

**Format per la raccolta delle osservazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2020**

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

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.

Osservazioni sul possibile **futuro coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione**, anche alla luce dell'articolo 32 della Direttiva "elettricità" 2019/944.

Edison esprime un generale apprezzamento per le 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 lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione della Rete Elettrica Nazionale. In particolare, si accoglie positivamente l'allungamento del periodo di consultazione, che permette agli operatori di approfondire maggiormente l'analisi dei contenuti del Piano di Sviluppo, la rapida diffusione della presentazione di sintesi e l'organizzazione del webinar di presentazione. Per il futuro si auspica il coinvolgimento nel seminario di presentazione di alcuni esperti, come successo nel 2019, per l'analisi da parte di soggetti terzi di alcuni aspetti e/o dei principali interventi previsti dal PdS. Nell'ottica di una sempre

maggiore trasparenza del processo di consultazione, anche la diffusione da parte di Terna delle risposte ai primi quesiti pervenuti dagli operatori è stata molto apprezzata.

Per quanto riguarda, invece, il possibile futuro coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione, così come previsto ai sensi dell'articolo 32 della Direttiva UE 2019/944, Edison ritiene che la sempre più stretta collaborazione tra il TSO e i diversi DSO sia un fattore essenziale per la realizzazione della transizione energetica. Il pieno utilizzo del potenziale delle risorse FER e del sempre maggior numero di *Prosumer* e veicoli elettrici che popoleranno il sistema elettrico italiano, passa per il graduale coinvolgimento dei DSO nelle attività legate al dispacciamento elettrico: in particolare per quanto riguarda l'osservabilità delle risorse connesse alla rete di distribuzione e l'intermediazione nel processo di approvvigionamento dei servizi ancillari da parte di queste risorse. In quest'ottica Edison crede che Terna dovrebbe rafforzare le iniziative di collaborazione con i DSO, ad oggi oggetto solamente di alcuni studi sperimentali e progetti pilota come riportato nel PdS, garantendo il coinvolgimento di tutti gli stakeholders interessati. Come primo passo, si potrebbe quindi riservare nei futuri Piani di Sviluppo una sezione dedicata a descrivere le attività messe in campo in questo senso dal TSO così da poter dare evidenza agli operatori in maniera più sistematica e dettagliata dei progressi e delle criticità che caratterizzano il processo di coinvolgimento dei DSO. Congiuntamente si richiede ai DSO di dare evidenza delle azioni intraprese e di coinvolgere gli operatori nel processo di pianificazione della rete.

Sempre con riferimento al coordinamento con i PdS della rete di distribuzione e alla pianificazione del prossimo PdS, Edison ritiene importante che gli impianti di cabina primaria abbiano un'alimentazione in AT multipla in grado di soddisfare il criterio N-1, in modo da ridurre il più possibile il rischio di disalimentazione.

Spunto S2. Osservazioni sul documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici al Piano di sviluppo.

Non si hanno particolari commenti.

Spunto S3. Osservazioni sul capitolo 2 “lo stato del sistema elettrico” del Piano di sviluppo (pagine 74-173) e in particolare sulle criticità e sull'analisi dello stato della rete (sezioni 2.7 e 2.8) e sull'analisi del mercato elettrico (sezione 2.10).

