
Piano di Sviluppo 2023

Riscontro osservazioni alla Consultazione Pubblica

MILANO, 02 OTTOBRE 2023

Piano di Sviluppo 2023

Riscontro osservazioni alla Consultazione Pubblica

Agenda

- **Riscontro osservazioni alla consultazione**
- **Sessione Q&A Live**

Riscontro osservazioni alla consultazione



SPUNTO S2

- a. Osservazioni sul **“Documento di descrizione degli scenari”** (di agosto 2022) predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, sul capitolo 5 **“Scenari”** del **documento “Lo stato del sistema elettrico”** (pp. 78-91), sul **documento “Evoluzione rinnovabile e interventi di connessione”**, e sull’identificazione degli scenari a cui è applicata l’analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2023.
- b. Osservazioni riguardanti la correlazione e coerenza tra i documenti di scenario sopra richiamati e le ipotesi e gli scenari adottati a livello europeo (es. **scenari TYNDP di ENTSO-E e ENTSOG**) e a livello nazionale nel settore energetico.
- c. Osservazioni sulla disponibilità e fruibilità dei **dati di scenario** (cfr. documenti suddetti e file zip/xls resi disponibili in sede di consultazione).

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q1. Scenari

A partire dal 2021, la pubblicazione del Piano di Sviluppo avviene con cadenza biennale. Contestualmente l'esigenza di adeguamento del framework regolatorio e/o l'aggiornamento di scenari di policy, determinano spesso significative discontinuità del contesto, creando un asincronismo rispetto alle ipotesi utilizzate nel Piano, rendendo superata la valutazione CBA (per esempio l'eventuale definizione dello scenario PNIEC o uno sviluppo differente di sistemi d'accumulo legato alla localizzazione delle FER). **Per queste ragioni sarebbe opportuno che il TSO possa**, negli anni in cui non è prevista la pubblicazione del Piano di Sviluppo (es. il 2024), **pubblicare un fascicolo integrativo al Piano, con una descrizione dei principali impatti che lo sviluppo regolatorio o gli scenari di policy aggiornati comportano sulla necessità di sviluppo rete.**

In particolare, sarebbe necessario fornire un aggiornamento sulla distribuzione attesa su base zonale delle nuove FER che tenga conto dei dati di sistema aggiornati (richieste di connessione/autorizzazioni e degli sviluppi normativi (burden sharing) e di conseguenza l'allineamento del fabbisogno di accumuli.

Chiediamo inoltre se all'interno dei due scenari contrapposti presi come riferimento (Late Transition e Distributed Energy Italia), è possibile definirne uno ritenuto più "plausibile" che tenga conto degli interventi sulla rete previsti e dell'evoluzione del mix di generazione (sviluppo, dismissione di capacità etc).

RISCONTRO TERNA

*Gli scenari energetici sono elaborati con **cadenza biennale** ai sensi delle delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas e sono **funzionali al Piano di Sviluppo e all'analisi costi benefici dei principali interventi**. Eventuali aggiornamenti derivanti dal contesto energetico, normativo e regolatorio che dovessero emergere nell'anno in cui non è prevista la pubblicazione degli scenari, sono considerati, se consolidati (ad esempio a conclusione di processi di consultazione), nella prima edizione del documento degli scenari disponibile e per l'aggiornamento delle analisi costi benefici. Al contrario si rischia di tornare ad una scadenza annuale di scenario e di piano.*

*Gli scenari sono elaborati per giungere ad una **visione coerente delle possibili evoluzioni future del sistema energetico italiano e costituiscono la base per la predisposizione dei Piani di Sviluppo** delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas a livello nazionale; pertanto, Terna ritiene non possa essere identificato uno scenario "meno plausibile" e uno "maggiormente plausibile". La finalità di considerare scenari contrastanti è proprio quella di fornire due viste differenti in cui valutare la sostenibilità degli interventi di sviluppo.*

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q2. Scenario (distribuzione FER)

Lo sviluppo infrastrutturale previsto da Terna nel Piano 2023 tiene conto dello scenario congiunto Snam-Terna (2022), in cui la distribuzione zonale della nuova capacità FER è ipotizzata in linea con le richieste di connessione di rete e quindi molto più concentrata nelle Regioni del Mezzogiorno (~80%), portando ai benefici riportati nella valutazione degli interventi dell'Hypergrid. Tuttavia, lo scenario proposto dal PNIEC/Burden Sharing (i.e. bozza DM Aree Idonee) ipotizza una diversa distribuzione territoriale della nuova capacità FER, che risultano più equamente distribuite nel territorio nazionale (~50% nel Mezzogiorno). Pertanto, chiediamo che si chiarisca:

- come e in che termini Terna terrà conto dei **nuovi indirizzi nazionali nella definizione degli sviluppi infrastrutturali**
- se saranno **sviluppate sensitivities delle ACB condotte sui singoli interventi infrastrutturali**, immaginando che una variazione della localizzazione della nuova produzione FER incida sugli indicatori delle ACB (e.g. B5 a/b – Integrazione rinnovabili)

RISCONTRO TERNA

*Il recente **aggiornamento del PNIEC** (attualmente in fase di consultazione) e la bozza del **DM Aree Idonee** sono successivi alla pubblicazione del Documento di descrizione degli Scenari 2022, pertanto **saranno considerati**, coerentemente con il loro stato di maturità, **per la predisposizione del prossimo Documento di Descrizione degli Scenari**.*

Anche le Analisi Costi Benefici degli interventi di sviluppo verranno eseguite in coerenza con i futuri scenari alla base del Piano di Sviluppo 2025.

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q3. Connessioni – Incremento trasparenza informazioni avanzamento progetti

Come ERG cogliamo l'occasione della consultazione per esprimere apprezzamento rispetto all'aumento di trasparenza implementato con la pubblicazione del PdS 2023, rispetto al Piano precedente, e alle numerose informazioni ad oggi consultabili sulla piattaforma Econnexion. Oltre a ciò, si ritiene utile avere un aggiornamento più frequente, rispetto alla pubblicazione dei PdS, delle informazioni relative allo stato di avanzamento dei processi di autorizzazione e implementazione dei progetti. Queste informazioni potrebbero essere integrate proprio nella piattaforma Econnexion.

