

2025

Piano di Sviluppo

Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti

Nord Ovest



*I volumi “Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti” sono gli allegati del Piano di Sviluppo 2025 che forniscono un quadro dettagliato sullo **stato di avanzamento degli interventi di sviluppo** inclusi nei Piani precedenti alla presente edizione. Gli avanzamenti sono suddivisi in tre volumi relativi alle **aree geografiche Nord Ovest, Nord Est e Centro Sud**.*



“ Terna investe per lo sviluppo dell'Italia

Assicuriamo la sicurezza energetica e l'equilibrio tra domanda e offerta di elettricità 24 ore su 24, mantenendo il sistema affidabile, efficiente e accessibile a tutti.

Investiamo e innoviamo ogni giorno per sviluppare una rete elettrica in grado di integrare l'energia prodotta da fonti rinnovabili, collegando sempre meglio le diverse aree del Paese e rafforzando le interconnessioni con l'estero, con un approccio sostenibile e attento alle esigenze dei territori e delle persone con cui lavoriamo. ”

MISSION

“ Siamo dietro l'energia che usi ogni giorno

Abbiamo la responsabilità di garantire la continuità del servizio elettrico, condizione indispensabile perché l'elettricità arrivi in ogni istante a case e imprese in Italia.

Assicuriamo a tutti parità di accesso all'elettricità e lavoriamo per consegnare energia pulita alle generazioni future. ”

PURPOSE

“ Pensiamo al futuro dell'energia

Ci impegniamo per un futuro alimentato da energia pulita, favorendo nuovi modi di consumare e di produrre basati sempre più sulle fonti rinnovabili per raggiungere gli obiettivi di una transizione energetica che sia equa e inclusiva, anche riducendone i costi.

Grazie alla nostra visione d'insieme del sistema elettrico e alle nuove tecnologie digitali, guidiamo il percorso del Paese verso l'azzeramento delle emissioni di gas serra al 2050, in linea con i target climatici europei. ”

VISION

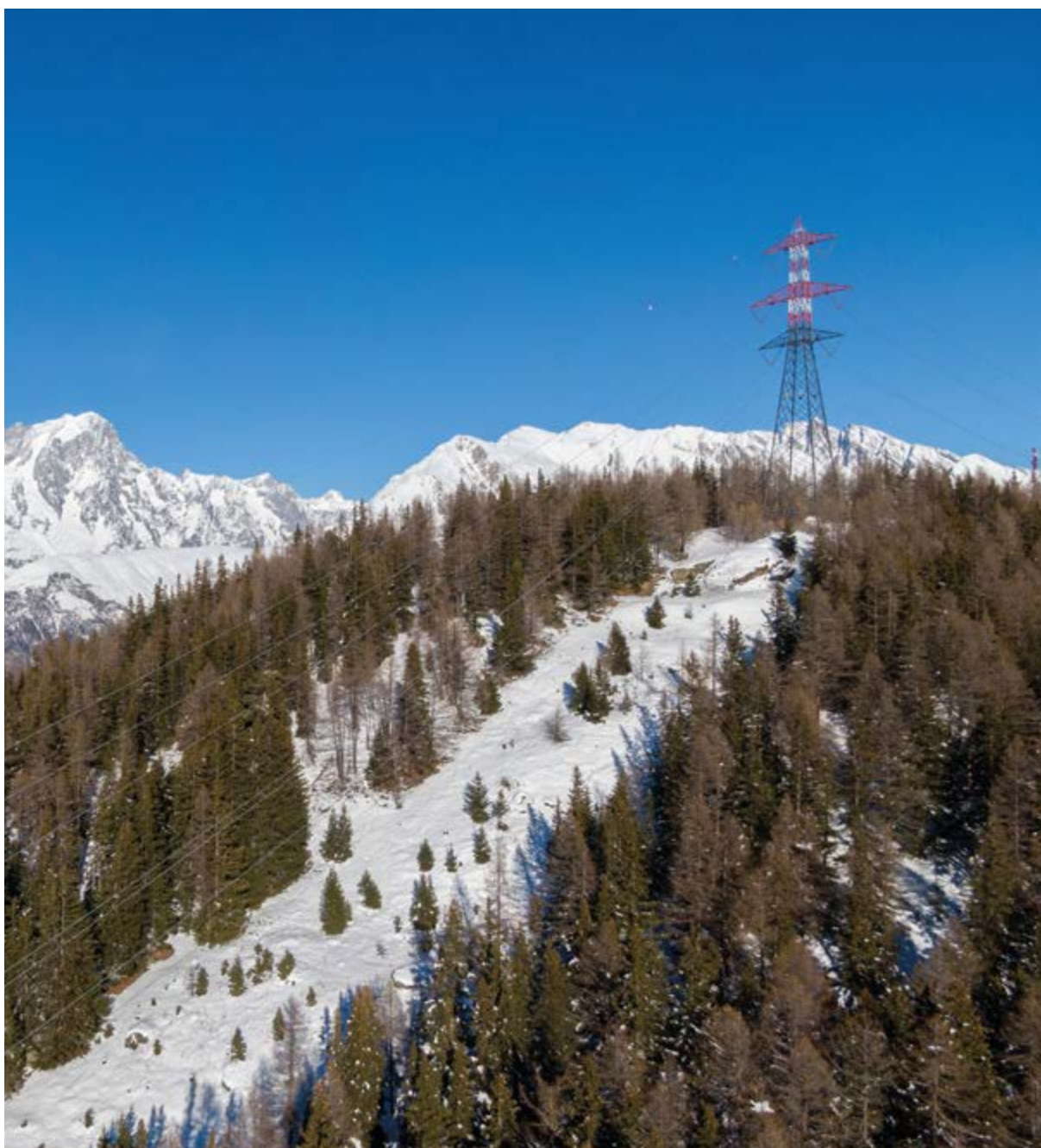


Introduzione

Il presente documento fornisce un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo inclusi nei Piani di Sviluppo precedenti alla presente edizione. In particolare, tutti gli interventi riportati a seguire sono relativi all'area territoriale **Nord Ovest**, che comprende le seguenti regioni: **Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia e Sardegna**.

Il documento è strutturato come segue:

- nel capitolo 1 è descritta sinteticamente la classificazione degli interventi di sviluppo;
- nel capitolo 2 sono riportati i principali interventi di sviluppo, distinti tra le varie aree di riferimento, con sintesi dei principali avanzamenti occorsi nell'ultimo biennio;
- nel capitolo 3 sono riportate le tabelle sullo stato di avanzamento delle opere previste negli interventi con particolare riferimento a:
 - opere completate nel corso del 2023 e del 2024;
 - opere in progettazione esecutiva o in cantierizzazione con autorizzazione ottenuta ai sensi della legge 239/04 e della legge regionale in caso di regioni/province a statuto speciale;
 - opere in autorizzazione;
 - opere in concertazione;
 - opere in valutazione nei precedenti Piani, e attualmente pianificate;
 - opere in valutazione;
- nel capitolo 4 sono riportate le schede di dettaglio degli interventi di sviluppo.





Indice

1	Classificazione interventi di sviluppo	6
	1.1 Interventi pianificati	6
	1.2 Interventi in valutazione	8

2	Principali interventi di sviluppo	9
	2.1 Area Nord Ovest	9
	2.2 Area Nord	10
	2.3 Area Sardegna	11

3	Tabelle di sintesi	13
	3.1 Stato di avanzamento delle principali opere degli interventi di sviluppo della RTN	13
	3.1.1 Opere di sviluppo ultimate nel corso del 2023 e del 2024	13
	3.1.2 Opere di sviluppo in progettazione esecutiva o in cantierizzazione	14
	3.1.3 Opere di sviluppo in autorizzazione	16
	3.1.4 Opere di sviluppo in concertazione	16
	3.1.5 Opere di sviluppo in valutazione nel precedente Piano e pianificate nel Piano attuale	17
	3.1.6 Opere di sviluppo in valutazione	17

4	Schede degli interventi dei Piani di Sviluppo precedenti	18
	4.1 Schede interventi Premium Nord Ovest	26
	4.1.1 Schede interventi Hypergrid Nord Ovest	26
	4.1.2 Schede altri interventi premium Nord Ovest	37
	4.2 Area Nord Ovest	56
	4.2.1 Schede interventi pianificati Area Nord Ovest	57
	4.2.2 Schede interventi in valutazione Area Nord Ovest	80
	4.3 Area Nord	83
	4.3.1 Schede interventi pianificati Area Nord	84
	4.3.2 Schede interventi in valutazione Area Nord	134
	4.3.3 Schede Area Nord Ovest degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e S.M.I	137
	4.4 Area Sardegna	138
	4.4.1 Schede interventi pianificati Area Sardegna	139
	4.4.2 Schede interventi in valutazione Area Sardegna	146

Classificazione interventi di sviluppo

1

Nel presente capitolo è riportata la classificazione degli interventi di sviluppo, distinguendo tra interventi pianificati e interventi posti in valutazione.

