

## Controdeduzioni Terna ai quesiti sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2020 pervenuti ad ARERA

### 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.

### MODALITÀ DI PREDISPOSIZIONE E CONSULTAZIONE DEL PIANO

#### Energia Libera/Edison/AIGET

È espresso un generale apprezzamento per le modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo (PdS), 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. 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, e 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 sarà un elemento certamente apprezzabile. 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.

#### Enel produzione

Come osservato nelle precedenti occasioni, si esprime apprezzamento verso le modalità di consultazione e si conferma la preferenza per una

predisposizione su base biennale del Piano, opportunamente integrata da un report annuale sullo stato di avanzamento dei principali progetti in fase di valutazione/realizzazione e sull'aggiornamento delle relative analisi benefici-costi, in funzione dell'evoluzione del contesto regolatorio (e.g. introduzione del capacity market, riforma MSD, etc.) e strutturale del sistema.

### **Enel S.p.A.**

In generale, apprezziamo l'impegno di Terna finalizzato al costante miglioramento della quantità e qualità di informazioni e valutazioni presentate nel Piano. Come meglio evidenziato nei successivi spunti di consultazione, riteniamo comunque che alcuni aspetti complessivi possano essere maggiormente analizzati: ad esempio andrebbe simulata la presenza o meno del percorso autorizzativo "accelerato" (c.d. fast track) prevista per determinate opere la cui utilità dipende dalle tempistiche stesse di realizzazione, dovendo essere coordinate con l'evoluzione del sistema elettrico in ottica di transizione energetica.

Un altro esempio della necessità di maggiore analisi è la realizzazione dei circa 4,5GVAr di compensatori sincroni, per i quali si rimanda allo spunto S3.

### **Regione Sardegna**

In merito alle modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo Terna, si ritiene necessario un coinvolgimento diretto nella fase di pianificazione delle Regioni interessate alle opere e chiamate a rilasciare l'intesa di cui alla Legge 23 agosto 2004, n. 239, soprattutto per le opere di maggiore rilevanza come il collegamento HVDC continente - Sicilia – Sardegna di cui si riferisce più avanti. Allo stato, si rileva come tale coinvolgimento non sia stato attivato anche in opere per le quali si è dichiarata conclusa la Fase 2 di concertazione e progettazione definitiva. Si ritiene in merito che sia auspicabile l'implementazione di una procedura di "pianificazione partecipata" dal basso; a riguardo potrebbe cogliersi l'opportunità del recepimento della direttiva 944/2019 per la codifica di una norma in tal senso.

In merito alle modalità di consultazione da parte dell'Autorità si ritiene utile, in coerenza con quanto espresso sopra, che vengano istituiti dei tavoli tecnici bilaterali con le regioni interessate alle opere di maggiore impatto sui sistemi regionali e più in generale sul sistema nazionale.

### **ANIE**

Circa le modalità di predisposizione, si ritiene che, in linea generale, la disponibilità di informazioni qualitative e quantitative fornite dalla documentazione che compone il PdS sia ampiamente sufficiente e che sia ora necessario privilegiare la sintesi e la focalizzazione, almeno finché la consultazione si manterrà annuale, rispetto alla cadenza biennale, suggerita da Arera, tra l'altro, nella recente Memoria 175/2020. Più precisamente:

- la sintesi va perseguita attraverso l'approccio "incrementale": vanno cioè riportati solamente gli aspetti di novità normativa e regolatoria che impattano sulla pianificazione della RTN, le nuove esigenze di sistema o la variazione delle esistenti, gli elementi procedurali e/o tecnici alla base delle variazioni di tempo e/o budget dei singoli interventi e così via

- un secondo elemento funzionale alla sintesi è la focalizzazione sullo sviluppo dell'infrastruttura: considerazioni sull'evoluzione del mercato elettrico e del sistema in generale, pur interessanti e legittime, devono essere ridimensionate e ricondotte all'obiettivo del PdS e al ruolo di Terna. Di conseguenza l'executive summary può essere opportunamente modulato come descritto in precedenza (anche rivedendo alcuni messaggi sintetici non corretti che riguardano la riduzione delle risorse di regolazione di tensione e l'aumento delle congestioni per diffusione FER), mentre il capitolo 1 può essere sintetizzato drasticamente.

## **Riscontro Terna**

Si ringraziano gli Operatori per i suggerimenti e per l'apprezzamento. Il livello di dettaglio raggiunto nel PdS 2020 risponde alle segnalazioni di diversi stakeholders pervenute a Terna nel corso degli ultimi anni, in sede di consultazione ma anche su richiesta di ARERA. Terna, in un'ottica di miglioramento continuo del PdS, terrà conto dei suggerimenti derivanti dagli Operatori del settore oltre che della necessità di rappresentare in maniera chiara ed esaustiva le complesse dinamiche che interessano il sistema elettrico nazionale soprattutto in esito alla transizione energetica in corso.

## **COORDINAMENTO CON I PIANI DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE**

### **Energia Libera, Edison e AIGET**

Per quanto riguarda invece il possibile futuro coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione, così come previsto dall'articolo 32 della Direttiva EU 2019/944, si 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, si ritiene opportuno che Terna rafforzi 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 PdS 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, si 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.

## **Elettricità Futura**

Per quanto riguarda il coordinamento futuro con i PdS della rete di distribuzione, auspichiamo che Terna, in concerto con ARERA e Snam, intensifichi la propria collaborazione con gli operatori della distribuzione per definire le azioni e gli step necessari per la transizione e l'evoluzione del ruolo dei DSO nel futuro sistema elettrico. Riteniamo quindi utile che nel prossimo PdS sia dedicata una sezione ad hoc a questo tema, in cui illustrare le iniziative ipotizzate alla luce dell'evoluzione della regolazione europea in materia.

Sempre con riferimento al coordinamento con i PdS della rete di distribuzione e alla pianificazione del prossimo PdS Terna, riteniamo inoltre 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.

## **Enel S.p.A.**

Inoltre, come principio generale si ritiene che un maggiore coordinamento, anche a medio-lungo termine, tra i piani di sviluppo delle reti di distribuzione e trasmissione sia sicuramente auspicabile.

Ovviamente, date le diverse peculiarità dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione rispetto a quello di trasmissione, tale coordinamento dovrebbe riguardare gli interventi delle imprese di distribuzione che comportano un impatto sulla rete di trasmissione e gli interventi sulla rete di trasmissione nazionale che potrebbero agevolare o supportare lo sviluppo delle reti di distribuzione.

In merito al coordinamento con altri piani di sviluppo o documenti relativi allo sviluppo della rete elettrica, sarebbe opportuno rappresentare 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. La mancanza di queste informazioni rappresenta infatti un gap conoscitivo rilevante per la pianificazione da parte degli operatori delle proprie attività.

## **Regione Sardegna**

Il merito al coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione si ritiene doveroso perseguire sempre più tale opzione attesa la sempre maggiore partecipazione di tutte le risorse della distribuzione (produzione, carico e accumulo) nell'equilibrio generale del sistema anche in considerazione delle nuove configurazioni che si svilupperanno sempre più in futuro in seguito al recepimento delle direttive del Clean Energy Package (prosumers, clienti attivi, comunità energetiche di cittadini, autoconsumatori e comunità di energia rinnovabile, SDC). A riguardo si ritiene che il processo di gestione e coordinamento del sistema debba però essere improntato non già a una logica top-down nel quale il TSO governa risorse distribuite per la gestione della RTN, ma ad una logica bottom-up nella quale le risorse distribuite nel territorio (produzione, carico e accumulo) siano chiamate sempre di più al servizio delle esigenze locali, all'interno di reti intelligenti locali nel quale ricercare localmente forme di

equilibrio domanda-offerta, in cui massimizzare l'autoconsumo da fonte rinnovabile, con forme di gestione semi autonoma anche con il fine di alleggerire il carico sulla RTN. In merito appare necessaria una riflessione sul riassetto del mercato elettrico.

### **Riscontro Terna**

Terna conferma di avere diversi tavoli di coordinamento aperti, volti ad inserire in Piano di Sviluppo interventi mirati all'incremento dell'affidabilità di alimentazione delle Cabine Primarie in modo da ridurre il più possibile il rischio di disalimentazione.

Sempre con riferimento al coordinamento con i PdS della rete di distribuzione e alla pianificazione del prossimo PdS Terna, riteniamo inoltre 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.

Terna ha previsto nel proprio Piano di Sviluppo, numerosi interventi atti ad assicurare un'alimentazione multipla delle Cabine Primarie delle aree metropolitane come ad esempio nel caso di Roma, Napoli, Torino, Bari, Palermo, Genova e Firenze, nonché delle aree maggiormente esposte al rischio di disalimentazione.

A tal proposito si precisa che di norma nelle analisi di rete non vengono simulati eventi n-k, salvo i casi in cui emerga una rilevante probabilità di accadimento del guasto (come per le aree metropolitane con elevato ricorso a soluzioni di cavi interrati).

Infine, si conferma che nel Piano di Sviluppo vengono anche rappresentati i principali interventi del Piano di Sicurezza, finalizzati alla gestione della regolazione della tensione ed alla rimozione dei vincoli di rete, così come rappresentati nel capitolo 4.2 del Piano di Sviluppo e nella sintesi tabellare (sheet "Altri interventi").

### **CADENZA BIENNALE DEL PIANO DI SVILUPPO**

#### **Elettricità Futura**

Come espresso anche nella nostra risposta alla consultazione sul PdS precedente e suggerito dalla stessa Arera, riteniamo preferibile che i futuri Piani decennali di Sviluppo della RTN vengano predisposti con una cadenza biennale, pubblicando invece annualmente un documento sullo stato di avanzamento del Piano.

Così facendo, la pubblicazione dei PdS sarebbe sincronizzata con l'aggiornamento del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima e i TYNDP di ENTSO-E ed ENTSO-G.

### **Riscontro Terna**

Il Decreto semplificazioni pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 16 luglio 2020 prevede che il Piano di Sviluppo venga predisposto concadenza biennale.

## Spunto S2.

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

### Enel SPA

Si ritiene che l'analisi costi/benefici 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 delle ipotesi e una più dettagliata quantificazione delle variabili utilizzate per la stima dei benefici. Per esempio sarebbe necessario disporre di una maggiore quantità di informazioni sulle ipotesi di ogni scenario (relativamente a ripartizione zonale delle rinnovabili, assunzioni sul phase-out termoelettrico con dettaglio zonale, ripartizione dell'import sulle varie frontiere, rendimento medio del parco termoelettrico, ecc.) e dei risultati parziali che permettono la stima dei benefici (produzione per fonte, riduzione quantità movimentate in MSD e relativi costi evitati, etc.) per ciascuno scenario e anno orizzonte. Inoltre, non è chiaro come siano valorizzati i benefici nell'intervallo tra il secondo anno studio e la fine vita utile dell'impianto.

### Riscontro Terna

Si ringrazia per le osservazioni e per i suggerimenti. Tuttavia, si osserva che il processo di ACB e la classificazione dei benefici è sempre in continua evoluzione.

Maggiori dettagli relativi agli scenari nei diversi anni orizzonte sono presenti nel Documento di Descrizione degli Scenari 2019 pubblicato sul sito istituzionale Terna.

Ulteriori dettagli sulla generazione utilizzati nei diversi scenari del PdS, suddivisi per tecnologia e per zona di mercato, sono consultabili sul sito Terna, sezione Scenario generazione (<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete>).

Allo stesso modo la ripartizione zonale della domanda elettrica e il profilo implementato nelle analisi sono disponibili sul sito Terna, sezione Scenario domanda (<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete>).

## 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).

## **MANCATA PRODUZIONE EOLICA**

### **Elettricità Futura**

Esprimiamo il nostro apprezzamento per il rafforzamento delle analisi sulla Mancata Produzione Eolica rispetto alla versione precedente del Piano. A nostro avviso, questa sezione potrebbe essere ulteriormente ampliata con un’analisi aggiuntiva per rapportare tra loro i dati quali la distribuzione geografica del fenomeno MPE e la distribuzione per operatore (in termini ad esempio di numerosità o distribuzione percentuale degli ordini/energia modulata).

Uno studio simile permetterebbe agli operatori di quantificare con maggiore esattezza il fenomeno della MPE e di capire in che modo gli operatori stessi ne sono impattati.

Rispetto ai dati mostrati sulla MPE, guardiamo con preoccupazione al grafico presentato nella Figura 38, in cui è raffigurata una crescita negli ultimi anni dei volumi della MPE, peraltro con inversione di tendenza (+39 GWh) nel 2019 rispetto ai volumi riscontrati nel 2018. Al riguardo riteniamo che i prospettati interventi di potenziamento della rete possano risultare non sufficienti o in ogni caso inadeguati a fronteggiare nel breve termine l’aumento della mancata produzione. Accanto agli interventi strutturali di medio-lungo termine già pianificati, riteniamo fondamentale che Terna individui e implementi, in concerto con l’ARERA, anche delle soluzioni di mercato di breve termine per invertire o perlomeno rallentare questo trend.

### **Enel SPA**

Esprimiamo il nostro apprezzamento per il rafforzamento delle analisi sulla Mancata Produzione Eolica rispetto alla versione precedente del Piano. A nostro avviso, questa sezione potrebbe essere ulteriormente ampliata con un’analisi aggiuntiva per rapportare tra loro i dati quali la distribuzione geografica del fenomeno MPE e la distribuzione per operatore (in termini ad esempio di numerosità o distribuzione percentuale degli ordini/energia modulata, garantendo la riservatezza degli operatori impattati). Inoltre, con particolare riferimento alle cause che determinano la MPE (figura 39), si chiede di chiarire meglio le singole motivazioni che comportano tali azioni, disaggregando ulteriormente, laddove possibile, rispetto alle categorie definite nella suddetta figura. Ad esempio, con riferimento alla motivazione “congestioni tra zone e bilanciamento di sistema e lavori sulla rete primaria”, sarebbe utile separare i lavori sulla rete primaria, al fine di poter individuare meglio i volumi di MPE dovuti al bilanciamento in tempo reale.

In generale, un maggior grado di dettaglio sulla MPE appare dunque importante poiché il tema dell’overgeneration è centrale per lo sviluppo della capacità rinnovabile per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC.

## **Edison, Energia Libera e AIGET**

Le società citate intendono 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. Le scriventi sono consapevoli 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 alle suddette società 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.

Le scriventi hanno 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.

Le società citate richiedono, 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.

## **Energia Libera**

Inoltre, dopo la recente richiesta di spegnimento di circa 1 GW di capacità idroelettrica dello scorso 24 maggio, Energia Libera auspica che vengano messe in atto tutte le azioni possibili al contenimento di questi eventi. Si ritiene comunque indispensabile prevedere un sistema di remunerazione compensativa della mancata produzione per tutte le fonti rinnovabili sul modello di quanto attualmente previsto per gli impianti eolici.

## **Riscontro Terna**

Terna ha inserito nel proprio Piano di Sviluppo numerosi interventi infrastrutturali atti a potenziare la raccolta di energia rinnovabile sulla rete AT contestualmente ad interventi mirati ad incrementare lo scambio tra zone di mercato e decongestionare le reti AT locali attraverso una maggiore evacuazione della potenza eolica.

A tal proposito nell'area Centro - Sud è stato previsto il potenziamento degli ATR di Deliceto, Galatina e Bisaccia la cui entrata in servizio è prevista nel triennio 2021-2023, unitamente ai rinforzi di rete AT previsti in Piano di Sviluppo nelle regioni di Puglia, Basilicata, Campania e Calabria per la raccolta di energia eolica.

Tra tutti gli interventi pianificati, acquisiscono particolare rilevanza gli elettrodotti 380 kV Deliceto - Bisaccia, il cui completamento è previsto nel 2021, Gissi - Larino - Foggia e Montecorvino - Avellino N. – Benevento che incrementeranno lo scambio tra Sud e Centro – Sud.

Sulla base di questi ultimi interventi, ulteriori sviluppi sono in fase di analisi e vedranno la luce nel prossimo Piano di Sviluppo al fine di consentire una sempre maggiore integrazione della produzione rinnovabili.

Nel PdS si tiene conto delle informazioni più aggiornate disponibili. Nel PdS viene rappresentato il valore complessivo calcolato sul periodo gennaio-novembre e suddiviso per macro-motivazioni. Tale rappresentazione risponde alle esigenze di pianificazione del PdS.

Maggior dettaglio sulla MPE (andamento storico della percentuale di energia eolica limitata sul totale dell'energia eolica prodotta e suddivisione per zona) è disponibile sul sito Arera al seguente indirizzo:

[https://arera.it/it/pubblicazioni/altre\\_publicaz.htm](https://arera.it/it/pubblicazioni/altre_publicaz.htm). Alla voce "Stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"

Terna non può procedere a fornire pubblicamente l'entità di MPE per operatori. È indubbio che alcune direttrici siano maggiormente impattate da richieste di limitazione per concentrazione di impianti installati. Tali limitazioni si riconducono alla gestione in sicurezza del sistema elettrico. Inoltre, giova ricordare che nel momento in cui Terna invia un ordine di riduzione su una porzione di rete, tale ordine è proporzionale per tutti gli impianti che in quella porzione di rete insistono. In sede di remunerazione, naturalmente, viene applicato il fattore IA (Indice di Affidabilità) relativo al recepimento degli ordini di dispacciamento.

## **OSSERVAZIONI AL CAPITOLO 2 DEL PDS**

### **Elettricità Futura**

Relativamente all'utilizzo delle risorse interrompibili, riteniamo utile che, analogamente a quanto fatto per il MPE, siano fornite le informazioni sulle ore di attivazione, la potenza distaccata, le aree geografiche, le esigenze di sistema a cui esse rispondono e l'energia non fornita (illustrando l'andamento delle serie storiche degli ultimi anni).