In generale, si richiede di **incrementare ulteriormente la trasparenza** per quanto riguarda:

- **Per i progetti in fase di autorizzazione:**
 - Localizzazione delle SSE indicate nelle soluzioni di connessione (rif. foglio e particella)
 - Tipo di autorizzazione richiesta (VIA, AU, ...)
 - Ragione sociale del capofila del tavolo tecnico (con eventuale nominativo del referente e contatto) – al fine di velocizzare le comunicazioni e la raccolta di informazioni utili agli operatori
 - Aggiornamento periodico dello stato dell'iter del tavolo tecnico in corso e dello stato delle autorizzazioni
 - Indicazione di massima di quando si prevede possa concludersi il processo di autorizzazione
- **Per i progetti autorizzati:**
 - Data di avvio lavori – per dare un'indicazione dello stato di avanzamento del progetto
 - Data fine lavori approssimativa
 - Dettaglio delle opere che compongono il progetto e link alle relative istanze

RISCONTRO TERNA

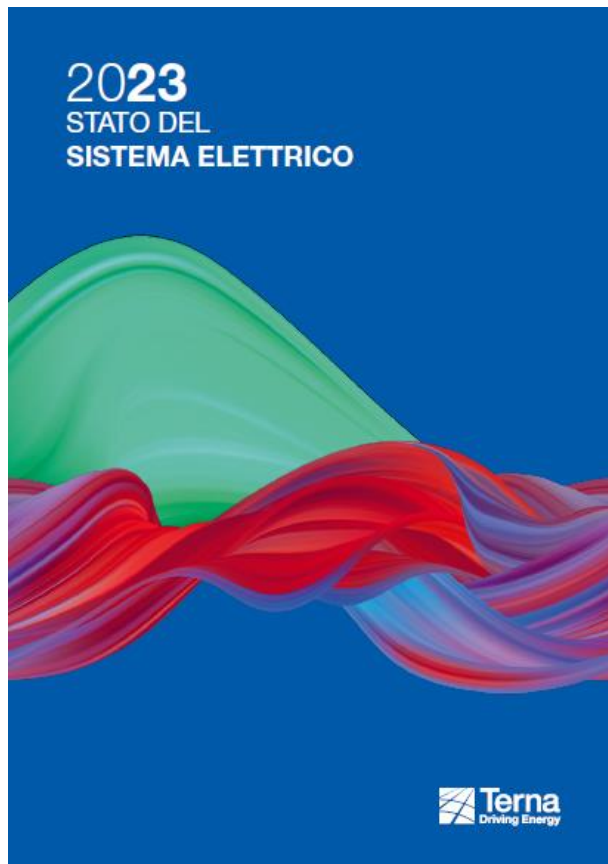
*Relativamente alle opere RTN di Connessione la maggior parte delle informazioni citate sono state rese **disponibili agli utenti con pratica di connessione attiva sul nuovo portale MyTerna**.*

Sono difatti riportate informazioni inerenti come, ad esempio, lo stato dei Tavoli Tecnici ed i relativi dettagli, la localizzazione delle SSE con benessere di Terna, i riferimenti delle società capofila nominate dai partecipanti ai tavoli tecnici come responsabili della progettazione delle opere contenute nei preventivi di connessione (STMG) accettati ecc..

*Le **tempistiche autorizzative delle opere RTN** per impianti FER sono strettamente legate a quelle delle opere di utenza e dell'impianto di produzione il cui iter autorizzativo è in capo al singolo proponente.*

*Relativamente invece ai **progetti autorizzati** si ritiene valido lo spunto; pertanto, si potrebbe eventualmente valutare di implementare la visibilità di tali informazioni.*

Riscontro osservazioni alla consultazione



SPUNTO S4

a. Osservazioni sul **documento “Lo stato del sistema elettrico”** dello schema di Piano di sviluppo 2023 e in particolare sugli aspetti di:

- analisi del mercato elettrico (capitolo 3);
- qualità del servizio (sezione 4.2);
- sicurezza, stabilità e robustezza di sistema (sezione 4.3).

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q1. Incentivi MSD Terna

In relazione alla riduzione dei volumi movimentati su MSD registrata sul 2022 come rappresentato nel Piano di Sviluppo, chiediamo un chiarimento sull'interpretazione di quanto indicato nella Delibera Arera 367/2023/R/eel, dove si evince per lo stesso anno un totale di volumi a salire su MSD pari a 5,5 TWh, rispetto ai 9 TWh rappresentati sul Piano di Sviluppo.

RISCONTRO TERNA

*I valori presenti all'interno del **Piano di Sviluppo** sono valori **coerenti con i dati pubblici presenti sul sito del GME o sulla piattaforma transparency** (8,9 TWh a salire e -7,9 TWh a scendere nel 2022).*

*Tali valori rappresentano la **totalità delle selezioni effettuate da Terna sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento** ivi comprese le selezioni finalizzate al bilanciamento del Sistema Elettrico a causa di sbilanciamenti dei diversi operatori, ovvero errori di programmazione sui mercati dell'energia.*

Relativamente al dato di 5,5 TWh presente nella citata Delibera ARERA 367/2023/R/eel, esso equivale alle selezioni di redispatching, ovvero ad un perimetro delle selezioni coerenti con il sistema incentivante di cui alle formule presenti all'interno dell'allegato alla medesima delibera.

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q2. Evidenze dei mercati

In merito all'analisi dei mercati, vorremmo chiedere se è possibile:

- relativamente all'analisi dei **costi totali MSD**, avere maggior dettagli sulla voce "**Altri servizi**"
- che Terna fornisca una sua **stima prospettica circa l'andamento del MDP, del MB e dell'MSD** sul futuro di breve termine (2-3 anni)

RISCONTRO TERNA

Con riferimento alla richiesta di maggiore dettaglio in merito all'analisi dei mercati, si riporta di seguito riscontro ai punti trasmessi:

- › *La voce relativa ad "**Altri Servizi**" non viene resa pubblica per la **riservatezza delle informazioni** contenute e, pertanto, non può essere fornita;*
- › *In merito all'**andamento prospettico dei mercati**, Terna non fornisce dati previsionali di breve termine (2-3 anni) poiché risentono di un certo **livello di incertezza legato all'evoluzione del contesto di mercato in atto.***

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q3. Adeguatezza

Considerato che il PdS è stato pubblicato a marzo e che la scadenza per presentare i titoli autorizzativi dei nuovi impianti che hanno partecipato al Capacity Market per l'anno di consegna 2024 era fissata per il 30 giugno scorso, vorremmo avere dei chiarimenti in merito all'aggiornamento **del report di adeguatezza del sistema elettrico** (se verrà effettuato e con quali tempistiche).

