con gli obiettivi del piano di sviluppo (al 2020, al 2025, al 2030).

**Risposta Terna:** L'analisi costi benefici adottata da Terna per l'elaborazione del Piano di Sviluppo, approvata con deliberazione 627/2016/R/EEL e successivamente modificata con deliberazione 856/2017/R/EEL, è condotta con una metodologia allineata alle best practice europee. In particolare, l'analisi costi benefici è condotta su anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine in almeno due scenari differenziati (*contrasting scenarios*): l'utilizzo di due scenari consente di contemperare le incertezze associate ad orizzonti temporali più lunghi e di verificare la profittabilità di un intervento rispetto all'incertezza legata a quale scenario andrà poi a concretizzarsi.

In funzione poi della variabilità degli scenari nel tempo, il Piano di Sviluppo include una sezione di interventi cosiddetti "in valutazione" per effetto di:

- incertezza relativa alla fattibilità delle opere nell'orizzonte di piano: evidenza di un elevato grado di incertezza delle fasi di condivisione preventiva con gli Enti Locali della migliore soluzione localizzativa, dei tempi di rilascio delle necessarie autorizzazioni da parte delle Amministrazioni preposte e di tutte le attività che precedono l'avvio della realizzazione dell'opera; tali incertezze sono incompatibili la definizione delle condizioni di reale fattibilità nell'orizzonte temporale di Piano;
- variazione degli scenari: mutamento delle previsioni di generazione, domanda e scambi con l'estero nell'orizzonte di Piano, che comporta la necessità di riesaminare le criticità/esigenze di sviluppo precedentemente individuate;
- incertezza delle condizioni al contorno: alto grado di incertezza delle principali variabili prese a riferimento al momento della pianificazione dell'opera (modifica esigenze connessione, dismissione centrali esistenti, modifica condizioni contrattuali di dispacciamento unità produttive, chiusura utenze industriali, ecc.);
- nuove soluzioni tecnologiche: opportunità offerte dallo sviluppo delle tecnologie.

Per le opere in valutazione non si prevede l'avvio delle attività nell'orizzonte di piano, fatta salva l'eventualità di una futura modifica delle esigenze/condizioni al contorno.

In relazione alla sequenza temporale degli interventi, si ricorda che le analisi di rete e di mercato, ai fine delle analisi costi benefici riportate nel Piano di sviluppo 2018, sono svolte secondo il metodo definito TOOT (Take Out One at the Time): è il metodo di valutazione dei benefici illustrato nella metodologia ENTSO-E CBA 2015, sezione 3.6.4, che prevede di rimuovere un intervento nei modelli di riferimento di rete e di mercato allo studio (che di norma comprendono gli interventi di sviluppo), e successivamente calcola i benefici in modo differenziale tra i risultati con l'intervento e senza l'intervento.

Relativamente agli spunti relativi agli indicatori utilizzati nell'analisi costi benefici, questi saranno oggetto di attenta valutazione ai fini del continuo miglioramento della metodologia vigente. In particolare, si rappresenta quanto segue:

- **indicatore B4:** la risoluzione dell'essenzialità degli impianti di produzione è certamente un obiettivo centrale nelle azioni di Terna; a tal fine Terna riporta nel Piano di Sviluppo della rete una sezione specifica su tale tema, rappresentando per ogni impianto essenziale l'intervento di sviluppo teso a permettere il superamento dell'essenzialità, *ceteris paribus*;
- **indicatore B5:** lo spunto proposto risulta interessante, benché in un'ottica di sistema si tratti comunque di un differimento temporale dell'incentivo, quindi senza implicazioni rispetto alla valorizzazione del beneficio ottenuta in esito alle simulazioni di rete.

Si conferma inoltre che per la valorizzazione dei benefici che fanno riferimento al prezzo PUN e prezzi zonal (tabella 7 di pag. 56), sono utilizzati i valori ottenuti in esito alle simulazioni di mercato sugli scenari previsti, i cui dettagli sono rappresentati al capitolo 6.2 della parte generale del Piano di Sviluppo 2018.

Infine, sui temi riguardanti la sicurezza dell'esercizio della rete o la definizione a priori di un "budget di investimenti", si rimanda a quanto riportato nello spunto 1 in tema di obbligo della Concessionaria di garantire l'esercizio in sicurezza della Rete di Trasmissione Nazionale.

**Spunto S4. Osservazioni sul capitolo 1 “processo di pianificazione della rete elettrica” del Piano di Sviluppo 2018 e sulla nuova struttura del Piano**

**ENI:** Il sistema elettrico nazionale ha subito un rapido cambiamento nel corso degli ultimi anni, imputabile principalmente al calo della domanda elettrica, alla maggior penetrazione delle energie rinnovabili e ad una netta riduzione della generazione termoelettrica.

La messa in conservazione/dismissione di generazione costituita da impianti a ciclo combinato avrà evidenti ripercussioni sull’adeguatezza del sistema elettrico (nel 2017 per far fronte ad alcune esigenze non previste, fra l’altro, è stato necessario riattivare alcuni impianti per cui era stata richiesta proprio la messa in conservazione).

In questo contesto:

- risulta esser di interesse una continua mappatura circa l’evoluzione del parco di produzione e del mix di generazione (par 3.2.2 del PdS 2017);
- considerato anche il nuovo obiettivo vincolante di rinnovabili sui consumi finali al 2030 posto pari al 32% (che potrebbe avere impatti significativi sui prezzi dell’energia in MGP), sembra diventato ormai inderogabile l’avvio di un meccanismo come il capacity market, che sia in grado di fornire agli operatori degli adeguati segnali di prezzo, che consentano, fra l’altro, di pianificare nuovi investimenti per il futuro.

Infine, in merito alle proposte di modifica dell’ambito della RTN, si auspica che Terna voglia proseguire con l’opera di razionalizzazione della rete elettrica iniziata negli anni passati.

A tal proposito sono necessari alcuni chiarimenti circa l’evoluzione prevista per il processo di acquisizione dei tratti di rete elencati all’interno del PdS 2017, il cui iter è stato sospeso dal parere contenuto all’interno della delibera 862/17 pubblicata dall’Autorità.

**EDISON:** Con riferimento alle proposte di variazioni dell’ambito della Rete di Trasmissione Nazionale, si richiedono chiarimenti in merito al processo di acquisizione degli asset indicati nel Piano di Sviluppo 2017 ed esclusi nel presente Piano, in particolare la linea di Edison a 400 kV Simeri Crichi – Magisano.

Con la Deliberazione 862/2017/I/eel, l’Autorità ha infatti disposto che le acquisizioni di porzioni di rete proposte nel Piano di Sviluppo 2017 fossero stralciate dallo schema di Piano per mancanza degli elementi informativi previsti, in attesa che fossero riproposti in schemi di piano successivi con le necessarie informazioni. Non sono chiare tuttavia le implicazioni di tali disposizioni sul processo di acquisizione della linea Edison sopracitata, che non è stata reinserita nello schema di Piano 2018 ma di cui si manifesta la disponibilità alla cessione a Terna. Pertanto, si ritiene siano necessari ulteriori chiarimenti in merito a modalità e tempistiche previste per le suddette acquisizioni.

**ELETTRICITA’ FUTURA:** Si ritiene opportuno che nell’ambito della pianificazione della rete elettrica siano considerati 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.

Si apprezza l'inserimento dell'analisi previsionale di medio termine di ENTSO-E all'interno del Piano di Sviluppo Sarebbe utile però che Terna integrasse il capitolo con un'analisi del fabbisogno di adeguatezza del sistema elettrico italiano, ad esempio come già fatto per il documento della SEN, per gli ultimi due anni di consuntivo e almeno per il primo anno di previsione.

A fronte della progressiva dismissione/messa in conservazione/riattivazione degli impianti, risulta esser di interesse una continua mappatura circa l'evoluzione del parco di produzione e del mix di generazione (come fatto al par. 322 del PdS 2017).

Infine, si evidenzia che nel Piano di Sviluppo 2017 Terna aveva inserito degli interventi di acquisizione di tratti di rete che però l'Autorità nel Parere 862/2017/1/eel ha disposto di stralciare in attesa di maggiori informazioni in termini di modalità di acquisizione e relative condizioni economiche. L'Autorità ha disposto inoltre che Terna avrebbe avuto la possibilità di reinserire le proposte di acquisizione con le dovute integrazioni in successivi Piani Nel Piano 2018 tali acquisizioni non sono più presenti, si chiede pertanto di chiarire la situazione rispetto a tali interventi.

**ENERGIA CONCORRENTE:** Con riferimento alle variazioni dell'ambito della RTN, si richiedono chiarimenti rispetto al processo di acquisizione delle 16 linee esistenti proposte da Terna nel Piano di Sviluppo 2017 ed escluse dal presente Piano. Tali linee sono state oggetto della valutazione dell'Autorità del Piano di Sviluppo 2017 (Parere 862/2018/1/eel), con la quale si dispone che tali acquisizioni siano stralciate dallo schema di Piano in quanto assenti le previste informazioni preliminari (modalità di acquisizione e le condizioni economiche preventivamente concordate con il soggetto proprietario). Si dispone inoltre che tali acquisizioni potranno essere riproposte in successivi Piani correlate dai necessari elementi informativi. Dal momento che nel Piano di Sviluppo 2018 non si fa riferimento a tali asset, diventano necessarie ulteriori delucidazioni, in particolare sugli impatti della Deliberazione sul processo di acquisizione e le relative tempistiche.

**ENEL:** Nell'ambito della pianificazione della rete elettrica, sarebbe opportuno considerare anche gli interventi riconducibili ai sistemi di Difesa del Sistema Elettrico (art 11 della Convenzione annessa alla Concessione di trasmissione e dispacciamento) in modo da poter visualizzare nel Piano di Sviluppo l'intero insieme di interventi rilevanti programmati ed in corso di realizzazione da parte di Terna sulla RTN.

Si ritiene interessante l'inserimento dell'analisi previsionale di medio termine di ENTSO-E all'interno del Piano di Sviluppo. Sarebbe utile però avere un'integrazione specifica a cura di Terna sull'adeguatezza del sistema elettrico italiano, così come fatto per esempio per il documento della Strategia Energetica Nazionale (testo integrale pag116), per gli ultimi due anni di consuntivo (N-1 ed N-2) ed almeno per il primo anno di previsione N+1.

Si richiede un chiarimento inerente all'ambito del processo di pianificazione della rete elettrica: quale assetto zonale è stato considerato come caso base? Sono state considerate variazioni di assetti rispetto al caso base in relazione all'importante piano di sviluppo rete pianificato?

**Risposta Terna:** Ai sensi del regolamento (CE) n. 714/2009, con l'obiettivo di definire un sistema energetico paneuropeo sicuro, resiliente, flessibile, adeguato e ben interconnesso, ENTSO-E elabora report sull'adeguatezza anche al fine di definire le risposte più idonee alle sfide della transizione energetica e della trasformazione digitale. Con pubblicazioni periodiche, Summer and Winter Outlook due volte l'anno e rapporto annuale MAF (Mid Term Adequacy Forecast), vengono fornite agli Stati membri le informazioni complete in termini di valutazione probabilistica

dei livelli di affidabilità del sistema elettrico dei paesi europei, quali ad esempio aspettative di perdita di carico (LOLE) e di energia prevista non fornita (EENS).

I documenti prodotti in ambito ENTSO-E, sviluppati in accordo a criteri e modelli condivisi a livello europeo, rappresentano il migliore riferimento in tema di adeguatezza.

Nel Piano di Sviluppo 2018, è presente una sezione che illustra l'esperienza maturata in ambito europeo ed i risultati consultati e pubblicati (pag. 37 – 39) relativi al MAF 2017.