Edison intende esprimere la propria preoccupazione per quanto riguarda il costante incremento del fenomeno della Mancata Produzione Eolica dal 2015 ad oggi come evidenziato dalla Figura 38 del Piano di Sviluppo 2020: l'aumento dei volumi di MPE infatti non può essere completamente imputabile al complessivo aumento dei volumi di energia prodotta da fonte eolica. Per mettere in luce tale fenomeno si suggerisce di aggiungere alla relazione l'andamento storico della percentuale di energia eolica limitata sul totale dell'energia eolica prodotta, possibilmente per zona. Come riportato anche dalla stessa Terna nella medesima sezione dedicata 2.4.3.1, il fenomeno dell'overgeneration, per lo più legato alla produzione da fonte eolica, è fortemente localizzato in alcune aree del Sud e delle isole, tra cui la zona compresa tra Campania e Puglia. Edison è consapevole delle criticità storiche legate ai vincoli di rete strutturali che limitano la produzione eolica, d'altra parte non sembra però che gli interventi messi in atto da Terna stiano invertendo il trend di crescita della MPE messa in evidenza nel PdS nelle zone Sud e Centro Sud. In particolare, in questi ultimi mesi le limitazioni alla produzione di alcuni impianti in capo alla scrivente hanno raggiunto in certi casi valori fino al 40% della produzione totale, circostanza sicuramente imputabile alla natura eccezionale della gestione del dispacciamento durante l'emergenza sanitaria COVID-19, ma che è comunque sintomo di criticità che persistono e che non sembrano trovare una soluzione sufficientemente rapida. D'altra parte, le condizioni di mercato che si sono verificate durante l'emergenza COVID-19 possono essere prese come campione rappresentativo dello scenario 2030 nel momento in cui si dovessero realizzare gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili del PNIEC, pertanto la gestione della situazione da parte di Terna desta una certa preoccupazione anche in prospettiva.

La scrivente società ha registrato, in media, considerando il primo semestre dell'anno, che la percentuale di energia persa sul totale prodotto dagli impianti eolici, per effetto delle limitazioni, è aumentata in modo importante dal 4-5% del periodo 2016-2019 a quasi il 10% nel 2020.

Edison richiede, quindi, a Terna di mettere in atto tutte le azioni necessarie per ridurre la MPE rispetto ai valori registrati negli ultimi anni, auspicabilmente prima del 2024 e 2028, ossia gli anni di entrata in esercizio rispettivamente degli elettrodotti Gissi – Larino - Foggia e Montecorvino - Avellino N. – Benevento che dovrebbero contribuire a rinforzare la rete nell'area sopracitata. Si attende che l'entrata in esercizio della linea Bisaccia - Deliceto possa migliorare la difficile situazione locale del Beneventano, ma si auspica che lo sviluppo delle reti sulle dorsali adriatica e tirrenica e la realizzazione di accumuli in area sud possano risolvere definitivamente il problema del trasferimento dell'energia dalle aree di maggior produzione eolica a quelle di maggior carico del Centro Nord.

Spunto S4. Osservazioni sul **documento di descrizione degli scenari** predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas che accompagna il Piano di sviluppo, sugli scenari “Business as Usual BAU”, “Decentralized DEC” e “PNIEC” applicati nel Piano 2020 e sulla disponibilità e fruibilità dei relativi dati.

Osservazioni sul **capitolo 3 “scenari”** (pagine 174-203) e sul **capitolo 6.2 “scambi energetici nel medio e lungo termine”** (pagine 305-309) del Piano di sviluppo.

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 PNIEC. I diversi scenari utilizzati permettono di coprire una parte consistente delle possibili future evoluzioni che caratterizzeranno il settore energetico a livello nazionale ed europeo.

Inoltre, si accoglie positivamente la predisposizione in forma coordinata tra Terna e SNAM degli scenari di sviluppo comuni in ottica di un maggiore coordinamento tra lo sviluppo della rete di trasmissione elettrica e quella di trasporto del gas. Come suggerito successivamente allo spunto S11 relativamente al nuovo collegamento HVDC continente - Sicilia – Sardegna, la collaborazione tra i due TSO potrebbe essere sfruttata anche per fornire maggiori dettagli nelle analisi in cui l'evoluzione del mix e delle infrastrutture legate ai due vettori energetici (elettrico e termico) abbiano delle interdipendenze, come appunto per il collegamento HVDC continente - Sicilia – Sardegna e i diversi scenari di metanizzazione della Sardegna.

Spunto S5. Osservazioni sul **capitolo 4 “necessità di sviluppo”** del Piano di sviluppo (pagine 204-251).