RISCONTRO TERNA

*Analogamente a quanto fatto per le ultime edizioni del Rapporto di Adeguatezza (RAI 21 e RAI 22 pubblicati rispettivamente a novembre 2021 e febbraio 2023) si **conferma l'intenzione di mantenere la cadenza annuale del report.***

Riscontro osservazioni alla consultazione



SPUNTO S6

a. Osservazioni sulle dorsali della nuova rete Hypergrid, presentata nel **documento “Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo”** dello schema di Piano di sviluppo 2023

Id PdS	Nome Intervento	Investimento stimato [M€]
355-N	HVDC Milano-Montalto	2.675
356-N	Central Link	280
732-N	Dorsale Sarda: HVDC Fiumesanto – Montalto (SAPEI 2) e Sardinian Link	1.422
563/1-N	Dorsale Ionica - Tirrenica: HVDC Rossano-Montecorvino-Latina	2.724
563/2-N	Dorsale Ionica - Tirrenica: HVDC Ionian	1.410
447-N	Dorsale Adriatica: HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì	2.355
Totale		10.866

b. Osservazioni:

- › sugli altri nuovi interventi dello schema di Piano di sviluppo 2023 proposti nel **documento “Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo”**
- › sulle proposte di variazione dell’ambito della RTN (sezione 1.2. del **documento “Stato del sistema elettrico”** dello schema di Piano di sviluppo 2023, pagine 10-11)

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q1. Approvazione opere Hypergrid

Considerato che tutte le macro-opere dell'HyperGrid risultano costituite da più opere di sviluppo aggregate, spesso eterogenee per tipologia (linee aeree/cavo), regioni interessate e tempi di sviluppo/realizzazione, si chiede se l'iter autorizzativo verrà avviato per l'intera macro-opera o si procederà per iter autorizzativi separati. Per esempio, l'iter autorizzativo dell'HVDC Foggia-Forlì verrà avviato per l'intera opera o si prevedono tre iter separati per i tratti Foggia - Villanova, Villanova - Fano e Fano - Forlì?

RISCONTRO TERNA

Le **nuove opere dell'Hypergrid** avranno la caratteristica di essere **interventi urgenti e straordinari a realizzazione condizionata**: potrebbero infatti essere progettate e avviate in iter autorizzativo in maniera preventiva, seguendo un **approccio di portfolio progettuale modulare**, anticipando così i possibili sviluppi delle rinnovabili e facendo trovare la rete già disponibile ad accogliere la potenza aggiuntiva. La realizzazione delle stesse opere sarà condizionata all'effettivo scenario energetico delle rinnovabili che nel frattempo si verrebbe a consolidare, evitando in questo modo inefficienze di costo per il sistema, oltre a contribuire in modo determinante all'aumento della robustezza e flessibilità della rete del futuro.

Nella casistica dell'HVDC Foggia-Forlì, l'intervento si compone delle tre tratte seguenti:

1. Collegamento HVDC Foggia – Villanova
2. Collegamento HVDC Villanova-Fano
3. Collegamento HVDC Fano -Forlì

Si precisa che al fine di individuare il percorso autorizzativo più idoneo sarà necessario attendere lo svolgimento degli studi di prefattibilità.

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q2. Modularità opere Hypergrid

Considerata la modularità delle opere dell'HyperGrid, il Piano di Sviluppo individua **2 macrofasi dello sviluppo dell'opera (Fase 1 e Fase 2)** tuttavia non entra nel merito delle tempistiche. Si richiede, quindi, di specificare se tali fasi debbano rispettare dei tempi prefissati e, in tal caso, di indicarne la durata. Inoltre, si chiede se l'avvio della Fase 2 debba avvenire entro un determinato lasso temporale dalla conclusione della Fase 1.

Infine, si ritiene possa essere di valore aggiunto la pubblicazione periodica (al più semestrale) degli stati di avanzamento delle opere.

Riscontro osservazioni alla consultazione

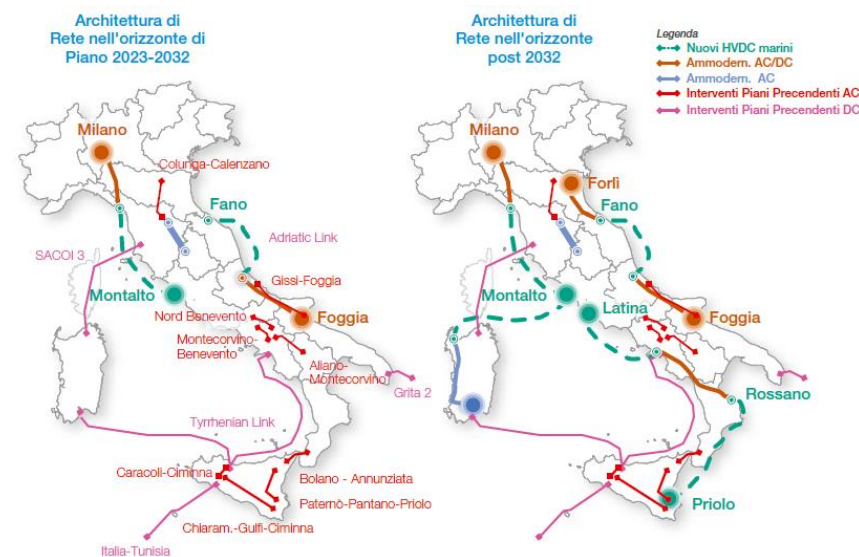
RISCONTRO TERNA

La pianificazione temporale di Hypergrid ha applicato un **approccio di prioritizzazione delle opere al fine di massimizzare i benefici per il sistema** elettrico in funzione sia degli scenari energetici che degli interventi di sviluppo dei piani precedenti. Per tale motivo le prime dorsali ad essere previste come necessarie a partire dal 2030 sono l'HVDC Milano – Montalto, il Central Link e l'HVDC Fano – Foggia, le quali daranno un notevole aumento della capacità di trasporto nelle sezioni Centro Sud – Centro Nord e Centro Nord – Nord. 15/2023).