In relazione alla richiesta di maggiori dettagli sull'evoluzione del parco di produzione negli scenari futuri, si precisa che tali dati sono disponibili in formato Excel sia sul sito di Terna che di ENTSO-E.

Con riferimento alle acquisizioni di nuovi asset nel perimetro della rete di trasmissione, come noto il decreto MAP 23 dicembre 2002 prevede che il Gestore inserisca eventuali future proposte di acquisizione di elementi di rete nel Piano di Sviluppo. Le modalità di acquisizione sono descritte nell'allegato A del capitolo 2 del Codice di rete, e prevedono, a valle degli accordi tecnico – economici tra le parti, l'emissione di un decreto di ampliamento della Rete di Trasmissione Nazionale, sentita l'ARERA. Per alcune proposte di acquisizione motivate dalla necessità del Gestore di unificare la gestione ed adeguare lo standard di continuità e sicurezza di esercizio di linee di collegamento ad altissima tensione alla RTN di impianti di particolare rilievo, gli elementi aggiuntivi richiesti sono stati o saranno rappresentati singolarmente all'ARERA anche in base alla maturità degli accordi tecnici economici.

**Spunto S5. Osservazioni sul capitolo 2 “la rete oggi” del Piano di Sviluppo 2018 e sulle evidenze del funzionamento del sistema elettrico (bilancio energetico, potenziali criticità) e dei mercati (prezzi borse europee ed italiana, risultati del mercato dei servizi di dispacciamento, impianti essenziali)**

**ANIE ENERGIA e ANIE RINNOVABILI:** Si ritiene che il paragrafo 2.9 “Evidenze del mercato elettrico” vada ulteriormente corredato di analisi più approfondite con riferimento ad esempio alle osservazioni circa le rendite di congestione e alle motivazioni tecniche alla base delle movimentazioni in MSD.

**ENI:** In relazione alle evidenze del sistema elettrico occorre sottolineare che lo sviluppo delle reti e delle infrastrutture può realmente favorire l’efficienza dei mercati, evitando asimmetrie e distorsioni.

In quest’ottica si ritiene che si debba dare priorità agli interventi finalizzati al superamento dei regimi di essenzialità (sia ordinaria che alternativa), introdotti in passato come meccanismo transitorio ma ancora oggi utilizzati per usufruire di servizi di rete (che quindi non vengono reperiti a mercato) o risolvere criticità locali.

In merito all’andamento dei mercati dell’energia e dei servizi è molto interessante l’analisi condotta nell’intervallo temporale 2015-2017 per quello che riguarda: i) rendite di congestione, ii) volumi di energia imputabili agli avviamenti suddivisi per zone, iii) volumi e oneri in MSD ex-ante per zone di mercato.

Considerato lo scenario di incremento delle energie rinnovabili, la pianificazione degli investimenti sulla rete, la disponibilità dei dati e delle informazioni circa lo stato stesso della rete, si ritiene che questa analisi possa essere:

- approfondita inserendo le evidenze non solo del MSD Ex-Ante, ma anche del MB;
- integrata con alcune proiezioni sul futuro di breve termine (2-3 anni), proprio in funzione degli interventi sulla rete previsti e dell’evoluzione del mix di generazione (sviluppo, dismissione di capacità etc). In particolare, per quanto concerne le attese sui trend dei volumi che progressivamente verranno richiesti nel tempo su MSD per far fronte ai diversi servizi.

**EDISON:** Si esprime un generale apprezzamento per le osservazioni contenute nel capitolo 2, in particolare per le analisi di dettaglio rese disponibili, le quali consentono di individuare con maggiore precisione, rispetto ad analisi aggregate, le aree che presentano criticità.

Si precisa però che sarebbero utili ulteriori affinamenti, come l’inserimento di dati puntuali relativi all’effetto della Mancata Produzione Eolica (MPE). Si ritiene che dovrebbero essere pubblicati i risultati relativi all’incidenza della MPE sulla produzione eolica rispetto alle zone di mercato, e non solo in forma complessiva e separata tra Isole e Continente, al fine di meglio evidenziare il reale impatto delle congestioni della rete di trasmissione sulla produzione proveniente da risorse rinnovabili e localizzare le necessità di interventi per incrementare il livello di integrazione di tali risorse.

**ELETTRICITA’ FUTURA:** Nelle analisi riguardanti il funzionamento del sistema, chiediamo sia data evidenza del fabbisogno del sistema elettrico in termini di inerzia e potenza di corto circuito e la relativa copertura di tali fondamentali requisiti, nei vari assetti di funzionamento attesi nel breve e medio periodo, individuando il livello di copertura di tali fabbisogni nelle sezioni critiche, al fine di stimare eventuali necessità in determinati punti della rete.

In particolare, si ritiene necessario individuare gli eventuali rischi che, a fronte della riduzione del numero di generatori termoelettrici convenzionali in servizio, si riduca la capacità del sistema di rispondere opportunamente a perturbazioni, con conseguente peggioramento delle attese performance di qualità del servizio.

Si apprezza il focus dedicato alle attivazioni su MSD ex-ante con la distinzione tra rete integra, riserva e altri servizi Si chiede tuttavia di aumentare il livello di dettaglio, distinguendo meglio i servizi di rete che sono stati attivati (regolazione tensione, risoluzione congestioni, adeguatezza, ecc). Considerato lo scenario di incremento delle energie rinnovabili, la pianificazione degli investimenti sulla rete, la disponibilità dei dati e delle informazioni circa lo stato stesso della rete, si ritiene che l'analisi condotta sugli andamenti dei mercati MGP – MSD Ex-Ante possa essere approfondita inserendo le evidenze anche del MB (non solo del MSD Ex-Ante).

Inoltre, si chiede che Terna valuti la possibilità di inserire nel presente capitolo anche delle stime, in termini di volumi, dell'evoluzione nei prossimi anni della domanda di servizi su MSD, in base agli scenari considerati.

**ENEL:** Si ritiene opportuno suggerire approfondimenti in merito all'evoluzione del fabbisogno del sistema elettrico in termini di inerzia e di potenza di corto circuito, per poi indagare, per esempio nella sezione dei risultati attesi, la relativa copertura di tali fondamentali esigenze nei vari assetti di funzionamento attesi nel breve e medio periodo.

In particolare, si segnala il rischio che, a fronte della riduzione del numero di generatori termoelettrici convenzionali in servizio, si riduca la capacità del sistema di rispondere opportunamente alle perturbazioni, con conseguente peggioramento delle attese performance di qualità del servizio.

Si apprezza il focus dedicato alle attivazioni sul MSD ex-ante con la distinzione tra rete integra, riserva e altri servizi Si chiede tuttavia di aumentare il dettaglio, magari distinguendo meglio i servizi di rete (per esempio: regolazione tensione, risoluzione congestioni, adeguatezza, ecc).

**Risposta Terna:** Nel paragrafo 2.9 "Evidenze del mercato elettrico" si riporta l'analisi condotta sui mercati nell'intervallo temporale 2015-2017. Si evidenzia inoltre che:

- l'incremento della rendita da congestione (229 M€ nel 2017) è dovuto principalmente alla sezione Rossano – Sicilia (+69 M€ nel 2017); rispetto al 2016, la maggior rendita da congestione sulle sezioni Sud-Centro Sud (+23 M€) e Centro Sud – Centro Nord (+26 M€) è stata parzialmente compensata da una riduzione della rendita sulla sezione Nord – Centro Nord (-40 M€); la traslazione delle rendite tra le varie sezioni è riconducibile ad una diversa utilizzazione della capacità disponibile alla frontiera Nord;
- per quanto concerne l'MSD ex-ante, si sono registrate minime variazioni di oneri e volumi rispetto all'anno precedente.

L'entità del beneficio MSD riconducibile ad un singolo intervento di sviluppo è chiaramente esplicitata nell'analisi costi benefici degli interventi inclusi nel Piano di Sviluppo sotto la voce B4 (costi evitati o differiti) e B7 (costi evitati MSD).

Con riferimento ai dati delle movimentazioni MB, essendo queste legate alle dinamiche in tempo reale, sono meno correlabili a specifiche criticità di rete. Si valuteranno, in ogni modo, in fase di predisposizione del prossimo Piano di Sviluppo, le modalità per una migliore rappresentazione delle informazioni relative a tali mercati.

Un maggior dettaglio dei dati di MPE con l'associazione della zona di mercato potrà essere valutato nelle prossime edizioni del Piano di Sviluppo.

Sul sito <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/qualitàdelservizioditrasmissione.aspx> è pubblicato annualmente il rapporto annuale sulla qualità del servizio di trasmissione con una sezione dedicata ai “livelli previsionali a 5 anni delle potenze di corto circuito massime e minime ai diversi livelli di tensione” i cui valori sono congruenti con le analisi del Piano di Sviluppo.  
Con riferimento alla valutazione dell’inerzia del sistema sono in corso di valutazione in ambito ENTSO-E metodologie di calcolo su modelli previsionali.

## **Spunto S6. Osservazioni sul paragrafo 6.2 “scambi energetici nel medio e lungo termine” del Piano di Sviluppo 2018**

**ENI:** Nello scenario Distributed Generation (DG) Terna identifica un saldo netto dell'energia elettrica importata per gli anni 2016-2030 pari a oltre 70 TWh.

Considerando una prospettiva futura di maggior armonizzazione dei mercati a livello europeo, anche a livello di decarbonizzazione, tale valore sembra esser sovrastimato. Nei prossimi anni infatti, con l'esclusione del carbone e una riduzione del nucleare, la generazione a gas dovrebbe aumentare la sua penetrazione anche a livello europeo e, di conseguenza, il prezzo dell'energia elettrica italiano dovrebbe tendere ad allinearsi a quello dei paesi confinanti. In conclusione, il valore di import di 70 TWh potrebbe non esser pienamente compatibile con lo scenario delineato.

**EDISON:** Un aspetto cruciale del Piano di Sviluppo della rete di trasmissione è la descrizione dei risultati delle simulazioni effettuate includendo nel modello di rete tutti gli interventi nuovi e pianificati, in modo da fornire utili indicazioni sui possibili futuri equilibri di mercato e sulle congestioni di rete che potrebbero presentarsi nel medio e lungo periodo. Si richiede pertanto maggiore precisione nell'esposizione dei benefici complessivi associati alla messa in servizio degli interventi pianificati e nuovi del Piano di Sviluppo attuale rispetto agli scenari considerati. Attualmente risulta difficile, sia per mancanza di dati che per difficoltà nell'interpretare le immagini, la lettura delle risultanze associate alle simulazioni di mercato che determinano gli scambi energetici nel medio e lungo termine.

Ai fini della completezza delle informazioni esibite e della trasparenza verso gli stakeholders, si ritiene che il resoconto dei benefici complessivi debba essere opportunamente integrato e si richiede di mettere a disposizione degli operatori i dati associati alle figure del paragrafo in formato editabile (excel).

**ELETTRICITA' FUTURA:** In tale paragrafo, per il periodo 2020-2030 è considerato un saldo netto in import in Italia pari a circa 70 TWh: pur sapendo che è ottenuto a partire da scenari e modelli ENTSO-E, tale valore appare decisamente alto per l'Italia, soprattutto alla luce del futuro incremento della produzione elettrica endogena da fonti rinnovabili (in gran parte a costo marginale quasi nullo), e del parallelo sviluppo di modelli di aggregazione della generazione distribuita, della domanda e degli accumuli, che porteranno un'ottimizzazione dello sfruttamento delle risorse nazionali. In generale, inoltre, i trend e i target europei dovrebbero portare ad una diminuzione delle differenze di mix tra i vari paesi, riducendo, per l'Italia, anche i volumi di saldo netto in import.