Edison ritiene che gli interventi di rete previsti da Terna siano complessivamente condivisibili, e si apprezza il fatto che l'esito dell'analisi sui margini di adeguatezza nei vari scenari considerati prevedano risultati che rientrano sostanzialmente nei target definiti per le zone di mercato italiane. Come emerso dalle precedenti analisi effettuate sia a livello nazionale che a livello europeo, il risultato è imputabile all'effetto del Capacity Market che garantirà la presenza di sufficiente capacità di generazione per rispettare i margini di adeguatezza; si conferma quindi nuovamente l'importanza che ricopre l'attivazione di questa misura per il sistema elettrico italiano. Edison si augura perciò che anche lo studio europeo sull'adeguatezza possa suffragare tali risultati, anche in esito all'implementazione della nuova metodologia per la valutazione dell'adeguatezza delle risorse armonizzata a livello europeo ai sensi del regolamento UE 2019/943.

D'altra parte, si ritiene che Terna possa, con alcuni interventi, sostituirsi agli operatori non regolati nell'erogazione di importanti servizi di rete. 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 attualmente è richiesta agli impianti di generazione con il servizio di regolazione secondaria di tensione 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 (esistenti o da sviluppare) servizi di rete, come appunto la regolazione di tensione. Solo nel caso in cui le relative problematiche di rete dovessero persistere e le procedure di mercato non dovessero fornire risorse adeguate alla risoluzione delle criticità, Terna potrebbe quindi successivamente intervenire con misure più specifiche e puntuali.

In aggiunta, si sottolinea che la direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, recentemente adottata, prevede all'articolo 40 che i gestori di rete acquisiscano i servizi ancillari secondo “ a) procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato; b) partecipazione di tutte le imprese elettriche qualificate e di tutti i partecipanti al mercato, inclusi i partecipanti al mercato che offrono energia da fonti rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della domanda, i gestori di impianti di stoccaggio dell'energia e i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione.”. Queste disposizioni si applicano anche alla fornitura di servizi ancillari non relativi alla frequenza a meno che il regolatore nazionale non valuti che la fornitura a mercato di questi servizi non sia economicamente efficiente e abbia quindi concesso una deroga. In attesa del recepimento di queste disposizioni che dovrà avvenire entro il 31 dicembre 2020, si ritiene fondamentale, come sottolineato nel paragrafo precedente, che Terna, congiuntamente ad ARERA, pubblichi uno studio dettagliato sulla possibilità di fornitura di servizi di regolazione di tensione nelle aree interessate da parte di operatori non regolati con asset esistenti o di nuova costruzione ed organizzi una procedura di gara aperta, il cui esito negativo può giustificare lo sviluppo di risorse proprie da parte di Terna per la fornitura di questi servizi.

Inoltre, visto il riferimento fatto da Terna in occasione del webinar, riteniamo utile una migliore integrazione del PdS con il Piano di Difesa ed una maggiore trasparenza sui contenuti di quest'ultimo, che dovrebbero essere resi noti ad ARERA, e anche agli operatori per gli aspetti meno sensibili ai fini della sicurezza del sistema. Per esempio, proprio a proposito della fornitura di potenza reattiva, potrebbero essere rese disponibili maggiori

informazioni relative all'installazione ed all'impiego dei compensatori sincroni nella RTN (essendo questi dispositivi inquadrati sotto l'ombrello del Piano di Difesa), in quanto correlati comunque al fabbisogno di risorse di dispacciamento.

Per quanto riguarda lo sviluppo degli impianti di pompaggio idroelettrico, Edison prende atto di quanto dichiarato da Terna durante il webinar e cioè che la definizione del quadro regolatorio per la contrattualizzazione di lungo termine destinata a stimolare gli investimenti in tali impianti è in capo all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico. Edison sottolinea, quindi, la necessità di definire rapidamente il suddetto quadro regolatorio in quanto appare chiara l'importanza dei sistemi di accumulo e, in particolare dei pompaggi, nella realizzazione della transizione energetica e nel raggiungimento degli obiettivi nazionali su energia e clima definiti dal PNIEC. È perciò fondamentale che la definizione del quadro regolatorio avvenga in tempi brevi per poter rispettare le tempistiche previste nel PNIEC.