Ciò consentirà di raccordare le due sezioni di rete, ad oggi più limitate a Nord, con le aree di maggiore produzione FER e gli aumenti di capacità di trasporto già pianificati, nel PdS 21 e precedenti, (attesi quindi prima del 2030) nelle sezioni a Sud, ottenendo notevoli benefici per il sistema elettrico sia da un punto di vista economico che di sicurezza energetica. Sebbene tra gli interventi Hypergrid sia possibile distinguere l'entrata in esercizio delle opere secondo la prioritizzazione suddetta, come riportato nella figura, ogni opera che compone la scheda intervento presenta **specifiche date di avvio cantieri e completamento, formulate sulla base delle date attese per l'ottenimento del titolo autorizzativo** e della necessità dell'opera secondo gli scenari previsionali considerati.

Si prevede, dunque, un lasso temporale entro il quale i lavori per la realizzazione delle due fasi riportate in figura coesisteranno.

Il Piano di Sviluppo è attualmente biennale, come prescritto dal Decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, convertito dalla legge 11 settembre 2020, n. 120 in linea con gli altri TSO europei. **Nell'anno in cui il piano non è predisposto è prevista la pubblicazione entro febbraio di un rapporto contenente l'avanzamento del Piano** (riferimento punto 2 della delibera Arera 15/2023).



Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q3. Processo di approvazione semplificato a 2 step

In considerazione dell'articolazione presentata nel Piano di Sviluppo in merito al progetto HyperGrid, costituito in totale da cinque progetti di interventi, e alla luce di quanto previsto dalla **Delibera 15/2023 per la fase sperimentale del nuovo approccio autorizzativo a 2 step** (limitato a un massimo di tre progetti), chiediamo di chiarire le ipotesi alla base della scelta di presentare istanza al nuovo approccio per soli 4 progetti (e non invece anche per il **Central Link**)?

RISCONTRO TERNA

*Il progetto **Central Link** consentirà di incrementare di 600 MW il limite di transito tra le Zone di Mercato Centro Sud e Centro Nord, indipendentemente dalla evoluzione dello scenario di riferimento, pertanto si è ritenuto non necessario inserire il progetto nell'istanza per la valutazione della fase 1 di cui alla delibera 15/2023.*

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q4. Regolazione con tensione con nuove linee DC

Considerata la capacità di regolazione di tensione dei cavi HVDC di tipo VSC si prega di specificare se questo contributo è stato considerato nel calcolo della capacità regolante da elementi di rete. In tal caso, quale sarebbe l'entità di tale contributo?

RISCONTRO TERNA

*Per quanto riguarda i **collegamenti HVDC, i convertitori saranno in tecnologia VSC**, la quale, attraverso un opportuno sistema di controllo, **permetterà di variare continuamente la potenza reattiva**. Quest'ultima potrà essere variata sia in assorbimento che in erogazione sul nodo afferente alla stazione di conversione permettendo la regolazione della tensione. Infatti, il contributo di regolazione degli elementi di rete come le stazioni di conversione di tipo VSC sono stati coerentemente considerati all'interno delle analisi fatte per il PdS 23.*

Approfondimenti condotti anche in regime dinamico hanno confermato l'importanza delle stazioni di conversione VSC alla regolazione; si rimanda al Par.7 del fascicolo 5 del PdS 2023 per maggiori dettagli riguardanti i benefici apportati alla Rete.

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q5. Interventi Capital Light

In relazione al **contributo incrementale di + 1,6 GW di capacità di transito dovuto ad interventi di tipo Capital Light**, riteniamo possa essere un valore aggiunto disporre di un dettaglio per tipologia di intervento e di una mappatura di questi ultimi e quindi chiediamo che il documento sia integrato.

RISCONTRO TERNA

Nel fascicolo “Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo” del PdS è presente il paragrafo 3.4 “Gli interventi Capital Light”, in cui sono descritti per tipologia **gli interventi Capital Light** effettuati nel corso del 2020 per l’incremento di **+1,6 GW di capacità di trasporto rilasciato a partire dal 1 gennaio 2021**, come indicato a pag. 29 del fascicolo 4 del PdS 2023 (interessate le sezioni N-CN, CN-CS, SUD-CS e Calabria Sicilia). In particolare:

- nell’ambito della definizione delle **nuove logiche di telescatto**, nonché di adeguamento delle esistenti, sono state installate nuove apparecchiature UPDM e adeguate con upgrade UPDM esistenti, intervenendo su 69 Stazioni Terna;
- sono state **verificate 17 linee 380 kV e 6 linee 150 kV, prevedendo la rimozione mirata delle limitazioni rilevate**, in particolare intervenendo sulle apparecchiature di stallo agli estremi del collegamento, sostituendo il conduttore in alcune tratte, eliminando interferenze e in un caso realizzando un tratto di linea in cavo;
- sono stati **installati dispositivi Dynamic Thermal Rating** su 1 dorsale 380 kV e 1 direttrice 220 kV.

Si rimanda al Par. 3.4 del fascicolo del PdS 2023 per maggiori dettagli sulle soluzioni capital light sinora individuate; da pag. 41 a pag. 43 vengono elencate le soluzioni capital light che hanno premesso di ottenere gli incrementi di NTC tra le sezioni di mercato riportate in figura.



Riscontro osservazioni alla consultazione



SPUNTO S7

a. Osservazioni sulle installazioni di nuovi dispositivi per il controllo della tensione e la **gestione della potenza reattiva, quali reattori, condensatori, compensatori sincroni, STATCOM** (sezione 4.3.1 su interventi per qualità, sicurezza e resilienza, in particolare pagine 245-246).

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q1. Condensatori e reattori (1)

Rispetto al **piano di installazione di dispositivi E-FACTS**, chiediamo di specificare localizzazione e taglia dei dispositivi previsti. Inoltre, riteniamo utile avere maggiori dettagli su quali siano i **benefici** legati all'utilizzo di questo tipo di dispositivi in termini di fabbisogno di regolazione rapida di frequenza del sistema.

Inoltre, per una corretta interpretazione dei risultati determinati dagli interventi programmati, chiederemmo a Terna di fornire un'indicazione dettagliata delle **strutture di costo** per gli investimenti in strumenti di rete: reattori, compensatori, STATCOM e e-FACTS.