Riportiamo di seguito una serie di osservazioni puntuali su alcuni paragrafi del capitolo:

- Sezione 2.4: per quanto riguarda la possibilità di impiego degli impianti FER eolici e fotovoltaici sulle reti di trasmissione e distribuzione al fine di contribuire all'erogazione di servizi quali la regolazione di tensione, apprezziamo il riscontro fornito in occasione del Webinar del 15 giugno. Auspichiamo quindi in un rapido avvio dei prospettati progetti pilota;  
In aggiunta a ciò, evidenziamo comunque come nell'ultima parte della sezione sono effettuate alcune considerazioni sulla localizzazione delle FER rispetto al carico e sul contributo alle congestioni che necessitano di maggiori precisazioni;
- Pag. 95 sezione 2.4.1: è affermato che “gli impianti di produzione connessi alla rete con dispositivi statici che per loro natura non forniscono un significativo contributo all'aumento di questo parametro (potenza di corto circuito)”. Evidenziamo come al momento non esistono attualmente prescrizioni normative a riguardo o vincoli tecnici a introdurre requisiti in tal senso. Viste le prospettive future e apprezzando, anche in questo caso, il riscontro fornito in occasione del Webinar, ribadiamo l'importanza di portare avanti gli approfondimenti da un punto di vista sia tecnico che tecnologico su questa tematica;
- Par. 2.4.2.: riteniamo opportuno inserire un aggiornamento sul tema dell'osservabilità;
- Riteniamo necessario che siano forniti ulteriori approfondimenti riguardo l'andamento della rendita di congestione, di cui alle figure 73 e 74. Potrebbe inoltre essere utile aggiungere un'informazione sulla disponibilità della capacità di transito tra le zone, ad esempio in termini di curve di durata 2019 rispetto a 2018;
- Par. 2.10.5. le figure 83 e 85 indicano come la maggior parte dei volumi e degli oneri MSD derivino dalle movimentazioni per “Altri servizi”, entro cui sono inclusi i servizi richiamati a pag. 157 e 158. L'assenza di accounting sull'assegnazione dei volumi e degli oneri delle movimentazioni classificate come “altri servizi” alle categorie di servizio che vengono erogate (es. risoluzione delle congestioni, rispetto vincoli di tensione, bilanciamento, riserva) e l'impossibilità di conoscere il valore nodale di ciascun servizio rimangono i maggior problemi dell'MSD e, di riflesso, le carenze più rilevanti dell'analisi presentata. Ciò non permette agli operatori di comprendere le reali criticità del sistema, ostacolando, tra l'altro, l'attività di consultazione in oggetto. Ai pochi tentativi rintracciabili a riguardo nella letteratura regolatoria (ad esempio il DCO 420/2016) non è stato dato seguito in maniera sistematica. Segnaliamo inoltre la mancanza di informazioni zonali su volumi e prezzi (che invece comparivano nel PdS 2019), preferibili rispetto al contenuto informativo delle figure 84 e 89. Infine, evidenziamo che non è esplicitato se i dati si riferiscano solo a MSD ex-ante o anche a MB, e non è molto chiaro a cosa si riferiscono gli importi per “selezioni” riportate nella figura 86, in relazione agli oneri complessivi di figura 83;
- Par 2.11 per quanto riguarda l'essenzialità, reputiamo utile che sia fornita l'evoluzione temporale degli impianti essenziali al fine di poter giudicare l'efficacia dello sviluppo rete nella rimozione dei vincoli di essenzialità.

## **ANIE**

Sezione 2.4: come già più volte segnalato, nella trattazione vi sono alcune affermazioni discutibili. Ad esempio, si associa la diffusione delle FER alla riduzione delle risorse in grado di regolare tensione tramite scambio di potenza reattiva. Gli impianti FER eolici e fotovoltaici sono da tempo in grado di contribuire alla regolazione di tensione mentre il loro utilizzo in tal senso, sia sulle reti di trasmissione che di distribuzione è rimasto

ad oggi inesplorato. La stessa Appendice 2 del DCO 322/2019 indica che in altri Paesi europei gli impianti FRNP sono già asserviti alla regolazione di tensione con una remunerazione associata, mentre in Italia si stanno ancora valutando progetti pilota in tal senso (pag. 101 in fondo). Nell'ultima parte poi si effettuano alcune considerazioni sulla localizzazione delle FER rispetto al carico e sul contributo alle congestioni che andrebbero precisate meglio in quanto nei termini in cui sono presentate sono contraddittorie e non corrette in alcuni punti.

Pag. 95 sezione 2.4.1: si afferma che “gli impianti di produzione connessi alla rete con dispositivi statici che per loro natura non forniscono un significativo contributo all'aumento di questo parametro (potenza di corto circuito)”. In realtà non esistono attualmente prescrizioni normative a riguardo così come non esistono vincoli tecnici a introdurre requisiti in tal senso. Viste le prospettive occorre mettere mano a questo tema.

Pag. 96: si ribadisce l'opportunità di porre in consultazione il Piano di Difesa.

Par. 2.4.2.: appare opportuno inserire un aggiornamento sul tema dell'osservabilità.

Par. 2.4.3.1 Si osserva come l'MPE sia aumentata nel 2019 a circa 380 GWh (aggiornato a novembre 2019), valore più elevato nel periodo considerato in figura 38. In figura 39 si osserva inoltre che aumenta la percentuale dovuta a congestioni locali, pertanto, i richiamati potenziamenti della rete 150 kV sembrano mostrarsi nuovamente inadeguati. Tutto il paragrafo potrebbe essere spostato nella parte di mercato elettrico, dove si analizzano le congestioni.

Par. 2.6 Adeguatezza: si può sintetizzare e riportare qua il focus sul capacity, sottolineandole al più l'utilità come elemento di coordinamento tra sviluppo parco di generazione e di trasmissione (tema messo in crisi dall'unundling) che è l'aspetto più inerente al planning.

Par. 2.7 e 2.8 sintetizzare e riunire in un unico paragrafo

Par. 2.10:

- a pag. 150 si menziona un box sulla rendita di congestione che però non è presente nel testo
- Molto interessanti le figure 73 e 74, che sintetizzano l'andamento della rendita di congestione, principale esito MGP da considerare ai fini dello sviluppo rete. La prima osservazione riguarda il trend in crescita della rendita ed in particolare il fatto che questa tendenza si sia stabilita proprio a partire dal 2016 (anno di entrata in servizio del nuovo collegamento Sicilia – Calabria) e che la sezione più critica in termini di frequenza di saturazione e rendita di congestione sia proprio Sicilia – Rossano (satura per oltre il 40% delle ore nel 2019). Ulteriori approfondimenti su questi punti sarebbero necessari e potrebbe essere utile aggiungere un'informazione sulla disponibilità della capacità di transito tra le zone, ad esempio in termini di curve di durata 2019 rispetto a 2018.
- Box pag. 152 su capacity si può rimuovere
- Manca unità di misura figura 77
- Par 2.10.3: manca indicazione rendita di congestione su frontiere
- Pag. 158 paragrafo “Risoluzione delle congestioni” manca il link segnalato
- Par. 2.10.5. le figure 83 e 85 indicano come la maggior parte dei volumi e degli oneri MSD derivino dalle movimentazioni per “Altri servizi”, entro cui sono inclusi i servizi richiamati a pag. 157 e 158. L'assenza di accounting su questo tema ossia sull'assegnazione dei volumi e degli oneri delle movimentazioni classificate come “altri servizi” almeno alla categoria principale di servizio rimane, assieme alla mancanza di segnali locazionali, il maggior problema dell'MSD e, di riflesso, la carenza più grave dell'analisi presentata. Ciò non permette agli operatori di

comprendere le reali criticità del sistema, ostacolando, tra l'altro, l'attività di consultazione in oggetto. Ai pochi tentativi rintracciabili a riguardo nella letteratura regolatoria (ad esempio il DCO 420/2016) non è stato dato seguito in maniera sistematica. Si segnala poi la mancanza di informazioni zonali su volumi e prezzi (che invece comparivano nel PdS 2019), preferibili rispetto al contenuto informativo delle figure 84 e 89. Inoltre, non si esplicita se i dati si riferiscono solo a MSD ex ante o anche a MB. Non si capisce inoltre a cosa si riferiscono gli importi per "selezioni" riportate nella figura 86, in relazione agli oneri complessivi di figura 83

- Par 2.10.6 Vista l'importanza del tema, va dedicato un approfondimento adeguato, in alternativa è consigliabile stralciare il paragrafo
- Par 2.10.7: ammesso che il tema pompaggi rilevi nel Piano di Sviluppo, si ribadisce che, preso atto della necessità evidenziate da Terna, il livello informativo è insufficiente all'avvio di una valutazione da parte degli operatori, anche in presenza della necessaria evoluzione di mercato richiamata da Terna. Occorre in altri termini che siano indicati i siti idonei, le relative caratteristiche tecniche e i potenziali raggiungibili in termini di potenza e capacità di invaso. Tutto ciò in maniera tempestiva e trasparente in modo che gli operatori possano iniziare ad effettuare le proprie valutazioni.
- Manca la figura 94
- Box su UVAM e su V2G si possono anche rimuovere

Par 2.11 su essenzialità: come più volte ribadito serve l'evoluzione temporale degli impianti essenziali per poter giudicare l'efficacia dello sviluppo rete nella rimozione dei vincoli di essenzialità.

### **Riscontro Terna**

Si segnala che parte dei temi indicati sono trattati in ambiti diversi dal PdS e per i quali sono disponibili approfondimenti sul sito istituzionale Terna.

In riferimento alla sezione 2.4 si conferma Terna sta valutando l'opportunità di avviare progetti pilota per testare la fornitura di potenza reattiva da parte di impianti non abilitati. In generale si ribadisce l'impegno di Terna nel garantire l'affidabilità e la sicurezza del Sistema Elettrico, valutando tutte le potenziali tecnologie in grado di fornire servizi fondamentali per la Rete.

Si ringrazia per le segnalazioni fornite, in merito si provvederà nel prossimo PdS a fornire maggiori dettagli.

Per quanto riguarda il Piano della Sicurezza, le disposizioni ministeriali prevedono ad oggi solo l'invio del documento al Ministero dello Sviluppo economico per approvazione.

Le utenze interrompibili sono utilizzate per gestione in sicurezza del sistema in condizioni di emergenza e pertanto non rientrano nei criteri da considerare nell'elaborazione degli scenari del PdS.

Nelle analisi costi benefici alla base del PdS sono considerate le rimozioni di essenzialità conseguibili dagli interventi proposti.

## ANALISI DEL MERCATO ELETTRICO

### Elettricità Futura

Appreziamo molto anche le analisi sui costi, volumi, prezzi e selezioni del MSD, che riteniamo utile siano applicate anche con riferimento al MB e integrate nella prossima versione del PdS. In aggiunta a ciò, riteniamo utile che, in aggiunta alle analisi sulle serie storiche degli ultimi anni, siano forniti degli scenari prospettici sull'andamento e l'evoluzione del MSD per via dell'incremento della quota degli impianti di produzione da FER, della presenza del Capacity Market e degli interventi sulla RTN prospettati nel PdS.

Appreziamo inoltre il focus dedicato alle attivazioni sul MSD ex-ante con la distinzione tra riserva secondaria e altri servizi. Su quest'ultimo aspetto (affrontato anche più avanti nella risposta), riteniamo però che si aumenti ulteriormente il livello di dettaglio, distinguendo meglio i servizi di rete (regolazione tensione, risoluzione congestioni, adeguatezza, ecc.).

### Eni SPA

Riteniamo molto interessante l'analisi sul carico residuo e sulla possibile evoluzione a seconda degli scenari di riferimento.

In merito all'efficienza dei mercati dell'energia e dei servizi si ribadisce l'importanza dello sviluppo delle reti e delle infrastrutture, che può realmente favorire l'efficienza dei mercati, evitando asimmetrie e distorsioni.

L'analisi dei costi e dei volumi del MSD è stata integrata con molte più informazioni rispetto al passato, ma andrebbe completata:

- con le evidenze del Mercato del Bilanciamento.
- 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.

### Riscontro Terna

Sarà possibile inserire degli scenari prospettici sull'andamento e l'evoluzione di MSD, tuttavia questi risentono tipicamente di un livello di incertezza ampio legato al contesto regolatorio e economico.

Per quanto riguarda il focus sulle attivazioni sul MSD ricordiamo che il procurement dei servizi avviene tramite un algoritmo di co-ottimizzazione e che pertanto non è possibile, se non in modo convenzionale, distinguere nel dettaglio le diverse finalità delle attivazioni.

## ADEGUATEZZA

## **Regione Sardegna**

Rispetto al paragrafo 2.6.1 si pone l'accento sulla sensitivity di dismissione della capacità termoelettrica alimentata a carbone che evidenzia problemi di adeguatezza specialmente in Sardegna (Figura 53). Tale risultato riporta l'attenzione sulle gravi criticità inerenti il sistema elettrico sardo in corrispondenza dello spegnimento delle centrali a carbone previsto al 2025; tale circostanza desta preoccupazione considerando che, allo stato attuale, non è chiaro l'assetto di produzione, accumulo e gestione che dovrebbe ovviare a tale situazione.

Si chiede di fornire le informazioni di dettaglio in merito alle simulazioni e in particolare sulle configurazioni delle unità di produzione adottate al fine di disporre degli elementi per valutare l'adeguatezza del sistema in relazione all'indicatore Loss of Load Expectations (LOLE) che rappresenta il totale delle ore all'anno in cui è probabile che si verifichi il distacco di una parte dei consumatori perché la domanda attesa supera le risorse disponibili per soddisfarla e che per la Regione Sardegna è stato stimato pari a 11 h/y per il caso Low Carbon Sensitivity 2025, valore peraltro molto molto differente rispetto a quello indicato nel Piano di Sviluppo 2019 (115 h/y), variazione che si chiede di motivare.

A fronte di un target nazionale posto pari a 3 h/y, anche il solo valore di 11 h/y desta forte preoccupazione perché fornisce un quadro nel quale in Sardegna per circa mezza giornata all'anno la domanda è superiore alle risorse disponibili derivante dalla generazione e dall'importazione.

Si ritiene necessario integrare il paragrafo 2.8.8 inerente le criticità dell'Area Sardegna fornendo maggiori informazioni, anche numeriche, che consentano di valutare i benefici per la Sardegna derivanti dalle opere proposte con particolare riguardo al collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Continente.

## **Enel SPA**

Lo stato del sistema elettrico è evidentemente caratterizzato anche dal livello di adeguatezza, che peraltro rappresenta anche la motivazione alla base di determinate necessità di sviluppo: riteniamo pertanto che il Piano di Sviluppo, per essere completo e organico, debba contenere le considerazioni e le evidenze principali relative all'adeguatezza del sistema (eventualmente anche sotto forma di sintesi di quanto riportato nel relativo Rapporto di Adeguatezza, nel MAF o nel futuro ERAA). Ciò anche al fine di descrivere come il sistema elettrico abbia soddisfatto il proprio fabbisogno di potenza alla punta estiva e invernale degli ultimi due o tre anni – o nei periodi più critici per adeguatezza qualora questi fossero diversi dai periodi di punta di fabbisogno.

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, distinguendo meglio i servizi di rete (regolazione tensione, risoluzione congestioni, adeguatezza, ecc.).

Relativamente all'utilizzo delle unità interrompibili, riteniamo utile che, analogamente a quanto fatto per la MPE, siano fornite le informazioni sulle ore di attivazione, la potenza distaccata, le aree geografiche, le esigenze di sistema a cui esse rispondono (illustrando l'andamento delle serie storiche degli ultimi anni).

A proposito di Energia Non Fornita (ENF), sarebbe utile che nel paragrafo relativo alla continuità del servizio venisse rappresentato l'andamento dell'ENF con la serie storica degli ultimi 5 anni.

Sarebbe opportuno che il Piano contenesse una sezione dedicata alla descrizione delle singole cabine primarie connesse in antenna, indipendentemente dal fatto che vi siano interventi di risoluzione pianificati o meno.

### **Riscontro Terna**

Le utenze interrompibili sono utilizzate per gestione in sicurezza del sistema in condizioni di emergenza e pertanto non rientrano nei criteri da considerare nell'elaborazione degli scenari del PdS.

A proposito di Energia non Fornita, sul sito Terna, al seguente indirizzo,

<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispatchamento/qualita-servizio-trasmissione>

sono disponibili i Rapporti Annuali sulla Qualità del Servizio, in cui, tra l'altro, viene riportato l'andamento storico dell'Energia non Fornita.

Il Mid-term Adequacy Forecast (MAF) è uno studio di adeguatezza sviluppato da ENTSO-E su tutto il perimetro europeo per scenari previsionali di breve-medio termine e viene redatto annualmente e pubblicato sul sito ENTSO-E.

Tale studio Europeo, i cui risultati vengono citati nell'osservazione, viene richiamato nel PdS, che tuttavia riporta nel capitolo 6 studi di adeguatezza focalizzati sugli scenari di Piano e volti a valutare l'impatto dello sviluppo di rete sugli indici di adeguatezza.

Si rimarca che gli scenari previsionali utilizzati per elaborare il MAF sono differenti da quelli utilizzati nel PdS, e cambiano anche da un anno all'altro per l'elaborazione del MAF stesso. Nel caso citato, per il MAF 18 (richiamato nel PdS 19) lo scenario è stato superato dalle versioni successive e le *sensitivity* fanno riferimento a condizioni particolarmente estreme.

### **IMPIANTI DI POMPAGGIO**

#### **ENI**

In merito al focus condotto sul ruolo degli impianti di pompaggio nel Sistema Elettrico, prima di formulare osservazioni specifiche sui modelli semi-regolato e completamente regolato proposti nel PdS, si ritiene necessario che Terna fornisca maggiori informazioni e dettagli.

#### **Regione Sardegna**

In relazione a quanto espresso nel paragrafo 2.10.7 Il ruolo degli impianti di pompaggio nel Sistema Elettrico si ritiene di dover esprimere una posizione chiara riguardo alle potenzialità di realizzazione di nuovi accumuli idraulici (pompaggi) in Sardegna. Sulla base delle conoscenze e delle informazioni a disposizione non si condivide la stima del potenziale, evidenziato a pagina 168 del Piano di sviluppo 2020, pari ad almeno 1000

MW per le motivazioni già espresse in occasione della VAS del PNIEC che di seguito si sintetizzano e che derivano anche da un'analisi nel dettaglio di precedenti studi e pubblicazioni di RSE sul tema.

Preliminarmente si evidenzia come l'elevato numero d'invasi presenti in Regione Sardegna non si traduce automaticamente nella possibilità di realizzare pompaggi e pertanto accumuli per ragioni inerenti alla non fattibilità tecnica, all'impatto ambientale, alla vetustà di taluni invasi, l'uso multisettoriale della risorsa idrica e le regole di gestione della medesima.

Il sistema idrico multisettoriale delle dighe in Sardegna è caratterizzato da un alto livello d'interconnessione in ragione della necessità di un uso sempre più razionale e mirato della risorsa idrica, sempre più scarsa, in una regione storicamente affetta da problema di penuria. Gli invasi in Sardegna sono per la quasi totalità a servizio degli usi plurimi civili, industriale e agricolo con regole di gestione molto stringenti dettate dalla pianificazione regionale. In generale la realizzazione anche delle sole opere accessorie (condotte, sollevamenti, ecc...) rispetto a invasi esistenti per realizzare i pompaggi deve tenere necessariamente conto di tale realtà. Da ciò discende che i volumi residui realmente disponibili per la funzione di accumulo sono estremamente esigui e non certo compatibili con le potenze evidenziate nel Piano di Sviluppo come pure nel Rapporto Ambientale del PNIEC.

Dato l'elevato numero d'invasi già presenti in Sardegna (circa 50) e il loro impatto sul territorio appare irrealistico ipotizzare di realizzare o anche solo programmare nuovi invasi; gli invasi esistenti sono stati realizzati in un'epoca nel quale la normativa sull'assegnazione delle opere e sugli impatti ambientali non esisteva o comunque era molto meno stringente. I cantieri attualmente in essere per la realizzazione di nuovi invasi (1) o il potenziamento/manutenzione di quelli esistenti sono caratterizzati da forti criticità e lunghissimi tempi di esecuzione. Nella migliore delle ipotesi le tempistiche di autorizzazione di nuovi invasi anche piccoli non sono compatibili con le tempistiche di decarbonizzazione del sistema elettrico contenute nel PNIEC (2030) e traggurdate nel Piano di sviluppo Terna (2040).

In generale occorre evidenziare comunque come molti invasi sono di proprietà dell'amministrazione regionale che ne ha assegnato la gestione all'Ente Acque della Sardegna (ENAS) per soddisfare le varie idro esigenze mentre per altri intende tornarne in possesso per una gestione diretta. In merito sarebbe opportuno conoscere gli orientamenti di Terna sulla realizzazione e/o gestione di propri impianti di stoccaggio di energia di tipo idraulico avvalendosi della deroga di cui all'articolo 54 comma 2 della Direttiva (UE) 2019/944 del parlamento europeo e del consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE.