Nell'ottica invece di sfruttare appieno la potenzialità delle energie rinnovabili del Nord Italia, si ritiene importante risolvere le problematiche (congestioni e fuori servizio che causano perdita di produzione di impianti idroelettrici ad acqua fluente) derivanti da collegamenti in antenna ubicati principalmente in Val Caffaro, in Val Camonica e in Valtellina. Una soluzione potrebbe essere individuata nello sviluppo della magliatura della rete che permetterebbe di limitare le interruzioni della produzione da fonte rinnovabile a beneficio del sistema elettrico nazionale. Inoltre, Edison intende segnalare come, sempre nell'area della Val Camonica, la stazione di Cedegolo (BS) è caratterizzata da ripetute contingenze di rete, riconducibili agli interventi di razionalizzazione effettuati in esito alla cessione della linea precedentemente gestita dalla scrivente. Queste criticità si concentrano soprattutto nei periodi di alta idraulicità e determinano forti limitazioni alla produzione a causa dell'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti. Per ottimizzare quindi l'utilizzo delle numerose centrali idroelettriche presenti nell'area, Edison ritiene indispensabile un intervento di rinforzo a 220 kV dei collegamenti presenti nell'area.

Rimanendo nell'ambito dello sfruttamento delle fonti rinnovabili, pur non rientrando direttamente all'interno del perimetro del Piano di Sviluppo, Edison desidera segnalare numerose criticità rispetto alle soluzioni di connessioni condivise per i nuovi progetti di impianti perlopiù di tipo fotovoltaico ed eolico. Infatti, la scelta di proporre connessioni condivise obbliga gli operatori a realizzare interventi di rete affidandosi a soggetti

che non garantiscono la stessa affidabilità fornita dagli interventi diretti del TSO e rischiano di compromettere il buon esito delle iniziative di sviluppo. Edison ritiene quindi che Terna debba muoversi nell'ottica della realizzazione di un singolo punto di connessione per ogni impianto.

Spunto S6. Osservazioni sui **costi consuntivati e stimati** per il Piano di sviluppo o per specifici interventi (vd. fogli di lavoro A e B della sintesi tabellare del Piano e schede dei singoli interventi nei tre volumi del rapporto di avanzamento).

Non si hanno particolari commenti.

Spunto S7. Osservazioni sul **capitolo 6 “benefici per il sistema”** del Piano di sviluppo, in particolare riguardo l'incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero, la riduzione delle congestioni interzonali, l'incremento dell'adeguatezza del sistema elettrico e la riduzione delle emissioni CO<sub>2</sub> (sezioni da 6.3 a 6.6, pagine 310-317).

Non si hanno particolari commenti.



Spunto S8. Osservazioni sui 27 nuovi interventi proposti nel **capitolo 5 “nuovi sviluppi”** del Piano di sviluppo (pagine 252-301 e foglio di lavoro A della sintesi tabellare del Piano) e in particolare su quelli con maggiore impegno economico:

165-N Razionalizzazione rete 380 kV Brianza

259-N Razionalizzazione rete AT Verona

627-N Elettrodotto 380 kV Caracoli - Ciminna

Osservazioni sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 1.8 del Piano di sviluppo, pagine 61-62).

Non si hanno particolari commenti.

Spunto S9. Osservazioni sul progetto di **collegamento HVDC Centro Sud - Centro Nord**, codice 436 (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 24-28 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l'Autorità nel proprio parere 674/2018/l/eel<sup>1</sup> ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

Non si hanno particolari commenti.

<sup>1</sup> <https://www.arera.it/allegati/docs/18/674-18.pdf>

Spunto S10. Osservazioni sul progetto **Nuova interconnessione Italia-Tunisia**, codice 601 (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 29-33 e sintesi tabellare del Piano).