Da ultimo, con riferimento al progetto di installazione dei compensatori sincroni, vorremmo chiedere se è stata effettuata una analisi comparativa di massimizzazione del welfare per verificare che la soluzione individuata sia quella preferibile rispetto alle alternative (ad esempio utilizzando ricorse esistenti opportunamente modificate, in considerazione dell'elevato numero di centrali in dismissione)

Riscontro osservazioni alla consultazione

RISCONTRO TERNA

*Il piano di installazione di dispositivi E-FACTS ad oggi prevede nel **Piano Sicurezza** complessivamente **5 dispositivi STATCOM**, di cui **3 già in esercizio a fine 2022** (Latina, Galatina e Villanova) ed **i restanti** (Aurelia e Montalto) **entro il 2023**. Ciascun dispositivo ha una **taglia pari a 125 MvAr** ed ha la finalità di **regolare** con continuità e rapidità la **potenza reattiva immessa/assorbita** e di **controllare la stabilità di sistema** anche in presenza di forte penetrazione di generazione tipo inverter-based (fonti rinnovabili).*

Gli STATCOM sono, infatti, dispositivi basati su elettronica di potenza in grado non solo di garantire una regolazione molto fine ma anche una risposta dinamica veloce in grado di contrastare possibili disturbi in rete migliorando la robustezza del SEN. Attraverso la modulazione di potenza reattiva è possibile, inoltre, assicurare una adeguata capacità di migliorare lo smorzamento delle oscillazioni delle grandezze elettriche di rete.

I costi di investimento degli STATCOM, dato l'avanzamento ed il perimetro del progetto complessivo, sono stati definiti su analisi specifiche, tenuto conto anche del poco ampio mercato di riferimento: per ogni dispositivo il costo è di circa 20 Mln€; evidenziamo, comunque, che Terna attualmente indica nel Documento Metodologico del Piano di Sviluppo i costi di realizzazione dei principali dispositivi di compensazione come compensatori e reattori.

*Il **Piano Sicurezza** prevede anche ulteriori dispositivi elettronici di potenza, i **resistori stabilizzanti**, in grado di garantire la **stabilità dinamica e lo smorzamento delle oscillazioni di rete**, mitigando anche i disturbi delle fonti rinnovabili nelle strategie di riaccensione; saranno forniti maggiori dettagli sui resistori stabilizzanti all'interno dei prossimi Piani di Sviluppo, non appena completate le analisi di fattibilità tecnico-realizzativa dei siti specifici.*

*Per quanto riguarda i **compensatori**, tali macchine hanno caratteristiche costruttive tali da renderli funzionali al contesto della transizione energetica. I compensatori sincroni, infatti, **sono dotati di massa volante ai fini dell'aumento dell'inerzia di sistema**, grandezza fondamentale **per garantire la sicurezza e la stabilità del sistema elettrico**. Terna, ad oggi, tuttavia, non esclude la possibilità di ricorrere a soluzioni alternative per le esigenze di regolazione, purché le stesse siano afferenti a siti dove si riscontrino tali necessità. In tale direzione vanno i progetti pilota per la regolazione di tensione con l'obiettivo di raccogliere elementi utili per l'eventuale futuro adeguamento massivo di tutte le risorse ai fini della regolazione di tensione. Cogliamo, infine, lo spunto fornito dalle vostre osservazioni confermando il nostro impegno, anche nella prossima edizione del Piano di Sviluppo, nel continuare a rappresentare nel modo più efficace le principali informazioni sulle macchine del Piano Sicurezza, ad oggi comunque presenti nel Fascicolo 3 e nella Sintesi tabellare del Piano di Sviluppo.*

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q2. Condensatori e reattori (2)

In relazione alla **capacità di regolazione di tensione da parte di reattori e batterie di condensatori** si ritiene possa essere di valore aggiunto la **pubblicazione di una mappatura** di tutti questi dispositivi con le principali caratteristiche tecniche.

RISCONTRO TERNA

Cogliamo lo spunto fornito dalle vostre osservazioni per poter, già dalla prossima edizione del Piano di Sviluppo, rappresentare in modo più efficace le principali evidenze sulle esigenze di regolazione pianificate nel Piano di Sviluppo e del Piano Sicurezza (comunque presenti nel Fascicolo 3, nelle Schede Progetto e nella Sintesi tabellare del Piano di Sviluppo), in termini di sito, livello di tensione, anno di completamento e, ove già nota, anche con la potenza di riferimento.

Riscontro osservazioni alla consultazione

SPUNTO S10

- a. Osservazioni riguardanti i progetti di promotori diversi da Terna (c.d. **merchant lines**) e le relative informazioni messe a disposizione ai fini della consultazione.

FRONTIERA	PROGETTO	SOCIETÀ	AC/DC	TENSIONE [kV]	POTENZA [MW]	SCHEMA DI CONNESSIONE
Italia-Tunisia	Montalto-Rejim Maatoug	NUR POWER ITALY SRL	DC	500	2000	In doppia antenna alla stazione "Montalto di Castro"
Italia-Svizzera	Mese-Castasegna	MERA	AC	220	250	In antenna alla stazione di "Mese", previa realizzazione della sezione a 380 kV
Italia-Svizzera	Verderio-Sils	GREENCONNECTOR SRL	DC	400	1000	In antenna alla stazione di "Verderio"
Italia-Francia	Cesana-Briançon	ENEL PRODUZIONE SPA	AC	132	150	In antenna alla stazione di "Cesana"
Italia-Svizzera	Mese-Castasegna	ENEL PRODUZIONE SPA	AC	132	100	In antenna alla stazione di "Mese"
Italia-Slovenia	Redipuglia-Vrtojba	ADRIA LINK	AC	110	150	In antenna alla stazione di "Redipuglia"
Italia-Austria	Somplago-Wurmlach	ALPE ADRIA ENERGIA SPA	AC	220	300	In antenna alla stazione di "Somplago"
Italia-Malta	Ragusa Maghtab	ENEMALTA PLC	AC	220	500	In antenna alla stazione "Ragusa"
Italia-Austria	Prati di Vizze-Steinach	MEMC SPA	AC	132	80	In antenna alla nuova stazione da inserire in entra-esce sulla futura linea "Prati di Vizze-Steinach"

Progetti di interconnessione pianificati e sviluppati su iniziative private

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q1. Principali progetti di interconnessione e Merchant Lines

Al cap. 4 del documento “Progetto Hypergrid Sviluppo infrastrutturale”, vengono riportati i principali progetti di interconnessione, tra cui quelli “Merchant Lines”. Rispetto a questi ultimi, viene indicato che con la delibera 674/2018/I/EEL, ARERA individua come prioritari i progetti merchant lines che sono inclusi nella lista PCI o hanno già ricevuto un’esonazione da disposizioni del Regolamento (CE) 943/2019.