Si osserva inoltre che il paragrafo dovrebbe presentare i risultati delle simulazioni in maniera più chiara e di semplice lettura per l'operatore. Infatti, ai fini della trasparenza e selettività degli investimenti, devono sempre essere garantite la completezza e leggibilità dei risultati ottenuti con le simulazioni effettuate dal gestore, in particolare se si tratta di simulazioni di mercato atte a valutare l'impatto degli interventi del Piano (pianificati e nuovi) in termini di risoluzione delle congestioni. Pertanto, si richiede che, in aggiunta alle figure già presenti, siano riportati in modo preciso i valori numerici degli scambi interzonal/transfrontalieri e dei prezzi di mercato anche in forma tabellare, eventualmente editabile (formato excel).

**ENERGIA CONCORRENTE:** Si esprime apprezzamento per paragrafo 6.2 che riporta i risultati ottenuti tramite le simulazioni del sistema elettrico, comprendente sia interventi pianificati in precedenza sia interventi nuovi inseriti per la prima volta nel Piano di Sviluppo.

Tuttavia, si ritiene che le informazioni contenute debbano essere presentate in una forma più precisa, di facile comprensione e lettura per gli operatori, ad esempio allegando un file in formato excel riassuntivo dei risultati o inserendo tabelle chiare riportanti i dati delle immagini allegate al paragrafo.

**ENEL:** Relativamente allo scambio energetico previsto con l'Estero, risulta di difficile comprensione il significativo incremento dell'import netto che caratterizza gli scenari ST e DG rispetto alla SEN, rispettivamente di +20 TWh e +40 TWh. Si richiedono pertanto maggiori chiarimenti e dettagli in merito al calcolo dell'import netto nei vari scenari presi in considerazione.

**Risposta TERNA:** In relazione ai flussi attesi con l'estero negli scenari di Piano di Sviluppo, si precisa quanto segue.

Nel capitolo 5 e 6 del Piano di sviluppo sono riportate le congestioni (volumi e ore) attese negli scenari Sustainable Transition (ST) e Distributed Generation (DG). Per gli scenari 2030 ST e 2030 DG i valori di import/export sono il risultato di simulazioni effettuate sul modello pan-europeo rilasciato da ENTSO-E.

Viceversa, per lo scenario denominato SEN 2030, il valore di import è stato utilizzato come un input (cfr. pag. 99 del Piano di Sviluppo - Figura 87): tale valore costituisce un'assunzione definita nella Strategia Energetica Nazionale coerente con il saldo import/export registrato nel 2016.

In merito alla leggibilità del dato si precisa che immediatamente a valle del seminario del 2 Luglio si è proceduto alla pubblicazione di una nuova versione del Piano di Sviluppo aggiornata solo in termini di risoluzione delle immagini; saranno, comunque, valutate nel corso di preparazione della prossima edizione del Piano di Sviluppo le modalità di rappresentazione dei risultati attesi.

**Spunto S7. Osservazioni sul capitolo 4 “necessità di sviluppo” del Piano di Sviluppo 2018 e sulla nuova categorizzazione degli sviluppi: (i) qualità, sicurezza e resilienza, (ii) decarbonizzazione, (iii) market efficiency e (iv) sostenibilità**

**ENI:** Sul tema decarbonizzazione e sviluppo delle energie rinnovabili si ritiene di fondamentale importanza che il Gestore di Rete proceda a mappare e indicare le zone che potrebbero essere maggiormente votate a nuove installazioni senza causare disturbi alla rete o criticità nella gestione in sicurezza del sistema (congestioni, disturbi sulla frequenza etc).

Nel paragrafo sui sistemi di accumulo non vi sono indicazioni/proiezioni circa la penetrazione futura e l'incidenza. Sarebbe opportuno, alla luce dei risultati ottenuti dalla sperimentazione e dei nuovi progetti pilota proposti ai sensi della Delibera 300/17 dell'Autorità, che Terna condivida con gli operatori il maggior numero di informazioni possibili, non solo su tematiche prettamente di origine tecnica, ma anche sulle problematiche della rete e sui servizi che si renderanno progressivamente necessari.

Preme, infine, segnalare un aspetto rilevante che riguarda l'installazione di compensatori sincroni in determinate aree territoriali per fornire il servizio di regolazione della tensione.

Come tutti i servizi offerti, anche quello di regolazione della tensione dovrebbe essere richiesto al mercato, specificando:

- la localizzazione delle criticità della rete;
- il fabbisogno, in termini di quantità e tempistiche previste per la fornitura, senza specificare la tecnologia che dovrà essere utilizzata (sarà il mercato a indirizzare le scelte, in base alla remunerazione sottesa)

È bene rimarcare anche in questa occasione che al gestore di rete dovrebbe essere permesso sviluppare, gestire e detenere sistemi come quelli sopra elencati, o comunque infrastrutture per la fornitura di servizi di rete, solo qualora si dimostri un fallimento di mercato o per progetti innovativi.

**EDISON:** Si accoglie con favore la generale impostazione del capitolo, la categorizzazione degli sviluppi e le novità incluse, in particolare per quanto attiene la consultazione dei titolari delle iniziative merchant line.

Si osserva che le simulazioni effettuate rispetto agli scenari previsionali considerano solo la rete di trasmissione nazionale invariata rispetto alla rete attuale. Tuttavia, si ritiene utile simulare rispetto agli stessi scenari la rete di trasmissione attuale includendo gli interventi pianificati nel PdS precedenti al presente, al fine di confrontare le criticità della rete alleviabili già con le misure ad oggi pianificate e le esigenze che devono essere risolte da ulteriori nuovi interventi.

Pur apprezzando lo spazio dedicato alla qualità del servizio e alle necessità di riserva di potenza attiva o reattiva, non si concorda con l'attuale approccio di Terna di mettere in atto interventi strutturali per servizi di rete (ad esempio, compensatori sincroni) che potrebbero, già ad oggi, essere forniti dagli operatori tramite mercato. In particolare, si fa riferimento alla fornitura di potenza reattiva, che ad oggi è richiesto agli impianti di generazione con il servizio di regolazione di tensione secondaria senza però prevedere un riconoscimento economico. Pertanto, si ritiene necessario che, in primo luogo, venga riconosciuta una adeguata remunerazione per l'erogazione del servizio di regolazione secondaria di tensione

agli impianti che la forniscono. In secondo luogo, in presenza di ulteriori esigenze di rete, prima di installare dispositivi per la fornitura di reattiva, Terna dovrebbe aver avviato e concluso (senza successo) una procedura di gara aperta, definendo il servizio e quantificandone il fabbisogno, al fine di consentire agli operatori di esprimere la propria volontà di fornire con mezzi propri servizi di rete, come appunto la regolazione di tensione, tramite mercato.

Infine, come già anche osservato in merito ai piani di sviluppo precedenti, si esprime perplessità rispetto agli interventi di sviluppo di nuova capacità di interconnessione con l'estero. Nella consapevolezza che lo sviluppo di capacità di interconnessione rientri negli obiettivi stabiliti a livello europeo, oltre che nella concessione di trasmissione, si ritiene comunque che lo sviluppo di progetti di interconnessione debba ricoprire un ruolo secondario e marginale rispetto alle problematiche attuali di congestione della rete, soprattutto rispetto alle congestioni che caratterizzano la direttrice sud-nord della penisola.

**ELETTRICITA' FUTURA:** Si esprimono alcune perplessità rispetto al piano di rifasamento previsto mediante l'utilizzo di compensatori sincroni per 2500 MVar. Si sottolinea che nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con la delibera 300/2017, finalizzato all'apertura e all'allargamento dei servizi offerti su MSD, è stato predisposto un progetto pilota per l'approvvigionamento a termine del servizio di regolazione di tensione, che prevedeva la remunerazione di tale servizio per gli impianti in grado di fornire potenza reattiva con immissione di potenza attiva nulla, proprio come sono in grado di fare i compensatori sincroni. Il Progetto pilota quindi, a differenza di quanto previsto a riguardo nel capitolo 4 del PdS, va nella corretta direzione in cui il TSO definisce un fabbisogno in termini di servizio di regolazione della tensione, approvvigionando tali quantità con meccanismi di remunerazione indipendentemente dalla soluzione tecnologica utilizzata, ma basati solo sul rispetto di univoci requisiti tecnici e di performance.

Inoltre, fermo restando l'approccio di mercato all'approvvigionamento dei servizi sopra indicato, si chiede se nelle valutazioni di quantificazione o scelta dei siti, siano state prese in considerazione soluzioni alternative quali la presenza in servizio di impianti new entrant termo o il repowering di siti oggi non funzionanti e potenzialmente in grado di fornire questo servizio.

Infine, con riferimento all'esigenza di sistemi di accumulo aggiuntivi, si esprimono alcune perplessità rispetto alla loro quantificazione, tenendo conto di diversi altri fattori che possono contribuire al bilanciamento della produzione FRNP. Lo sviluppo della rete interzonale tra Sud e Nord, ad esempio, permetterebbe di evacuare l'overgeneration del Sud verso il Nord, in cui c'è una domanda maggiore e si trovano impianti di pompaggio attualmente sottoutilizzati. Inoltre, la zona Nord è dotata di interconnessioni con l'estero (previste in aumento) in grado di evacuare ulteriormente la produzione in eccesso. Dal punto di vista degli accumuli inoltre la diffusione dello storage distribuito e della demand side response contribuiranno ulteriormente alla riduzione della necessità di grandi accumuli elettrochimici sulla RTN destinati al bilanciamento della produzione da FRNP.

**ENERGIA CONCORRENTE:** Si ritiene che la presentazione delle necessità di sviluppo debba includere i risultati ottenuti rispetto agli scenari futuri non solo con simulazioni della rete elettrica invariata rispetto a quella attuale, ma anche con simulazioni della rete che includa solo gli interventi pianificati nei Piani di Sviluppo precedenti. In questo modo sarebbe possibile evidenziare quali sono le criticità che potrebbero essere risolte /

alleviate già dagli interventi autorizzati e indirizzare la pianificazione degli interventi nuovi al meglio, eventualmente considerando un parametro di incertezza sugli scenari più lontani nel tempo.

Inoltre, per quanto riguarda l'approvvigionamento di potenza reattiva per la costruzione di opportuni margini di riserva, si osserva che ad oggi gli impianti che forniscono servizio di regolazione secondaria di tensione non ricevono alcun riconoscimento per il servizio reso. Si richiede pertanto di prevedere un meccanismo di remunerazione per l'erogazione del servizio di regolazione secondaria da parte degli impianti di generazione idonei. Inoltre, nel caso in cui le esigenze di rete lo richiedano, Terna dovrebbe definire il tipo di servizio necessario, quantificarne il fabbisogno e aprire opportune procedure di gara per lasciare che gli operatori esprimano il proprio interesse nel fornire con mezzi propri tale servizio tramite mercato. Solo nel caso in cui il mercato non mostri interesse e le esigenze di sistema siano inderogabili, l'intervento di Terna nel realizzare opere mirate potrà essere permesso.