1.1 Interventi pianificati

Sono descritte sinteticamente le principali categorie sulla base delle quali sono classificati gli interventi proposti nelle edizioni precedenti del Piano di Sviluppo.

In linea con gli **obiettivi** di Piano, gli interventi di sviluppo possono essere classificati in:

- interventi che contribuiscono alla **decarbonizzazione**: interventi volti ad aumentare e agevolare la penetrazione della generazione da fonte rinnovabile nel sistema;
- interventi per favorire l'**efficienza dei mercati**: interventi volti a garantire una maggiore integrazione del mercato italiano con quelli esteri e a ridurre le congestioni interne allo stesso sistema elettrico italiano;
- interventi che incrementano la **sicurezza e resilienza del sistema elettrico**: interventi volti a garantire un miglioramento della sicurezza e dell'affidabilità di alimentazione dei carichi;
- interventi per la **sostenibilità**: interventi che contribuiscono a incrementare la sostenibilità territoriale e accettabilità sociale delle nuove infrastrutture sul territorio.

Tanto premesso, in merito alle **finalità** degli interventi di sviluppo, la stessa ARERA individua delle categorie principali a cui afferisce l'intervento, rinviando al gestore la facoltà di declinarne altre. Ai fini del presente Piano di Sviluppo vengono declinate le seguenti principali finalità di intervento:

- **interconnessione con l'estero**;
- **riduzione congestioni tra zone**;
- **riduzione congestioni intrazonali**;
- **sicurezza e qualità del servizio**.

In aggiunta a quanto previsto dalla Delibera si precisa che gli interventi possono anche avere come finalità:

- **Resilienza:** interventi che danno un contributo in termini di Resilienza rispetto a eventi climatici severi;
- **Integrazione FER:** interventi che hanno l'obiettivo di massimizzare la penetrazione della produzione da fonte rinnovabile;
- **Integrazione rete RFI:** interventi che contribuiscono a incrementare il livello di sicurezza e magliatura della rete ferroviaria con la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN);
- **Connessione RTN:** interventi che contribuiscono a garantire la sicurezza e affidabilità della rete in zone caratterizzate dalla presenza di vari utenti di consumo;
- **Transizione energetica:** interventi finalizzati al raggiungimento degli obiettivi delineati nell'ambito della transizione energetica.

In base alla tipologia delle opere da realizzare gli interventi di sviluppo si classificano come:

- **Elettrodotti:** consistono nella costruzione di nuovi collegamenti fra due o più nodi della rete o nella modifica/ricostruzione o nella rimozione delle limitazioni su elettrodotti esistenti;
- **Riassetto di rete:** si tratta di interventi complessi che coinvolgono contemporaneamente più elementi di rete che possono comprendere, al loro interno, interventi di varie tipologie: realizzazione di nuovi impianti, potenziamenti o rimozioni limitazioni su infrastrutture esistenti, modifiche di tracciato o di schema rete con demolizioni e/o interramenti non prevalenti;
- **Stazioni:** riguardano non solo la realizzazione di nuove stazioni elettriche, ma anche il potenziamento e l'ampliamento di stazioni esistenti mediante l'incremento della capacità di trasformazione (installazione di ulteriori trasformatori o sostituzione dei trasformatori esistenti con macchine di taglia maggiore) o la realizzazione di ulteriori stalli o di intere sezioni per la connessione di nuovi elettrodotti (anche per distributori o operatori privati) o di nuove utenze;
- **Razionalizzazioni:** si tratta di interventi complessi che, nell'ambito della realizzazione di grandi infrastrutture (stazioni o elettrodotti) quali opere di mitigazione ambientale o a seguito di attività di adeguamento impianti o da istanze avanzate dalle Amministrazioni locali, prevedono interramenti, demolizioni, modifiche di tracciato, etc.

In relazione alle opere rappresentate nel Piano di Sviluppo, si ricorda che in base a quanto riportato nel documento metodologico¹, lo stato di un'opera è classificabile in:

1. **Fase 1:** fase di Pianificazione;
2. **Fase 2:** fase di Concertazione e/o progettazione;
3. **Fase 3:** fase di Autorizzazione (i.e., completamento iter autorizzativo);
4. **Fase 4:** fase di Progettazione esecutiva;
5. **Fase 5:** fase di Cantierizzazione dell'opera, ivi incluse le opere propedeutiche all'apertura del cantiere;
6. **Completato:** opera completata.

¹ Allegato del Piano di Sviluppo 2025 "Documento Metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici applicata al Piano di Sviluppo 2025".



In merito allo **stato di avanzamento** dell'intervento, essendo lo stesso costituito da più opere, si riporta lo stato delle stesse all'interno delle schede intervento attraverso la definizione di:

- data avvio attività suddivisa in:
 - avvio autorizzazione o altre attività: rappresenta la data effettiva o stimata di avvio dell'autorizzazione ai sensi della Legge 239/04 o normativa regionale/provinciale o altre attività equiparabili;
 - ottenimento autorizzazione: rappresenta la data effettiva di conseguimento dell'autorizzazione ai sensi della Legge 239/04 o normativa regionale/provinciale;
- data avvio cantieri: rappresenta la data effettiva o stimata di inizio delle attività realizzative o propedeutiche all'apertura del cantiere;
- data completamento: rappresenta la data effettiva o stimata in cui l'opera entra in esercizio.

Un intervento di sviluppo può essere composto da **opere principali** e da **opere accessorie** (*altre opere*).

Le opere principali sono classificate tali in quanto apportano, singolarmente o nell'ambito di un intervento composto da più opere principali, un beneficio significativo al sistema elettrico. Compongono l'opera principale anche le opere interferenti (es. varianti di opere esistenti e oggetto dello stesso iter autorizzativo) e/o le opere propedeutiche alla realizzazione (es. adeguamento elementi di stazione).

Le opere accessorie sono distinte in:

- opere attinenti all'opera principale facenti parte dell'intervento, previsto nel PdS, ma realizzabili in fase temporalemente differente, rispetto all'opera principale (es. potenziamenti di elettrodotti, raccordi, riclassamenti, varianti in cavo, ampliamento di sezioni, demolizioni);
- opere di razionalizzazione associate che consistono nelle razionalizzazioni elettriche (talvolta previste da protocolli di intesa sottoscritti con Regioni ed Enti Locali), non tecnicamente necessarie per l'opera principale ma a esse complementari per garantire l'accettabilità sociale dell'intervento e la massimizzazione dei benefici. La realizzazione può essere successiva alla realizzazione dell'opera principale.

1.2 Interventi in valutazione

Tenuto conto anche delle esigenze manifestate dal Regolatore nell'ottica di una sempre maggiore selettività degli investimenti sulla RTN a beneficio degli utenti del sistema elettrico, alcuni interventi sono definiti "in valutazione" sulla base dei seguenti elementi:

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

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

Principali interventi di sviluppo

2

Nel presente capitolo sono rappresentati i principali interventi di sviluppo derivanti dai Piani di Sviluppo precedenti e che saranno realizzati nel medio-lungo termine nell'area geografica di interesse, finalizzati al raggiungimento dei relativi obiettivi e alla risoluzione di eventuali criticità dell'area così come rappresentate nel Fascicolo "Stato del Sistema Elettrico e Scenari Energetici". Per ciascun intervento riportato è rappresentato il relativo stato di avanzamento, il completamento e gli investimenti² delle aree rientranti nel Nord Ovest.