Con riferimento a quanto sopra segnaliamo che:

- Nella citata delibera ARERA, così come nella Delibera 335/2022/I/EEL, tra i progetti è indicata anche l’interconnessione con l’Austria “Somplago-Wurmlach”. Tale progetto, oltre ad aver ottenuto le autorizzazioni a costruire il cavo, ha ricevuto nel 2023 l’esonazione ai sensi del Reg. 943/2019 ed è inserito nella sesta lista PCI, che sarà approvata definitivamente a novembre 2023;
- Le citate delibere di ARERA riportano che i progetti Merchant Line indicati in delibera (compresa la linea “Somplago-Wurmlach”), non solo debbano essere considerati prioritari, ma anche “parte integrante” del Piano di sviluppo.

Si richiede un chiarimento sulle motivazioni del mancato inserimento nella lista del progetto Somplago-Wurmlach, conferma del fatto che i progetti indicati in Delibera ARERA non siano stati considerati parte integrante del Piano e, nel caso, relative motivazioni alla luce di quanto riportato nelle stesse delibere ARERA.

RISCONTRO TERNA

*La Delibera 674/2018/I/EEL ARERA individua come prioritari i progetti merchant lines che sono inclusi nella lista PCI o hanno già ricevuto un’esonazione in accordo al Regolamento (CE) 943/2019. Al momento della predisposizione del Piano di Sviluppo Terna 2023, allineato alla V lista PCI in vigore dalla data del 28/04/2022 e ai procedimenti di esenzione conclusi al 31 dicembre 2022, **il progetto Somplago - Wurmlach non risultava incluso nella V lista PCI o beneficiario di una esenzione ex Reg. CE 943/2019. In particolare, alla data del 31 Dicembre 2022 i procedimenti di rilascio dell’esonazione in favore del progetto e di definizione della VI lista PCI erano ancora in corso. Il progetto è comunque riportato in figura 23 “Progetti di interconnessione pianificati e sviluppati su iniziative private”***

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q2. Benefici di sistema e scenari di calcolo di riferimento

Rispetto al piano di installazione di dispositivi Dall'analisi dei documenti "Progetto Hypergrid Sviluppo infrastrutturale", "Benefici di sistema e analisi di robustezza della rete" e "Documento di descrizione degli scenari 2022" ci sembra di comprendere che tutti i progetti merchant lines non siano stati considerati nello scenario di calcolo dei benefici dei progetti nel presente Piano di Sviluppo, "poiché caratterizzati da importanti incertezze relative soprattutto all'anno orizzonte di realizzazione". Ferma restando l'incertezza nei tempi di permitting e realizzazione che caratterizza qualsiasi opera infrastrutturale, evidenziamo che **alcuni dei progetti indicati nella lista delle Merchant Line sono in stato avanzato di sviluppo, avendo concluso il permitting e/o ottenuto l'esenzione ai sensi del Reg. 943/2019 e/o presenti nei Piani di Sviluppo di altri TSO**, con data di entrata in esercizio programmata. Nello specifico:

- I progetti con la Slovenia "Dekani-Zaule" e "Redipuglia-Vrtojba" hanno concluso il permitting, compresa l'esenzione ai sensi del Reg. 943/2019, con entrata in esercizio indicata nelle decisioni di esenzione entro il 2025;
- Per il progetto "Somplago-Wurmlach", l'elettrodotto in cavo interrato è stato autorizzato alla costruzione in entrambi i Paesi ed il progetto esentato ai sensi del Reg. 943/2019. La procedura per la realizzazione della nuova stazione in Austria è stata già avviata e, conseguente, il progetto è stato inserito nel PdS di APG, con COD indicata nel PdS stesso al 2029.

Richiediamo gentilmente di **confermare che l'interpretazione secondo la quale i progetti Merchant Line non sono inseriti negli scenari di valutazione dei progetti a PdS sia corretta e, nel caso, fornire chiarimenti sulla coerenza rispetto all'indicazione di ARERA** (es. delibera 335/2022/I/EEL) di inserire i progetti "merchant" sopra citati come parte integrante del PdS. Segnaliamo, infine, che nella tabella 23, Progetti di interconnessione privati "Merchant lines" del documento "Benefici di sistema e analisi di robustezza della rete", non sono riportati i progetti "Dekani-Zaule" e "Ventimiglia-Menton" che, seppur connessi su distributore locale, sono in ogni caso progetti di interconnessioni privati con l'estero. In particolar modo la linea "Dekani-Zaule", presenta le stesse caratteristiche tecniche e di avanzamento progetto della linea "Redipuglia- Vrtojba" (inserita nella lista).

Riscontro osservazioni alla consultazione

RISCONTRO TERNA

*I **progetti d'iniziativa privata** rappresentano un elemento di particolare complessità e sono caratterizzati da notevole **incertezza in merito ai tempi di realizzazione**, essendo l'effettiva realizzazione dell'investimento vincolata ad una valutazione tecnica ed economica in capo all'investitore privato. Pertanto, si **conferma la corretta interpretazione secondo la quale le Merchant Line non sono state considerate ai fini delle Analisi Costi Benefici fino alla loro cantierizzazione**.*