**ENEL:** Relativamente al tema degli interventi per la qualità e la sicurezza, si esprimono alcune perplessità rispetto al piano di rifasamento previsto mediante l'ausilio di compensatori sincroni per 2500 MVar. Nell'ambito della riforma del mercato dei servizi di dispacciamento infatti, in attuazione alla delibera 300/2017/R/eel, Terna ha posto in consultazione il progetto pilota per l'approvvigionamento a termine del servizio di regolazione di tensione, che prevedeva la possibilità di remunerazione del servizio per impianti in grado di fornire potenza reattiva con immissione nulla di potenza attiva, funzionamento tipico dei compensatori sincroni. La finalità del progetto pilota appare dunque quella di acquistare servizi di regolazione tramite strumenti di mercato, dunque in antitesi all'attuale iniziativa di installazione massiva da parte del TSO. Ad avviso di Enel, e in linea con gli orientamenti europei in materia, l'intervento diretto da parte di Terna dovrebbe essere previsto solo in caso di fallimento del mercato nel rendere disponibile la quantità richiesta di capacità di regolazione reattiva. Per quanto concerne più in generale i servizi di regolazione di tensione della rete, si ritiene preferibile che Terna, in caso di scarsità relativa delle risorse regolanti in una o più aree della rete, proceda all'approvvigionamento a termine dei fabbisogni con procedure aperte a tutte le tecnologie compatibili (generatori convenzionali, compensatori sincroni etc). Infine, si chiede di specificare se nelle valutazioni di quantificazione o scelta dei siti, siano state prese in considerazione soluzioni alternative quali la presenza in servizio di impianti new entrant termo o il repowering di siti oggi non funzionanti e potenzialmente in grado di fornire questo servizio.

Relativamente all'esigenza di sistemi di accumulo aggiuntivi, per una capacità di 5000 MW, localizzati nelle zone di mercato Sud (2000 MW), Centro Sud (2000 MW) e Sicilia (1000 MW), si esprimono alcune perplessità relativamente alla quantificazione, tenendo conto di diversi fattori che possono contribuire in maniera naturale al bilanciamento della produzione FRNP, quali:

- Sviluppo di rete interzonale: permetterà di avvicinare elettricamente la zona Sud, potenzialmente più soggetta a rischio overgeneration, con la zona Nord, caratterizzata dai seguenti fattori: elevato fabbisogno che può intrinsecamente bilanciare la produzione FRNP del Sud, presenza di impianti di pompaggio oggi sottoutilizzati, in grado di bilanciare l'overgeneration.
- Sviluppo interconnessioni con l'estero che potrebbero contribuire, mediante export, a bilanciare l'eventuale eccedenza di produzione FRNP. A questo si aggiunge uno sviluppo ulteriore della capacità cross border, anche in prossimità di zone interessanti da elevata presenza

di FRNP come Italia - Montenegro e Sicilia - Tunisia La disponibilità di nuove interconnessioni può pertanto contribuire a evacuare l'eccesso di produzione qualora presente.

- Sviluppo di risorse di accumulo distribuito, che potrebbero avere un forte impatto sull'overgeneration soprattutto se direttamente accoppiate a FRNP.
- Sviluppo di ulteriori nuove tecnologie: ad esempio la DSR (Demand Side Response), nell'ottica di un'ottimizzazione dei consumi in funzione del profilo di prezzo atteso, potrebbe modificare la curva di carico concentrando parte di questo nelle ore di massima disponibilità di FRNP, evidentemente caratterizzate da un prezzo di acquisto molto basso.

Si ritiene inoltre opportuno segnalare che lo sviluppo e il dimensionamento dei sistemi di accumulo non dovrebbe essere una "variabile indipendente", ma piuttosto una variabile conseguente alle dinamiche di mercato, considerando che l'incremento della potenza installata delle risorse alle quali i sistemi di accumulo sono correlati - ossia gli impianti a fonti rinnovabili - è frutto appunto di dinamiche di mercato.

Inoltre visto che gli impianti di pompaggio possono giocare un ruolo anche per l'adeguatezza, sarebbe interessante capire se l'esigenza può ridursi in relazione allo sviluppo di nuova capacità termoelettrica e il conseguente rilevante contributo al soddisfacimento del fabbisogno con adeguati margini di riserva.

#### **Risposta Terna:**

Nel capitolo 4 del Piano di Sviluppo "Necessità di sviluppo" sono riportate le simulazioni di mercato relative agli scenari previsionali elaborate in assenza degli sviluppi della rete; tale analisi ha l'obiettivo di evidenziare gli impatti in termini di variazione dei flussi di potenza e di congestioni che si stimano verificarsi sulla Rete di Trasmissione Nazionale sotto le diverse ipotesi di evoluzione del sistema elettrico.

In particolare, in relazione alle valutazioni sull'import/export vale quanto già specificato nello spunto 6, ovvero le analisi sono svolte su un modello di mercato pan-europeo e confermano anche negli scenari di più lungo termine la profittabilità di nuove interconnessioni con l'estero.

In relazione alle potenziali criticità legate allo sviluppo degli impianti da fonte rinnovabile, lo stesso modello pan-europeo riporta la suddivisione per area di mercato e per tecnologia del parco di produzione.

Per quanto concerne le esigenze legate alla sicurezza della rete con particolare riferimento alla necessità di approvvigionamento di risorse di regolazione di tensione si rimanda a quanto riportato negli spunti 1 e spunto 3 in tema di obbligo della Concessionaria di garantire l'esercizio in sicurezza della Rete di Trasmissione Nazionale.

A riguardo è tuttavia necessario osservare quanto segue.

La natura locale e puntuale del fabbisogno di regolazione della tensione espone il sistema all'esercizio di potere di mercato unilaterale o collettivo. Le movimentazioni richieste su MSD di risorse funzionali al soddisfacimento dei vincoli di tensione costituiscono oggi la principale voce degli oneri di dispacciamento della rete.

È quindi necessario assicurare urgentemente – attraverso strumenti di medio-lungo termine - la disponibilità a minimo costo delle risorse di regolazione della tensione.

Del resto, la gestione efficiente di compensatori sincroni non richiede alcuna scelta discrezionale di mercato, ma deve semplicemente tenere conto dello stato di funzionamento del sistema, come indicato dal dispacciatore; quindi, l'eventuale diretta realizzazione e gestione di compensatori sincroni da parte del dispacciatore stesso non presenta alcun grado di inefficienza né alcun profilo di discriminazione.

Pertanto, posto che, al fine di contenere quanto prima l'onere per i consumatori, siano comunque da preferire soluzioni, anche di investimento diretto da parte di Terna, che consentano di disporre quanto prima delle risorse necessarie a minimo costo, ogni forma di selezione a termine delle risorse di regolazione della tensione non potrà che avere come costo massimo ammissibile quello che Terna sosterebbe nel realizzare e gestire direttamente i compensatori sincroni.

Con riferimento ai volumi di nuovi sistemi di accumulo evidenziati nel Piano di Sviluppo si conferma che il dimensionamento è elaborato tenendo conto dello sviluppo della rete, sia interzonale che di interconnessione con l'estero, di una previsione del contributo di DSR e del volume previsto di impianti a fonti rinnovabili congruente con gli obiettivi di riduzione emissioni a livello nazionale.

**Spunto S8. Osservazioni sull'identificazione come prioritario del nuovo collegamento HVDC continente - Sicilia - Sardegna (capitolo 5 del Piano di sviluppo 2018)**

**Osservazioni sulle interdipendenze tra progetti di sviluppo della trasmissione elettrica e alternative di sviluppo nel settore gas**

ENI: Sarebbe opportuno avere maggiori informazioni di scenario circa l'interazione fra i seguenti aspetti:

- nuovo collegamento HVDC;
- phase out del carbone;
- sviluppo di nuove rinnovabili;
- eventuale metanizzazione della Sardegna (che potrebbe, fra l'altro, modificare l'equilibrio tra consumi elettrici e produzioni elettriche nell'isola e quindi le dinamiche di import/export dall'isola, qualora venissero realizzati nuovi impianti a gas);

In linea generale, per evitare un eventuale sottoutilizzo od utilizzo non efficiente dell'infrastruttura e quindi per evitare un incremento dei costi sostenuti dal sistema e dai consumatori finali non controbilanciato da benefici uguali o superiori, si ritiene che l'investimento relativo al nuovo collegamento HVDC continente - Sicilia - Sardegna debba esser giustificato da una cost benefit analysis tarata sullo scenario che si reputa più probabile e che consideri le interdipendenze dei fattori sopraccitati.

EDISON: L'intervento che prevede la costruzione di due nuovi collegamenti HVDC tra Sardegna, Sicilia e continente è un progetto innovativo, presentato per la prima volta nel Piano di Sviluppo 2018, caratterizzato da dimensioni considerevoli e costo di oltre 2,5 mld €.

Sulla base delle valutazioni presentate da Terna, si riconosce che l'intervento indicato come prioritario da Terna potrebbe portare benefici in termini di maggiore integrazione delle rinnovabili, di mantenimento di appropriati livelli di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico delle isole, legato in particolare al progressivo decommissioning di impianti a carbone, e di potenziamento della capacità di interconnessione tra Sicilia e continente.

Dati l'entità e il costo complessivo dell'intervento, si ritiene che siano necessari ulteriori considerazioni e approfondimenti prima dell'approvazione del progetto. Ad esempio, si ritiene che un contributo importante potrebbe essere fornito dalla valutazione dei benefici associabili all'intervento in oggetto rispetto ai nuovi scenari che saranno elaborati da Terna in collaborazione con Snam entro il 2019. Inoltre, si ritiene potrebbe essere utile l'applicazione a questo particolare progetto dell'Analisi Multi-Criteri introdotta dall'Autorità nel documento di consultazione 374/2018/R/gas del 5 luglio 2018 come strumento complementare all'analisi di tipo economico-monetario della analisi costi benefici classica.

ELETTRICITA' FUTURA: Riguardo a tale progetto, si ritiene che in generale dovrebbe essere perseguito un principio di sostenibilità economica del sistema elettrico nazionale, anche in una corretta ottica di coordinamento con lo sviluppo della rete gas, valutando quindi la convenienza di distribuire lo sforzo economico per lo sviluppo del sistema energetico sui settori gas ed elettrico.

Per valutare tale nuovo collegamento, dovrebbe pertanto essere verificato se ai fini dell'adeguatezza negli scenari di Piano in Sardegna non sia già sufficiente quanto previsto nella SEN, verificando cioè se la costruzione di generazione termoelettrica a gas legata alla metanizzazione dell'Isola sia sufficiente a garantire il fabbisogno di adeguatezza necessario per il raggiungimento degli obiettivi della SEN, con riferimento particolare allo sviluppo della generazione rinnovabile e del phase out della generazione a carbone. In tal modo si potrebbe valutare la possibilità che il sistema elettrico eviti il sostenimento di alti costi, grazie agli effetti dello sviluppo della rete gas.

Più in dettaglio, si chiede di valutare la possibilità di effettuare un ulteriore approfondimento basato su analisi costi benefici che considerino tra le ipotesi la realizzazione di un singolo tratto di collegamento, Continente-Sicilia o Continente-Sardegna, al fine di evidenziare interdipendenze tra i due collegamenti e/o individuare le criticità risolte e i benefici apportati dalle singole connessioni. Inoltre, si suggerisce di svolgere anche una valutazione della profittabilità dell'intervento attraverso la metodologia di Analisi Multi Criteri (AMC) introdotta dall'Autorità con il documento di consultazione 374/2018/R/gas del 5 luglio 2018, che meglio farebbe emergere l'effettiva convenienza economico-sociale del progetto proposto, anche rispetto ad alternative progettuali in settori differenti come lo sviluppo infrastrutturale gas.

**ELETTRICITÀ CONCORRENTE:** Si ritiene che il nuovo intervento HVDC tra continente, Sicilia e Sardegna, proposto per la prima volta nel Piano di Sviluppo 2018 e indicato come prioritario da Terna, debba essere oggetto di ulteriori e approfondite valutazioni prima di poter essere approvato e autorizzato.

In primo luogo, l'analisi costi benefici applicata al progetto riporta risultati negativi in uno dei due scenari europei predisposti per tale valutazione (scenario ST). L'utilizzo dello scenario SEN è una eccezione rispetto alla procedura standard, e pertanto dovrebbe essere specificato il valore del risultato ottenuto tramite l'analisi costi benefici in tale scenario rispetto a quelli ottenuti con scenari europei.