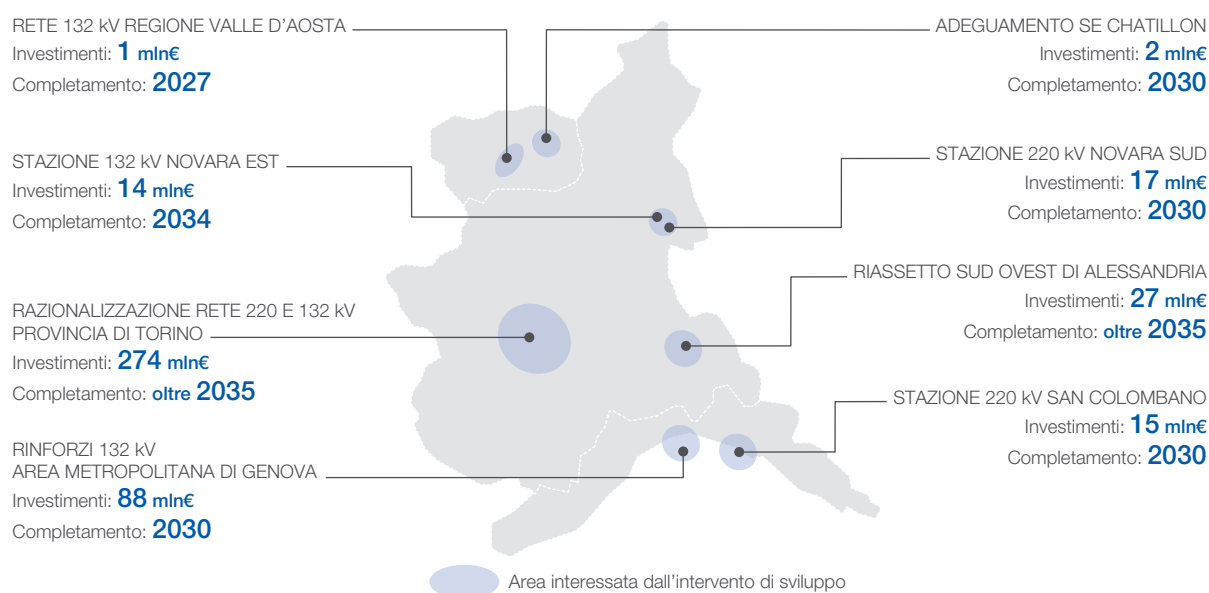
Le informazioni di dettaglio di ciascun intervento sono inserite all'interno delle schede intervento raccolte nei capitoli successivi.

2.1 Area Nord Ovest

Nell'Area Nord Ovest, composta dalle regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria, i principali interventi di sviluppo della RTN sono rappresentati nella [Figura 1](#) con le relative aree di interesse.

Nell'area sono previsti interventi di razionalizzazioni o riassetti di porzioni di rete e rimozione limitazioni di elementi di rete esistenti, volti a incrementare la qualità del servizio.

Figura 1 *Principali interventi di sviluppo previsti nell'Area Nord Ovest*



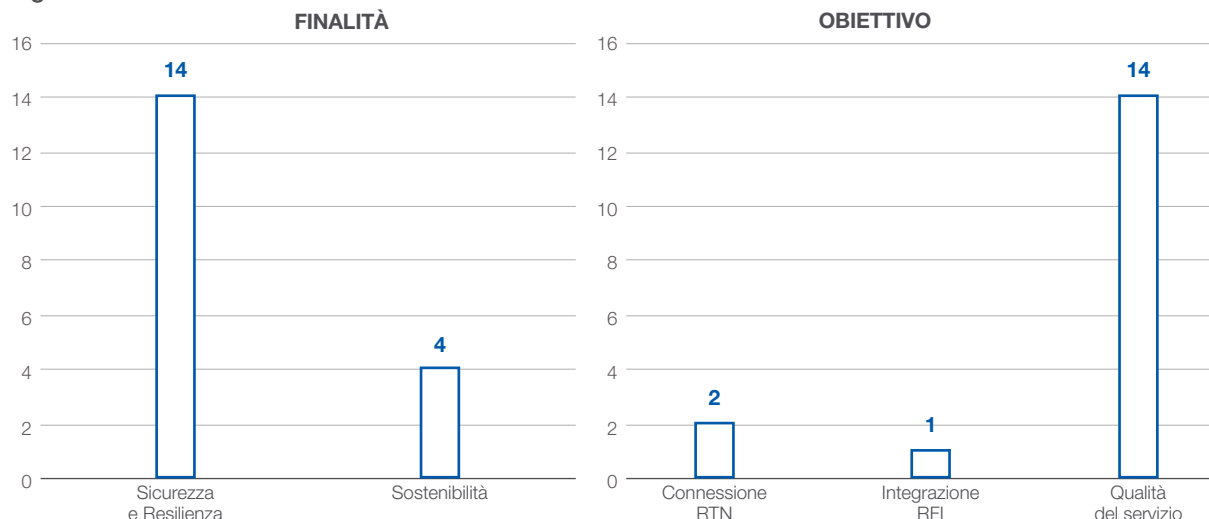
Il principale avanzamento rispetto la precedente edizione di Piano è rappresentata dall'entrata in esercizio ad agosto 2023 della nuova Interconnessione HVDC Italia (Piosasco) – Francia (Grand-Île): elettrodotto in cavo in corrente continua di lunghezza pari a 190 km (di cui 95 in Italia), in parte integrato con le infrastrutture autostradali esistenti.

² In caso di interventi che insistono su più regioni, il costo totale indicato include l'investimento totale del Piano di Sviluppo che impatta su tutte le regioni coinvolte.



Nella regione sono previsti 14 interventi di sviluppo, derivanti da piani precedenti e sono principalmente associati alle finalità di *Sicurezza e Resilienza* e *Sostenibilità*, come rappresentato nella *Figura 2*.

Figura 2 Obiettivi e Finalità interventi Area Nord Ovest*



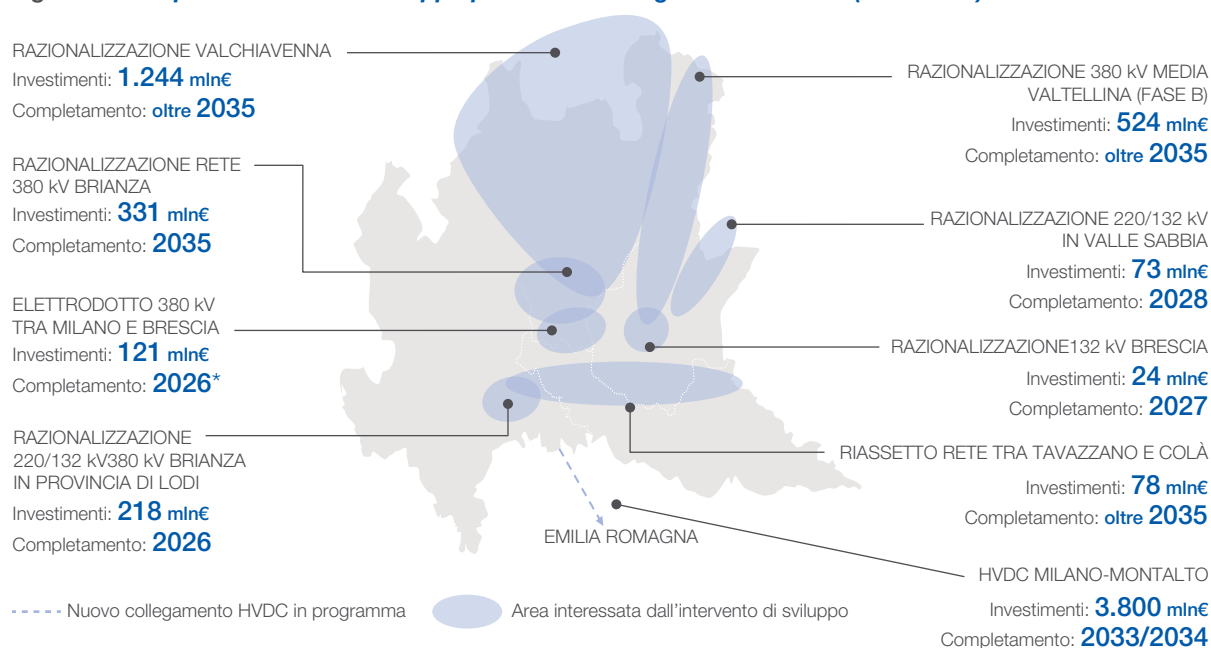
* Un intervento di sviluppo può avere associate più finalità e/o obiettivi.

2.2 Area Nord

Nell'Area Nord composta dalla regione Lombardia, i principali interventi di sviluppo della RTN sono rappresentati nella *Figura 3* con le relative aree di interesse.

Nella regione sono previsti numerosi interventi di razionalizzazione e riassetti per rafforzare la rete locale e garantire l'affidabilità, la sicurezza e la sostenibilità del sistema elettrico. Nel breve-medio termine la regione sarà caratterizzata da un incremento previsionale dei carichi dovuto anche all'entrata in esercizio di nuovi Data Center di cui si è registrato un notevole incremento di richieste di connessione alla RTN nell'area.