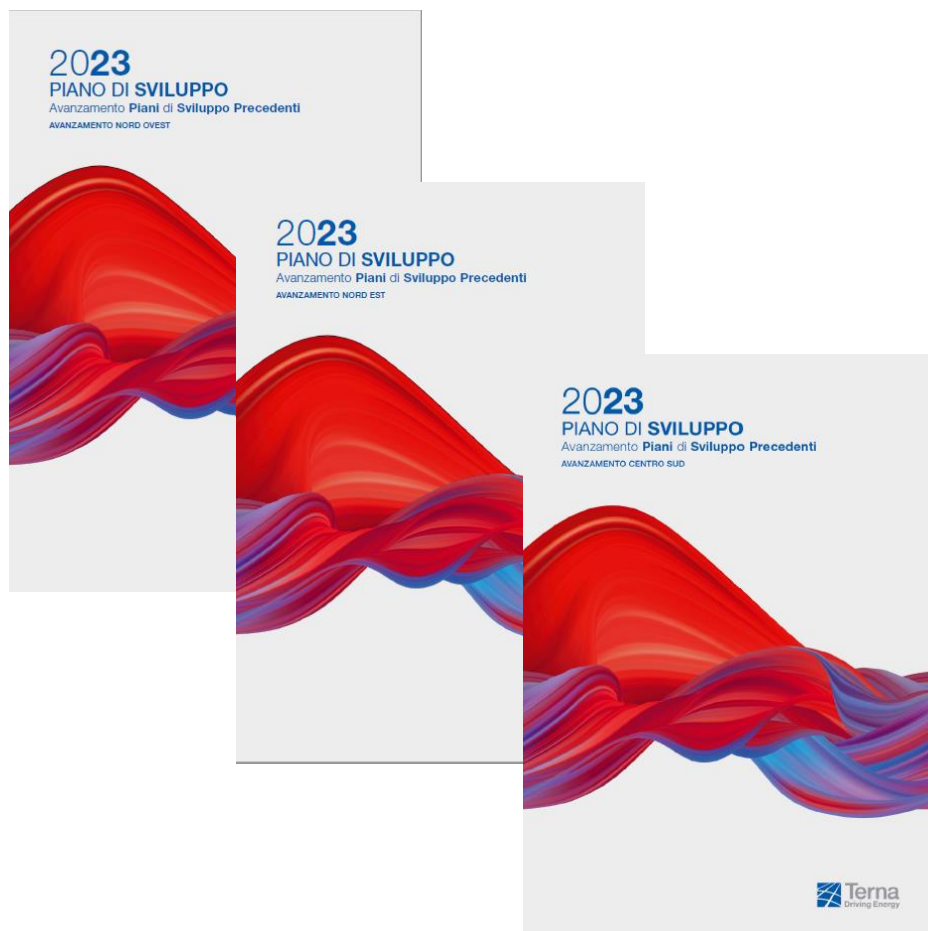
Terna considera all'interno degli scenari alla base del Piano di Sviluppo solo le interconnessioni private che sono già autorizzate e in fase di realizzazione.

Il principio è finalizzato a evitare che il rischio di ritardi nell'implementazione dei progetti merchant, le cui attività non sono governate dal gestore, possano influenzare la gestione del sistema rispetto al quale Terna deve preservare un'adeguata pianificazione e programmazione degli sviluppi.

L'integrazione nei Piani di Sviluppo è abilitata dalla procedura prevista ai sensi dell'articolo 6 dell'allegato A alla delibera 627/2016 e ss.mm.ii. e dal normale procedimento di richiesta e rilascio dell'esenzione.

Nella tabella 23 del fascicolo "Progetto Hypergrid Sviluppo infrastrutturale", non sono state considerate tra le iniziative Merchant Line l'interconnessione Dekani (SLO) - Zaule (IT) a 110kV con la Slovenia e il progetto con la Francia a 20kV tra Menton (FR) - Ventimiglia (IT) in quanto hanno fatto richiesta di connessione al distributore locale.

Riscontro osservazioni alla consultazione



SPUNTO S16

- a. Osservazioni sugli altri **progetti dei precedenti piani di sviluppo** dettagliati nei tre volumi “**Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti**” dello schema di Piano di sviluppo 2023, in particolare riguardo:
- › la tracciabilità delle date previste di completamento delle opere, dei motivi di eventuali ritardi o posticipazioni volontarie di alcune opere;
 - › l’opportunità di una eventuale accelerazione o posticipazione di uno o più progetti;
 - › le interdipendenze con altri interventi previsti nel Piano.

Riscontro osservazioni alla consultazione

OSSERVAZIONE

Q1. STATO AVANZAMENTO PROGETTI

Considerando la pubblicazione dello stato di avanzamento della realizzazione delle opere e la suddivisione di quest'ultimo in cinque fasi (Pianificazione, Concertazione e/o Progettazione, Autorizzazione, Progettazione esecutiva e Completamento dell'opera) riteniamo possa essere di valore aggiunto che le percentuali di avanzamento vengano accompagnate da un commento in cui si spieghi a quale evento ci si riferisce nello specifico.

RISCONTRO TERNA

*In riferimento allo **stato di avanzamento della sintesi tabellare**, la percentuale presente per le opere principali che compongono l'intervento in ciascuna fase, rappresenta il **peso dell'effettivo numero di opere nella specifica fase rispetto al numero complessivo**. Ciò consente di avere una vista sintetica circa l'avanzamento dell'intero intervento di sviluppo.*

Per i dettagli riguardanti le motivazioni dello stato di avanzamento di ciascuna opera si rimanda al campo note delle rispettive schede di dettaglio.

Riscontro osservazioni alla consultazione

Tematiche non incluse in
spunti precedenti

OSSERVAZIONE

Q1. TRASPARENZA RETE RILEVANTE

In relazione alle attività di innovazione nell'esercizio di asset esistenti presentate da Terna, ed in particolare il **tap staggering** su ATR e PST, riteniamo possa essere di valore aggiunto la **pubblicazione di una mappatura dei siti d'intervento**

RISCONTRO TERNA

Le **informazioni** richieste sono **riservate e sensibili**. Per tale motivo, al momento, non è prevista la pubblicazione della mappatura dei siti d'intervento del tap staggering.

In linea generale, si segnala che il tap staggering può essere **applicato potenzialmente in tutti gli impianti della RTN dove sono disponibili almeno 2 ATR dotati di variatore sotto carico o 1 PST**.

Piano di Sviluppo 2023

Riscontro osservazioni alla Consultazione Pubblica

Agenda

- **Riscontro osservazioni alla consultazione**
- **Sessione Q&A Live**

Riscontro osservazioni alla consultazione

Sessione Q&A Live

OSSERVAZIONE

Q1. SCENARI

In merito alla distinzione tra gli scenari di Policy e di Late Transition al 2030 e al 2040, si richiedono chiarimenti **sull'adozione dello scenario Late Transition** nelle ACB e se questo non rappresenta un contraddizione con il raggiungimento degli obiettivi nazionali e europei?

RISCONTRO TERNA

*Il Documento degli Scenari 2022 descrive due scenari al 2030 e al 2040: uno scenario di policy in linea con gli obiettivi Fit-for-55 (FF55) e uno scenario “**Late Transition**” in linea con l’NT Italia pubblicato a febbraio 2021 che fa riferimento agli **obiettivi del PNIEC di dicembre 2019** seppur con una distribuzione FER maggiormente in linea con la localizzazione delle richieste di connessione.*

Prevedendo il raggiungimento dei target energetici in ritardo rispetto a quanto previsto dagli obiettivi europei, lo scenario Late Transition rappresenta lo scenario contrastante (sia per l’anno 2030 che per il 2040) rispetto a cui svolgere le Analisi costi benefici così come previsto anche dalle Delibere Arera.