Il tema merita un approfondimento, ci si rende disponibili per la realizzazione di un tavolo tecnico specifico con il TSO per individuare i siti idonei per la realizzazione di accumuli idraulici a partire però non da valori di potenzialità precostituiti (top down) ma procedendo bottom up. Si ritiene infatti che sia più realistico ipotizzare la possibilità di realizzare alcune decine di MW individuando in maniera concertata alcuni possibili siti d'interesse afferenti a invasi esistenti che non richiedano la realizzazione di nuovi invasi e opportuno tenere in dovuta considerazione l'opzione di accumuli profondi nelle aree minerarie dismesse sulla base delle informazioni a disposizione dell'amministrazione regionale. In tale senso ci si rende disponibili a partecipare alla cabina di regia per l'individuazione di siti idonei proposta nel Piano a pagina 166-167. Per quanto concerne gli aspetti normativi in merito alle autorizzazioni degli accumuli medesimi si ritiene fondamentale che tale argomento venga trattato congiuntamente al tema delle concessioni idroelettriche nel quadro della conferenza unificata alla luce della modifica dell'articolo 12 del d.lgs. 79/99 apportata dal DL 135/2018.

In tema è meritevole di riflessione il grafico in Figura 21 a pagina 44 del Documento di Descrizione degli Scenari che mette in evidenza come in 18 anni la potenza idroelettrica sia rimasta pressoché costante.

In generale si hanno diverse riserve sulla possibilità di giungere a livello nazionale alla capacità di accumulo complessiva pari a 12 GW di tipo idraulico prevista nei diversi scenari al 2030 e 2040. A riguardo si ritiene che la natura del modello di gestione della rete elettrica adottato fortemente centralizzato richieda una tale quantità di risorse di accumulo; che un modello più territorializzato e distrettualizzato richiederebbe minori risorse per la gestione della rete medesima. Nonostante il massiccio ricorso ad accumulo tale modello centralizzato prevede comunque una quota di overgeneration pari al valore ragguardevole di 1 TWh/anno.

### **Riscontro Terna**

Si premette che, come già evidenziato, il potenziale di almeno 1000 MW di sviluppo di nuovi accumuli idroelettrici nella Regione Sardegna deriva da uno studio ISMES del 2010 e potrebbe variare a valle di ulteriori analisi specifiche di dettaglio delle singole realtà locali.

La possibilità di sviluppare nuovi sistemi di accumulo idroelettrico è subordinata inevitabilmente a verifiche sito-specifiche volte ad appurare la fattibilità tecnica dell'infrastruttura nei vari casi in esame, valutando altresì il quadro vincolistico/ambientale in cui si inserisce l'opera. Ovviamente, essendo gli invasi esistenti normalmente asserviti al ciclo idrico per l'approvvigionamento di acqua per vari usi quali civili, irrigui e industriali, i nuovi sistemi di pompaggio dovranno fare affidamento sulle capacità residue della risorsa idrica, in modo da non interferire con gli usi correnti. Al tempo stesso l'eleggibilità di un invaso a far parte di un nuovo sistema di pompaggio dovrà tener conto anche della ciclicità e della disponibilità storica della risorsa idrica. Tali analisi di dettaglio consentiranno di fornire stime accurate, seppur preliminari, sul contingente di potenza effettivamente implementabile sul territorio.

Si prende favorevolmente atto della disponibilità della Regione alla partecipazione di tavoli tecnici specifici sulla materia finalizzata, come auspicato da Terna, a facilitare il processo di individuazione dei siti idonei e il processo di realizzazione di nuovi impianti.

Per quanto riguarda la mancata realizzazione di nuovi sistemi di accumulo idroelettrico negli ultimi anni, come evidenziato a pagina 166 del PdS, una delle ragioni risiede nel contesto di mercato non in grado di fornire sufficienti garanzie a tale tipologia di impianti per il rientro dei capitali a fronte di costi di investimento iniziali significativamente maggiori rispetto a quelli di esercizio. Pertanto, al fine di promuovere lo sviluppo di nuova capacità di accumulo, essendo una risorsa strategica per il sistema, Terna ribadisce la necessità di definire un quadro regolatorio e contrattuale ad hoc in grado di introdurre segnali di prezzo di lungo periodo che consentano di stimolare gli investimenti in nuovi pompaggi.

L'incremento significativo della penetrazione di fonti rinnovabili nel sistema elettrico e l'ulteriore incremento atteso nei prossimi anni renderà necessario che il settore elettrico sia gestito in modo sempre più flessibile ed efficiente. Pertanto, al fine di aumentare la flessibilità del Sistema Elettrico, è sempre più necessario approvvigionarsi di servizi di rete da tutte le risorse disponibili a fornirli, quali gli accumuli idroelettrici. Questi infatti, possono fornire servizi preziosi di tipo sia Energy Intensive che di regolazione di frequenza e tensione, e rivestono dunque un ruolo fondamentale nel garantire una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili. Infatti, come evidenziato nello studio condotto

nell'ambito del tavolo di lavoro congiunto con RSE per lo studio del sistema elettrico prospettico alla luce dei target di policy, in mancanza dello sviluppo di 6 GW di nuovi sistemi di accumulo centralizzati al 2030 e di oltre a 4,5 GW di SdA distribuiti si registrerebbero valori di overgeneration residua estremamente elevati, riducendo pertanto la capacità del Sistema Elettrico di integrare a pieno la generazione da fonte rinnovabile.

In merito agli orientamenti di Terna sulla realizzazione e/o gestione di propri impianti di stoccaggio di energia di tipo idraulico, si ribadisce che Terna opera secondo la normativa vigente per il TSO.

Inoltre, con riferimento al focus condotto sul ruolo degli impianti di pompaggio nel sistema elettrico, la definizione del quadro normativo e regolatorio per lo sviluppo dei sistemi di accumulo è di competenza del Mise e di ARERA. Nel PdS sono stati unicamente ripresi alcuni primi spunti/proposte che dovranno essere rivisti dalle amministrazioni competenti anche nell'ambito del completamento del quadro normativo di riferimento.

#### **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, Energia Libera, AIGET**

Edison, Energia Libera ed AIGET accolgono 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. Le scriventi valutano positivamente il sistema di previsioni che è stato implementato.

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.

### **Elettricità Futura**

Appreziamo lo sforzo effettuato da Terna per fornire una descrizione dettagliata degli scenari che stanno alla base del Piano di Sviluppo. Riteniamo tuttavia necessario un maggior dettaglio su alcuni aspetti, quali ad esempio la ripartizione zonale della domanda elettrica e la capacità totale prevista all'anno obiettivo per ogni tecnologia nello scenario preso in esame inclusi gli accumuli centralizzati e distribuiti. Tale stima si rivela infatti determinante per: rischi di congestione, rischi di overgeneration, competitività sui mercati energia ecc. Risulta opportuno inoltre avere una descrizione chiara di quale sia la stima del TSO rispetto all'evoluzione della capacità termoelettrica con il massimo dettaglio possibile. Sarebbe utile a tal proposito disporre di un'appendice che riporti almeno l'evoluzione numerica della capacità installata per zona, differenziata per le principali tecnologie: carbone, ciclo combinato, turbogas ed altro.

Riteniamo inoltre utile che sia data visibilità dei dettagli di cui sopra anche per un anno intermedio dal 2030 al 2040.

### **Enel Spa**

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 la ripartizione zonale della domanda elettrica e la capacità totale prevista all'anno obiettivo per ogni tecnologia nello scenario preso in esame inclusi gli accumuli centralizzati e distribuiti; tali informazioni si rivelano infatti determinanti per congestioni, overgeneration e livello di competitività atteso nei mercati.

Inoltre, appare opportuno avere una descrizione chiara di quale sia la previsione del TSO rispetto all'evoluzione della capacità termoelettrica con il massimo dettaglio possibile. Sarebbe utile a tal proposito disporre di un'appendice che riporti almeno l'evoluzione numerica della capacità installata per zona, differenziata per le principali tecnologie: carbone, ciclo combinato, turbogas ed altro.

Sarebbe utile avere visibilità dei dettagli di cui sopra anche per un anno intermedio dal 2030 al 2040.

Si richiede inoltre di dettagliare la ripartizione della generazione fotovoltaica tra small e utility scale nonché la ripartizione degli accumuli elettrochimici tra utility scale e distribuiti per tutti gli scenari di riferimento.

Sarebbe utile, infine, avere maggiori dettagli relativi al profilo di carico giornaliero della domanda per ogni scenario preso in esame.

Con riferimento agli scenari sull'installazione di nuovi compensatori sincroni, si rimanda alla risposta allo spunto S3.

### **Riscontro Terna**

Nell'ambito del processo di realizzazione del Documento di Descrizione degli Scenari DDS 2019 (il primo report di natura scenaristica coordinato tra Terna e SNAM) si è cercato di fornire una rappresentazione per quanto possibile chiara ed esaustiva del processo, esponendo i dati più rappresentativi relativi a variabili di input e dei risultati che hanno portato alla costruzione degli scenari previsionali. Si registra pertanto con favore la qualità dei commenti e gli apprezzamenti ricevuti, che saranno presi a riferimento per elaborare al meglio i successivi documenti (attualmente è in corso di predisposizione la versione del DDS 2021). Nel processo di incremento della trasparenza e della completezza delle informazioni sarà valutato come rispondere ai dettagli aggiuntivi richiesti.

In merito alle richieste di maggior dettaglio riguardo gli scenari utilizzati (con particolare riferimento alle ipotesi di generazione e di domanda) si rimanda al riscontro già fornito a pag. 6.

### **Eni SPA**

In merito al capitolo 3 "scenari", facendo particolare riferimento alle azioni necessarie a completare il phase out del carbone entro il 2025, preme evidenziare alcuni aspetti specifici sui seguenti temi:

#### Sviluppo di 4500 MVAR di Compensatori sincroni

Il sempre maggior utilizzo di compensatori sincroni è una azione necessaria per compensare il fabbisogno di energia reattiva dovuto alla dismissione degli impianti di generazione a carbone e all'ingresso di nuova generazione rinnovabile.

In questo contesto preme sottolineare come lo sviluppo e la gestione di questi dispositivi debba avvenire secondo logiche di mercato, in particolare tenendo conto dei driver sotto elencati:

1. in coerenza con quanto previsto per i sistemi di accumulo, Terna potrà sviluppare, gestire e detenere infrastrutture per la fornitura di servizi di rete solo qualora si dimostri un fallimento di mercato;
2. di norma i compensatori sincroni verranno sviluppati da operatori di mercato:
  - a. attraverso un mercato del servizio di regolazione della tensione a cui parteciperanno tutte le risorse (compresi gli impianti termici) secondo un principio di neutralità tecnologica;
  - b. oppure attraverso un mercato a termine per l'installazione di nuovi compensatori con remunerazione definita attraverso meccanismi d'asta, prevedendo tempistiche adeguate e modalità di partecipazione trasparenti per garantire la massima partecipazione da parte di tutti gli operatori interessati.
3. L'obiettivo di capacità da installare di compensatori sincroni dovrà esser definito tenendo conto dell'energia reattiva che possono già oggi fornire gli impianti a gas esistenti, in un'ottica di efficienza e di riduzione dei costi del sistema.

#### Sviluppo di 5,4 GW di generazione a gas flessibile e nuovo Capacity Market

Eni, nell'ottica di un phase-out del carbone e dell'integrazione della nuova capacità FER nel sistema, ritiene condivisibile che il Piano preveda un nuovo Capacity Market per promuovere investimenti in impianti termoelettrici di nuova generazione. È tuttavia utile ricordare la necessità che i futuri meccanismi di Capacity Market garantiscano il mantenimento in efficienza anche della generazione a gas esistente, con le modalità già previste per il Capacity Market con consegna al 2022-2023.

#### Sviluppo di 3 GW di nuova capacità di accumulo

Come nel caso dei compensatori sincroni, il TSO dovrebbe poter sviluppare, gestire e detenere infrastrutture per la fornitura di servizi di rete solo qualora si dimostri un fallimento di mercato (mancanza di investimenti causati da carenza di segnali di prezzo) o per progetti innovativi (come stabilito dalla recente normativa europea).

#### **Riscontro Terna**

Il progressivo decommissioning del parco termico nazionale accompagnato da un incremento della produzione da fonti rinnovabili su reti MT/BT non connesse direttamente alla rete del TSO, causa già oggi ed ancor più negli scenari futuri, significativi impatti sulla gestione della rete elettrica. Il deterioramento dei profili di tensione sulla rete 400-220 kV registrato negli ultimi anni, la riduzione della potenza di corto circuito nelle aree caratterizzate da una significativa produzione da FRNP, insieme alla riduzione dell'inerzia del sistema, hanno evidenziato, soprattutto in condizioni di funzionamento critico della rete (basso carico ed elevata produzione FRNP) l'esigenza di rendere il sistema elettrico meno sensibile alle variazioni di tensione e frequenza. I dispositivi per la regolazione di tensione sono elementi di rete necessari all'esercizio in sicurezza della rete.

#### **Regione Sardegna**

In merito al tema degli Scenari, si manifesta apprezzamento per la redazione di un documento specifico che contiene il coordinamento tra il settore elettrico e quello gas, corredato di informazioni chiare e sintetiche. Cionondimeno, proprio sulla base di tale documento, si ritiene di dover formulare osservazioni sia di carattere generale che di carattere specifico in merito al caso della Sardegna che si ritiene peculiare nel quadro nazionale ed europeo.

La scelta di adottare, oltre a quello PNIEC (policy driven), lo scenario technology-driven DEC, tralasciando il CEN, per traguardare il 2040 è caratterizzato da aspetti positivi ma comporta anche delle assunzioni che potrebbero risultare critiche e di difficile realizzazione e che di seguito si sintetizzano.

A parità di riduzione di emissioni al 2030 e 2040 rispetto al 1990, il DEC rispetto al CEN punta a una decisa espansione del vettore elettrico a scapito dell'impiego dei gas, compresi quelli green; rimane da verificare la percorribilità dell'elettrificazione dei consumi nei settori civile, industriale e ancor in quello dei trasporti. La massiccia elettrificazione del sistema se da un lato comporta una quota maggiore di FER sui consumi finali dall'altro non porta a sostanziali ulteriori riduzioni delle emissioni (che è il fine ultimo della strategia) a fronte però di un aumento deciso della domanda di energia al 2030 (356 TWh vs CEN: 332) e 2040 (391 TWh vs CEN: 352 TWh) e della punta di carico (2030: 62 GW vs 52 GW; 2040:

72 GW vs 60 GW) fattori che richiedono sempre maggiori risorse, interconnessioni e impiantistica per garantire l'adeguatezza e la sicurezza della rete, in una gestione sempre più complessa in cui il TSO continua a svolgere il ruolo di regia e controparte centrale. Alla luce delle attuali criticità della rete in termini di adeguatezza e minore inerzia (oscillazioni di tensione e frequenza) si ritiene vada valutata con maggiore attenzione la scelta di un'elettrificazione spinta a scapito di alcuni aspetti positivi dello scenario CEN quale per esempio la possibilità di poter fare un ricorso decisamente inferiore all'accumulo elettrochimico sia rispetto allo scenario DEC (2040: 2,4 GW vs 7 GW) che a quello PNIEC (2030: 0,8 GW vs 6 GW) in virtù della funzione di accumulo del gas. Sono da rimarcare infatti le difficoltà e complessità di implementazione e gestione di grandi accumuli elettrochimici previsti in maniera massiva anche nel PNIEC. Il forte ricorso al vettore elettrico non è scevro da grandi difficoltà d'implementazione e gestione e potrebbe portare a non sfruttare appieno le potenzialità, già presenti nel territorio, insite nell'impiego di green gas soprattutto considerando la possibilità di avere a disposizione una capillare rete di trasporto e distribuzione del gas. A riguardo per il caso specifico della Sardegna l'implementazione di una rete di trasporto del gas consentirebbe di sfruttare appieno tale potenzialità; viceversa uno scenario fortemente spostato sul vettore elettrico, con il rischio di non poter disporre di unità di produzione proprio (data dall'impossibilità di conversione dei gruppi a carbone in assenza di una dorsale regionale del gas) per soddisfare la domanda, le incertezze insite nella possibilità di realizzare accumuli adeguati e interconnessioni con altre zone di mercato, potrebbe portare a giudizio dello scrivente ad una situazione critica della gestione del sistema regionale con forti ripercussioni negative sul già provato tessuto industriale.

In merito è importante evidenziare come dall'analisi del documento scenari emerga come, proprio la necessità di espandere l'elettrificazione dei consumi da fonte rinnovabile, come previsto nello scenario DEC, richieda un maggiore picco di gas per alimentare le centrali che servono in funzione di back-up proprio delle fonti rinnovabili intermittenti. Pertanto, nel caso emblematico della Sardegna proprio il principio del sector coupling porta a una soluzione ottimale nel quale le fonti rinnovabili ed una infrastruttura di trasporto del gas sono due elementi imprescindibili della transizione energetica.

Si ritiene di dover evidenziare inoltre che nonostante sia definito DECENTRALIZED, in quanto fa maggior ricorso a maggiore sviluppo di sistemi di generazione decentralizzati (i.e. in particolare fotovoltaico accoppiato con sistemi di accumulo elettrochimico small-scale) e ad una maggiore elettrificazione dei consumi finali (i.e. diffusione di pompe di calore elettriche ed auto elettriche), tale scenario appare comunque di tipo "centralizzato", in quanto gestito centralmente dal TSO e costruito con logica top-down senza una pianificazione partecipata (bottom-up) con le Regioni. Pur riconoscendo l'importanza dell'elettrificazione dei consumi si ritiene che questa debba avvenire secondo il modello delle smart grids territorializzate soprattutto alla luce delle nuove configurazioni previste dal Clean Energy Package della UE. L'elettrificazione dei consumi in un modello che permane comunque centralizzato comporta la necessità di un ricorso, quale quello proposto, a ingenti risorse in termini di interconnessioni tra zone di mercato (soprattutto HVDC), accumuli e impianti speciali quali compensatori.

In merito sarebbe auspicabile chiarire se nelle simulazioni effettuate nei diversi scenari futuri sia stato valutato, e in che modo, l'effetto sui prelievi dalla RTN delle nuove configurazioni di consumo (comunità energetiche dei cittadini, SDC, autoconsumatori). Un modello autenticamente decentralizzato dovrebbe associare la produzione rinnovabile a una forte spinta all'efficienza ed a una riduzione dei consumi dato dalle configurazioni di autoconsumo, mentre nello scenario proposto si registra un sensibile aumento del picco di carico, della domanda di energia elettrica e del PUN che, atteso il massiccio ricorso alle rinnovabili, dovrebbe tendenzialmente diminuire. L'aumento previsto del PUN viceversa

riflette probabilmente una sempre maggiore domanda di energia elettrica a livello centrale a cui non corrispondono altrettante risorse pronte a soddisfarlo. In un sistema basato sulle configurazioni di rete di autoconsumo e non sull'auto consumo in una configurazione di rete centralizzata, probabilmente questo fenomeno sarebbe meno marcato.