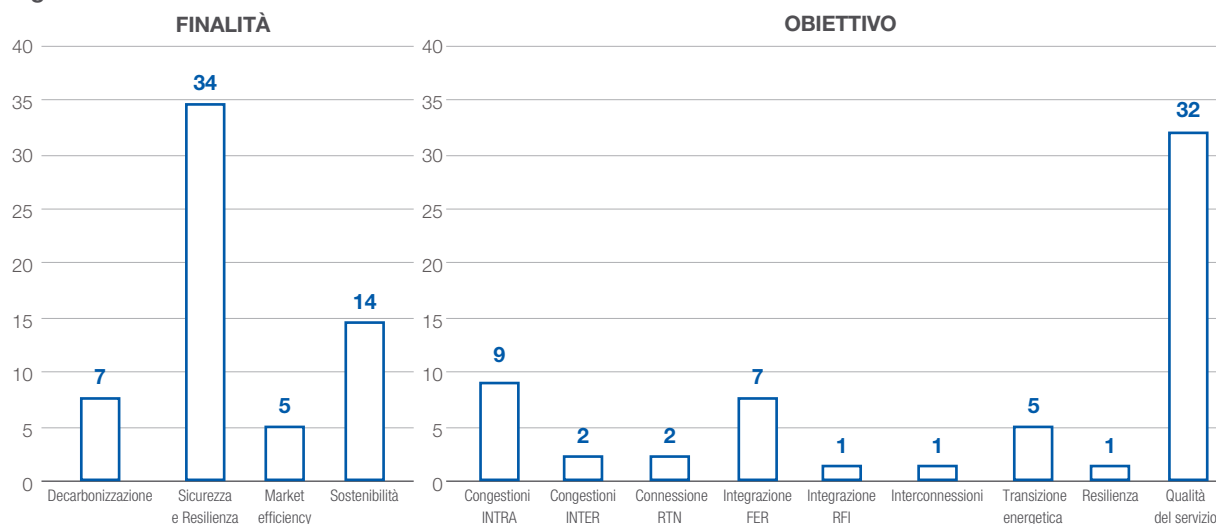
Figura 3 Principali Interventi di Sviluppo previsti nella Regione Lombardia (Area Nord)



* La data di completamento si riferisce all'Elettrodotto 380 kV Cassano-Chiari.

Nella regione sono previsti 35 interventi di sviluppo, derivanti da piani precedenti e sono principalmente associati alle finalità di *Sicurezza e Resilienza* e *Sostenibilità*, come rappresentato nella [Figura 4](#).

Figura 4 Obiettivi e Finalità interventi Area Nord*



* Un intervento di sviluppo può avere associate più finalità e/o obiettivi.

2.3 Area Sardegna

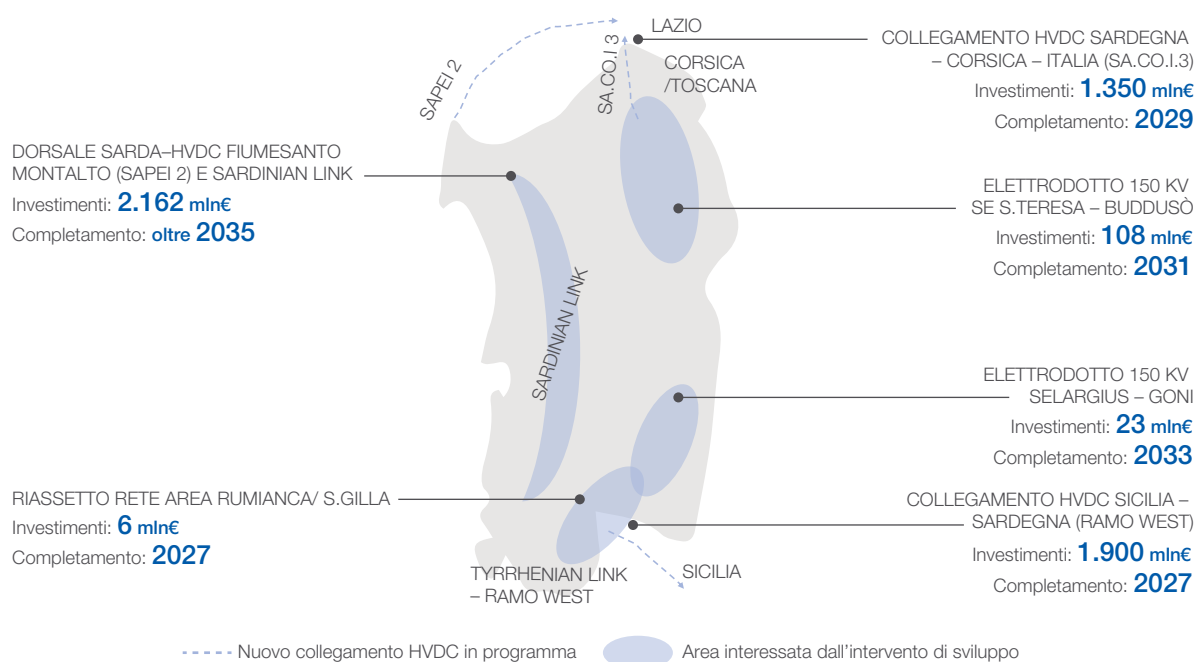
Nella regione Sardegna, i principali interventi di sviluppo della RTN sono rappresentati nella [Figura 5](#), con le relative aree di interesse.

In particolar modo i nuovi collegamenti Tyrrhenian Link – Ramo West (Sicilia – Sardegna) e SA.CO.I 3 (Sardegna – Corsica – Italia) che consentiranno una maggiore integrazione tra le diverse zone di mercato e un più efficace utilizzo dei flussi di energia proveniente da fonti rinnovabili tramite nuovi collegamenti con il Continente.

Rispetto al Piano di Sviluppo 2023, i principali avanzamenti sono rappresentati dall'ottenimento dell'autorizzazione per i seguenti interventi:

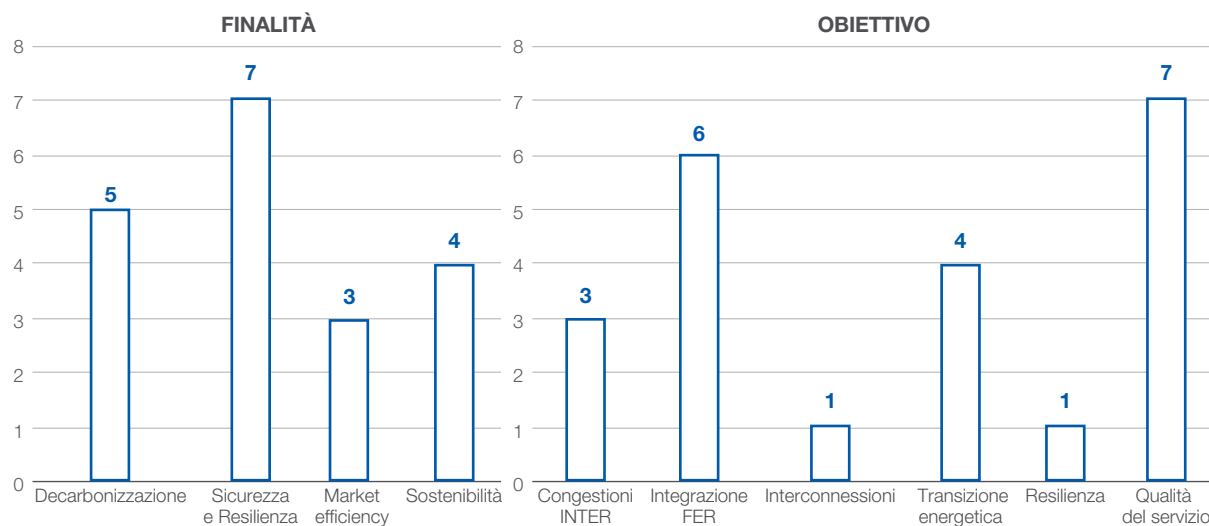
- Collegamento HVDC Sicilia – Sardegna (Ramo West): ottenuta a settembre 2023 (Decreto direttoriale MASE 239/EL-526/389/2023 del 5 settembre 2023);
- Collegamento HVDC Sardegna - Corsica – Italia (SA.CO.I 3): ottenuta a settembre 2023 (Decreto direttoriale MASE 239/EL-430/389/2023 del 22 settembre 2023).