Riscontro osservazioni alla consultazione

Sessione Q&A Live

OSSERVAZIONE

Q2. CAPACITÀ DI TRASPORTO

Chiarimenti sulle modalità con cui vengono presi in considerazione i due target europei relativi al: 15% di interconnessione minima entro il 2030 (art. 4 Reg. 2018/1999) e 70% di capacità di trasmissione da rendere disponibile tra le zone di mercato (art. 16 Reg. 2019/943).

RISCONTRO TERNA

Il target del 15% viene preso in considerazione sia nella valutazione delle necessità di sviluppo infrastrutturali (Rapporto di identificazione della capacità obiettivo) sia nella conseguente pianificazione degli interventi utili a rispondere all'esigenza identificata.

Per quanto concerne invece l'obiettivo di rendere disponibile ai mercati almeno il 70% della capacità interzonale, si conferma inoltre che si tratta di obiettivo per l'esercizio e i mercati dell'energia che si svolgono durante l'anno. L'obiettivo viene raggiunto con la sola esclusione delle condizioni di esercizio nelle quali altrimenti sarebbe a rischio la sicurezza del sistema.

Riscontro osservazioni alla consultazione

Sessione Q&A Live

OSSERVAZIONE

Q3. CORRIDOI HVDC

La definizione delle nuove dorsali Hypergrid modificherà l'attuale configurazione delle Zone di Mercato?

RISCONTRO TERNA

La configurazione attuale delle zone di mercato è in vigore dal 1 gennaio 2021.

Non si esclude che l'entrata in esercizio dei nuovi collegamenti determini la necessità di valutare e avviare una revisione dell'attuale configurazione.

Riscontro osservazioni alla consultazione

Sessione Q&A Live

OSSERVAZIONE

Q4. EVOLUZIONE DEGLI SCENARI FER

Gli scenari alla base del Piano di Sviluppo 2023 sono in grado di tenere conto delle differenze in termini di installato FER al 2030 previste nei documenti di recente pubblicazione, quali ad esempio il PNIEC (+ 74GW vs +70 scenario Fitfor55 Terna) e la bozza del DM Aree Idonee (+80 GW).

RISCONTRO TERNA

Lo scenario di policy al 2030 incluso nel Documento di Descrizione degli Scenari pubblicato ad agosto 2022 tiene conto del Fit-for-55 che prevede +70 GW di installato al 2030 rispetto al 2019.

Riteniamo che nel complesso i target, rivisti in aumento, possano considerarsi coerenti con quanto ipotizzato da Terna nei suoi scenari. Va considerato infatti che il PNIEC ipotizza ad esempio una copertura del fabbisogno ottenibile tramite un mix leggermente diverso di produzione rinnovabile (esm. maggiore apporto da produzione distribuita rispetto a maggior impianti PV utility scale presenti nel DDS 22) che porta alla necessità di un incremento complessivo della capacità installata. Comunque se confermate le previsioni del PNIEC e del DM, queste verranno considerate all'interno del nuovo DDS (edizione 2024).

Inoltre, si vuole ribadire che proprio per considerare l'evoluzione degli scenari, Terna ha adottato un approccio di portfolio progettuale modulare.

Riscontro osservazioni alla consultazione

Sessione Q&A Live

OSSERVAZIONE

Q5. CAPACITÀ REGOLANTE

In virtù dell'ingente crescita di impianti FER al 2030 e al 2040 e la conseguente diminuzione di capacità regolante tipica degli impianti a fonte tradizionale, si richiede in che modo nella pianificazione si è tenuto conto del fatto che anche impianti FER e accumuli potranno fornire tali servizi in futuro? (si pensi anche alle modifiche degli allegati al CdR già effettuate da Terna in tal senso)

RISCONTRO TERNA

Terna, in qualità di Gestore della rete di Trasmissione e responsabile quindi anche della sicurezza dell'approvvigionamento, ha ipotizzato che in futuro la rete (HVDC, compensatori sincroni, etc.) dovrà essere in grado di regolare frequenza e potenza, a prescindere dalle condizioni al contorno che si verificheranno.

In particolare, l'azione regolante dei convertitori HVDC VSC (Voltage Source Converters) consentirà, al verificarsi di una perturbazione di frequenza o di tensione, di ottenere una risposta rapida in termini di variazione di potenza attiva o reattiva iniettata o prelevata dalla Rete, supportando la Rete stessa nel raggiungimento di un nuovo punto di lavoro stabile e mitigando fenomeni oscillatori. Il contributo sinora descritto è riscontrabile dalle analisi dinamiche condotte da Terna in presenza e in assenza di Hypergrid al verificarsi di contingenze di rete critiche. Si rimanda al Par.7 del Fascicolo 5 del PdS 2023 per maggiori dettagli.

Riscontro osservazioni alla consultazione

Sessione Q&A Live

OSSERVAZIONE

Q6. APOLLO LINK

Si richiede conferma in merito alla ricezione della sottomissione del progetto di interconnessione tra Italia e Spagna, denominato «Apollo link»

RISCONTRO TERNA

Si conferma che la richiesta relativa all'inclusione del progetto «Apollo Link» è stata ricevuta.

Si segnala che è previsto un processo di consultazione pubblica relativo alle Merchant Line, ai sensi dell'articolo 6 dell'allegato A alla delibera 692/2018, da svolgere in fase di predisposizione del Piano di Sviluppo. Si procederà quindi ad una eventuale inclusione del progetto nella sezione relativa alle iniziative private in occasione della predisposizione del prossimo Piano di Sviluppo (edizione 2025).

Riscontro osservazioni alla consultazione

Sessione Q&A Live

OSSERVAZIONE

Q7. Sviluppo rete 150/132 kV

Il piano di sviluppo 2023 pone l'attenzione soprattutto sull'*Hypergrid* e sugli interventi in corrente continua; si richiede un approfondimento sulla pianificazione dello sviluppo delle reti 150 kV e 132 kV che si ritiene necessario per l'integrazione della produzione rinnovabile in considerazione del fatto che gli impianti saranno connessi in prevalenza alle suddette reti.

RISCONTRO TERNA

All'interno del Piano di sviluppo e dell'allegato «Evoluzioni rinnovabile e interventi di Connessione» è possibile trovare il dettaglio degli interventi afferenti allo sviluppo della rete 150 kV/132 kV finalizzati alla loro integrazione.

Grazie