L'aumento previsto della domanda elettrica, che coincide non con i consumi ma con i prelievi dalla rete, dipende probabilmente dal fatto che nel modello DEC proposto, pur riconoscendo forme di autoconsumo agli utenti finali, non si prevede la diffusione di modelli di rete territoriali, intelligenti e di gestione autonoma dell'autoconsumo. Un modello decentralizzato, basato sull'autoconsumo, richiederebbe una pianificazione partecipata bottom-up per aree territoriali, che si auspica, con l'obiettivo di spostare dal centro alla periferia il baricentro della gestione e la ricerca di soluzioni di equilibrio della rete; in sintesi una maggior gestione per distretti energetici intelligenti.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna approvato nel 2016, anticipando il Clean Energy Package e il PNIEC, ha fatto della creazione di smart grids e di distretti energetici nel territorio, quanto più bilanciati ed autonomi, un asse portante della sua strategia; condividendo in linea generale un approccio "decentrato" si invita a orientare il Piano di Sviluppo verso una declinazione di tale approccio "dal basso" nel senso di *favor* verso le configurazioni di autoconsumo territoriale quali linee dirette (art. 7 direttiva 2019/944/UE), comunità energetiche di cittadini (art. 16 direttiva 2019/944/UE), sistemi di distribuzione chiusi (art. 38 direttiva 944/2019/UE), auto consumatori di energia da fonti rinnovabili (art. 21 direttiva 2018/2001/UE) e Comunità di energia rinnovabile (direttiva 2018/2001/UE).

Proprio in virtù di ciò si ritiene opportuno integrare gli scenari e il piano con la previsione di un approccio bottom-up nello scenario definito DEC; si ritiene che uno scenario decentralized con un massiccio ricorso all'elettrificazione debba essere accompagnato da un altrettanto massiccio ricorso a configurazioni di autoconsumo gestite a livello territoriale. Al fine di conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione con costi sostenibili e misure realisticamente perseguibili si dovrebbe implementare un parallelismo tra elettrificazione dei consumi e decentralizzazione della gestione delle reti.

In conclusione, poiché si è a un crocevia dell'evoluzione del sistema elettrico ed energetico nazionale per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni, si ritiene che sia dirimente che lo scenario di lungo termine che s'intende adottare, e che condizionerà in maniera irreversibile l'evoluzione del sistema per i prossimi 20-30 anni, adotti un approccio meno centralizzato sia in termini di regole di gestione che di mercato.

In merito alle osservazioni specifiche per la Sardegna, occorre ricordare che nell'ambito del sistema elettrico nazionale l'isola riveste un ruolo centrale in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione a medio-breve termine. Conseguentemente le opere per la Sardegna proposte nei PdS 2019 e 2020 e quelle rappresentate come avanzamenti dei piani precedenti rivestono una particolare rilevanza.

Ciò premesso, si ritiene fondamentale che almeno il Piano di Sviluppo 2020 venga integrato con una sezione specifica che contenga la rappresentazione delle informazioni e delle ipotesi e gli esiti delle simulazioni della rete elettrica sarda con le opere di interconnessione con il resto del sistema nazionale nei diversi scenari. Tale rappresentazione dovrebbe contenere l'andamento delle grandezze inerenti adeguatezza, stabilità, qualità, sicurezza e continuità del servizio elettrico e consentire di comprendere chiaramente per il sistema isolano la funzione e i benefici delle opere principali previste nei Piani (Tyrrhenian Link, SACO13, rinforzi/adequamento linee AT e S.E.) e fornire indicazioni di dettaglio sulla capacità di generazione flessibile a gas e di accumulo necessarie.

Il PNIEC, sulla base delle verifiche di Terna, statuiva che, oltre al cavo tri-terminale Sardegna-Campania-Sicilia, si dovesse prevedere una potenza di generazione a gas o di accumulo pari a 400 MW. Si ritiene necessario esplicitare nel dettaglio nel Piano di Sviluppo Terna quali siano le configurazioni adottate in merito alla potenza di generazione a gas, di accumulo e impiantistica (compensatori, ecc ...) nelle simulazioni dei diversi scenari (PNIEC, CEN, DEC al 2025 2030 e 2040). Si ritiene determinante conoscere, infatti, quali siano le configurazioni di sistema utilizzate per determinare i fabbisogni infrastrutturali anche alla luce delle variazioni nel corso degli anni delle caratteristiche di alcune opere prima fra tutte il Tyrrhenian Link che ha visto crescere il proprio costo del 40% rispetto al PdS 2019. Passando dalla pianificazione generale (PNIEC) a quella settoriale si ritiene necessaria la rappresentazione del sistema ipotizzato per la Sardegna retrostante ai fabbisogni infrastrutturali, proposta che a oggi non appare chiaramente delineata. Tale esigenza è tanto più sentita in quanto nei piani 2019 e 2020 sono descritte solo alcune parti di tale rappresentazione che in assenza di un quadro complessivo paiono non trovare una composizione armonica.

Riguardo all'assetto del parco termoelettrico assunto, in relazione al phase out dal carbone al 2025, si ritiene necessario esplicitare quale sia l'assetto che si ipotizza nelle diverse configurazioni e scenari. Nel PNIEC si evidenziava a pagina 111 si dice che "in correlazione con il phase out dal carbone in Sardegna, è in corso di valutazione una nuova interconnessione elettrica Sardegna - Sicilia – Continente, insieme a nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per 400 MW localizzata nell'isola, nonché l'installazione di compensatori per almeno 250 MVAR.". In questa fase attuativa è necessario chiarire in via definitiva le opzioni di sistema che si intende perseguire eliminando elementi di incertezza. A pagina 44 dell'elaborato Avanzamento Piani di Sviluppo - Avanzamento Centro Sud laddove si afferma che "in Sardegna il nuovo HVDC e i rinforzi di rete individuati, nonché la presenza di **nuova capacità di generazione per una potenza complessiva di c.ca 400 MW**, consentiranno il raggiungimento dei benefici rappresentati dal B4 suindicato". Tale affermazione avvalorata la tesi, che si condivide, per la quale non è possibile procedere al phase out dal carbone senza un adeguato parco di generazione a gas flessibile anche in relazione alla domanda elettrica e termica della filiera dell'alluminio del Sulcis. Più in dettaglio si ritiene che per conseguire il phase out al carbone al 2025 sia indispensabile un parco di generazione a gas flessibile valutando la possibilità di realizzare una centrale CHP di adeguata dimensione nel Sulcis per rispondere alle esigenze della ripresa della filiera dell'Alluminio come previsto nel PNIEC e nelle strategie industriali nazionale e regionale, e di una centrale peaker gas che vada a sostituire la centrale a carbone di Fiumesanto.

Nel webinar del 15 Giugno 2020 Terna, presentando il piano, ha confermato quanto indicato nel documento Incontro con ONG del 15 ottobre 2019 in merito agli scenari di potenza installata per fonte e tipologia:

Scenario	Termoelettrico [MW]			Fonti Rinnovabili Non programmabili [MW]	
	Gas	Other fuel and Other non res	other Res	PV	WIND
2025 PNIEC	400	150	93	1136	1315
200 PNIEC	500	70	99	2228	2075
2040 BAU	1881	100	125	1445	1140
2030 BAU	1881	100	122	2257	1475
2030 DEC	2281	100	112	2198	2238
2040 DEC	2281	100	132	3112	3009

Si ritiene che tali indicazioni vadano inglobate adeguatamente all'interno del Piano di sviluppo con un focus specifico nel quale fornire indicazioni di maggior dettaglio soprattutto in riferimento alla potenza a gas (BAU: 1.881 MW, DEC: 2.281 MW), eolica e fotovoltaica. In merito alle fonti rinnovabili, va evidenziato che qualsiasi stima sul contingente non può prescindere dalla reale stima del potenziale in termini di aree idonee; la legge di delegazione europea 2019, in discussione in Parlamento, nel definire le linee per il recepimento della direttiva 2018/2001 (REDII), contiene il concetto di aree idonee la cui perimetrazione sarà a carico delle regioni, in seguito alla codifica dei criteri che saranno inseriti nel decreto legislativo di recepimento della direttiva e nei relativi decreti attuativi. In assenza di tale attività sulle aree, prevista dal PNIEC, ogni stima su contingenti di fonti rinnovabili va adeguatamente giustificata e evidenziata la metodologia utilizzata.

Nel PNIEC del resto si prevede (pagg. 90, 191):

*Nel settore gas sono in corso di autorizzazione e valutazione presso il MiSE ed il MIT diversi progetti di deposti costieri di piccolo volume (SSLNG) per lo scarico del GNL da navi metaniere di piccola taglia, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e industriali e di stazioni di rifornimento carburanti. In particolare, in Sardegna due delle tre iniziative presentate vedono l'accoppiamento di SSLNG e minirigassificatori. È opportuno e conveniente (i) rifornire di gas naturale le industrie sarde, le reti di distribuzione cittadine già esistenti (in sostituzione del propano) e già oggi compatibili con il gas naturale, e in costruzione; (ii) sostituire i carburanti per il trasporto pesante; (iii) sostituire i carburanti marini tradizionali con GNL introducendo, in modo graduale, il limite di 0,1% di zolfo per i mezzi portuali e i traghetti; (iv) alimentare a gas naturale le centrali termoelettriche previste per il phase-out delle centrali alimentate a carbone. A valle dell'Analisi Costi Benefici avviata da RSE per conto di ARERA, che si prevede disponibile nella primavera 2020, si implementeranno gli interventi più adeguati per il trasporto del gas naturale. Al fine di offrire agli utenti sardi connessi alle reti di distribuzione prezzi in linea con quelli del resto d'Italia dovranno essere adottate soluzioni tecnico/regolatorie che consentano di equiparare gli oneri di sistema e correlare il prezzo della materia prima al PS.*

Per la Sardegna è esplicitato chiaramente che il gas naturale è finalizzato anche ad *alimentare a gas naturale le centrali termoelettriche previste per il phase-out delle centrali alimentate a carbone.*

Nelle more del completamento dello studio RSE commissionato da ARERA con la Delibera 30 luglio 2019 335/2019/R/gas, e nel rispetto delle statuizioni che l’Autorità medesima riterrà di adottare, si ritiene che per la fornitura di gas naturale con le modalità adeguate per la generazione termoelettrica sia imprescindibile la realizzazione del progetto della rete di trasporto di gas che ha già ottenuto il parere positivo delle commissioni nazionali Via presso il MATTM e che è previsto nel piano decennale di Enura all’attenzione dell’ARERA.

Si ritiene che proprio nell’ottica di promuovere al massimo il sector coupling, il SA.CO.I 3, il Tyrrhenian Link, la rete di trasporto regionale gas, la generazione a gas, un adeguato parco di accumuli e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, siano tutti tasselli di un unico quadro armonico che è necessario promuovere nel suo complesso in un’ottica di sistema per la transizione energetica soprattutto alla luce degli scenari congiunti Terna Snam contenuti nel Documento di Descrizione degli Scenari 2019 che accompagna i PdS 2019 e 2020.

A tale riguardo si condivide quanto riportato a pagina 14 del Documento scenari:

*Il ruolo del gas si conferma fondamentale in tutti gli scenari analizzati, per abilitare la transizione energetica anche grazie alla progressiva sostituzione del gas naturale con gas verdi (biometano, metano sintetico e idrogeno). In particolare, il gas risulta fondamentale per garantire adeguatezza e programmabilità della generazione elettrica.*

[...]

*Oltre il 2030, gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione rendono necessaria la progressiva penetrazione di crescenti quantità di gas verde nel mix energetico italiano, facendo leva sia sul biometano che su idrogeno e gas sintetici. Il sector coupling è quindi, negli scenari sviluppati, una delle leve strategiche indispensabili per fornire nuovi strumenti di decarbonizzazione del sistema energetico. Il Power to-Gas potrebbe rappresentare la tecnologia chiave di questo processo, abilitando la decarbonizzazione dei settori tecnologicamente più “ostici” e rappresentando una risorsa di stoccaggio stagionale dell’energia elettrica rinnovabile.*

Negli scenari PNIEC, DEC e CEN al 2025 2030 e 2040 il ruolo dei gas è determinante per centrare gli obiettivi di riduzione delle emissioni in tali scenari; negli scenari delineati biometano, idrogeno e metano sintetico assumono un ruolo sempre maggiore con funzione di accumulo e assorbimento dell’over generation.

Nel documento di Descrizione degli scenari 2019 al Capitolo 10 è ben evidenziato come in tutti gli scenari, anche se con diverso grado, i gas svolgano un ruolo determinante sia nelle trasformazioni che negli usi finali al 2030 ed al 2040. Questo fatto rimarca come il settore elettrico e quello gas contribuiscano congiuntamente all’obiettivo della riduzione delle emissioni. La realizzazione in Sardegna di una rete di trasporto, nella quale poter veicolare tali gas e che consenta di alimentare impianti di generazione flessibile, diventa un tassello irrinunciabile di un quadro complessivo di decarbonizzazione nel quale le infrastrutture del sistema gas e del sistema elettrico diventano le due gambe attraverso cui tenere in piedi il sistema energetico del futuro.

Si chiede di integrare il Piano evidenziando in quali modi venga implementato in Sardegna il sector coupling per il perseguimento dell’obiettivo della decarbonizzazione. In merito si è disponibili a un confronto nel merito del dettaglio delle configurazioni di sistema con TSO nell’ottica di

leale collaborazione tra istituzioni anche in considerazione dell'Intesa che questa amministrazione deve esprimere per la realizzazione delle opere contenute nel piano di Sviluppo.

La Regione Sardegna ha contribuito all'espressione di un parere positivo in sede di Conferenza Unificata su PNIEC che contempla il phase out dal carbone al 2025 alla condizione però, espressa nel Piano medesimo, che vengano realizzati gli interventi infrastrutturali ad esso funzionali. L'amministrazione regionale sarda ha anche espresso più volte perplessità in merito alla realizzabilità di tali infrastrutture in tempi necessari per addivenire al phase out al 2025, indicando come orizzonte più realistico il 2030. Ciononostante, è impegnata per la riuscita dell'obiettivo nazionale concordato, proprio in ottemperanza al parere citato. È pregiudiziale però che siano realizzate le opere che rendano effettivamente possibile il phase out, tra le quali si ritiene fondamentale un adeguato parco di generazione a gas, che richiede necessariamente una Rete di trasporto del gas alimentato da depositi/rigassificatori costieri, senza il quale le opere presentate nel piano non possono dispiegare gli effetti sperati al 2030 e 2040 (vedasi pag. 44 Doc Scenari) e che sono stati condivisi anche nel PNIEC.

### **Riscontro Terna**

La scelta dello scenario DEC per effettuare le Analisi Costi Benefici del Piano di Sviluppo deriva dalla necessità, generale per tutti i progetti di rinforzo interzonali e intrazonali, di confrontare scenari tra loro "contrastanti" (come previsto dalla delibera 627/17 di ARERA). Tra tutti gli scenari sviluppati la scelta è ricaduta sugli scenari BAU e DEC, a cui si è aggiunto il PNIEC, poiché rappresentativi di un portafoglio estremamente eterogeneo di scenari.

Sul tema dell'elettrificazione e sull'impatto sul bilancio energetico complessivo si fa notare come lo scenario DEC, caratterizzato da maggiore elettrificazione e più alta domanda elettrica, risulti in consumi energetici complessivi inferiori rispetto allo scenario CEN, proprio in virtù dell'efficienza intrinseca del vettore elettrico. In tal senso si specifica che, da un punto di vista puramente energetico, a parità di target, uno scenario a più alta elettrificazione non comporta un quantitativo di FER più elevato rispetto ad un analogo scenario con maggiori consumi di gas verdi, da prodursi comunque con impianti FER, ma in presenza della conversione aggiuntiva Power-to-Gas (P2G). In tal senso si fa notare come le analisi di scenario alla base del PdS, pur implementando appieno il concetto di Sector Coupling (inteso come la profonda integrazione tra la domanda e l'offerta al fine di minimizzare i costi di decarbonizzazione del sistema energetico), non abbiano fatto ipotesi sull'approvvigionamento di gas verdi per coprire i consumi previsti tra i vari scenari, i.e. non abbiano incluso FER aggiuntive dedicate agli impianti P2G. Il tema, già segnalato nel capitolo 10 del DDS 2019, sarà approfondito in maniera completa nel DDS 2021.

In merito al tema degli accumuli si fa presente che i sistemi di accumulo elettrico (come i pompaggi e gli accumuli elettrochimici) e i sistemi di accumulo energetico (come gli impianti P2G), pur contribuendo entrambi al contenimento dell'overgeneration da FER, non sono alternativi, poiché utilizzati in risposta ad esigenze diverse. I sistemi di accumulo elettrico rispondono alle esigenze di flessibilità giornaliera del sistema, i.e. permettono di prelevare elettricità durante le ore centrali della giornata (quando è presente un overgeneration strutturale legata agli impianti PV) e di restituirla durante le ore di rampa serale di carico residuo (resa molto ripida proprio dalle FER), evitando l'accensione di impianti termoelettrici caratterizzati da maggiori emissioni e permettendo quindi il raggiungimento dei target di decarbonizzazione previsti. I sistemi di

accumulo a gas rispondono invece ad esigenze di flessibilità stagionale, i.e. producono gas verde nei periodi di alta overgeneration da FER (tipicamente nel periodo estivo) per riutilizzarlo in periodi di alta domanda di gas (tipicamente nel periodo invernale). I sistemi di accumulo previsti negli scenari del PdS, oltre a permettere il contenimento dell'overgeneration, rispondono quindi alle esigenze di flessibilità giornaliera del sistema elettrico.

In merito al tema della "decentralizzazione", fondamento dello scenario DEC, si specifica che l'accezione fa riferimento ad una maggiore delocalizzazione degli impianti di generazione da fonte rinnovabile e di impianti di accumulo sulle reti di bassa e media tensione; questa delocalizzazione, diversamente da quanto interpretato, si traduce de facto in una maggiore decentralizzazione anche nella gestione della rete. Sebbene non rappresentato nel Documento di Descrizione degli Scenari 2019, si precisa che le analisi del Piano di Sviluppo simulano il funzionamento delle energy communities attraverso l'implementazione di logiche di autoconsumo. Nel caso specifico dello scenario DEC al 2030, le batterie distribuite (circa 2,1 GW dei 3 GW complessivi previsti) non seguono logiche di mercato elettrico, ma sono modellate per massimizzare l'autoconsumo degli utenti domestici dotati di impianti PV. In tal senso si chiarisce che i valori di picco di domanda rappresentati fanno riferimento al fabbisogno di energia elettrica comprensivo di autoconsumi. Il tema delle energy communities sarà ulteriormente approfondito nel DDS2021. Relativamente alla crescita del PUN, si fa presente come questo dipenda principalmente dall'aumento dei prezzi delle commodities che alimentano il comparto termoelettrico. Il PUN riportato risulta quindi comunque più basso rispetto a quello di un analogo scenario previsionale in assenza di FER aggiuntive.

#### **Spunto S5.**

Osservazioni sul **capitolo 4 "necessità di sviluppo"** del Piano di sviluppo (pagine 204-251).

#### **FORNITURA SERVIZI DI RETE**

##### **Edison, Energia Libera e AIGET**

Si 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. Ci 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, si 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.

### **Elettricità Futura**

Relativamente alla prevista installazione di 4500 MVAR di compensatori sincroni, riteniamo utile che siano forniti maggiori dettagli (localizzazione, tempistiche di realizzazione etc.) ed evidenziamo, come già espresso in altre sedi, che l’approvvigionamento di questi servizi e sistemi deve avvenire a mercato, prevedendo l’intervento del TSO solo in caso di fallimento del mercato.