Figura 5 Principali interventi di Sviluppo previsti nella Regione Sardegna³



Nella regione sono previsti 8 interventi di sviluppo, derivanti da piani precedenti e sono principalmente associati alle finalità di *Decarbonizzazione* e *Sicurezza e Resilienza*, come rappresentato nella *Figura 6*.

Figura 6 Finalità e Obiettivi interventi Area Sardegna*



* Un intervento di sviluppo può avere associate più finalità e/o obiettivi.

³ In caso di interventi che insistono su più aree territoriali, l'investimento indicato è riferito all'intero schema progettuale.

Tabelle di sintesi

3

Nel presente capitolo sono riportate le tabelle di sintesi ordinate in base allo stato di avanzamento delle singole opere degli interventi previsti nei Piani di Sviluppo precedenti.

3.1 Stato di avanzamento delle principali opere degli interventi di sviluppo della RTN

Nei paragrafi seguenti si fornisce un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo previsti nei Piani di Sviluppo precedenti.

In particolare:

- le principali opere completate nel corso del 2023 e del 2024;
- le principali opere in progettazione esecutiva o in cantierizzazione con l'indicazione della data di ottenimento dell'autorizzazione, della data stimata di entrata in esercizio;
- le principali opere in iter autorizzativo con procedimento avviato nel 2023-2024 o negli anni precedenti;
- le principali opere in concertazione per la definizione della migliore localizzazione sul territorio;
- le opere in valutazione nei precedenti Piani e attualmente pianificate;
- le opere in pianificazione nei piani precedenti che sono state poste in valutazione.

3.1.1 Opere di sviluppo ultimate nel corso del 2023 e del 2024

I principali interventi di sviluppo della Rete di Trasporto Nazionale (RTN) realizzati ed entrati in servizio nel corso del 2023 e del 2024 sono riportati nella [Tabella 1](#).

Tabella 1 *Principali interventi di sviluppo ultimati nel corso del 2023 e del 2024*

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE [M€]	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO
Piemonte	2-I / 3-P	Interconnessione HVDC Italia – Francia	Intero Intervento	296,8	2023
Piemonte	6-P	Razionalizzazione Rete 220 e 132 kV provincia di Torino	Razionalizzazione Rete Elettrica 220 kV della città di Torino - Realizzazione della tratta in cavo interrato a 220 kV del nuovo collegamento T.213 "Pianezza - Grugliasco" e dei nuovi tratti delle linee aeree a 220 kV in ingresso alla S.E. Pianezza T.216 "Rosone - Pianezza" e T.231 "Piosasco - Pianezza" – ALTRE OPERE	27,5	2023
Lombardia	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in provincia di Lodi	S. Rocco – Miradolo – ALTRE OPERE Casalpuusterlengo – S. Rocco – ALTRE OPERE	14,4	2024
Lombardia	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco	Adeguamento della SE Gadio – ALTRE OPERE	9,4	2023
Lombardia	126-P	Stazione 380 kV Magenta	Intero Intervento	40,0	2024
Lombardia	144-P	Stazione 380 kV S. Rocco	Intero Intervento	1,7	2023



3.1.2 Opere di sviluppo in progettazione esecutiva o in cantierizzazione

Nella *Tabella 2* sono riportate le principali opere in progettazione esecutiva o in cantierizzazione con l'indicazione della data di ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio conseguita ai sensi della Legge 239/04 o normative regionali/provinciali.

Le date di previsione di entrata in esercizio si riferiscono alle opere descritte in tabella e possono differire da quelle relative all'intero intervento, che, come detto in precedenza, è composto dall'insieme di più opere.

La stima dei tempi di entrata in esercizio delle diverse opere, indicate nelle tabelle, tengono conto della specificità dell'opera da realizzare i cui fattori sono meglio descritti nelle schede di dettaglio degli interventi.

Tabella 2 *Principali opere di sviluppo in progettazione esecutiva/cantierizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 o normative regionali/provinciali nel corso del 2024 e del 2023 e negli anni precedenti*

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	OPERA AUTORIZZATA L.239/04 (RIF. PROCEDIMENTO EL-N)	DATA OTTENIMENTO AUTORIZZAZIONE	STATO AVANZAMENTO	DATA PREVISTA ENTRATA IN ESERCIZIO
Sardegna - Toscana	301-P	Collegamento HVDC Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I 3)	EL-430 Interconnessione HVDC Sardegna – Corsica - Italia	2023	Fase 5 – Cantierizzazione	2029
Sardegna - Toscana	301-P	Collegamento HVDC Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I 3)	EL-430 SdC HVDC Sardegna	2023	Fase 5 – Cantierizzazione	2029
Sardegna - Toscana	301-P	Collegamento HVDC Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I 3)	EL-430 SdC HVDC Toscana	2023	Fase 5 – Cantierizzazione	2029
Sardegna - Sicilia	723/W-P	Collegamento HVDC Sicilia – Sardegna (Ramo West)	EL-526 SdC HVDC Sicilia	2023	Fase 5 – Cantierizzazione	2027
Sardegna - Sicilia	723/W-P	Collegamento HVDC Sicilia – Sardegna (Ramo West)	EL-526 SdC HVDC Sardegna	2023	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2027
Sardegna - Sicilia	723/W-P	Collegamento HVDC Sicilia – Sardegna (Ramo West)	EL-526 Collegamento HVDC Sicilia-Sardegna	2023	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2027
Sardegna - Sicilia	723/W-P	Collegamento HVDC Sicilia – Sardegna (Ramo West)	EL-526 Nuova SE 380 kV Selargius	2023	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2027
Sardegna - Sicilia	723/W-P	Collegamento HVDC Sicilia – Sardegna (Ramo West)	EL-526 Riclassamento a 380 kV SE Caracoli	2023	Fase 5 – Cantierizzazione	2027
Piemonte/ Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e Opere di Razionalizzazione Associate	EL- 432 Variante aerea 220 kV “Trino - Vercelli”	2021	Fase 5 – Cantierizzazione	2025
Piemonte/ Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e Opere di Razionalizzazione Associate	EL-415 Demolizione 132 kV Garlasco-Tavazzano Est All	2023	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2035
Piemonte/ Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e Opere di Razionalizzazione Associate	EL – 450 Variante in cavo 132 kV “Mercallo – Cameri” e demolizione 220 kV tra “Mercallo-Cameri” e “Magenta-Pallanzeno”	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2027
Piemonte/ Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e Opere di Razionalizzazione Associate	EL-496 Interramento tratto 132 kV doppia terna “Tornavento-dep. S.Antonino CS” e “Malpensa CP - Turbigo ST”	2024	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2035

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	OPERA AUTORIZZATA L.239/04 (RIF. PROCEDIMENTO EL-N)	DATA OTTENIMENTO AUTORIZZA- ZIONE	STATO AVANZAMENTO	DATA PREVISTA ENTRATA IN ESERCIZIO
Piemonte/ Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e Opere di Razionalizzazione Associate	EL- 496 Interramento tratto linea 132 kV in doppia tema "Malpensa CP - Turbigo ST" e "Tomavento - Turbigo SupAll"	2024	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2035
Lombardia	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	EL-326 Elettrodotto 380 kV Cassano-Chiari	2020	Fase 5 – Cantierizzazione	2026
Lombardia	106-P	Elettrodotto 220 kV Glorenza – Tirano – Der.Premadio	EL-458 Ampliamento e adeguamento S/E 220 kV Premadio	2022	Fase 5 – Cantierizzazione	2025
Lombardia	108-P	Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo	EL-382 Nuovo elettrodotto 132 kV tra SE La Casella e Arena Po	2022	Fase 5 – Cantierizzazione	2030
Lombardia	108-P	Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo	EL- 382 Rimozione della derivazione rigida sull'elettrodotto "CP Arena Po – CP Copiano"	2022	Fase 5 – Cantierizzazione	2030
Lombardia	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in provincia di Lodi	EL-282 Casalpusterlengo – Brembio	2020	Fase 5 – Cantierizzazione	2025
Lombardia	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in provincia di Lodi	EL-282 Casalpusterlengo – Pizzighettone	2020	Fase 5 – Cantierizzazione	2025
Lombardia	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in provincia di Lodi	EL-473 Lodi RT - Casalpusterlengo RT	2022	Fase 5 – Cantierizzazione	2026
Lombardia	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in provincia di Lodi	EL-473 Melegnano - Lodi RT	2022	Fase 5 – Cantierizzazione	2026
Lombardia	114-P	Riassetto Rete 132 kV Brescia	EL-453 Potenziamento elettrodotto in cavo "Ziziola – XXV Aprile"	2022	Fase 5 – Cantierizzazione	2027
Lombardia	114-P	Riassetto Rete 132 kV Brescia	EL-453 Potenziamento elettrodotto in cavo "XXV Aprile – Ric. Nord"	2022	Fase 5 – Cantierizzazione	2027
Lombardia	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV In Valle Sabbia	EL-274 S/E 220 kV Agnosine e raccordi	2014	Fase 5 – Cantierizzazione	2028
Lombardia	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV In Valle Sabbia	EL-360 S/E 132 kV di Ponte Caffaro, collegamenti alla RTN e opere connesse.	2018	Fase 5 – Cantierizzazione	2025
Lombardia	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV In Valle Sabbia	EL-403 Collegamento 132 kV Ferriera Valsabbia - Agnosine	2020	Fase 5 – Cantierizzazione	2028
Lombardia	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV In Valle Sabbia	EL-406 Nuovo raccordo in DT 132 kV ingresso CP Lumezzane	2020	Fase 5 – Cantierizzazione	2028
Lombardia	119-P	Razionalizzazione 132 kV Cremona	EL- 441 Potenziamento el. 132 kV "Cremona – Cremona Est"	2023	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2035
Lombardia	119-P	Razionalizzazione 132 kV Cremona	EL-441 Potenziamento el. 132 kV "Cremona FS – Pessina"	2023	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2035
Lombardia	119-P	Razionalizzazione 132 kV Cremona	EL-441 Potenziamento el. 132 kV "Pessina – Asola"	2023	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2035
Lombardia	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco	EL-428 Potenziamento elettrodotto 220 kV Ospiate-Torretta	2020	Fase 5 – Cantierizzazione	2027
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò	EL-327 Nuovo elettrodotto 150 kV S. Teresa - Tempio - Buddusò e le stazioni 150 kV di Tempio e di Buddusò con i relativi raccordi	2024	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2031