In linea con quanto riportato nella risposta alla consultazione relativa al PdS 2019, Edison esprime la propria preoccupazione rispetto agli impatti dell'interconnessione Italia-Tunisia sulla gestione del dispacciamento in Sicilia, tenendo conto in particolare dello sviluppo delle FER atteso nel Sud Italia e in Tunisia e che quest'ultimo a lungo termine potrebbe tradursi in import di energia a basso costo. Edison ritiene quindi che l'entrata in esercizio dell'interconnessione dovrebbe essere subordinata alla realizzazione delle altre linee di connessione che dovrebbero se non risolvere, quantomeno attenuare il problema delle congestioni nell'Isola ed alla completa realizzazione del collegamento con il Continente, parte del progetto Tyrrhenian Link. Al contrario il rischio potrebbe essere addirittura quello di aggravare il livello di congestione della rete siciliana e sull'elettrodotto Sorgente – Rizziconi e le dorsali verso il nord Italia.

Spunto S11. Osservazioni sul progetto di **collegamento HVDC continente - Sicilia - Sardegna**, codice 723 (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 39-45 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

Edison esprime il proprio apprezzamento per l'approfondita analisi degli interventi oggetto delle nuove *Schede Premium*, inclusa quella relativa al collegamento HVDC continente - Sicilia – Sardegna. Si ritiene infatti che Terna debba riservare particolare attenzione e trasparenza nella diffusione degli esiti delle analisi relative ad interventi di maggiore entità. In particolare, per il cosiddetto *Tyrrhenian Link*, il volume dell'investimento e il ruolo chiave che l'infrastruttura ricoprirà nella realizzazione sia degli obiettivi nazionali di produzione da fonte rinnovabile, sia del processo di decarbonizzazione della Sardegna (phase-out degli impianti a carbone), impongono grande attenzione e accuratezza dell'analisi costi-benefici. Proprio rispetto all'ACB Edison richiede che lo studio di RSE su cui si basa l'analisi del Piano venga pubblicata al più presto per permettere agli operatori di approfondire le proprie valutazioni sul progetto. Sembrerebbe infatti evidente come le diverse evoluzioni condizionino i risultati dell'ACB

e quindi dettagli maggiori a riguardo risultano fondamentali per una più ampia comprensione dell'analisi. In questo senso riteniamo che la sempre più stretta collaborazione con SNAM possa risultare particolarmente preziosa per fornire tutti i particolari inerenti alle possibili evoluzioni che coinvolgeranno la Sardegna (ad esempio per quanto riguarda le diverse opzioni di metanizzazione dell'isola).

Spunto S12. Osservazioni sul progetto di realizzazione del **secondo polo dell'interconnessione HVDC Italia - Montenegro**, codice 401, (rapporto di avanzamento, volume "avanzamento Centro-Sud", pagine 47-48), che l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha posto "in valutazione", cioè senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale.

Non si hanno particolari commenti.

Spunto S13. Osservazioni sui tre volumi "**Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti**" del Piano di sviluppo, in particolare riguardo la tracciabilità delle date previste di completamento delle opere e dei motivi di eventuali ritardi o posticipazioni volontarie di alcune opere.

Osservazioni sulla qualità e completezza delle **informazioni disponibili nelle schede intervento e nella sintesi tabellare** che accompagna il Piano di sviluppo.

Si richiede di prevedere l'inserimento dell'acquisizione da parte di Terna della dorsale a 132kV Cesano-Novara-Garlasco e della stazione elettrica di Novara Est, nella disponibilità della scrivente, la quale non risulta essere nella lista delle possibili acquisizioni del Piano di Sviluppo 2020.

Spunto S14. Osservazioni riguardanti i progetti **c.d. merchant lines** (sezione 4.2.3.2.2.3 del Piano di sviluppo, pagine 235-236) e le relative informazioni messe a disposizione ai fini della consultazione.

Non si hanno particolari commenti.

**Eventuali ulteriori osservazioni**

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

---

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