Infatti, i TSO hanno il compito di facilitare la partecipazione degli operatori di mercato in condizioni di assoluta neutralità, senza sostituirsi ad essi. Il mercato, infatti, se messo nelle condizioni di esprimersi, può garantire il fabbisogno richiesto e a condizioni anche più efficienti di una soluzione regolata: è dunque necessario replicare quanto implementato da Terna nel caso di Brindisi per l’approvvigionamento di risorse per la regolazione della tensione di cui alla Delibera 675/2018/R/eel, tenendo conto delle tempistiche necessarie agli operatori per programmare eventuali investimenti.

Auspichiamo un’attenta vigilanza per garantire il rispetto delle regole e per evitare che i soggetti regolati competano in condizione di vantaggio a danno degli operatori di mercato.

### **Riscontro Terna**

Ad oggi, le disposizioni ministeriali (DM del 20 Aprile 2005, così come modificato dal DM del 15 dicembre 2010) prevedono che Terna entro il 31 maggio di ogni anno presenti al Ministero dello Sviluppo Economico per l’approvazione, un programma per l’adeguamento ed il miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico (così detto Piano della Sicurezza).

Pur non essendo pubblico, Terna, nell’ottica di una sempre maggiore trasparenza e condivisione delle informazioni con tutti gli stakeholders ma senza compromettere la sicurezza della rete, ha rappresentato nel Piano di Sviluppo i principali progetti del Piano della Sicurezza, finalizzati alla regolazione della tensione ed alla rimozione dei vincoli di rete, così come rappresentati nel cap. 4.2 del documento di Piano e nella sintesi tabellare (sheet “Altri progetti”).

Gli strumenti per la regolazione di tensione, laddove non associati all’erogazione di potenza attiva, sono elementi di rete necessari all’esercizio in sicurezza della stessa.

La procedura di Brindisi di febbraio 2019 ha riguardato di fatto l'acquisizione della disponibilità di un asset, in una porzione di rete con criticità di regolazione di tensione che richiedeva tempi di risoluzione delle relative problematiche – anche in ragione del rischio concreto di fermata della capacità di generazione nell'area – non coerenti coi tempi di una gara di acquisizione di un asset nuovo.

Si precisa in ogni caso che Terna: 1) valuterà l'acquisizione di asset esistenti a condizioni che questi possano offrire prestazioni effettivamente rispondenti alle esigenze di stabilità di sistema ed analoghe ai dispositivi di regolazione disponibili sul mercato, ad un costo non superiore, nell'ottica di contenere i costi complessivi del sistema elettrico 2) ha in programma di sperimentare l'estensione dell'obbligo di fornire servizi di regolazione di tensione anche alle unità a cui finora non è richiesto, coerentemente con le nuove previsioni del regolamento UE Requirement for Generators

## **FER**

### **Edison**

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.

### **Riscontro Terna**

In merito al collegamento in antenna di Val Caffaro si fa presente che nel PdS all'interno dell'intervento "Razionalizzazione 220/132 kV Vallesabbia" è prevista la risoluzione del collegamento in antenna della dorsale 132 kV "Nozza-Romanterra-Bagolino-Ponte Caffaro". Si segnala

che al momento sono allo studio interventi di sviluppo e riassetto rete che potranno risolvere le criticità riportate anche in Val Camonica e Valtellina.

## **SISTEMI DI ACCUMULO**

### **EP Produzione S.p.A.**

Con riferimento alla capacità attesa dei sistemi di accumulo nei vari scenari considerati, evidenziata nella Figura 21 a pag. 202, si ritiene opportuno delineare gli obiettivi di capacità di storage, sia di tipo idroelettrico che elettrochimico, identificati dal Gestore di Rete e le modalità con le quali si intende conseguirli.

Inoltre, appare necessario chiarire, in coordinamento con l’Autorità e con i Ministeri competenti, il quadro regolatorio e normativo per la contrattualizzazione delle risorse, in grado di fornire segnali di prezzo di lungo periodo. Al fine di promuovere lo sviluppo della necessaria capacità di accumulo, sarebbe opportuno dare agli operatori la dovuta visibilità per la programmazione degli investimenti, date le tempistiche rilevanti per la realizzazione di tali progetti. Ad esempio, il progetto pilota prospettato a pag. 167 del Piano, finalizzato alla realizzazione, entro il 2025, di nuova capacità di accumulo idroelettrico per un quantitativo pari ad almeno 1 GW, dovrebbe essere basato su procedure competitive chiare e trasparenti, aperte e prospettate agli operatori con congruo anticipo, in modo da consentire la pianificazione degli investimenti e l’ottenimento dei titoli autorizzativi necessari.

Nel focus sul phase-out dal carbone al 2025 a pag. 200, si evidenzia, in aggiunta alle altre condizioni abilitanti, la necessità di 4.500 MVar di compensatori sincroni per l’erogazione di quei servizi e prestazioni che non saranno più disponibili allo spegnimento delle centrali convenzionali, in termini di regolazione dei profili di tensione e di inerzia. A tal proposito, in analogia a quanto osservato per i sistemi di accumulo, riteniamo doveroso delineare il fabbisogno di sistema e definire le procedure competitive per la selezione a mercato delle risorse in grado di fornire il servizio richiesto.

### **Riscontro Terna**

[Si confermano i volumi indicati nella figura menzionata.](#)

[Per i restanti punti su accumuli e compensatori sincroni si rimanda alle risposte date in precedenza.](#)

### **Elettricità Futura**

Per quanto riguarda infine lo sviluppo degli impianti di pompaggio idroelettrico, poiché la risposta alla presente consultazione è destinata a Terna, ma anche all’Autorità, approfittiamo dell’occasione per sottolineare 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 stretti per poter rispettare le tempistiche previste nel PNIEC. Riteniamo altresì opportuno che Terna fornisca informazioni più

dettagliate relative ai pompaggi ai fini dell'elaborazione delle stime relative al potenziale di sviluppo disponibile presentate nel Piano di Sviluppo affinché gli operatori possano iniziare ad effettuare le proprie valutazioni.

### **Riscontro Terna**

Nel PdS 2018 è stato espresso un primo fabbisogno di impianti di pompaggio, coerentemente con quanto richiesto/previsto dal decreto legislativo 28/11. Queste indicazioni sono state superate dai quantitativi proposti nel PNIEC, che i nuovi PdS hanno recepito

### **ALTRO**

#### **Elettricità Futura**

In linea generale, riteniamo che gli interventi di rete previsti siano complessivamente condivisibili, e apprezziamo il fatto che l'esito dell'analisi sui margini di adeguatezza nei vari scenari considerati prevedono 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 attivazione di questa misura per il sistema elettrico italiano. Ci auguriamo 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 "Nuovo Regolamento Elettrico" Reg. EU 2019/943.

Detto ciò, questo capitolo del Piano di Sviluppo 2020 non sembra arricchito di contenuti in merito alla possibile evoluzione della stabilità del sistema elettrico, anzi, in alcune sezioni, come per esempio la quantificazione dell'energia cinetica minima necessaria all'anno obiettivo, sembra esserci un passo indietro rispetto alla versione 2019. In tal senso, vista l'importanza che la stabilità di sistema sta assumendo anche a livello europeo, riteniamo importante che il PdS contenga:

1. per quanto riguarda l'analisi d'inerzia: una quantificazione dell'evoluzione dell'energia cinetica massima e minima, che il TSO può ragionevolmente prevedere essere disponibile da impianti in servizio in ogni scenario esaminato in due di riferimento: esempio 2025 e 2030;
2. per quanto riguarda invece l'analisi della potenza di corto circuito (Pcc): una sezione che riporti l'evoluzione numerica della Pcc nei principali nodi di rete – per esempio i nodi pilota – a seguito della crescita della capacità FER e decommissioning delle unità Termo. Questo valore andrebbe poi comparato con dei valori limite target del TSO per indicare se e quali zone risultano a rischio dal punto di vista della robustezza di sistema.

In merito all'evoluzione dell'inerzia elettromeccanica di sistema, riteniamo opportuno che il TSO preveda una sezione dedicata all'interno del Piano, nella quale riporti un'analisi quantitativa in due anni di riferimenti (es. 2025 e 2030) negli scenari esaminati eventualmente espressa anche in termini di energia cinetica massima e minima ottenuta da impianti disponibili e in servizio. In caso questi temi fossero trattati nel Piano di Difesa si chiede che anch'esso, almeno nelle parti di interesse, venga posto in consultazione pubblica.

Riteniamo infatti utile una migliore integrazione del PdS con il Piano di Difesa ed una maggiore trasparenza sui contenuti di quest'ultimo, che dovrebbero essere anch'essi posti in consultazione, rendendo ad esempio 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.

A pag. 236 è esplicitato che *“i progetti d’iniziativa privata rappresentano un elemento di particolare complessità ed incertezza essendo l’effettiva realizzazione dell’investimento vincolata ad una valutazione economica in capo all’investitore privato. Per tale ragione e al fine di evitare una pianificazione sovrastimata sul sistema elettrico, con conseguente impatto ambientale sui territori interessati, sono tenute in conto nella definizione degli scenari di Piano di Sviluppo quei progetti per i quali è stato sottoscritto apposito contratto di connessione alla RTN e rilasciata l’esonero da parte del MiSE”*. Pur comprendendo l’approccio prudenziale adottato, riteniamo che non tenere in debita considerazione nell’elaborazione degli scenari di sviluppo anche le interconnessioni merchant, in particolar modo quelle individuate come prioritarie dalla Commissione Europea ed ENTSO-E, possa risultare fuorviante.

### **Enel SPA**

Il Piano di Sviluppo 2020 non sembra arricchito di contenuti in merito alla possibile evoluzione della stabilità del sistema elettrico, anzi, in alcune sezioni, come per esempio la quantificazione dell’energia cinetica minima necessaria all’anno obiettivo, sembra esserci un passo indietro rispetto alla versione 2019. Secondo quanto premesso, vista l’importanza che la stabilità di sistema sta assumendo anche a livello europeo, si ritiene necessario che il PdS contenga:

1. per quanto riguarda l’analisi d’inerzia: una quantificazione dell’evoluzione dell’energia cinetica massima e minima, che il TSO può ragionevolmente prevedere essere disponibile da impianti in servizio in ogni scenario esaminato in due anni di riferimento: esempio 2025 e 2030;
2. per quanto riguarda invece l’analisi della potenza di corto circuito (Pcc): essa andrebbe arricchita con una sezione che riporti l’evoluzione numerica della Pcc nei principali nodi di rete – per esempio i nodi pilota – a seguito della crescita della capacità FER e decommissioning delle unità Termo. Questo valore andrebbe poi comparato con dei valori limite target del TSO per indicare se e quali zone risultano a rischio dal punto di vista della robustezza di sistema.

Per quanto riguarda le merchant lines, a pag. 236, è riportato che: *“progetti d’iniziativa privata rappresentano un elemento di particolare complessità ed incertezza essendo l’effettiva realizzazione dell’investimento vincolata ad una valutazione economica in capo all’investitore privato. Per tale ragione e al fine di evitare una pianificazione sovrastimata sul sistema elettrico, con conseguente impatto ambientale sui territori interessati, sono tenute in conto nella definizione degli scenari di Piano di Sviluppo quei progetti per i quali è stato sottoscritto apposito contratto di connessione alla RTN e rilasciata l’esonero da parte del MiSE”*

Riteniamo che non tenere in debita considerazione nell’elaborazione degli scenari di sviluppo anche le interconnessioni *merchant*, in particolar modo quelle individuate come prioritarie dal Regolatore, dalla Commissione Europea ed ENTSO-E, possa risultare fuorviante.

Inoltre, con riferimento a Fig. 27, si ritiene che le Linee di interconnessione realizzate da soggetti privati ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 ottobre 2005 e Regolamento CE 714/2009 contribuiscano anche all' obiettivo di integrazione FER.

### **Riscontro Terna**

Terna ha proposto per la prima volta un'analisi volta al calcolo dell'evoluzione dell'inerzia, dell'energia cinetica e del nadir negli scenari ST e DG 2030. Queste analisi sono state parallelamente condotte in ambito europeo dove TERNA, in qualità di TSO italiano, ha rappresentato le proprie esperienze e le proprie metodologie. Anche a seguito di questi confronti, nella CBA elaborata da Entso-E è stata valutata la possibilità di inserire un nuovo indicatore definito "Stabilità di Sistema", che è stato valutato positivamente anche da ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) con l'opinione 03-2020. Dato il particolare interesse sulla tematica, Terna continuerà a seguire l'argomento provando a fornire ulteriori spunti in merito nelle prossime edizioni del piano di sviluppo.

In merito all'analisi della potenza di corto circuito (Pcc) sia nel capitolo 4 che nel capitolo 2 sono presenti delle analisi e degli approfondimenti basati sul confronto dei risultati di studi previsionali condotti da Terna e dei valori riportati nel documento "Qualità del servizio di trasmissione", pubblicato con cadenza annuale.

Per quanto riguarda le iniziative *merchant line*, si conferma l'approccio indicato nel PdS data l'elevata incertezza sulla realizzazione delle stesse

Per quanto riguarda il Piano della Sicurezza, si rimanda al primo riscontro della presente sezione.

### **Eni SPA**

In coerenza con quanto evidenziato nello spunto precedente, anche nel capitolo "Necessità di Sviluppo" occorre ribadire alcuni aspetti relativi all'installazione e alla gestione dei 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).

### **Riscontro Terna**

L'individuazione dei siti di installazione e la taglia dei compensatori sono state definite analizzando:

- gli effetti elettrici rispetto alla risposta dinamica del sistema considerando l'installazione dei macchinari nelle diverse stazioni disponibili nelle aree di interesse
- la fattibilità tecnica-realizzativa relativamente all'installazione dei macchinari presso le diverse stazioni disponibili.

Ad oggi sono in corso studi per l'installazione di nuove unità di compensazione della potenza reattiva, e per le quali non si esclude la possibilità di ricorrere a servizi forniti da soggetti terzi fermo restando la rispondenza degli eventuali siti alle esigenze di regolazione del sistema elettrico, a costi di mercato; in questo scenario le modalità di prestazione del servizio dovranno essere valutate e definite coinvolgendo i soggetti istituzionali e gli stakeholders interessati.

### **ANIE**

- Par. 4.1.2.3 Il quadro prospettato sul tema della potenza di corto circuito indica la necessità di cominciare a studiare un nuovo comportamento dei convertitori statici durante il corto circuito
- Figura 18 e seguenti: per la quasi totalità si tratta di interventi già in piano da tempo. Si chiede di inserire una colonna con la data di inserimento in Piano e la data prevista di entrata in servizio
- Circa il Piano minimo di realizzazioni si chiede di chiarire, rispetto alle opere entrate in servizio entro il 2019 e mostrate in figura 42 se queste costituiscano la totalità del Piano minimo o se invece vi siano altre opere previste che non sono entrate in servizio entro il periodo

### **Riscontro Terna**

Tipicamente la generazione statica, dotata di inverter, eroga un contributo alla corrente di corto circuito prossimo alla corrente nominale e solo nel caso in cui le logiche di controllo degli inverter siano state predisposte per consentirlo. Pertanto, risulta notevolmente inferiore rispetto a quello dei generatori sincroni, il cui contributo è pari a circa 5-6 volte la corrente nominale. Si conferma, comunque, l'opportunità indicata dall'Operatore di continuare ad approfondire l'evoluzione tecnologia e i comportamenti dei convertitori statici.

Per quanto riguarda gli interventi richiamati nelle figure 18 e seguenti, si fa presente che queste ultime sono solo la rappresentazione degli interventi rispondenti ai diversi obiettivi che il Piano persegue. Le date di inserimento in Piano e la data prevista di entrata in servizio sono riportate nella scheda di dettaglio di ciascun intervento.

Le Opere riportate nella lista del piano di minima rappresentano la migliore stima delle entrate in esercizio delle Opere alla data di predisposizione del Piano di Sviluppo, con un orizzonte temporale fino ai tre anni successivi.

Ogni anno la lista delle Opere viene aggiornata sulla base delle migliori previsioni disponibili al momento ed in funzione di esigenze di tipo tecnico-realizzativo.

**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).

**Regione Sardegna**

In merito si ritiene di dover evidenziare la preoccupazione per l'aumento dei costi (+42%), dal PdS 2019 a quello 2020, dell'opera Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna alla luce di quanto riferito a pagina 44 dell'Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti - *AVANZAMENTO CENTRO SUD*:

*Questa variazione dei costi è imputabile principalmente a: a) presenza di una ulteriore Stazione di Conversione (presso Caracoli, dovuta alla configurazione con doppio bi-terminale); b) dimensionamento (rischio tracciati chilometrici superiori) e protezione delle linee in corrente continua (sistemi di protezione dei cavi in profondità); c) limitata capacità produttiva dichiarata dai fornitori e al numero ridotto di fornitori capaci di costruire un collegamento di tale complessità (capacità produttiva fortemente ridotta nel prossimo quinquennio per presenza di altri progetti già avviati in Europa e nel Mondo); d) scelta tecnologica della configurazione in doppio bi-terminale con tecnologia VSC.*

Quanto sopra riflette una grande incertezza che caratterizza l'opera che costituirebbe la condizione per addvenire al phase out dal carbone al 2025. A ciò si aggiunga che come risulta dalla sensitività il costo dell'opera potrebbe lievitare ulteriormente al valore di 4.070 M€.

**Riscontro Terna**

Nel confermare quanto presente nel Piano di Sviluppo e sintetizzato nell'osservazione dell'operatore, si fa presente che tutti i fattori di incertezza dei diversi aspetti della realizzazione dell'opera sono stati tenuti in conto, sia nella fase progettuale che nella definizione dei costi di investimento. Il maggiore livello di approfondimento raggiunto nelle analisi, che permette dunque una sostanziale riduzione del livello di incertezza, rende possibile consolidare fortemente il progetto e la sua realizzazione.

Infine, Terna fa presente che, per selezionati interventi di sviluppo, ha predisposto delle sensitivity riportate nelle cosiddette schede Premium. Nel caso specifico del Tyrrhenian Link si è ipotizzato un incremento del 10% del Capex (4070 M€) e contestuale riduzione del 10 % del beneficio rilevante evidenziandone comunque la sostenibilità economica (IUS 1,6). Ciò significa che pur con un eventuale incremento di costo l'intervento risulterebbe ancora sostenibile confermando i benefici e dunque l'utilità per la transizione energetica del Paese.

**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 interzonal, l’incremento dell’adeguatezza del sistema elettrico e la riduzione delle emissioni CO2 (sezioni da 6.3 a 6.6, pagine 310-317).

**Energia Libera**

Si chiedono maggiori informazioni in merito alle motivazioni alla base dell’asimmetria della capacità di trasporto resa disponibile in *import* e in *export*. In particolare, se alla base dell’asimmetria vi siano motivazioni prettamente di natura tecnica (ad es. il cavo d’interconnessione ha una certa capacità in *import*, ma ne ha una diversa in *export*) o di altra natura.

**Riscontro Terna**

La capacità di trasporto su una determinata sezione non sempre risulta simmetrica, infatti i limiti di scambio tra due aree di mercato o tra Italia ed Estero sono spesso diversi nelle due direzioni e sono determinati dal massimo flusso di potenza che può transitare in sicurezza sulla sezione. Eventuali differenze tra i valori in *import* ed in *export* sono legate al fatto che congestioni di rete, superamento dei valori limite di tensione o problemi di natura dinamica possono verificarsi a valle del transito di potenza in una direzione e non nell'altra.