In secondo luogo, si ritiene che all'intervento, costituito di fatto da due collegamenti HVDC, dovrebbe essere applicata la metodologia di analisi costi benefici ai due collegamenti in forma separata, in modo da evidenziare eventuali interdipendenze e/o priorità di realizzazione di un collegamento rispetto all'altro.

Infine, si giudica appropriato valutare i benefici del progetto di connessione utilizzando gli scenari che Terna e Snam stanno elaborando in modo congiunto su disposizione dell'Autorità, in modo da evitare duplicazioni di interventi e, quindi, non gravare sui consumatori con progetti il cui beneficio complessivo non sia stato dimostrato assolutamente superiore ai relativi costi. Eventualmente, sarebbe interessante utilizzare la metodologia di Analisi Multi-Criteri proposta recentemente dall'Autorità nel documento di consultazione 374/2018/R/gas, che permetterebbe di confrontare in maniera efficace il suddetto intervento sulla RTN con progetti alternativi, ad esempio lo sviluppo di infrastrutture gas e/o ulteriori interventi di magliatura della rete delle isole.

**ENEL:** In via preliminare con riferimento alle interdipendenze con i progetti di metanizzazione della Sardegna richiamate nello spunto di consultazione, la SEN specifica che tali progetti sono "compatibili con la possibilità di phase out del carbone nella generazione elettrica dell'isola, che comporterebbe la realizzazione di centrali a gas per 400 MW" (pg 298 della SEN).

L'aspetto chiave per la valutazione dell'opera è la corretta specificazione degli obiettivi che essa si prefigge.

Se infatti l'obiettivo del nuovo cavo è gestire l'adeguatezza negli scenari di piano in Sardegna, andrebbe preliminarmente verificato se il fabbisogno di adeguatezza da soddisfare con impianti convenzionali non possa essere coperto con la nuova capacità termoelettrica a gas di cui si fa menzione nella SEN e con li impianti idroelettrici programmabili esistenti In caso affermativo, e nella misura in cui l'opera sia funzionale all'adeguatezza della Sardegna, l'investimento in oggetto dovrebbe essere evitato.

Se invece il problema è il dispacciamento delle rinnovabili, la valutazione relativa alla necessità del nuovo cavo dipende dall'entità delle connessioni FRNP attese in Sardegna e in Sicilia. Se infatti si prevedono problemi di eccesso di produzione FRNP in Sardegna e Sicilia, in un'ottica di razionalità complessiva del processo di pianificazione del sistema, andrebbe seriamente considerato se sia efficiente installare contingenti di potenza RES tali da necessitare un siffatto rinforzo di rete e non siano disponibili alternative caratterizzate da costi infrastrutturali minori In alternativa qualora lo sviluppo rete fosse l'unica soluzione possibile, il dimensionamento delle interconnessioni dovrebbe essere fatto in maniera proporzionale alla dimensione dell'eventuale overgeneration.

EP PRODUZIONE: Come noto, la SEN 2017 ha confermato l'impegno politico di uscita completa del carbone dalla produzione elettrica nel 2025. A tale scopo, è previsto un programma di interventi minimi necessari a garantire l'adeguatezza e la sicurezza per il sistema che include la realizzazione di una nuova interconnessione elettrica Sardegna–Continente o Sardegna-Sicilia-Continente e capacità di generazione a gas (OCGT o CCGT), alimentata da impianti di rigassificazione alimentati da depositi di GNL per 400 MW in Sardegna (o adeguata capacità di accumulo). Il Piano di Sviluppo in consultazione prevede un nuovo collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna, per il quale l'avvio del cantiere è indicato nel 2025 e il completamento dell'opera nel lungo periodo, con tempistiche evidentemente non compatibili con l'obiettivo di completo phase-out del carbone in Sardegna al 2025 nel rispetto delle condizioni minime di sicurezza e di adeguatezza del sistema. Per definire un piano di sviluppo sostenibile e favorire l'equilibrio ottimale fra esigenze di sicurezza/adeguatezza del sistema, sostenibilità finanziaria/sociale delle soluzioni adottate e il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili/de-carbonizzazione della Sardegna, riteniamo sia di fondamentale importanza adottare un punto di vista integrato e di sistema, programmando in modo coordinato gli interventi nel settore power e nel settore gas, per quanto riguarda lo sviluppo sia del mercato che delle infrastrutture Solo un approccio integrato ci pare in grado di fornire i corretti segnali di investimento ai soggetti interessati evitando o almeno limitando le incertezze al mercato, che certo non favoriscono possibili nuovi investimenti in Sardegna.

Nel contesto descritto quindi si possono ipotizzare due scenari:

1. mantenere in esercizio l'attuale parco produttivo programmabile sardo, fino all'effettiva realizzazione delle condizioni minime di sicurezza e di adeguatezza che consentano il completo phase-out del carbone in Sardegna (allineando le tempistiche previste nella SEN);
2. individuare soluzioni alternative trasparenti e competitive che favoriscano il raggiungimento degli obiettivi di de-carbonizzazione, anche in attesa della realizzazione delle condizioni definite nella SEN per il completo phase-out dal carbone. Una possibile soluzione in questo scenario sarebbe la conversione di una unità di generazione da carbone a biomassa, progetto che EPH è interessata a realizzare nel sito di Fiume Santo, in presenza di adeguate condizioni economiche per un progetto basato sulla biomassa di larga scala. Con la conversione da

carbone a biomasse sarebbe possibile garantire maggiore flessibilità, in termini di tempistiche, per la realizzazione delle infrastrutture che si riterranno necessarie, nei tempi necessari. L'individuazione delle soluzioni alternative potrebbe essere condotta attraverso un'asta competitiva per la de-carbonizzazione della Sardegna al 2025", evitando in tal modo di incorrere in violazioni della concorrenza e delle norme sugli aiuti di stato;

Passando all'analisi benefici-costi relativi al nuovo cavo HVDC Continente-Sicilia-Sardegna si osserva che:

- le valutazioni ottenute con lo scenario DG e con lo scenario ST forniscono indicazioni contrastanti: lo scenario DG comporta un VAN positivo per il progetto; al contrario dello scenario ST nel quale il VAN risulta negativo. Nel primo caso il progetto sarebbe giustificato, nell'altro il cavo non avrebbe una sufficiente sostenibilità economica: riteniamo andrebbe approfondito in quali contesti e a quali condizioni il cavo possa portare effettivi benefici netti superiori ai costi per il sistema;
- non è chiaro a cosa sia dovuta la differenza nel confronto fra i benefici derivanti dalla riduzione dell'energia non fornita attesa (ENF, voce B3a dell'analisi costi benefici) nel confronto fra gli scenari ST, DG e SEN. Nei primi due scenari il beneficio è dell'ordine di pochi milioni di euro all'anno, nell'ultimo il beneficio arriva a 292-385 milioni di euro all'anno. Se interpretiamo correttamente le modalità di calcolo dei benefici, questo valore sembra derivare da un ENS nello scenario SEN pari a 9,6 GWh valorizzato a circa 40000 €/MWh. Se l'interpretazione è corretta, si pongono i seguenti quesiti:
  - chiarire meglio per quale motivo si genera l'ENS citato: se questo dipenda dall'ipotesi di dismissione in blocco di tutta la capacità di generazione sull'isola, dalla costruzione di nuova capacità rinnovabile non programmabile o dallo sviluppo della domanda locale;
  - se tale valorizzazione sia da considerarsi ragionevole: con questo valore risulterebbero facilmente giustificabili anche investimenti ben più costosi del cavo in questione (il VAN positivo pari a circa 7 miliardi di euro lascia evidentemente ampi margini);
  - se soluzioni alternative siano in grado di risolvere il problema dell'ENS a minor costo: fra le altre soluzioni, riteniamo sarebbe più sostenibile la citata soluzione della conversione da carbone a biomasse;
  - si nota infine che nel Piano di Sviluppo (figura 94) è riportata un'overgeneration da fonti rinnovabili nello scenario SEN pari a circa 15,6 TWh (un dato estremamente considerevole: significa che circa il 20% della generazione rinnovabile che si intende installare in Italia al 2030 sarebbe in eccesso rispetto alla domanda e che l'overgeneration nello scenario RES risulterebbe 3 volte più alta rispetto a quanto previsto nello scenario DG). Risulta abbastanza evidente che lo scenario SEN non appare del tutto sostenibile per il sistema, e che a fronte di questo tipo di scenario un approccio integrato sia più che mai necessario per evitare investimenti eccessivi, a carico del sistema;
- lo studio di sostenibilità e le valutazioni economico-finanziarie riguardanti l'opera andrebbero distinte per intervento, ovvero trattando le interconnessioni Sardegna – Sicilia e Sicilia – Continente come investimenti indipendenti tra loro, così da permettere di valutare

singolarmente i benefici, i costi e le criticità derivanti da ciascuna interconnessione: in questo modo, si può considerare la priorità di una interconnessione sull'altra e contestualmente evitare di autorizzare un intervento che risulterebbe superfluo se sommato all'altro;

- in tutti gli scenari di valutazione, uno dei driver principali dei benefici è la riduzione del costo MSD che andrà a gravare sulla bolletta elettrica a carico della collettività. Tuttavia, dal calcolo non si evince se questo tenga conto o meno degli effetti dell'introduzione del Capacity Market o della nuova struttura del mercato dei servizi sui prezzi e sul costo dell'MSD. Inoltre, non risulta chiaro se l'effetto di riduzione dell'MSD possa essere ottenuto anche attraverso altri interventi sulle infrastrutture di rete previsti nel Piano di Sviluppo.

In relazione all'ultimo punto citato si sottolinea l'importanza di favorire logiche di pianificazione e di regolazione ispirate a criteri di selettività degli investimenti, focalizzati sull'utilità per il sistema elettrico. A tal fine riteniamo sia fondamentale adottare un approccio prudentiale, atto a evitare eventuali rischi di double counting e di sovrastima dei benefici: a conferma e verifica di questo riteniamo sarebbe importante chiarire in modo trasparente la sequenza degli interventi considerata ai fini della determinazione dei benefici, per ogni intervento valutato, sia di quelli già pianificati sia di quelli "in valutazione" o "in studio". Nello scenario di riferimento riteniamo inoltre sarebbe corretto considerare anche il Mercato della Remunerazione della Capacità e gli effetti che tale mercato potrebbe avere sui mercati MGP e MSD (ad esempio nella quantificazione del beneficio B7 "riduzione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento risorse in MSD" o sul beneficio B1 "Variazione del socio-economic welfare").

Con particolare riferimento alla SEN, inoltre, dovrebbe essere considerato l'avvio del Mercato della Capacità per mantenere una generale coerenza con lo scenario di sviluppo delineato in quel documento (che oltre a prevedere la de-carbonizzazione prevede per l'appunto l'avvio del Mercato della Capacità). Ugualmente, nella SEN è prevista anche nuova capacità di generazione flessibile ed efficiente in Italia e nelle isole: non risulta chiaro se anche questa capacità sia stata considerata nella valutazione dei benefici dell'investimento proposto.

Infine, avanziamo un'osservazione di carattere tecnico: non è di secondaria importanza l'impatto che il nuovo collegamento, sommato alla contemporanea riduzione del parco di generazione dell'isola, potrebbe avere sulla stabilità del sistema elettrico e sulla qualità della tensione, stante l'abbassamento verso valori minimi della potenza di cortocircuito ai nodi di collegamento. La difficoltà nel gestire i flussi di potenza reattiva e le conseguenti problematiche sulla regolazione dei profili di tensione in assenza di generazione di tipo convenzionale comportano un rischio per la sicurezza e si traducono in ulteriori costi di sistema (es ingenti investimenti strutturali, in compensatori sincroni e in sistemi statici di controllo della tensione), dei quali si deve necessariamente tenere conto nell'analisi costi benefici dell'intervento. Allo stesso modo, in situazioni di emergenza o in particolari contingenze, risulterebbe impossibile realizzare l'inversione del flusso di potenza dalla Sardegna, estendendo così la criticità alla zona Sicilia o al Continente. A questo proposito, potrebbe essere meglio delineata l'evoluzione attesa per le zone di Sicilia e Sardegna sia in termini di sviluppo delle fonti rinnovabili che delle infrastrutture di rete interne.