3.1.3 Opere di sviluppo in autorizzazione

Relativamente agli interventi con iter autorizzativo attualmente in corso presso gli enti competenti, si riportano di seguito (*Tabella 3*) le principali opere di sviluppo per le quali è stato avviato l'iter autorizzativo ai sensi della Legge 239/04 o normative regionali/provinciali alla costruzione e all'esercizio nel corso dell'anno 2023 e 2024 e quelle il cui iter autorizzativo è stato avviato negli anni precedenti al 2024.

Tabella 3 *Principali opere di sviluppo con iter autorizzativo avviato ai sensi della L. 239/04 o procedimenti normativi regionali/provinciali nel corso del 2023 e 2024 e negli anni precedenti o depositato presso il ministero competente*

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	OPERA AVVIATA IN AUTORIZZAZIONE AI SENSI DELLA L.239/04 (RIF. PROCEDIMENTO EL-N)	DATA AVVIO ITER AUTORIZZATIVO O DEPOSITO ISTANZA
Piemonte	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate	EL-498 – Razionalizzazione Val Formazza	30-nov-2021
Piemonte	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate	EL-528 - Variante aerea 132 kV "Fontanetto All-Trino CP"	31-mag-2022
Piemonte	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate	EL-525 - Demolizione e ricostruzione in doppia terna tratto linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e 132 kV "Malpensa All. - Vizzola Ticino"	14-nov-2022
Piemonte	6-P	Razionalizzazione Rete 220 e 132 kV provincia di Torino	EL-452 - Elettrodotto 132 kV "Rosone – Balangero"	lug-2020
Lombardia	127-P	Stazione 380 kV Mese	EL-332 - Stazione 380 kV Mese	18-giu-2014
Lombardia	112-P	Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina (Fase B)	EL-494 - Razionalizzazione Valtellina (fase B) tratto tra Grosio e Villa di Tirano	5-nov-2021
Lombardia	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città Di Milano e Stazione 220 kV Musocco	EL- 545 Adeguamento della SE Ricevitrice Sud	19-apr-2023
Lombardia	165-P	Razionalizzazione rete 380 kV Brianza	EL-536 - Razionalizzazione rete 380 kV Brianza Ovest	21-dic-2022
Sardegna	724-P	Adeguamento SE Rumianca	Adeguamento SE Rumianca ⁴	19-nov-2024

3.1.4 Opere di sviluppo in concertazione

In *Tabella 4* sono riportate le principali opere in fase di concertazione/consultazione ai sensi delle normative vigenti.

Tabella 4 *Principali interventi di sviluppo in concertazione*

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO
Lombardia	165-P	Razionalizzazione rete 380 kV Brianza (Est)
Lombardia	164-P	Risoluzione derivazione rigida CP Gravedona
Lombardia	117-P	Razionalizzazione rete AT Val Camonica/Val Seriana (BG)

⁴ Opera con istanza depositata presso l'ente competente e non ancora avviata in autorizzazione.

3.1.5 Opere di sviluppo in valutazione nel precedente Piano e pianificate nel Piano attuale

Si riporta nella [Tabella 5](#) il dettaglio delle principali opere che nel corso del 2023 e del 2024 sono passate dallo stato "in valutazione" allo stato "pianificato".

Tabella 5 Opere attualmente pianificate, "in valutazione" nel Piano di Sviluppo 2023

NUOVE OPERE "PIANIFICATE"			
IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	DENOMINAZIONE OPERA	MOTIVAZIONE
704-P	Elettrodotto 150 kV Perdas – Goni	Elettrodotto 150 kV Perdas – Uvini – Goni	L'intervento è necessario al fine di garantire una maggiore affidabilità e flessibilità dei carichi sottonesi dell'area

3.1.6 Opere di sviluppo in valutazione

Si riporta nella [Tabella 6](#) il dettaglio delle principali opere che nel corso del 2023 e del 2024 sono passate dallo stato "pianificato" allo stato "in valutazione".

Tabella 6 Opere "in valutazione" nel Piano di Sviluppo 2025

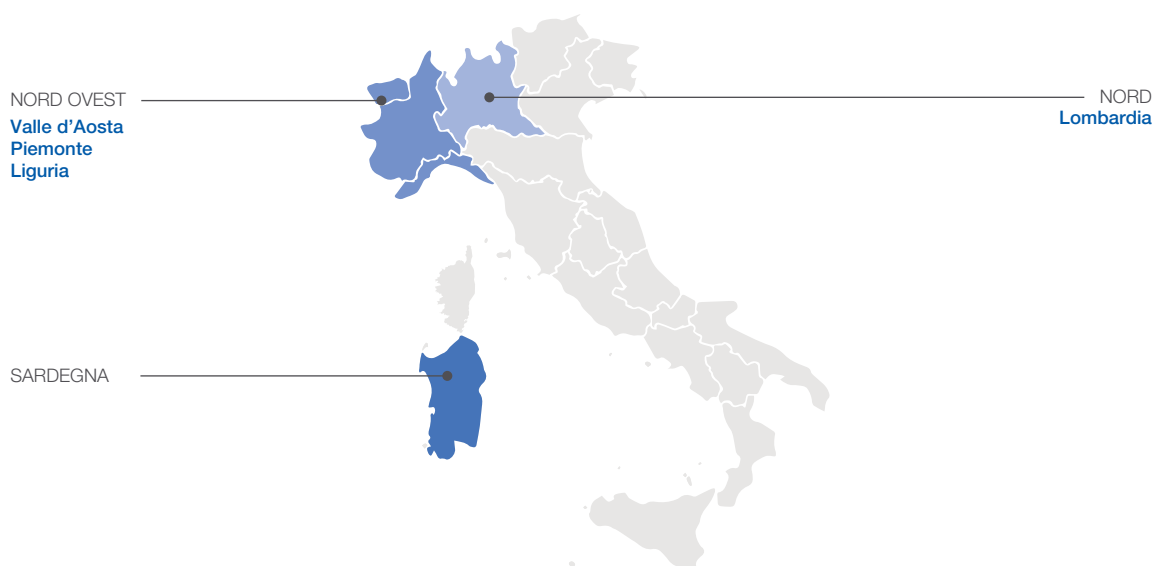
OPERE "IN VALUTAZIONE"			
IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	DENOMINAZIONE OPERA	MOTIVAZIONE
14-S	Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi-Fossano e scrocio di Murazzo	Intero intervento	In seguito a ulteriori studi e approfondimenti tecnici, le attività non risultano più necessarie per garantire la sicurezza del sistema elettrico. In alternativa verrà inserita una nuova opera nell'intervento 32-P "Risoluzione Antenna CP Cappellazzo" che prevede la rimozione limitazioni della linea 132 kV "Cappellazzo – Savigliano"
15-S	Elettrodotto 132 kV Imperia-S. Remo	Diretrice 132 kV Imperia- Arma di Taggia-S. Remo	L'opera "Diretrice 132 kV Imperia- Arma di Taggia-S. Remo" è stata posta in valutazione a seguito alle difficoltà realizzative e localizzative riscontrate nell'area
30-S	Elettrodotto 220 kV Erzelli-Bistagno	Intero intervento	L'intervento è stato posto in valutazione a seguito alle difficoltà realizzative e localizzative riscontrate nell'area
725-S	Adeguamento SE Florinas	Intero intervento	In relazione alla variazione delle condizioni a contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano
726-S	Adeguamento SE Ploaghe	Intero intervento	In relazione alla variazione delle condizioni a contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano
727-S	Adeguamento SE Tula	Intero intervento	In relazione alla variazione delle condizioni a contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano
728-S	Adeguamento SE Busachi	Intero intervento	In relazione alla variazione delle condizioni a contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano
729-S	Adeguamento SE Nurri	Intero intervento	In relazione alla variazione delle condizioni a contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano
730-S	Adeguamento SE Ulassai	Intero intervento	In relazione alla variazione delle condizioni a contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano
162-S	Riassetto rete AT area Bordogna	Ammodernamento impianto Bordogna con aggiunta di due nuovi stalli	In relazione alla variazione delle condizioni a contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano
162-S	Riassetto rete AT area Bordogna	Collegamento diretto Ardenno-Bordogna	In relazione alla variazione delle condizioni a contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano
162-S	Riassetto rete AT area Bordogna	Collegamento diretto Fusine Sez-Bordogna	In relazione alla variazione delle condizioni a contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano

Schede degli interventi dei Piani di Sviluppo precedenti

Gli interventi di sviluppo nell'area territoriale Nord Ovest pianificati nei piani precedenti sono stati aggregati geograficamente per aree territoriali (regionali o pluriregionali):

- Nord Ovest (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria);
- Nord (Lombardia);
- Sardegna.

Figura 7 *Regioni di riferimento*



In continuità con l'edizione di Piano precedente sono state predisposte delle schede per ogni intervento di sviluppo previsto, che riportano:

- Informazioni identificative e descrittive dell'intervento;
- Finalità e obiettivi dell'intervento;
- Previsione tempistiche;
- Impatti territoriali;
- Descrizione delle opere e relativo stato di avanzamento;
- Schema di rete;
- Investimento economico;
- Analisi Costi Benefici, dove applicabile.

Per ogni area territoriale (regionale o pluriregionale), sono state rappresentate le schede degli interventi e, alla fine, le opere in valutazione per le quali non si prevede al momento l'avvio delle attività nell'orizzonte di piano, fatta salva l'eventualità di una futura modifica delle esigenze/condizioni al contorno che consenta di superare le attuali incertezze riprogrammando le opere in argomento nei prossimi Piani di Sviluppo.

La **Tabella 7** presenta la lista degli interventi di sviluppo pianificati nei Piani precedenti al Piano di Sviluppo 2025 relativi alle aree precedentemente menzionate.

Tabella 7 Interventi di sviluppo pianificati nei piani precedenti

AREA TERRITORIALE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	PAGINA
Nord/Svizzera	1-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della Legge 99/2009 e S.M.I.	137
Nord Ovest	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate	57
Nord Ovest	6-P	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino	60
Nord Ovest	10-P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova (Ex Razionalizzazione 132 kV Genova)	64
Nord Ovest	15-P	Elettrodotto 132 kV "Imperia - S. Remo"	66
Nord Ovest	24-P	Stazione 220 kV Novara Sud	67
Nord Ovest	25-P	Rete 132 kV provincia di Aosta	68
Nord Ovest	26-P	Stazione 220 kV San Colombano	69
Nord Ovest	28-P	Riassetto Sud Ovest di Alessandria	70
Nord Ovest	29-P	Riassetto rete 220 kV area Sud Ovest di Torino	73
Nord Ovest	31-P	Adeguamento SE Chatillon	77
Nord Ovest	32-P	Rimozione antenna CP Cappellazzo	78
Nord	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	84
Nord	106-P	Elettrodotto 220 kV Glorenza - Tirano - Der. Premadio	86
Nord	108-P	Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo	87
Nord	110-P	Riassetto rete AT tra Lodi e Piacenza	89
Nord	112-P	Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina (Fase B)	37
Nord	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	90
Nord	114-P	Riassetto rete 132 kV Brescia	92
Nord	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città Di Milano e Stazione 220 kV Musocco	93
Nord	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	96
Nord	117-P	Razionalizzazione rete AT Val Camonica/Val Seriana BG(BG)	98
Nord	119-P	Razionalizzazione 132 kV Cremona	99
Nord	127-P	Stazione 380 kV Mese	102
Nord	130-P	Stazione 220 kV Vaiano Valle	104
Nord	137-P	Stazione 380 kV Bovisio	106
Nord	138-P	Stazione 380 kV Brugherio	107
Nord	142-P	Stazione 380 kV Tavazzano	108
Nord	143-P	Stazione 380 kV Turbigo	109
Nord	149-P	Elettrodotto 132 kV Cedrate - Casorate	110
Nord	152-P	Stazione 220 kV Tirano	111
Nord	153-P	Riassetto rete 132 kV area Rho	112
Nord	154-P	Riassetto lago di Como	114
Nord Ovest	155-P	Stazione 132 kV Novara Est	74
Nord	156-P	Razionalizzazione rete 132 kV Cislago – Castellanza – Olgiate O.	115
Nord Ovest	158-P	Stazione 220 kV Villeneuve	75
Nord Ovest	159-P	Stazione 132 kV Villadossola	76
Nord	161-P	Riassetto rete 220 kV a Nord di Milano	116
Nord	162-P	Riassetto rete AT area Bordogna	117
Nord	163-P	Riassetto Nord di Brescia	119
Nord	164-P	Risoluzione derivazione rigida CP Gravedona	121
Nord	165-P	Razionalizzazione rete 380 kV Brianza	122

AREA TERRITORIALE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	PAGINA
Nord	166-P	Risoluzione antenna CP Liscate	125
Nord/Svizzera	167-P	Razionalizzazione Valchiavenna	41
Nord	168-P	Riassetto rete 132 kV tra Mantova e Ostiglia	126
Nord	169-P	Riassetto rete tra Tavazzano e Colà	128
Nord	170-P	Riassetto rete tra Cislago e Dalmine	130
Nord	171-P	Nuova Stazione 380 kV Greggio	132
Nord	172-P	Nuovo Elettrodotto 132 kV Cornegliano Laudense-Pieve Fissiraga	133
Sardegna/ Centro Nord	301-P	Collegamento HVDC Sardegna - Corsica - Italia (SA.CO.I.3)	44
Centro/Centro Nord/ Nord	355-P/HG-1	HVDC Milano - Montalto	26
Sardegna	704-P	Elettrodotto 150 kV Perdas – Goni	139
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò	140
Sardegna	708-P	Nuovo elettrodotto 150 kV Selargius – Goni	142
Sardegna	724-P	Adeguamento SE Rumianca	144
Sardegna	731-P	Riassetto rete area Rumianca/S.Gilla	145
Sud/Sicilia /Sardegna	723-P	Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna	47
Sicilia/Sud	723/E-P	Collegamento HVDC Sicilia – Continente (East Link)	52
Sicilia/Sardegna	723/W-P	Collegamento HVDC Sicilia – Sardegna (West Link)	49
Sardegna/Centro	732-P/HG-3	Dorsale Sarda: HVDC Fiumesanto – Montalto (SAPEI 2) e Sardinian Link	32