**Elettricità Futura**

Reputiamo utile che tra gli esiti presentati in questo capitolo venga illustrato anche il parametro relativo al valore reale dell’energia non fornita. Tale valore potrebbe rivelarsi utile anche in ambito europeo nell’ambito della valutazione degli interventi sui meccanismi di capacità e del calcolo dell’adeguatezza delle risorse elettriche.

**Riscontro Terna**

A proposito di Energia non Fornita, sul sito Terna, al seguente indirizzo:

<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/qualita-servizio-trasmissione>

sono disponibili i Rapporti Annuali sulla Qualità del Servizio, in cui, tra l’altro, viene riportato l’andamento storico dell’Energia non Fornita.

### **Elettricità Futura ed Enel SPA**

Riteniamo inoltre necessario che nel Piano di Sviluppo venga indicato qual è il beneficio legato al contributo atteso (e di cui si è tenuto conto nella definizione del Piano) – in termini di servizi per la regolazione di frequenza e tensione – dagli impianti a fonti rinnovabili in virtù degli adeguamenti e degli obblighi richiesti a tali impianti dal nuovo Allegato A17 del Codice di Rete. Questo aspetto risulta fondamentale nell’ottica di definire i servizi complessivi necessari e la relativa ripartizione sul mix tecnologico disponibile nel medio-lungo termine.

[I requisiti previsti dal nuovo Allegato A17 del Codice di Rete si applicano agli impianti di nuova installazione.](#)

### **Enel SPA**

Si ritiene inoltre che, ai fini dell’incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l’estero, sia importante considerare anche i progetti merchant lines ritenuti prioritari dal Regolatore, dalla Commissione Europea ed ENTSO-E.

Le merchant lines contribuiscono infatti ad incrementare i flussi con l’estero e, come tutti i progetti transfrontalieri, ad incrementare la sicurezza e la resilienza del sistema (in ragione della capacità nominale ed indipendentemente dal valore di NTC riconosciuto) e al raggiungimento degli obiettivi comunitari di capacità transfrontaliera installata che dovrà essere entro il 2030 e per ogni stato membro, pari al 15% della capacità di generazione installata (come peraltro indicato nel National Implementation Plan che l’Italia ha recentemente sottoposto alla Commissione Europea).

Inoltre, contribuiscono ad un maggiore sviluppo delle fonti di energia rinnovabile, contribuendo di conseguenza ad una riduzione delle emissioni di gas inquinanti.

### **Riscontro Terna**

[Si ringrazia per i commenti. Terna effettuerà valutazioni nell’ottica di miglioramento del processo di piano e di valutazione dei benefici degli interventi di sviluppo.](#)

[In merito alle iniziative merchant line ed al loro impatto ai fini delle valutazioni del piano, si rimanda al riscontro Terna riportato a pag.35.](#)

### **Regione Sardegna**

In coerenza con quanto espresso nello spunto S4, data la peculiarità della Sardegna, si chiede che il piano venga integrato con una sezione specifica inerente i benefici con la rappresentazione di dettaglio quali- quantitativa per l’isola.

### **Riscontro Terna**

All'interno del Piano di Sviluppo è prevista una suddivisione per area geografica dove è possibile ritrovare le opere insistenti sul territorio. Nel documento Avanzamento Nord Ovest sono riportati i singoli interventi di sviluppo di dettaglio previsti, suddivisi per area geografica e regione di appartenenza, con i relativi benefici associati ai singoli interventi, nonché le diverse finalità.

Infine, nel Piano di Sviluppo (cfr. cap. 6.1 "Scambi energetici nel medio e lungo termine") sono riportati gli esiti delle simulazioni di rete effettuate agli anni studio orizzonte e per i diversi scenari di Piano per le diverse zone di mercato italiane (inclusa la regione/zona Sardegna) tenendo conto degli interventi di sviluppo pianificati.

#### **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).

#### **Elettricità Futura e ANIE**

165-N Razionalizzazione rete 380 kV Brianza

- Ringraziando per il riscontro preliminare fornito in occasione del Webinar, richiediamo che siano ulteriormente chiarite le motivazioni alla base dell'esclusione dello scenario BAU 2040

259-N Razionalizzazione rete AT Verona

- Similmente al punto precedente, richiediamo che siano ulteriormente chiarite le motivazioni alla base dell'utilizzo degli scenari BAU 2030 e 2040

#### 627-N Elettrodotto 380 kV Caracoli – Ciminna

- L'intervento deriva dalla scelta di spostare la stazione di conversione del collegamento HVDC dalla SE Ciminna alla SE Caracoli e di completare la direttrice 380 kV tra Sicilia Orientale e Occidentale prolungando la nuova linea a 380 kV Chiaramonte – Ciminna fino alla nuova sezione a 380 kV della SE Caracoli. In questo senso la scheda giustamente rimanda all'ACB degli interventi 602-P "Elettrodotto Chiaramonte G. – Ciminna" e 604-P "Assoro – Sorgente 2 – Villafranca", in cui si immagina sia stata inserita la variante in oggetto. È quindi opportuno valutare l'inserimento di questo intervento come variante del 602-P, che diventerebbe quindi "Elettrodotto Chiaramonte G. – Caracoli".

Richiediamo che all'inizio del paragrafo si richiamino alcune informazioni sintetiche utili a spiegare, ad esempio, i requisiti minimi che rendono necessaria l'ACB (es. capex stimato sopra 15 milioni di euro), quali sono i criteri di scelta degli scenari utilizzati per ACB (gli interventi precedenti sono stati valutati su diversi scenari), ecc. Queste informazioni sono contenute nei volumi "Stato di avanzamento" ma andrebbero sinteticamente riportate anche in questo capitolo.

Evidenziamo infine come gli schemi rete non riportino la legenda dei simboli.

#### **Riscontro Terna**

Per quanto riguarda l'intervento 165-N Razionalizzazione rete 380 kV Brianza, in merito agli scenari analizzati e agli anni studio oggetto di ACB dell'intervento è stato analizzato un solo anno studio ed un solo scenario in quanto per l'intervento in oggetto è prevista la data di completamento al 2035. L'analisi ACB è stata condotta analizzando un solo anno studio e un solo scenario.. Gli interventi con data prevista di completamento maggiore o uguale al medio-lungo termine (es. 2030) sono analizzati nell'anno studio di lungo termine (rif. Documento Metodologico per l'Applicazione dell'Analisi Costi Benefici Applicata al Piano di Sviluppo 2020).

Relativamente alla razionalizzazione rete AT Verona, l'intervento non rientra nel cluster degli interventi relativi alle interconnessioni o alla riduzione delle congestioni tra le zone di mercato o intrazonali, per cui, come indicato nel Capitolo 5 del "Documento Metodologico per l'Applicazione dell'Analisi Costi Benefici Applicata al Piano di Sviluppo 2020", si utilizza per le analisi economiche un solo scenario di riferimento in tutti gli anni di studio. Inoltre, la scelta dei time horizon per l'intervento 259-P è stata fatta, conformemente a quanto indicato nel documento sopra citato, sulla base della data prevista di completamento delle opere sottostanti. Infine, il beneficio associato all'intervento in oggetto è la riduzione dell'ENF e quindi il 259-P è finalizzato essenzialmente alla risoluzione di criticità legate alla sicurezza e alla qualità del servizio. In modo cautelativo, si è optato per lo scenario di riferimento BAU poiché quest'ultimo possiede un carico inferiore rispetto agli altri scenari.

Per quanto riguarda l'intervento Caracoli-Ciminna, si ringrazia l'operatore per la segnalazione.

Ci preme precisare che l'inserimento del nuovo intervento 627-N Elettrodotto 380 kV Caracoli –Ciminna nel PdS 2020, ha richiesto l'attribuzione di un nuovo codice identificativo, come richiesto dalla Delibera 627/16 e s.m.i. (art. 5.2). Infine, nel prossimo PdS 2021 tale intervento sarà incluso

nella sezione di Avanzamento dei Piani di Sviluppo precedenti, in cui sono riportate tutte le informazioni di dettaglio, come giustamente ha ricordato l'Operatore.

#### **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/eel1 ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione

#### **Elettricità Futura ed ANIE**

L'opera risulta attualmente in concertazione (tabella 4 volume "Avanzamento Centro Sud), con la stessa classificazione del PdS 2019. Considerando le raccomandazioni del Parere ARERA 674/2018/l/eel e quanto esposto nel PdS 2019, si presume che l'opera sia ancora in fase di valutazione e che l'interazione con gli Enti preposti sia volta ad acquisire tutti gli elementi necessari a completare la valutazione.

Nel PdS 2019 l'opera, per la quale si stimava una lunghezza di 221 km, era dettagliata in due interventi (HVDC Villanova Fano e SE HVDC), entrambi in fase 1 (come da PdS 2018), con avvio attività 2020, avvio realizzazione 2025 e completamento "lungo termine" e capex 1.115 M€. L'ACB è stata valutata con IUS 1,5/1,6 (scenari ST e Dg entrambi 2025 e 2030), con benefici, per scenari ST e DG 2025, dal 70% al 73% legati ai costi evitati MSD (beneficio B7) e dal 24% al 28% per beneficio SEW (B1). Al 2030 il beneficio SEW sale al 34-36% e il B7 si assesta su 55 - 63%.

Nel PdS 2020 sono stati opportunamente introdotti maggiori dettagli nelle sezioni "descrizione intervento" e "interdipendenze o correlazione" con esplicitazione codici quest'ultimo caso. La lunghezza del collegamento sale a 228 km mentre le opere sono presentate diversamente: sono sdoppiate le SE di conversione a Fano e Villanova e è stato aggiunto l'adeguamento della SE 380 kV Fano. Per tutti gli interventi, ancora classificati in Fase 1, l'inizio attività slitta dal 2020 al 2023, l'avvio realizzazione dal 2025 al 2026 mentre per il completamento si passa da "lungo termine" al 2030. Apprezziamo l'approfondimento tecnico e l'analisi di sensitivity sui benefici rilevanti e sull'investimento. Il capex, mantenuto invariato rispetto al PdS 2019, viene valutato con sensitivity a +- 10% e gli IUS su scenari BAU, non molto promettenti, si mantengono molto vicini ai valori PdS 2019 scenari ST e DG, guidati dal beneficio B7. Più positivi gli esiti degli scenari DEC, con IUS tra 2,1 e 2,8, guidati dal beneficio SEW, vista la prospettiva di diffusione FER.

Vista la compresenza di scenari con IUS molto diversi riteniamo opportuno che si approfondiscano ulteriormente le valutazioni fatte, eventualmente "sdoppiando" l'intervento in due poli da 500 MW, per contenere il rischio legato all'incertezza su orizzonti di lungo termine.

#### **Riscontro Terna**

La realizzazione del nuovo HVDC contribuirà a perseguire gli ulteriori benefici evidenziati dall'osservazione proposta.

Nel corso del PdS 2020 è stata aggiornata la scheda intervento, inserendo maggiori informazioni di dettaglio, utili alla comprensione dei benefici, nonché le citate sensitivities e le ulteriori informazioni di carattere generale che non si evincono dalla scheda descrittiva dell'intervento.

Per quanto riguarda le opere principali previste, è stata inserita ciascuna opera in modo indipendente, sempre nell'ottica di una maggiore chiarezza espositiva.

Circa il suggerimento di sdoppiare l'intervento in due poli da 500 MW, le ipotesi di tempistiche attuali e di conseguenza le valutazioni effettuate prevedono il completamento totale al 2030. Tuttavia, per motivi tecnici e di affidabilità dell'opera non si può ipotizzare un'entrata in servizio del nuovo collegamento in modo indipendente.

### **Regione Sardegna**

Si ritiene di dover evidenziare in termini comparativi come per tale opera, pur essendo meno impegnativa del collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Campania, si prevede un avvio non prima del 2026 e completamento nel 2030. Tale circostanza conferma la convinzione che non sia possibile l'avvio dei cantieri del collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Campania nel 2021 e il suo completamento nel 2025.

### **Riscontro Terna**

Il timing degli interventi in PdS rappresenta l'orizzonte temporale entro cui gli stessi saranno gradualmente realizzati. Inoltre, la pianificazione temporale di un intervento deve tener conto anche dei vincoli di procurement, come ad esempio la limitata capacità produttiva dichiarata dai fornitori e il numero ridotto di fornitori capaci di costruire un collegamento di tale complessità (capacità produttiva fortemente ridotta nel prossimo quinquennio per presenza di altri progetti già avviati in Europa e nel Mondo). Tali aspetti devono quindi essere tenuti in conto da Terna per pianificare gli avvisi dei diversi interventi.

Il piano temporale indicato nel Piano di Sviluppo per il nuovo collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna, che prevede la realizzazione del primo modulo al 2025 e il completamento del doppio bipolo entro il 2028, richiede una procedura di fast track del processo autorizzativo, come peraltro indicato a pag. 29 del documento di Avanzamento Piani precedenti – Area Nord Ovest (nel campo note).

**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).

**Edison e AIGET**

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.

**Elettricità Futura**

Come già espresso nella nostra risposta alla precedente versione del PdS, tenendo conto 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, riteniamo che la realizzazione dell'interconnessione tra Italia e Tunisia dovrebbe essere conseguente alla realizzazione del Tyrrhenian Link, in modo da evitare ulteriori congestioni sull'elettrodotto Sorgente – Rizziconi e sulle dorsali verso il nord Italia.

**Riscontro Terna**

Terna conferma la propedeuticità e l'interdipendenza del nuovo elettrodotto 380 kV Chiamonte Gulfi – Ciminna, la cui entrata in servizio è attesa nel 2025, con le prime fasi realizzative del Tyrrhenian Link, con l'Interconnessione Italia – Tunisia, al fine di evitare eventuali congestioni e criticità operative.

Il completamento nel 2027 dell'interconnessione è da intendersi successivamente all'entrata in servizio delle opere con cui risulta interdipendente.

## **Eni SPA**

Considerato:

- lo sviluppo futuro delle rinnovabili, atteso soprattutto nel Sud Italia, ed in particolare in Sicilia;
  - lo sviluppo delle rinnovabili in Tunisia, che nello scenario a lungo termine potrebbe tradursi in un import di energia a basso costo;
- si ritiene che, per evitare ulteriori congestioni sull'elettrodotto Sorgente – Rizziconi e sulle dorsali verso il nord Italia, l'interconnessione Italia – Tunisia dovrebbe essere conseguente alla realizzazione del collegamento triterminale Sardegna – Sicilia – Continente.

## **Riscontro Terna**

Relativamente all'interdipendenza con il collegamento HVDC Tyrrhenian Link si fa presente che tale indicazione si riferisce alla complementarietà e correlazione elettrica tra i progetti ricadenti nelle aree interessate dalla nuova infrastruttura, di cui si tiene conto in ciascun scenario di riferimento. Infatti, in ciascuno scenario oggetto di studio, l'anno target rappresenta una data entro cui tutti gli interventi previsti in servizio, fanno parte della reference grid. Per cui si conferma che il timing tra le opere è tenuto in conto nella definizione del modello di rete utilizzato per le simulazioni in coerenza con lo scenario di riferimento

## **Regione Sardegna**

Si ritiene di dover evidenziare in termini comparativi come per tale opera, per molti versi simile al collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Campania, si prevede un avvio non prima del 2023 e completamento nel 2027. Tale circostanza conferma la convinzione che non sia possibile l'avvio dei cantieri del collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Campania nel 2021 e il suo completamento nel 2025.

## **Riscontro Terna**

Si rimanda al riscontro fornito all'osservazione analoga formulata allo spunto S9 (cfr. pag 43).

## **ANIE**

Nel PdS 2019 per l'intervento si prospetta l'avvio attività al 2019/2020, l'avvio cantieri al 2023 e il completamento al 2027. L'intervento era descritto in fase 1, con sviluppi subordinati agli accordi tra Paesi. L'ACB, valutata su un capex di 300 mln euro e su scenari ST 2025/2030 e DG 2025/2030 era pari a circa 3, con unico beneficiario B1.

Il PdS 2020 mantiene le stesse date e informa che i governi italiano e tunisino hanno siglato un accordo. La realizzazione del progetto è condizionata all'ottenimento di adeguati finanziamenti. Gli IUS salgono da 4,1 a 5,2 (cenari DEC e BAU 2030 e 2040) grazie al contributo all'integrazione delle FER. Apprezzabile la scheda tecnica di approfondimento.

#### **Riscontro Terna**

[Si ringrazia l'operatore per l'apprezzamento](#)

#### **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/l/eel ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

#### **Edison, Energia Libera, AIGET**

Edison, Energia Libera e AIGET esprimono 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 si 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).

#### **Riscontro Terna**

[Il Piano di Sviluppo valuta i benefici derivanti da interventi sulla rete di trasmissione elettrica, non tenendo in considerazione altri ambiti energetici non di competenza di Terna. ARERA, con la deliberazione 335/2019/R/gas, ha commissionato uno studio a RSE che considera le possibili configurazioni in relazione allo sviluppo infrastrutturale del sistema energetico \(elettricità e gas\) della Sardegna, tenendo conto dei diversi progetti infrastrutturali avviati o previsti, pertinenti all'isola, e delle loro eventuali interdipendenze.](#)

## EP Enel Produzione

Si apprezza il maggior grado di dettaglio fornito in merito al progetto di collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna sia nei documenti di consultazione sia nell'utile seminario di approfondimento sul Piano di Sviluppo 2020. Il progetto denominato Tyrrhenian Link, infatti, rappresenta senza dubbio il principale intervento di rete descritto nel Piano di Sviluppo 2020, sia per le finalità che persegue sia per gli impatti di natura socioeconomica che comporta. Rivestendo un ruolo chiave, nell'ottica di Terna, per il raggiungimento di obiettivi sfidanti nei prossimi anni, si ritiene opportuno integrare l'analisi del progetto con ulteriori e fondamentali elementi. In particolare:

- le tempistiche di entrata in esercizio del collegamento descritte da Terna durante il webinar del 15 giugno 2020, che prevedono una realizzazione per fasi successive delle singole tratte tra il 2025 e il 2028, si basano sull'ipotesi di un fast track autorizzativo. Dato che l'importanza del progetto è fortemente collegata alle tempistiche di realizzazione e di entrata in esercizio, si ritiene utile fornire una timeline per il completamento delle opere nel caso in cui i tempi del processo di autorizzazione fossero quelli normalmente attesi, in base alla normativa vigente. Di conseguenza, sarebbe opportuno allineare l'analisi costi-benefici, anche come sensitivity, nel caso di completamento del doppio bi-terminale in assenza di un percorso preferenziale dell'iter autorizzativo;
- un chiarimento sulle tempistiche attese per il raddoppio dei due cavi previsto nel biennio 2027-2028: si potrebbe specificare quale dei due interventi venga effettuato per primo, ovvero se è previsto prima il raddoppio del tratto Campania-Sicilia, nel 2027, e in un secondo momento il raddoppio del collegamento Sicilia-Sardegna, nel 2028, o viceversa;
- l'analisi dei benefici nei vari scenari potrebbe essere integrata con il dettaglio dei risultati conseguiti da ciascuna tratta del collegamento (Continente-Sicilia e Sicilia-Sardegna) e per ciascun livello di capacità di interconnessione (500 MW oppure 1000 MW su ogni tratta, in funzione dell'avanzamento del raddoppio del collegamento). In relazione allo sviluppo modulare dell'opera, infatti, ciascun elemento del doppio bi-terminale potrebbe essere valutato singolarmente, specificando in tal modo il livello di beneficio ottenuto in ciascun anno di riferimento e tenendo conto dello stato di avanzamento del progetto secondo le tempistiche di realizzazione prospettate dal Gestore di Rete. Anche in questo caso, si suggerisce di considerare nell'analisi costi benefici entrambi gli scenari di completamento dell'opera, ovvero sia nell'ipotesi di un fast track autorizzativo sia in assenza di questo;
- l'analisi costi-benefici sul Tyrrhenian Link al 2025 viene riportata esclusivamente nello scenario PNIEC, il quale, prevedendo un totale phase out dal carbone, ipotizza anche la completa realizzazione del cavo. Lo scheduling delineato da Terna per la realizzazione del collegamento in fasi successive, dal 2025 al 2028, dovrebbe probabilmente comportare una analisi al 2025 su uno scenario BAU e/o DEC; in alternativa, si potrebbe non includere tale analisi nello scenario PNIEC 2025, che sembrerebbe quindi incompatibile;
- non è chiaro se il quadro regolatorio considerato ai fini dell'analisi costi-benefici includa il Mercato della Capacità: tale strumento di mercato, infatti, si affianca nell'assetto attuale ai mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento, consentendo sia di perseguire l'obiettivo di adeguatezza delle risorse sia di mitigare gli spike di prezzo in seguito ad eventi di scarsità, in particolare nel MSD. Il capacity market costituisce ormai un elemento concreto nel contesto regolatorio e, come evidenziato nel Piano, rappresenta uno dei fattori abilitanti per la transizione energetica nei prossimi anni: si ritiene opportuno pertanto adeguare i modelli utilizzati nelle valutazioni al fine di una corretta quantificazione dei benefici aggiuntivi apportati dagli interventi di rete, evitando di sovrastimarne gli effetti.