**Risposta Terna:** Come rappresentato nel corso del seminario dello scorso 2 Luglio 2018, il futuro collegamento HVDC risponde alle esigenze di adeguatezza e sicurezza dei sistemi elettrici della Sardegna e della Sicilia, già caratterizzati da elementi di debolezza strutturale: la proposta di

prevedere la realizzazione di un collegamento Continente – Sardegna – Sicilia anziché proporre soluzioni indipendenti Continente – Sardegna Sud e Continente – Sicilia permette una pianificazione più efficiente ed una realizzazione meno costosa.

Il parco di generazione della regione Sardegna è caratterizzato da pochi impianti di grandi dimensioni, di cui alcuni in funzione da molti anni, per una potenza complessiva di circa 2 GW; la rete sarda è connessa elettricamente con il Continente attraverso due collegamenti in corrente continua, il SAPEI e il SACOI, che ricoprono un ruolo strategico sia per quanto riguarda l'import/export, sia per la loro capacità di regolazione. All'interno la regione è attraversata da un'unica dorsale a 400 kV che collega il nord della Sardegna (Stazione di Fiume Santo) alla zona industriale di Cagliari e consente il transito di importanti flussi di energia tra il Nord e il Sud dell'Isola. Sovrapposta alla rete a 400 kV, esiste un anello costituito da linee 220kV che tocca il polo industriale di Portoscuso/Sulcis (CI) e la stazione di Codrongianos (SS). Sull'anello 220 kV, sempre andando da Nord a Sud, sono collocati i diversi impianti di produzione.

Il sistema elettrico della Sardegna presenta oggi molti elementi di debolezza, essendo caratterizzato da:

- presenza di generatori di taglia elevata, la cui perdita provoca perturbazioni rilevanti;
- produzioni termoelettriche già affette da significativi tassi di guasto;
- produzioni vincolate per determinati tipi di ciclo produttivo;
- importante presenza di impianti di generazione da fonte rinnovabile non programmabile;
- scarso livello di magliature/interconnessioni con il sistema elettrico continentale (limitato a due interconnessioni).

Lo stato del parco di generazione nell'Isola e la scarsa inerzia del sistema, dovuta anche alla ridotta interconnessione con il sistema elettrico del Continente, espone la rete sarda al rischio di perturbazioni con frequenza molto più elevata che nel sistema continentale. In altri termini, il sistema insulare risulta molto più sensibile rispetto alle perturbazioni di rete causate da squilibri di bilancio, che sarebbero "gestibili" nel Continente, ma che invece inducono regimi di sovrافrequenza o sottofrequenza di entità considerevole, con conseguente rischio per la sicurezza del sistema.

Il sistema elettrico della Sicilia è caratterizzato da un parco termico superiore ai 5 GW, in parte poco efficiente e vetusto ed una interconnessione con il sistema elettrico continentale limitato a due collegamenti. La rete elettrica dispone di un sistema di trasmissione primario costituito essenzialmente dall'unica dorsale a 400 kV "Sorgente - Paternò - Chiaramonte Gulfi – Priolo - Isab E.", oltre che da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto tra l'area orientale e occidentale. Tali circostanze possono provocare vincoli all'esercizio della capacità produttiva disponibile, a svantaggio delle unità di produzione più efficienti presenti anche nell'area Sud, rappresentando inoltre un evidente ostacolo allo sviluppo di nuova generazione in particolare da fonte eolica, in forte crescita negli ultimi anni nell'isola. Si confermano i vincoli di esercizio della generazione installata nell'area di Priolo, funzionali alla sicurezza del servizio nell'area di Melilli, Augusta e Misterbianco, nel caso di fuori servizio della linea in doppia terna a 220 kV "Melilli – Misterbianco". Tale evento, in assenza di vincoli di produzione, determinerebbe il sovraccarico delle linee a 150 kV che insistono nella stessa isola di carico. Inoltre, alcuni importanti gruppi dell'area di Priolo risultano collegati alla rete con una sola linea 400 kV, la cui indisponibilità comporta la perdita delle suddette unità, strategiche per il sistema siciliano.

Nel medio termine i due sistemi isolani potranno risultare ancora più critici dal punto di vista sia dell'adeguatezza che della sicurezza, per le seguenti ragioni:

- l'aumento delle rinnovabili intermittenti tenderà a spiazzare ulteriormente il termico convenzionale, con riduzione della capacità di inerzia e di regolazione di tensione disponibile;
- l'aumento delle rinnovabili intermittenti richiederà un aumento delle prestazioni dinamiche (intese come capacità di rispondere a variazione del carico termico residuo, variazione di frequenza, gradienti di carico) del sistema elettrico nel suo complesso: prestazioni che in sistemi debolmente magliati ed interconnessi potranno essere disponibili con maggiore difficoltà;
- la vetustà del parco termico delle due isole (così come l'asservimento a processi produttivi di alcuni impianti) è tale da non garantire la disponibilità nel medio periodo di sufficiente capacità regolante per il sistema elettrico.

Il MAF (Mid-term Adequacy Report) redatto a cura di ENTSOE evidenzia come nello scenario phase out carbone in assenza del tri-terminale, la Sardegna risulta esposta ad alto rischio di distacco del carico, segnatamente per oltre 100 ore l'anno.

Per quanto riguarda la Sicilia il MAF evidenzia un problema di adeguatezza già nel breve termine (dalle 4 alle 11 ore di distacco di carico).

Il triterminale rappresenta una risposta alle problematiche di cui sopra e non si ritiene di poterne fare a meno a fine periodo di piano. Le stesse ACB dimostrano l'utilità del cavo anche in termini economici.

Con riferimento alle richieste di chiarimento/osservazioni più puntuali si precisa che:

- ai fini dell'analisi costi benefici (ACB 2.0), sulla base delle disposizioni di cui all'Allegato 74 del Codice di rete, il calcolo dell'energia non fornita è stata valutata in presenza ed assenza dell'intervento e valorizzata (valorizzazione del VOLL, Value of Lost of Load) a 40 k€/MWh come richiesto per Isole geografiche e/o elettriche con carico picco >10 MW;
- lo scenario SEN utilizzato ai fini delle analisi costi benefici del PDS include - per la Sardegna - la presenza di nuova capacità da OCGT per 400 MW;
- non sono stati considerati scenari che considerino cambiamenti rilevanti di policy e/o regolazione, dal momento che l'incertezza di tali mutamenti futuri e dei rispettivi impatti renderebbe l'analisi scarsamente significativa ed altamente opinabile.

**Spunto S9. Osservazioni sugli altri progetti del capitolo 5 “nuovi sviluppi” del Piano di Sviluppo 2018 e, in particolare, sul nuovo collegamento HVDC tra le zone Centro Sud – Centro Nord**

**EDISON:** In relazione al nuovo collegamento HVDC tra le zone Centro Sud e Centro Nord indicato come prioritario, si concorda con l’obiettivo di Terna di incrementare la capacità di scambio tra le due zone al fine di integrare maggiormente le risorse rinnovabili installate al sud verso i centri di consumo presenti nel centro e nord del paese. Si osserva però che dovrebbero essere specificati quali saranno gli effettivi nodi elettrici di connessione del cavo HVDC, in particolare si richiede se la connessione con la zona Centro Sud sarà effettuata tramite un nodo localizzato nella zona Nord (Fano) o Centro Nord (Porto Tolle), e rispetto a quali ipotesi di collegamento è stata effettuata l’analisi costi benefici.

Inoltre, dal momento che il collegamento HVDC è un progetto che presenta tempi di completamento lunghi (avvio dei cantieri nel 2025 e completamento nel lungo periodo), sarebbe apprezzabile che fossero proposti ulteriori interventi caratterizzati da tempi di autorizzazione e realizzazione più brevi, magari basati sul potenziamento della rete esistente e/o di asset acquisiti da RFI, al fine di alleviare, già nel medio periodo, parte delle congestioni che da tempo si manifestano in tale zona.

Si accoglie con favore l’inserimento nel Piano di Sviluppo 2018 del nuovo progetto relativo alla costruzione di una nuova Stazione 132kV Novara Est (155-N), che potrà garantire il mantenimento di adeguati livelli di sicurezza e flessibilità di esercizio della rete dell’area locale. Tuttavia, si sottolinea come il completamento dell’intervento non possa prescindere dall’acquisizione della dorsale a 132kV Cesano-Novara-Garlasco nella disponibilità della scrivente NO.

Non si hanno ulteriori commenti in merito agli altri nuovi interventi predisposti da Terna.

**ELETTRICITÀ FUTURA:** ritiene il nuovo collegamento Centro Sud – Centro Nord sia tra gli interventi più importanti per il sistema elettrico nazionale. Si chiede che siano inseriti maggiori dettagli riguardo a tale opera, con riferimento ad esempio al percorso che dovrebbe seguire e ai punti di connessione con il resto della RTN.

**ELETTRICITÀ CONCORRENTE:** Con riferimento al collegamento in oggetto, si apprezza la volontà di Terna di conseguire l’obiettivo di ridurre le congestioni che caratterizzano la penisola e assicurare il transito efficiente di energia rinnovabile dalle aree di produzione al sud alle aree di consumo al nord incrementando la capacità di scambio tra le zone Centro Sud e Centro Nord. Si chiede però di specificare quali saranno gli effettivi nodi elettrici di connessione del cavo HVDC, in particolare la definizione del nodo alla zona Nord (Fano) o Centro Nord (Porto Tolle) e rispetto a quali ipotesi di collegamento sono stati calcolati i benefici e i costi dell’analisi.

In generale, si osserva che dovrebbe essere data maggiore priorità alla risoluzione di congestioni nazionali rispetto allo sviluppo di interconnessioni, i cui contributi all’esercizio in sicurezza del sistema elettrico italiano non appaiono significativi, con il possibile rischio di causare ulteriori criticità in futuro. Inoltre, si osserva che dovrebbero essere considerati maggiormente interventi con tempi di realizzazione più di breve termine, come potenziamenti di linee esistenti, con tempi di realizzazione fino ai 2 anni, che potrebbero alleviare già nel medio termine le criticità che ad oggi impediscono di sfruttare appieno le potenzialità delle fonti rinnovabili e di garantire la concorrenza tra operatori.

**ENEL:** Relativamente all’intervento in oggetto, il Piano di Sviluppo fa riferimento al collegamento tra zone Centro Sud e Centro Nord. Tuttavia, nella descrizione dell’intervento stesso (pg140), si fa riferimento alla possibilità che la stazione più a Nord interessata dalla connessione possa

essere Porto Tolle. In questo caso cambierebbe la sezione di arrivo che non sarebbe più Centro Nord ma Nord con effetti molto differenti sul sistema elettrico. Si chiede pertanto di precisare quali saranno i driver che guideranno questa scelta così determinante.

**Risposta Terna:** si precisa che alla base dell'analisi costi benefici del collegamento HVDC Centro Sud – Centro Nord si è fatto riferimento ai nodi localizzati nella zona Centro Sud (Villanova) e Centro Nord (Fano); la definizione di tali punti è stata resa possibile in esito ad una analisi preliminare di fattibilità tecnica di cui si è data evidenza nel corso del seminario dello scorso 2 luglio 2018; tale intervento si colloca su una sezione già interessata da ulteriori interventi che potrebbero concretizzarsi anche in tempi più brevi.