## **Riscontro Terna**

Il timing dell'opera in PdS non è legato all'incertezza dello sviluppo previsto, bensì rappresenta l'orizzonte temporale entro cui l'opera sarà gradualmente realizzata. Infatti, il progetto sarà realizzato in soluzione modulare, soprattutto a causa della limitata capacità produttiva dichiarata dai fornitori e al numero ridotto di fornitori capaci di costruire un collegamento di tale complessità (capacità produttiva fortemente ridotta nel prossimo quinquennio per presenza di altri progetti già avviati in Europa e nel Mondo).

Per quanto riguarda le date di completamento di ciascun tratto, si evidenzia che la prima fase realizzativa, a partire dal 2025, riguarda il primo tratto tra Sicilia e Continente da 500 MW per motivi tecnici legati alla realizzazione dell'infrastruttura. A seguire è prevista la realizzazione del secondo tratto tra la Sicilia e la Sardegna. Infine, entro il 2028, saranno realizzati i raddoppi dei moduli per ciascun tratto di interconnessione.

Il piano temporale e il massimo sforzo di Terna per realizzare un progetto sfidante e complesso quale il nuovo collegamento HVDC, è condizionato al raggiungimento degli obiettivi fissati dal PNIEC. La realizzazione entro la data obiettivo è condizionata ad una procedura di fast track del processo autorizzativo, come peraltro indicato a pag. 29 del documento di Avanzamento Piani precedenti – Area Nord Ovest (nel campo note). Per poter trarre in considerazione la tempistica realizzativa riportata, molto sfidante, Terna sta adottando un approccio realizzativo del tipo modulare, in maniera tale da poter mettere in parallelo le fasi di costruzione al tempo stesso di ottimizzare i tempi di realizzazione.

In merito alla richiesta di rappresentare l'ACB per ciascuna tratta e livello di interconnessione si rappresenta che si tratta di un'opera che ha una sua valenza e funzionalità nella sua interezza e la sua entrata progressiva risponde ad esigenza di natura tecnico-commerciale, legata alla disponibilità dei cavi marini ad alta profondità.

Con riferimento agli scenari si segnala che il mercato della capacità è stato considerato all'interno della definizione degli scenari su cui il PdS si basa. Il Documento Descrizione Scenari 2019, specifica che il parco termoelettrico è stato definito anche a valle del calcolo di sostenibilità economica di ogni singolo impianto tenendo conto da un lato dei costi fissi e dei costi variabili, dall'altro dei ricavi derivanti dal mercato energetico e dall'applicazione del Capacity Market (missing money).

Tale input viene recepito nel PdS che si concentra sulla valutazione dei benefici degli interventi di rete.

## **Elettricità Futura**

Nella slide 34 della "Presentazione del piano di sviluppo 2020" è raffigurato il calcolo dello IUS per il Tyrrhenian Link paragonando due percorsi diversi di evoluzione degli scenari di sviluppo dal 2025 al 2040: PNIEC → PNIEC → DEC e PNIEC → BAU → BAU.

Sebbene sia stato impiegato con riferimento ai soli target 2023 e 2040, riteniamo utile che venga fornita una valutazione dello IUS basata anche su un percorso di evoluzione degli scenari che anche al 2025 vede l'adozione dello scenario Business-As-Usual (BAU). Tale valutazione permetterebbe infatti di mostrare due scenari tra loro contrapposti: la "best practice" (PNIEC → PNIEC → DEC) e la "worst practice" (BAU → BAU → BAU) e di stimare lo IUS che il Tyrrhenian Link potrebbe avere parametrato a un settore elettrico caratterizzato dalle scelte e gli sviluppi previsti nello scenario BAU. Tanto più che nel Piano l'obiettivo di tale intervento è sempre indicato come Integrazione FER.

Proponiamo inoltre che, in accordo all'approccio di scheduling descritto nel Webinar del 15 giugno (completamento delle singole tratte), l'analisi dei benefici nei vari scenari sia integrata con il dettaglio dei risultati conseguiti da ciascuna tratta del collegamento (Continente-Sicilia e Sicilia-Sardegna) e per ciascun livello di capacità di interconnessione (500 MW oppure 1000 MW su ogni tratta, in funzione dell'avanzamento del raddoppio del collegamento). In relazione allo sviluppo modulare dell'opera, infatti, ciascun elemento del doppio bi-terminale potrebbe essere valutato singolarmente, specificando in tal modo il livello di beneficio ottenuto in ciascun anno di riferimento e tenendo conto dello stato di avanzamento del progetto secondo le tempistiche di realizzazione prospettate. Sugeriamo di considerare nell'analisi costi benefici entrambi gli scenari di completamento dell'opera, ovvero sia nell'ipotesi di un *fast track* autorizzativo sia in assenza di questo.

Segnaliamo poi due criticità: la prima riguarda l'anticipazione della data di avvio cantieri dal 2025 al 2021, per un'opera che è ancora in concertazione. Riteniamo che si tratti di un'ipotesi irrealistica, a meno che non si attuino gli auspicati strumenti normativi straordinari per l'accelerazione dell'iter autorizzativo. Essi dovrebbero vincolare la realizzazione dei collegamenti all'effettivo *phase out del* carbone in Sardegna, condizione che giustifica in gran parte l'intervento, come appare confrontando gli IUS degli scenari BAU con quelli degli scenari PNIEC/DEC.

Riguardo le tempistiche di entrata in esercizio del collegamento descritte da Terna durante il Webinar, che prevedono una realizzazione per fasi successive delle singole tratte tra il 2025 e il 2028, si basano sull'ipotesi di un *fast track* autorizzativo. Dato che l'importanza del progetto è fortemente collegata alle tempistiche di realizzazione e di entrata in esercizio, riteniamo utile fornire una timeline per il completamento delle opere nel caso in cui i tempi del processo di autorizzazione fossero quelli normalmente attesi, in base alla normativa vigente. Anche per questo motivo, ribadiamo l'importanza di allineare l'analisi costi-benefici, anche come *sensitivity*, nel caso di completamento del doppio bi-terminale in assenza di un percorso preferenziale dell'iter autorizzativo.

Auspichiamo inoltre che il set informativo sull'intervento sia ulteriormente ampliato nella prossima versione di PdS (ad esempio integrando, come anticipato nella risposta allo spunto S4, un'analisi sulle potenziali ricadute del Tyrrhenian Link sullo sviluppo di infrastrutture gas in Sardegna), integrando anche le risultanze delle analisi condotte da RSE. Per l'inclusione dell'opera come intervento da realizzare e non in valutazione, riteniamo necessario attendere gli esiti del suddetto studio da parte di RSE.

La seconda riguarda alcune perplessità emerse esaminando le differenze nell'ACS 2020 rispetto a quella 2019: Terna indica come elementi di novità la risoluzione dell'essenzialità e i vincoli tecnici di esercizio del SAPEI e del SACOI3: trattandosi di elementi noti già negli anni precedenti, non comprendiamo perché siano stati trascurati, o poco dettagliati, nelle ACB precedenti.

Infine, relativamente allo scenario di riferimento, evidenziamo come non è chiaro se il quadro regolatorio considerato ai fini dell'analisi costi-benefici includa il Mercato della Capacità: tale strumento di mercato si affianca infatti nell'assetto attuale ai mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento, consentendo sia di perseguire l'obiettivo di adeguatezza delle risorse sia di mitigare gli *spike* di prezzo in seguito ad eventi di scarsità, in particolare nel MSD. Il Capacity Market costituisce ormai un elemento concreto nel contesto regolatorio e, come evidenziato nel Piano, rappresenta uno dei fattori abilitanti per la transizione energetica nei prossimi anni: si ritiene opportuno pertanto adeguare i modelli utilizzati nelle valutazioni al fine di una corretta quantificazione dei benefici aggiuntivi apportati dagli interventi di rete, evitando di sovrastimarne gli effetti.

## Riscontro Terna

Il collegamento HVDC Continente Sicilia Sardegna è necessario per garantire sostenere la transizione energetica, oltre che ad abilitare favorire il phase-out delle centrali a carbone. Con riferimento alle analisi costi-benefici (ACB) del PdS 2020 si evidenzia come il progetto sia profittevole nelle condizioni previste dal PNEC, ma al contempo il progetto si conferma comunque profittevole e necessario anche nel caso di scenari con maggiore presenza di capacità di generazione termoelettrica installata.

Il piano temporale e il massimo sforzo di Terna per realizzare un progetto sfidante e complesso quale il nuovo collegamento HVDC, è condizionato al raggiungimento degli obiettivi fissati dal PNIEC. La realizzazione entro la data obiettivo è condizionata ad una procedura di fast track del processo autorizzativo, come peraltro indicato a pag. 29 del documento di Avanzamento Piani precedenti – Area Nord Ovest (nel campo note). Per poter trarre la tempistica realizzativa riportata, molto sfidante, Terna sta adottando un approccio realizzativo del tipo modulare, in maniera tale da poter mettere in parallelo le fasi di costruzione al tempo stesso di ottimizzare i tempi di realizzazione.

In merito all'implementazione dei vincoli tecnici degli attuali collegamenti SAPEI e SACOI sui modelli di calcolo utilizzati per le ACB del PdS 2020, si fa presente che si tratta di un'evoluzione modellistica degli attuali strumenti di simulazione utilizzati, che in precedenza non si riuscivano a implementare. La modellizzazione di tali vincoli ha fatto sì che nell'ultima analisi ACB si sono potuti identificare benefici per il Sistema che nelle simulazioni dei Piani di Sviluppo precedenti non venivano catturati. Infine, si fa presente che il miglioramento dei tool di calcolo dei benefici è in continua evoluzione, proprio per consentire un'analisi sempre più accurata e in grado di cogliere i benefici degli indicatori con la minore incertezza possibile. L'analisi ACB è stata condotta considerando i benefici legati all'intero progetto in analogia con tutti gli altri interventi di sviluppo previsti nel PdS.

Con riferimento agli scenari di riferimento si segnala che il mercato della capacità è stato considerato all'interno della definizione degli scenari su cui il PdS si basa.

Il Documento Descrizione Scenari 2019, specifica che il parco termoelettrico è stato definito anche a valle del calcolo di sostenibilità economica di ogni singolo impianto tenendo conto da un lato dei costi fissi e dei costi variabili, dall'altro dei ricavi derivanti dal mercato energetico e dall'applicazione del Capacity Market (missing money).

Tale input viene recepito nel PdS che si concentra sulla valutazione dei benefici degli interventi di rete.

### **Enel SPA**

In generale, per individuare la soluzione più efficiente per l'integrazione delle rinnovabili nelle due isole maggiori ed indirizzare il processo di decarbonizzazione verso la soluzione al minimo costo, si ritiene necessario attendere i risultati dello studio RSE ed acquisire elementi che dimostrino l'efficienza comparata di tale opera rispetto a soluzioni alternative, la cui individuazione sarà oggetto del suddetto studio.

A questo proposito, si suggerisce di approfondire alcuni aspetti di seguito riportati. In primo luogo, con riferimento alla relazione tra Tyrrhenian Link e sviluppo della potenza FRNP, nella slide 34 della "Presentazione del piano di sviluppo 2020" è raffigurato il calcolo dello IUS per il Tyrrhenian Link paragonando due percorsi diversi di evoluzione degli scenari di sviluppo dal 2025 al 2040: PNIEC → PNIEC → DEC e PNIEC → BAU → BAU.

Riteniamo utile che venga fornita una valutazione dello IUS basata anche su un percorso di evoluzione degli scenari che anche al 2025 vede l'adozione dello scenario Business-As-Usual (BAU). Tale valutazione permetterebbe infatti di mostrare due scenari tra loro contrapposti: la "best

practice” (PNIEC → PNIEC → DEC) e la “worst practice” (BAU → BAU → BAU) e di stimare lo IUS che il Tyrrhenian Link potrebbe avere parametrato a un settore elettrico caratterizzato dalle scelte e gli sviluppi previsti nello scenario BAU. Tanto più che nel Piano l’obiettivo di tale intervento è sempre indicato come Integrazione FER.

Un secondo insieme di riflessioni riguarda il tempo di sviluppo dell’opera e le sue interdipendenze con altri sviluppi di rete. A questo proposito, nel corso degli incontri di illustrazione del Piano sono stati già forniti alcuni chiarimenti. È stato specificato rispetto al timing dell’opera (triennio 2025-2028) che si prevede un ingresso modulare dei poli che la costituiscono, precisamente: al 2025 primo polo Sicilia – Continente, al 2026 primo polo Sicilia – Sardegna e nel biennio 2027-2028 raddoppio delle due interconnessioni. Sarebbe utile specificare su quale dei due tratti si procederà per primo (quindi al 2027) al raddoppio dell’interconnessione.

Riguardo alle interdipendenze, il PdS fa riferimento alle seguenti opere di rete:

- elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino N. – Benevento 2 (506-P) previsto al 2028/2035
- nuova interconnessione Italia-Tunisia (601-I) previsto al 2027
- Elettrodotto 380 kV “Chiaramonte Gulfi – Ciminna” (602-P) previsto al 2025/2030
- Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 – Villafranca (604-P) previsto al 2030/2035
- Elettrodotto 380 kV Caracoli – Ciminna (627-N) inserito per la prima volta nel PdS 2020

Il TSO dovrebbe rappresentare il livello di interdipendenza con ogni singola opera, ossia quale sarebbe l’impatto sul completo ed efficace sfruttamento del HVDC nel caso di mancato completamento di ciascuna delle opere a cui è interdipendente alla data di ingresso del Tyrrhenian, necessità questa ancora più concreta in ragione della mancanza di sincronizzazione nel timing tra le opere.

### **Riscontro Terna**

Relativamente all’interdipendenza si fa presente che tale indicazione si riferisce alla complementarità e correlazione elettrica tra i progetti ricadenti nelle aree interessate dalla nuova infrastruttura, di cui si tiene conto in ciascun scenario di riferimento. Infatti, in ciascuno scenario oggetto di studio, l’anno target rappresenta una data entro cui tutti gli interventi previsti in servizio, fanno parte della reference grid. Per cui si conferma che il timing tra le opere è tenuto in conto nella definizione del modello di rete utilizzato per le simulazioni in coerenza con lo scenario di riferimento

### **Regione Sardegna**

Preliminarmente pare opportuno richiamare che ARERA, con il parere 674/2018/1/eel, ha rilasciato il nulla osta all’approvazione dello schema di Piano 2018 da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, a condizione che tra le altre cose “f) la valutazione del nuovo intervento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna, che risulta ancora in stato preliminare di avanzamento con localizzazione sul continente “da definire” e risulta caratterizzato da benefici leggermente inferiori in uno scenario o leggermente superiori ai costi nell’altro dei due scenari dello schema di Piano

*2018, prosegua nell'ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall'Autorità;".*

Nel Dicembre 2018 l'ARERA, pertanto, richiamava la necessità di proseguire nella valutazione dell'opera sottolineando le carenze nelle localizzazioni e l'incertezza nei benefici negli scenari di Piano.

Con la deliberazione 335/2019/R/gas del 30 luglio 2019 (Valutazione dei Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale relativi al 2017 e 2018 e revisione del termine per la presentazione dei Piani relativi al 2019) valutava *"opportuno, nell'ambito delle valutazioni di competenza dell'Autorità e con l'obiettivo di fornire un quadro di informazioni e analisi utili anche ai fini delle valutazioni e decisioni di competenza di Parlamento e Governo, promuovere l'avvio di uno studio indipendente finalizzato ad una più ampia valutazione, in logica ACB, delle opzioni disponibili in relazione allo sviluppo infrastrutturale del sistema energetico della regione Sardegna, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) nell'isola e delle loro eventuali interdipendenze, in particolare con riferimento, oltre al progetto di dorsale di cui al precedente punto, almeno a: [...] d) per il settore elettrico, il Triterminale "HVDC Continente-Sicilia-Sardegna" la cui realizzazione è prevista dal Piano di Sviluppo 2019 di Terna S.p.a., attualmente in consultazione, e gli ulteriori progetti infrastrutturali che interessano l'isola, pianificati o in corso;"*. Gli esiti dello studio saranno resi noti a breve nel corso del mese di Luglio e consentiranno di valutare le diverse opzioni disponibili per lo sviluppo infrastrutturale della Sardegna e la loro interdipendenza anche con il collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna.

In riferimento al collegamento HVDC Continente - Sicilia – Sardegna, si evidenzia come nel PdS 2020 per l'opera si dichiara conclusa la *Fase 2 – Concertazione e progettazione definitiva* successiva alla *Fase 1- Pianificazione* che era dichiarata conclusa nel PdS 2019; pertanto l'opera dovrebbe essere pronta per l'avvio della *Fase 3 - Autorizzativa*. A riguardo però preme evidenziare come l'opera invero non sia stata oggetto di attività di concertazione, almeno con la Regione Sardegna, che pure dovrebbe rilasciare in merito l'Intesa di cui alla legge 239/2004, e non risulta che sia conclusa e disponibile la progettazione definitiva. Allo stato delle informazioni si ritiene che l'opera non sia a uno stadio di maturazione che ne consenta l'avvio della fase autorizzativa, anche in considerazione del fatto che il PdS 2018 di Terna nel quale è stata proposta non è stato ancora formalmente approvato. Si ritiene quindi opportuno, quanto prima, un coinvolgimento diretto della Regione Sardegna nella concezione dell'opera al fine di renderla rispondente alle necessità del sistema elettrico locale e alla domanda di energia elettrica regionale. Allo stato, come detto, tale coinvolgimento non è stato attivato ma si rende viepiù necessario, atteso l'impatto dell'opera sul sistema energetico ed economico regionale in quanto condizionante fortemente il soddisfacimento della domanda di energia dei diversi utenti regionali: con particolare riferimento a quelli industriali e primo fra tutti lo stabilimento di Sider Alloys, per il cui riavvio l'amministrazione regionale è fortemente impegnata. In merito, ci si rende immediatamente disponibili per un confronto tecnico con Terna, con il MISE e ARERA al fine di approfondire tutti gli aspetti tecnici, amministrativi e normativi per addivenire ad una soluzione ottimale per il sistema regionale e nazionale nel quadro dell'obiettivo di decarbonizzazione codificato nel PNIEC.

Si ritiene inoltre che l'opera di che trattasi, prevista dal PNIEC su cui si è espresso parere favorevole in Conferenza Unificata, sia funzionale all'obiettivo di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale ma deve essere necessariamente vista come un "tassello" di una strategia più

generale che vede altresì la necessità di rendere disponibile per la Sardegna un adeguato sistema di trasporto e distribuzione del gas rappresentato da una pipe line (dorsale) che consenta la conversione delle centrali a carbone in unità a gas. Come già più sopra evidenziato si condivide in merito quanto riportato a pagina 44 dell'elaborato Avanzamento Piani di Sviluppo - Avanzamento Centro Sud secondo cui *“in Sardegna il nuovo HVDC e i rinforzi di rete individuati, nonché la presenza di nuova capacità di generazione per una potenza complessiva di c.ca 400 MW, consentiranno il raggiungimento dei benefici rappresentati dal B4 suindicato”*. Tale affermazione sintetizza il principio per cui il collegamento HVDC denominato Tyrrhenian Link e la dorsale del gas prevista nel Piano decennale di Enura sono due opere entrambe necessarie per la chiusura delle centrali a carbone in Sardegna e pertanto per la decarbonizzazione della generazione elettrica in Italia. Senza la dorsale non sarebbe sostenibile da un punto di vista tecnico-economico la realizzazione di unità a gas, in tale circostanza anche il collegamento di che trattasi non potrebbe dispiegare i propri benefici. Non a caso tutti i progetti di riconversione a gas di gruppi a carbone in Italia, in ottemperanza al PNIEC, sono sostenuti dalla disponibilità del gas naturale resa possibile da una rete di trasporto della risorsa. Come evidenziato a più riprese nel PdS 2020, gli impianti di generazione a gas risultano altresì fondamentali per garantire sufficiente inerzia al sistema a fronte di una sempre maggiore diffusione di impianti da FER.

Ciò premesso, si ritiene che allo stato l'intervento codice 723 - Collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Campania sia caratterizzato da diverse criticità che potrebbero ritardarne sensibilmente l'attuazione e pregiudicare il phase-out dal carbone al 2025, che di seguito si sintetizzano:

a. Costo: si sottolinea l'incertezza sul costo dell'opera, che registra un aumento del 42% rispetto al PdS2019, che riflette l'incertezza che caratterizza la sua realizzabilità come evidenziato a pagina 44 del documento Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti- *AVANZAMENTO CENTRO SUD*:

*Questa variazione dei costi è imputabile principalmente a: a) presenza di una ulteriore Stazione di Conversione (presso Caracoli, dovuta alla configurazione con doppio bi-terminale); b) dimensionamento (rischio tracciati chilometrici superiori) e protezione delle linee in corrente continua (sistemi di protezione dei cavi in profondità); c) limitata capacità produttiva dichiarata dai fornitori e al numero ridotto di fornitori capaci di costruire un collegamento di tale complessità (capacità produttiva fortemente ridotta nel prossimo quinquennio per presenza di altri progetti già avviati in Europa e nel Mondo); d) scelta tecnologica della configurazione in doppio bi-terminale con tecnologia VSC.*

A ciò si aggiunga che come risulta dalla *sensitività* il costo dell'opera potrebbe lievitare ulteriormente al valore di 4.070 M€.

b. Tempi: non si ritiene realizzabile l'avvio dei cantieri al 2021 come indicato nel PdS 2020 con un brusco anticipo rispetto alla data 2025, che si riteneva già critica, indicata nel PdS 2019 nel quale peraltro la conclusione dell'opera era indicata a *“lungo termine”*. Nel PdS 2020 non vengono fornite le motivazioni che hanno portato all'anticipo dell'avvio dei cantieri. A oggi non è disponibile il progetto definito dell'opera, non è stata avviata la fase autorizzativa e non sono disponibili sul piano normativo meccanismi di *fast track* autorizzativo. Opere dello stesso tipo, simili o anche di minore impegno (436, 601), hanno tempi realizzativi decisamente più lunghi. Le recenti esperienze del SA.PE.I e del Sorgente-Rizziconi dimostrano che opere così complesse richiedano tempi reali che si dispiegano per oltre un decennio tra la loro prima pianificazione e l'entrata in esercizio.

c. Definizione dell'opera: l'opera appare non ancora definita, a pagina 201 è indicato un punto di sbarco in Sardegna (area di Sarroch) differente rispetto a quanto riportato nella scheda del documento Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti- *AVANZAMENTO CENTRO SUD*; un differente punto di approdo condiziona anche le altre (stazioni elettriche ed elettrodotti) a terra in territorio sardo;

d. Configurazione di sistema: non è chiara la configurazione del sistema elettrico assunta per le simulazioni di funzionamento e l'analisi costi benefici dell'opera; nello specifico, andrebbe chiarito quali sono le assunzioni fatte in merito a: parco di generazione termoelettrica adottato (se come indicato nella scheda tecnica, 400 MW di nuova generazione a gas in sostituzione dei gruppi a carbone), la dimensione e la tipologia del parco di accumuli, i contingenti di potenza degli impianti a fonte rinnovabile, nuove configurazioni locali di rete (collettività locali energia, SDC, ecc...). In generale si ritiene che l'opera debba essere vista non in alternativa ad un adeguato parco di generazione a gas, ma in sinergia con esso. Una configurazione, corrispondente a uno scenario di forte elettrificazione (DEC), nella quale l'isola, senza proprie centrali a gas, sia connessa al resto del sistema tramite 4 cavi sottomarini (SA.PE.I, SAR.CO, SA.CO.I, TL) e nella quale la produzione rinnovabile sia gestite tramite un ingente ricorso ad accumuli e impianti speciali (compensatori), oltre a essere difficilmente realizzabile, non è strategicamente condivisibile in quanto precluderebbe qualsiasi possibilità di sviluppo industriale. In tale configurazione la Sardegna potrebbe ritrovarsi con un ridotto numero di centrali programmabili (Sarlux e alcuni centrali a bioenergie).

e. Sector Coupling: è necessario evidenziare le informazioni quantitative e qualitative che consentano di valutare i benefici congiunti per il sistema elettrico della Sardegna derivanti dalla realizzazione del Tyrrhenian link e della rete di trasporto del gas naturale in Sardegna contenuta nel Piano decennale 2020 di Enura presentato all'ARERA alla luce del sector couplig e degli scenari congiunti elaborati con Snam Rete Gas di cui al Documento di Descrizione degli Scenari 2019.

f. Opere connesse: è necessario chiarire se oltre alla nuova stazione elettrica 380 kV Selargius si renderanno necessarie ulteriori opere secondarie e connesse, le cui evidenze emergono solo dopo la realizzazione dell'opera principale; a riguardo, si vedano le opere in fase di realizzazione a seguito del collegamento Sorgente-Rizziconi (pag. 102 documento Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti- *AVANZAMENTO CENTRO SUD*) e che andranno a completamento tra il 2023 ed il 2027 a fronte dell'opera principale pianificata nel 2003.

Dall'analisi dei dati forniti a pagina 145 riguardo il PUN e a pagina 148, inerenti il *market splitting* e le rendite di congestione, si evince un quadro nel quale l'opera parrebbe apportare consistenti benefici alla Sicilia ma non alla Sardegna. In un'ottica di sistema è necessario che i benefici apportati al sistema della Sicilia non si traducano in effetti negativi e di condizionamento per il sistema sardo.

### **Riscontro Terna**

Nel confermare quanto presente nel Piano di Sviluppo e sintetizzato nell'osservazione dell'operatore, si fa presente che tutti i fattori di incertezza dei diversi aspetti della realizzazione dell'opera sono stati tenuti in conto, sia nella fase progettuale che nella definizione dei costi di investimento. Il maggiore livello di approfondimento raggiunto nelle analisi, che permette dunque una sostanziale riduzione del livello di incertezza, rende possibile consolidare fortemente il progetto e la sua realizzazione.

Infine, Terna fa presente che, per selezionati interventi di sviluppo, ha predisposto delle sensitivity riportate nelle cosiddette schede Premium. Nel caso specifico del Tyrrhenian Link si è ipotizzato un incremento del 10% del Capex (4070 M€) e contestuale riduzione del 10 % del beneficio rilevante evidenziandone comunque la sostenibilità economica (IUS 1,6). Ciò significa che pur con un eventuale ulteriore incremento di costo l'intervento risulti ancora sostenibile confermandone i benefici e dunque l'utilità per la transizione energetica del Paese.

Ad oggi in ogni caso non si prevedono costi ulteriori e si ritiene che il piano di spesa previsto sia stato realizzato in modo accurato.

I 400 MW aggiuntivi devono essere distribuiti opportunamente tra il nord e sud della Sardegna per garantire opportuna ridondanza e affidabilità nell'isola, nonché la dislocazione della generazione tiene anche conto della distribuzione del carico nell'isola.

## **ANIE**

Nel PdS 2019 il collegamento tra Sardegna e Sicilia è indicato tra le SE di Villasor e Ciminna, mentre il punto di connessione del tratto in Continente era ancora indicato in valutazione. L'inizio attività era previsto per il 2020, l'avvio cantieri per il 2025 e il completamento a lungo termine. Le lunghezze dei collegamenti erano stimate in 882 km (I22), 50 km (I23), 39 km (I24).

Le date sopra valgono per tutti gli interventi di cui consta l'opera: SE HVDC Continente, SE HVDC Sicilia, SE HVDC Sardegna, Collegamento Continente - Sicilia, collegamento Sicilia - Sardegna, SE 380 kV Villasor, SE 380 kV Continente.

L'ACB, effettuata su un capex di 2,6 mldeuro, indicava uno IUS da 0,9 a 1,3 su scenari ST e DG 2025 e 2030. Il beneficio al 2025 è quasi totalmente B7 (dal 94 al 99%), così anche al 2030 (dal 79 all'88 %), con incremento B1 (dal 10 al 15%). Negli scenari PNIEC lo IUS sale a 2,1.

Nel PdS 2020 l'opera viene meglio inquadrata e si concretizza in due collegamenti HVDC biterminale dal 1000. Si identificano i punti di connessione in una nuova SE 380 kV a sud di Montecorvino (Continente, raccordata alla linea 380 kV Laino - Montecorvino), nella SE Caracoli (Sicilia, anziché SE Ciminna) e nella nuova SE 380 kV di Selargius (Sardegna, anziché Villasor).

L'opera è indicata in concertazione (tabella 4 volume "Avanzamento Centro Sud), tutti gli interventi dell'opera mantengono la data di avvio attività al 2020, mentre l'avvio cantieri viene anticipato al 2021 (tutti gli interventi sono passati dalla fase 1 di pianificazione del PdS 2019 alla fase 2 di concertazione e/o progettazione nel PdS 2020) e il completamento previsto per il periodo 2025-2028.

Le lunghezze dei tracciati si modificano leggermente (I22 848 km, I23 43 km e I24 36 km), vengono precisate le interdipendenze e correlazioni e forniti apprezzabili dettagli tecnici sugli approdi e sull'adozione della tecnologia VSC, a giustificazione del notevole aumento di capex, da 2,6 a 3,7 mldeuro.

Circa l'ACB, Terna segnala alcune differenze rispetto ai PdS precedenti: a differenza dei PdS precedenti, nell'esecuzione dell'ACB, è stata considerata la risoluzione delle essenzialità (beneficio B4) nelle Isole, ottenibile in Sardegna grazie al nuovo HVDC, ai rinforzi di rete individuati e alla presenza di nuova capacità di generazione per circa 400 MW. Inoltre, le variazioni dell'impatto sull'indicatore B7 (costi MSD) rispetto ai PdS 2018 e 2019 è spiegato col fatto che l'ACB ha recepito i nuovi scenari del PdS2020 e ha incluso i vincoli di esercizio dei collegamenti SAPEI e SACOI 3 (minimo tecnico e vincolo di inversione rapida), non presenti nelle ACB dei precedenti Piani di Sviluppo. Lo IUS nello scenario PNIEC 2025 e BAU

2030 e 2040 è pari a 1,8 (con sensitivity da 1,6 a 2,1) mentre sale a 4,1 negli scenari PNIEC 2025/2030 e DEC 2040 (con sensitivity da 3,5 a 4,8). Gli scenari PNIEC e BAU sono trainati dai benefici B7, B4 e B3, mentre per lo scenario DEC trainano i benefici B7 B5 e B4.

La prima criticità che si segnala riguarda l'anticipazione della data di avvio cantieri dal 2025 al 2021, per un'opera che è ancora in concertazione: si tratta di un'ipotesi irrealistica, a meno che non si attuino gli auspicati strumenti normativi straordinari per l'accelerazione dell'iter autorizzativo. Essi dovrebbero vincolare la realizzazione dei collegamenti all'effettivo phase out del carbone in Sardegna, condizione che giustifica in gran parte l'intervento, come appare confrontando gli IUS degli scenari BAU con quelli degli scenari PNIEC/DEC.

Inoltre, sorgono alcune perplessità esaminando le differenze nell'ACS 2020 rispetto a quella 2019: Terna indica come elementi di novità la risoluzione dell'essenzialità e i vincoli tecnici di esercizio del SAPEI e del SACOI3: si tratta però di elementi ben noti già negli anni precedenti e non si comprende come possano essere stati trascurati nelle ACB precedenti.

### **Riscontro Terna**

Il collegamento HVDC Continente Sicilia Sardegna è necessario per garantire sostenere la transizione energetica, oltre che ad abilitare favorire il phase-out delle centrali a carbone. Con riferimento alle analisi costi-benefici (ACB) del PdS 2020 si evidenzia come il progetto sia profittevole nelle condizioni previste dal PNEC, ma al contempo il progetto si conferma comunque profittevole e necessario anche nel caso di scenari con maggiore presenza di capacità di generazione termoelettrica installata.

Il piano temporale e il massimo sforzo di Terna per realizzare un progetto sfidante e complesso quale il nuovo collegamento HVDC, è condizionato al raggiungimento degli obiettivi fissati dal PNIEC. La realizzazione entro la data obiettivo è condizionata ad una procedura di fast track del processo autorizzativo, come peraltro indicato a pag. 29 del documento di Avanzamento Piani precedenti – Area Nord Ovest (nel campo note). Per poter trarre la tempistica realizzativa riportata, molto sfidante, Terna sta adottando un approccio realizzativo del tipo modulare, in maniera tale da poter mettere in parallelo le fasi di costruzione al tempo stesso di ottimizzare i tempi di realizzazione.

In merito all'implementazione dei vincoli tecnici degli attuali collegamenti SAPEI e SACOI sui modelli di calcolo utilizzati per le ACB del PdS 2020, si fa presente che si tratta di un'evoluzione modellistica degli attuali strumenti di simulazione utilizzati. La modellizzazione di tali vincoli ha fatto sì che nell'ultima analisi ACB si sono potuti identificare benefici per il Sistema che nelle simulazioni dei Piani di Sviluppo precedenti non venivano catturati. Infine, si fa presente che il miglioramento dei tool di calcolo dei benefici è in continua evoluzione, proprio per consentire un'analisi sempre più accurata e in grado di cogliere i benefici degli indicatori con la minore incertezza possibile.

### **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/l/eel ha posto "in valutazione", cioè senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale

### **Elettricità Futura**

Analogamente a quanto affermato per l'interconnessione Italia-Tunisia, riteniamo importante che questo intervento sia realizzato in subordine a quelli previsti sul suolo a livello nazionale, al fine di non acuire il problema delle congestioni sulla RTN.

### **Riscontro Terna**

Le tempistiche relative alla realizzazione del secondo polo del collegamento HVDC Italia – Montenegro tengono conto degli interventi sviluppo funzionali alla piena integrazione dell'interconnessione.

A tal proposito la realizzazione del nuovo collegamento 380 kV Gissi – Larino - Foggia, la cui entrata in servizio è prevista nel 2024, favorirà il pieno sfruttamento dell'interconnessione, permettendo un maggiore scambio tra Sud e Centro Sud

### **ANIE**

Nel PdS 2019 Terna indica il primo polo (linea, SE conversione Cepagatti e Kotor) in realizzazione entro il 2019 (entrata in servizio il 28/12/2019), mentre il secondo polo è indicato in fase 4 (progettazione esecutiva) con avvio realizzazione al 2020 e completamento entro il 2026. Lo IUS del secondo polo varia tra 1,5 e 2,2 su anni obiettivo 2025 e 2030.

Il PdS 2020 conferma il II polo in fase 4 e le date di avvio realizzazione e completamento rispettivamente al 2020 e al 2026.

L'ACB indica, su una situazione di capex di 819 mln euro spesi su 1150 stimati, IUS in un primo caso da 1,3 a 1,9 e in un secondo caso da 1,8 a 3,8, indicando scenari al 2020, 2025 e 2030 senza però menzionare di quali scenari si tratta.

Non sono quindi presentati ulteriori elementi o approfondimenti su cui poter effettuare considerazioni circa lo sviluppo del II polo.

### **Riscontro Terna**

Al fine di rispondere in modo esaustivo al quesito, si rimanda all'analisi effettuata su richiesta dell'ARERA con il PARERE 14 DICEMBRE 2017 862/2017/I/EEL e pubblicata per consultazione sul sito dell'ARERA tra gli allegati del PdS 2018 (<https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/ACB%20%20polo%20Interconnessione%20MONITA%2027042018.pdf>). Per comodità si riportano le principali indicazioni di chiarimento in modo sintetico. Nel corso degli anni la data di completamento del progetto di interconnessione è stata posticipata al punto di definire due date target per l'entrata in servizio del primo polo nel 2019 e del secondo polo nel 2026 (quest'ultima data condizionata dalle tempistiche relative allo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione e dei mercati elettrici nei Balcani). Tale modifica è stata esplicitata a partire dall'edizione 2017 del Piano di Sviluppo e confermata nelle edizioni del 2018". Tale posticipo è confermato anche nel PdS 2019. Per quanto riguarda gli anni relativi agli scenari di riferimento, gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili, come indicato nella nota n.16 a pag. 48 del documento di "Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti 2020 - Avanzamento Centro Sud".

**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.

**Edison**

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

**Riscontro Terna**

Nell’ottica di gestire al meglio l’intera rete elettrica nazionale Terna valuterà la necessità di inserire tali asset nelle proposte di acquisizione del prossimo PdS.

Come previsto dall’Art.2 del Decreto MAP 23-Dic-2002, Terna ha provveduto ad inserire:

- la dorsale 132 kV Cesano-Novara-Garlasco tra le proposte di Ampliamento Ambito nel PdS 2008;
- l’attuale stazione elettrica 132 kV di Novara Est come alternativa all’intervento di sviluppo “155-P – Stazione 132 kV Novara Est” nel PdS 2019.

A valle del decreto di Ampliamento Ambito RTN e qualora la trattativa tecnico-economica sia conclusa positivamente, Terna acquisirà la dorsale 132 kV Cesano-Novara-Garlasco e la stazione elettrica di Novara Est.

**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