**Spunto S10. Osservazioni sul capitolo 6 “benefici per il sistema” del Piano di Sviluppo 2018 (incremento capacità di trasporto con l'estero, riduzione delle congestioni interzonal, incremento adeguatezza, riduzione vincoli alla produzione rinnovabile e riduzione emissioni CO2)**

**ELETTRICITA' FUTURA:** Nella sezione dedicata all'effetto che gli interventi di sviluppo possono avere sul livello di NTC interzonale (fig 147 di pag 181), si ritiene necessario dettagliare quale sia il contributo del singolo intervento all'incremento previsto di NTC tra le zone. Per esempio, nella sezione Sud – Centro Sud, si stima un incremento atteso di 1100 MW complessivo.

Si ritiene necessario dettagliare l'incremento per ognuno dei tre interventi di sviluppo previsti.

**ENEL:** Nella sezione dedicata all'effetto che gli interventi di sviluppo possono avere sul livello di NTC interzonale (fig 147 di pg 181), si ritiene necessario dettagliare quale sia il contributo del singolo intervento all'incremento previsto di NTC tra le zone. Per esempio, nella sezione Sud - Centro Sud, si stima un incremento atteso di 1100 MW complessivo. Si ritiene necessario dettagliare l'incremento per ognuno dei tre interventi di sviluppo previsti.

**Risposta Terna:** l'indicatore “I21”, corrispondente all'incremento della capacità di interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete, è puntualmente riportato nelle schede intervento. Laddove la scheda intervento non sia stata aggiornata il riferimento è il Piano di Sviluppo 2017.

**Spunto S11. Osservazioni sui due documenti “Avanzamento dei Piani di Sviluppo (al 31 dicembre 2017)” del Piano di Sviluppo 2018, anche in comparazione con il precedente documento “Avanzamento dei Piani di Sviluppo (al 31 dicembre 2016)”**

**Osservazioni sulla qualità e completezza delle informazioni disponibili nelle schede avanzamento e nella sintesi tabellare che accompagna il Piano di Sviluppo**

**ELETTRICITA' FUTURA:** Si apprezza il miglioramento della forma e dei contenuti delle singole schede di dettaglio per i vari interventi di sviluppo presenti nel piano, rispetto alle versioni precedenti. Per rendere ancora più efficace il contenuto, sarebbe utile inserire anche la data entro la quale Terna prevede di ottenere l'autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico per tutte le opere ancora non autorizzate.

**ENEL:** Si apprezza il miglioramento della forma e dei contenuti delle singole schede di dettaglio per i vari interventi di sviluppo presenti nel piano, rispetto alle versioni precedenti. Per rendere ancora più efficace il contenuto, sarebbe utile inserire anche la data entro la quale Terna prevede di ottenere l'autorizzazione del MiSE per tutte le opere ancora non autorizzate.

**Risposta Terna:** Le schede intervento riportano la previsione dell'avvio cantiere, la data stimata di avvio iter autorizzativo e la data stimata di completamento dell'intervento. La data stimata di ottenimento autorizzazioni è prossima alla data stimata di avvio del cantiere, in cui sono ricomprese anche le attività di progettazione esecutiva e procurement.

**Spunto S12. Osservazioni sulle nuove modalità di calcolo e di presentazione dei benefici nelle schede intervento e sui benefici di specifici interventi**

Nessuna osservazione

<b>Spunto S13. Osservazioni sui <u>costi consuntivati e stimati</u> per il Piano di Sviluppo 2018 o per specifici interventi</b>
--

Nessuna osservazione
----------------------

**Spunto S14. Osservazioni sul progetto “secondo polo dell’interconnessione HVDC Italia - Montenegro” il cui completamento è stato posticipato al 2026 e sul documento recante la relativa analisi costi benefici**

**ENI:** Analizzando gli scenari che sono stati considerati per la realizzazione dell’interconnessione, si ritiene opportuno un approfondimento circa la direzione e l’entità dei flussi di scambio nel breve e medio termine.

Considerati, infatti, i ritardi nel realizzare nuova generazione idroelettrica in Montenegro, potrebbe non essere corretto prevedere tale collegamento principalmente in import nel breve termine. Da verificare infine la necessità di raddoppiare l’interconnessione in uno scenario di lungo termine.

**ELETTRICITA’ FUTURA:** Si ritiene opportuno un approfondimento circa la direzione e l’entità dei flussi di scambio nel breve e medio termine, poiché considerati i ritardi nel realizzare nuova generazione idroelettrica in Montenegro, potrebbe non essere corretto prevedere tale collegamento principalmente in import nel breve termine.

Da verificare infine la necessità di raddoppiare l’interconnessione in uno scenario di lungo termine.

**Risposta Terna:**

In relazione alla direzione ed entità dei flussi del collegamento Italia Montenegro si rimanda a quanto riportato in S2 e S6; si conferma che considerate le incertezze relative agli sviluppi del parco di generazione e di trasmissione nell’area dei Balcani, nonostante le analisi sugli scenari pan-europei condivisi ne confermino la profittabilità, queste analisi sono monitorate e tenute in considerazione ai fini della valutazione della tempistica di realizzazione del secondo polo del collegamento.

## Parte II – osservazioni pervenute a Terna al 21 Giugno 2018

### EP PRODUZIONE

Nr progressivo	Osservazione <sup>2</sup>	Documento	Paragrafo
1	In figura 72 – Produzione di energia elettrica per fonte – si è riscontrato, in seguito a un confronto con la SEN 2017, che i dati di 297 e 292 TWh associati agli scenari Base e SEN sono riferiti al 2025 anziché al 2020. <b>Risposta Terna:</b> si prende atto dell'osservazione.	PdS	3.1.4
2	Nel paragrafo 6.2 – Scambi energetici nel medio e lungo termine – per completezza di informazioni sarebbe opportuno inserire la figura che riporti i flussi di energia nello scenario ST al 2025. <b>Risposta Terna:</b> si prende atto dell'osservazione; l'inserimento del grafico sarà valutato nella prossima edizione del Piano di Sviluppo.	PdS	6.2
3	In figura 146 – Interconnessioni: Capacità di trasporto per gli scambi con l'estero (import/export) – si è riscontrato un disallineamento tra il dato dell'import al 2030 da Svizzera (5,0 GW) e Francia (4,5 GW) e le proiezioni di ENTSO-E del TYNDP 2018 (rispettivamente 6,0 GW e 4,35 GW). <b>Risposta Terna:</b> Nel TYNDP 2018 le proiezioni del trend di evoluzione della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero includono anche il contributo in termini di capacità relativo ai progetti Merchant Line che hanno espresso consenso ad essere valutati nel piano europeo. I valori riportati nella figura 146 a pagina 180 non tengono conto delle capacità legate a progetti Merchant Line, come evidenziato nella nota riportata nella figura stessa.	PdS	6.3
4	In riferimento al trend della domanda di energia elettrica nei vari scenari (Figura 84 a pagina 98 del PdS), si nota che la domanda di energia al 2030 nello scenario SEN è indicata in 334 TWh. Tuttavia, da un confronto con la SEN 2017, si evince che tale valore è rappresentativo del consumo interno lordo (CIL), cioè comprensivo del consumo dei servizi ausiliari e perdite di pompaggio. La domanda di energia pertanto dovrebbe essere necessariamente inferiore. <b>Risposta Terna:</b> Si conferma che il dato corretto della domanda lorda nello scenario SEN2017 è pari a 324 TWh come riportato nella figura 89 del paragrafo 4.1.	PdS	3.3.2

<sup>2</sup> Specificare il documento a cui si riferisce ciascuna osservazione e, ove applicabile, il relativo paragrafo (o altro riferimento)

## ANIE ENERGIA E ANIE RINNOVABILI

### Commenti editoriali:

- alcuni grafici contenuti nel pdf hanno una qualità di definizione da migliorare (es grafici a torta a pag 65 del PdS).  
**Risposta Terna:** si prende atto dell'osservazione e nel prossimo PdS si valuterà se cambiare colori ai grafici e/o risoluzione ai numeri per renderli più leggibili.
- si propone di spostare l'indice dei contenuti all'inizio del documento.  
**Risposta Terna:** In merito alla leggibilità del dato si precisa che immediatamente a valle del seminario del 2 Luglio si è proceduto alla pubblicazione di una nuova versione del Piano di Sviluppo aggiornata solo in termini di risoluzione delle immagini.

### Quesiti sul Piano di Sviluppo 2018:

- Pag 19: si cita l'elettrificazione delle banchine, attività in carico al soggetto concessionario dell'area portuale o al concessionario della rete elettrica locale se la rete portuale è stata trasferita. Si chiedono chiarimenti su questo punto: vi sono attività di sviluppo rete di Terna direttamente legate all'elettrificazione delle banchine o si tratta di un'esigenza indiretta di utenza di rete?  
**Risposta Terna:** L'elettrificazione dei consumi risulta uno dei fattori abilitanti alla transizione energetica, che vede nella sostenibilità ambientale un driver imprescindibile; il tema è oggetto di studi ed approfondimenti sulla base di richieste di soggetti proponenti.
- Pag 19 ultimo capoverso: si chiedono chiarimenti sulle citate necessità di integrazione del concetto di target capacity e su come questo aspetto viene considerato all'interno del processo di pianificazione.  
**Risposta Terna:** In data 29 Maggio 2018 è stata svolta una consultazione del documento metodologico per il calcolo delle Target Capacity ed entro ottobre 2018 Terna trasmetterà per approvazione all'ARERA il rapporto di identificazione delle capacità obiettivo per sezioni di rete significative. Le risultanze di questo processo saranno considerate nella stesura dei prossimi Piani di Sviluppo.
- Pag 23 - Paragrafo 1.4.3.2: si riporta una descrizione qualitativa degli interventi per la resilienza. Si richiede di riportare direttamente gli elementi quantitativi o l'indicazione della sezione nella quale tali elementi sono indicati.  
**Risposta Terna:** Gli eventi climatici estremi registrati negli ultimi anni hanno posto all'attenzione il tema della Resilienza. Tutti gli interventi del Piano di Sviluppo classificati sulla base del contributo che apportano in termini di incremento della resilienza, sono stati identificati nelle rispettive schede intervento.
- Pag 34 - Paragrafo 1.7.1: si richiede di inserire nella tabella la sintesi dello stato attuale delle acquisizioni.

**Risposta Terna:** L'art. 2 del decreto MAP 23 dicembre 2002 prevede che il Gestore inserisca eventuali future proposte di acquisizione di elementi di rete nel PdS: le procedure di ampliamento del perimetro della Rete di Trasmissione Nazionale sono decretate dal Ministro dello Sviluppo Economico, sentita l'Autorità, ed in quanto tali sono atti pubblici; tale richiesta sarà comunque valutata nell'ambito dell'elaborazione della prossima edizione del Piano di Sviluppo.

- Pag 42 e seguenti - Paragrafo 1.9.1: si osserva come per i progetti Migrate e Osmose siano nominati esplicitamente tutti i partner dei progetti mentre per il progetto Smartnet si fa riferimento a "due produttori di tecnologia smart grid". Si richiede di uniformare i criteri di informazione. Inoltre, circa i progetti innovativi di cui al punto 191 si segnala che il progetto Smartnet si concluderà nel 2018 e sono già disponibili molti risultati, che possono essere sintetizzati.

**Risposta Terna:** possibile aggiornamento da considerare per il prossimo PdS. I risultati sono disponibili sul sito [www.SmartNet-Projecte.eu](http://www.SmartNet-Projecte.eu), riferimento già presente nel PdS 2018. Al completamento dello studio previsto nel corso del 2018, saranno riportati i risultati più significativi del progetto.

- Pag 65: dalla descrizione non emerge il dato di fondo Come infatti si evidenzia che "nel corso degli anni 2009 – 2012, infatti, si è assistito ad una progressiva riduzione della MPE", si dovrebbe evidenziare che dal 2014 al 2017 la MPE si è raddoppiata, pur avendo Terna messo in campo gli interventi evidenziati nella seconda colonna di pag 65 (in cui mancano i tre storage energy intensive) e pur essendo diminuita la produzione eolica nel 2017 rispetto al 2016. Si richiede di trasformare i grafici a torta in istogrammi annuali e di fornire precisazioni in merito alla componente "lavori/altro". Si richiede inoltre di motivare l'incremento della MPE e di fornire dettagli sugli interventi pianificati per contrastare questa tendenza. Si richiede di indicare i volumi di MPE per dorsale 150 kV e per sezione se la congestione è su rete primaria Inoltre si evidenzia che l'ultimo istogramma del primo grafico è più basso del penultimo pur essendo il valore più elevato: si richiede una rettifica.

**Risposta Terna:** Nel corso degli anni, Terna ha messo in atto tutte le misure necessarie a contenere la mancata produzione eolica, mediante interventi di sviluppo e/o interventi di innovazione tecnologica quale, ad esempio il Dynamic Rating. Si prende atto della richiesta di approfondimenti per le successive edizioni del Piano di Sviluppo.

- Pag 66 - Paragrafo 2.7: si chiede che le informazioni su sezioni critiche siano rese con maggior dettaglio (ad esempio elenco linee di ciascuna sezione, limiti in entrambe le direzioni ed elementi limitanti e confronto con la configurazione zonale attuale, in termini di sezione già presente o meno, etc...)

**Risposta Terna:** Le sezioni critiche riportate rappresentano porzioni di rete caratterizzate da problematiche in termini di sicurezza di esercizio e/o per le quali si possano prevedere in futuro rischi di sovraccarico o violazione dei limiti di funzionamento in sicurezza dei singoli elementi di rete: tali informazioni sono riscontrabili nella descrizione delle schede intervento. Si prende atto della richiesta di approfondimento, sarà valutata nella prossima edizione del Piano di Sviluppo la migliore modalità di rappresentare l'informazione senza limitare la fruibilità del documento stesso.

- Pag 66 e seguenti - Paragrafo 2.8: sarebbe utile una tabella riassuntiva dove, per ciascuna area si elenchino le criticità classificandole per nuove/esistenti e indicando per le esistenti il trend (miglioramento/peggioramento/stabile) e le relative motivazioni.

**Risposta Terna:** si rimanda alla precedente risposta.

- Pag 74 e seguenti - Paragrafo 2.9.2: la figura 62 evidenzia come la rendita di congestione sia quasi raddoppiata nel periodo 2015 – 2017 e che la sezione Rossano – Sicilia si sia mantenuta la più frequentemente congestionata nel triennio 2015 – 2017 (figura 63) e la più importante come contributo alla rendita di congestione nel 2017 (figura 62). Maggiori chiarimenti sarebbero opportuni, soprattutto considerando che la sezione ha beneficiato dell'entrata in servizio del nuovo collegamento Sorgente Rizziconi.

**Risposta Terna:** La rendita da congestione non è il solo indicatore da tener presente per verificare l'efficienza della rete.

L'entrata in servizio del nuovo collegamento Sicilia - Continente ha consentito di ridurre del 45% le ore di congestione (da 7193 h nel 2014 a 3992 h nel 2017) sulla sezione Rossano-Sicilia e del 25% il prezzo zonale (da 80,9€/MWh del 2014 a 60,8 €/MWh) in Sicilia.. Su questi aspetti sono meno indicativi i dati degli anni 2015 e 2016, in quanto:

- i) nel 2015 e nei primi 6 mesi del 2016, gli impianti nella regione Sicilia sono stati imposti come risorse essenziali per il sistema elettrico (delibera 639/2014/R/EEL di fine dicembre 2014);
- ii) negli ultimi 6 mesi del 2016, il collegamento Sicilia-Continente ha subito un esercizio preliminare e parziale.

Mentre i dati 2014/2017 sono confrontabili in quanto:

- i) il valore del PUN è sostanzialmente allineato (52,1 €/MWh nel 2014 e 54,0 €/MWh nel 2017);
- ii) nell'anno 2014 (senza nuovo collegamento) non trova applicazione la delibera che impone risorse essenziali per il sistema elettrico;
- iii) nell'anno 2017 il collegamento Sicilia-Continente è stato operato in esercizio pieno e sicuro.

Pertanto, dall'analisi dei dati 2014/2017 emerge che il costo totale lato consumatore zona Sicilia (Fabbisogno MPG Sicilia \* Prezzo zonale Sicilia) è stato nel 2014 di 1,53 Mld€ e nel 2017 di 1,08 Mld€.

Pertanto, il beneficio sul sistema Italia e sul Prezzo Unico Nazionale è stimabile in 450 Mln€, ben maggiore del dato di incremento rendite da congestione sulla sezione Rossano-Sicilia (da 42 M€ nel 2014 a 89 M€ nel 2017).

- Pag 76 - Figura 65: si richiede di indicare anche il valore percentuale del volume totale avviamenti rispetto al totale movimentato a salire in MSD ex-ante Inoltre, si chiede di inserire i rispettivi dati a scendere. Si richiedono poi spiegazioni aggiuntive rispetto ai sintetici commenti della seconda colonna di pagina 77 Medesima richiesta viene avanzata per i commenti delle figure 66 e 67 Si richiede che la suddivisione per servizi sia estesa ai volumi energetici e finanziari MSD ex-ante (come riportato per gli avviamenti) e che si aggiungano analoghe informazioni sull'MB.

**Risposta Terna:** Con riferimento alla figura 65 ed alla relativa percentuale, seppur non esplicitato, il dato del volume degli avviamenti rispetto al totale MSD-ex ante è facilmente deducibile confrontando la figura 65 ed il secondo grafico della figura 67.

Con riferimento ai dati a scendere, gli stessi sono meno significativi nell'MSD ex-ante in quanto le esigenze di movimentazioni a scendere sono tipiche del Mercato di Bilanciamento.

I dati dei volumi avviamenti per servizi (figura 66) sono stati inseriti nel PdS 2018 a fronte dei commenti ricevuti in sede di consultazione del PdS 2017.

Si intende precisare che la figura 66 ed i relativi dati non sono direttamente esplicativi in quanto l'avviamento di una UP consente di rispondere ad una moltitudine di servizi rete. Le differenze tra gli anni possono quindi non essere riconducibili al mutamento dell'esigenza dei servizi piuttosto all'aver clusterizzato l'avviamento di una UP in base al servizio principale; sarà valutata una migliore modalità di presentazione della figura 66 nelle prossime edizioni del Piano di Sviluppo.

I commenti alla figura 67 sono riportati alle pagine 78/79; la sintesi tra il primo ed il secondo grafico della figura 67 è riportata nel terzo grafico della stessa figura, che riporta la media nazionale e le zone con maggiore onere di movimentazione.

- Pag 79 - Paragrafo 2.10: si richiede che siano indicate e motivate eventuali differenze rispetto all'anno precedente per quanto riguarda la composizione degli impianti essenziali di figura 68 (escluse le reti non interconnesse).

**Risposta Terna:** Le informazioni richieste sono di carattere pubblico (allegato A.27 del Codice di Rete). Si valuterà nella prossima edizione del Piano l'opportunità di esplicitarle nel Piano di Sviluppo, tenuto conto della necessità di non appesantire il documento laddove i contenuti siano già pubblici.

- Pag 82 e seguenti - Paragrafo 3.1: si propone di presentare in maniera più sintetica ciascuno scenario.

**Risposta Terna:** gli scenari ST, DG e SEN sono alla base di tutte le analisi di Piano nonché delle analisi costi benefici e si è ritenuto quindi opportuno dettagliarli in ragione della strategicità del tema e della necessità di disporre di un documento fruibile.

- Pag 99: lo scenario SEN sembrerebbe orientare lo sviluppo della RTN in maniera differente rispetto agli scenari ST e DG (ad esempio con riferimento alle interconnessioni). Si richiedono maggiori dettagli sull'inclusione della SEN negli scenari dei Piani di Sviluppo della RTN Inoltre la figura 87 non riporta l'unità di grandezza.

**Risposta Terna:** Come esplicitato nel testo, lo scenario SEN è l'unico nel quale i dati di import sono imposti e non sono il risultato di una simulazione su modello di rete pan-europeo. Inoltre, tenuto conto che la SEN2017 rappresenta ad oggi l'unico importante riferimento di indirizzo di programmazione nazionale è stato ritenuto opportuno l'inserimento di tale scenario nel Piano di Sviluppo. L'unità di misura del grafico 87 è *energia*

- Pag 102 - Figura 89: si segnala che il fabbisogno dello scenario SEN è indicato in 324 TWh, mentre nella figura 84 di pag 98 è indicato in 334 TWh.

**Risposta Terna:** il valore corretto è 324TWh come riportato nella figura 89.

- Pag 103 - Figura 90: si richiedere di aggiungere le rendite di congestione.  
**Risposta Terna:** Si ritiene condivisibile il commento nella misura in cui si richiede che siano esplicitati gli scambi, i differenziali prezzo e le ore di congestione (similmente a quanto riportato nel paragrafo dei risultati attesi) quali rappresentazione della necessità di sviluppo della rete nei vari scenari.
- Pag 107 - Figura 95: si segnala che la stessa non ha richiami nel testo.  
**Risposta Terna:** Si prende atto del commento.
- Pag 119 e seguenti: si chiede di motivare la necessità di almeno 5 GW di pompaggio indicata al paragrafo 4.3.2, legandola ad esempio con i benefici ottenibili sull'overgeneration di circa 15 TWh indicata per lo scenario SEN. Si segnala poi che è stata considerata solo l'opzione dell'accumulo idroelettrico concentrato e non quello dello storage distribuito, ad esempio accoppiato a centrali rinnovabili di taglia medio grande.  
**Risposta Terna:** In relazione ai sistemi di accumulo si rappresenta che, in linea con quanto già riportato nella Strategia Energetica Nazionale, il dimensionamento è elaborato tenendo conto dello sviluppo della rete, sia interzonale che di interconnessione con l'estero, di una previsione del contributo di DSR e del volume previsto di impianti a fonti rinnovabili congruente con gli obiettivi di riduzione emissioni a livello nazionale.
- Pag 120: la frase a cavallo della figura 112 non risulta comprensibile.  
**Risposta Terna:** si tratta di un errore di battitura; la frase mira a commentare la figura 113 che identifica le potenzialità nelle varie aree del Paese di realizzazione di nuovi impianti elettrici a pompaggio.
- Pag 122: si segnala che la figura 115, citata nel testo, non compare nel documento.  
**Risposta Terna:** si prende atto dell'osservazione.
- Si richiedono le motivazioni per le quali per l'intervento 436-N (HVDC centro sud / centro nord) non è stato valutato lo scenario SEN.  
**Risposta Terna:** in accordo alla delibera 627/2016/R/eel, Terna deve effettuare Analisi Costi Benefici degli interventi di sviluppo proposti per due anni orizzonte e per due scenari di sviluppo contrastanti. Gli scenari contrastanti corrispondono agli scenari ST e DG definiti in ambito europeo; al momento dell'elaborazione di detti scenari pan-europei, la SEN2017 non costituiva uno scenario conosciuto; pertanto le analisi di sensitivity sullo scenario SEN2017 (scenario di de-carbonizzazione totale) sono state limitate a quegli interventi per i quali Terna ha avuto contezza dei potenziali impatti.