Template Scheda Intervento Standard

RAZIONALIZZAZIONE RETE AT IN UMBRIA			
IDENTIFICATIVO POR	IDENTIFICATIVO POI	IDENTIFICATIVO TIRAP	IDENTIFICATIVO RSP
ACI P			
ANNO DI FINANZIAMENTO	CONTINUITÀ	REGIONE INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2002		Marene, Umbria, Abruzzo	Centro Sud Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Con il presente progetto del livello di tensione si è elevato da 120 a 132 kV, si è realizzato un aumento dell'efficienza e dell'efficienza nella gestione della rete (quantificata in una sensibile riduzione della perdita di energia), della capacità di distribuzione. Per alcuni impianti di tensione, si è determinata la necessità di adeguare alcuni elettrodi a 132 kV e sostituire un numero ridotto di trasformatori 120/132 kV attuali con nuovi e apparati di riferimento non adeguati ad essere eseguiti al nuovo livello di tensione. Occorre anche rifare gli apparati di misura. Controllando, inoltre, l'importanza che ricoprono per il servizio di trasmissione, è previsto la sostituzione delle linee AT "Verdella - Orsini - dei Valloni Negrini", "Cappuccini - Pissinello" e "Todi - Cappuccini", adeguando all'esempio a 132 kV. Successivamente, anche la linea "Foligno - Rieti - del Tevere" sarà adeguata al servizio a 132 kV, previa costruzione, in modo da aumentare la capacità produttiva locale. Inoltre, all'interno dei distretti, si procederà anche all'eliminazione delle derivazioni presenti.</p> <p>Per migliorare la gestione in sicurezza dell'intera di trasmissione si sono stati installati nei centrali di Bacchi e la centrali situate nei Terzi e Pavia Marone, sono previsti gli interventi finalizzati a eliminare alcune interferenze con linee in media tensione che non permettono di sfruttare la piena capacità di trasporto degli elettrodi a 132 kV "Pissinello - Bacchi" e "Bacchi - Amaglini".</p> <p>In fine di incrementare la sicurezza dell'alimentazione della rete di Pissinello, è realizzato un collegamento a 132 kV per la riduzione di CP Pissinello.</p> <p>Proiettando, sarà realizzato a 132 e 130 kV "Cappuccini - Geronzi", aumentando l'efficienza e affidabilità la rete di gestione anche nei prossimi futuri adeguati livelli di qualità del servizio nell'area (compresa la provincia di Perugia e Macerata). Gli elettrodi 132 kV che congiungono le stazioni di Cappuccini con la CP di Todi, Todi, inoltre, sono da costruire e sostituiti tangenti tra l'area nord dell'Umbria e la zona centrale delle Marche secondo l'obiettivo di miglioramento di una soddisfacente qualità del servizio, oltre che interessante, ad fine di interazione in espansione del servizio del servizio di Spidini, si sono di sostituzione la sostituzione di una sezione alla sostituzione per 132 kV "Geronzi - Spidini".</p> <p>Al fine di garantire con la massima sicurezza l'alimentazione dei centri della rete sarà realizzato un nuovo tratto di linea in uscita da stazione di Cappuccini che si allaccia alla linea AT "Foligno Todi - Nocera Umbra", si sarà realizzata la linea AT "Nocera Umbra - Gualdo Tadino" e la linea tra l'altopiano e la collina di Nocera Umbra.</p> <p>La sostituzione di elettrodi particolarmente rilevanti (Bacchi) sarà l'occasione per avviare una vasta operazione di riqualificazione della rete che consentirà di ridurre numerose criticità ambientali e migliorare la localizzazione dei bacilli degli elettrodi interessati dagli interventi.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Affidabilità	Integrative FET	Qualità dei Servizi
		Integrazioni	Integrazioni FET, RSP, RSP, RSP
		Connessioni FET	Integrazioni
		Integrazioni FET	Integrazioni
		Integrazioni FET	Integrazioni
		Integrazioni FET	Integrazioni
PNEUMICI TEMPORALE INTERVENTO			
AGGIUTTO	AGGIUTTO	AGGIUTTO	AGGIUTTO
2002	2002	2002	2002
INTERDIZIONE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDO CON TIRAP	
BENEFICI TERRITORIALI			
	(01/01/01)	(01/01/01)	(01/01/01)
Realizzazione	10	10	10
Demolizione	10	10	10
Demolizione e Realizzazione	10	10	10

GENERIC TOTAL-OF-SIXTIONS

PNIEC 2030

Scenario **%** **Q 10**

Scenario	%	Q 10
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	0	0
11	0	0
12	0	0
13	0	0
14	0	0
15	0	0
16	0	0
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0
25	0	0
26	0	0
27	0	0
28	0	0
29	0	0
30	0	0
31	0	0
32	0	0
33	0	0
34	0	0
35	0	0
36	0	0
37	0	0
38	0	0
39	0	0
40	0	0
41	0	0
42	0	0
43	0	0
44	0	0
45	0	0
46	0	0
47	0	0
48	0	0
49	0	0
50	0	0
51	0	0
52	0	0
53	0	0
54	0	0
55	0	0
56	0	0
57	0	0
58	0	0
59	0	0
60	0	0
61	0	0
62	0	0
63	0	0
64	0	0
65	0	0
66	0	0
67	0	0
68	0	0
69	0	0
70	0	0
71	0	0
72	0	0
73	0	0
74	0	0
75	0	0
76	0	0
77	0	0
78	0	0
79	0	0
80	0	0
81	0	0
82	0	0
83	0	0
84	0	0
85	0	0
86	0	0
87	0	0
88	0	0
89	0	0
90	0	0
91	0	0
92	0	0
93	0	0
94	0	0
95	0	0
96	0	0
97	0	0
98	0	0
99	0	0
100	0	0

Also scenario **%** **Q 10**

Also scenario	%	Q 10
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	0	0
11	0	0
12	0	0
13	0	0
14	0	0
15	0	0
16	0	0
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0
25	0	0
26	0	0
27	0	0
28	0	0
29	0	0
30	0	0
31	0	0
32	0	0
33	0	0
34	0	0
35	0	0
36	0	0
37	0	0
38	0	0
39	0	0
40	0	0
41	0	0
42	0	0
43	0	0
44	0	0
45	0	0
46	0	0
47	0	0
48	0	0
49	0	0
50	0	0
51	0	0
52	0	0
53	0	0
54	0	0
55	0	0
56	0	0
57	0	0

DE-IT 2035

Scenario **%** **Q 10**

Scenario	%	Q 10
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	0	0
11	0	0
12	0	0
13	0	0
14	0	0
15	0	0
16	0	0
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0
25	0	0
26	0	0
27	0	0
28	0	0
29	0	0
30	0	0
31	0	0
32	0	0
33	0	0
34	0	0
35	0	0
36	0	0
37	0	0
38	0	0
39	0	0
40	0	0
41	0	0
42	0	0
43	0	0
44	0	0
45	0	0
46	0	0
47	0	0
48	0	0
49	0	0
50	0	0
51	0	0
52	0	0
53	0	0
54	0	0
55	0	0
56	0	0
57	0	0
58	0	0
59	0	0
60	0	0
61	0	0
62	0	0
63	0	0
64	0	0
65	0	0
66	0	0
67	0	0
68	0	0
69	0	0
70	0	0
71	0	0
72	0	0
73	0	0
74	0	0
75	0	0
76	0	0
77	0	0
78	0	0
79	0	0
80	0	0
81	0	0
82	0	0
83	0	0
84	0	0
85	0	0
86	0	0
87	0	0
88	0	0
89	0	0
90	0	0
91	0	0
92	0	0
93	0	0
94	0	0
95	0	0
96	0	0
97	0	0
98	0	0
99	0	0
100	0	0

Also scenario **%** **Q 10**

Also scenario	%	Q 10
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	0	0
11	0	0
12	0	0
13	0	0
14	0	0
15	0	0
16	0	0
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0
25	0	0
26	0	0
27	0	0
28	0	0
29	0	0
30	0	0
31	0	0
32	0	0
33	0	0
34	0	0
35	0	0
36	0	0
37	0	0
38	0	0
39	0	0
40	0	0
41	0	0
42	0	0
43	0	0
44	0	0
45	0	0
46	0	0
47	0	0
48	0	0
49	0	0
50	0	0
51	0	0
52	0	0
53	0	0
54	0	0
55	0	0
56	0	0
57	0	0

DE-IT 2040

Scenario **%** **Q 10**

Scenario	%	Q 10
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	0	0
11	0	0
12	0	0
13	0	0
14	0	0
15	0	0
16	0	0
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0
25	0	0
26	0	0
27	0	0
28	0	0
29	0	0
30	0	0
31	0	0
32	0	0
33	0	0
34	0	0
35	0	0
36	0	0
37	0	0
38	0	0
39	0	0
40	0	0
41	0	0
42	0	0
43	0	0
44	0	0
45	0	0
46	0	0
47	0	0
48	0	0
49	0	0
50	0	0
51	0	0
52	0	0
53	0	0
54	0	0
55	0	0
56	0	0
57	0	0
58	0	0
59	0	0
60	0	0
61	0	0
62	0	0
63	0	0
64	0	0
65	0	0
66	0	0
67	0	0
68	0	0
69	0	0
70	0	0
71	0	0
72	0	0
73	0	0
74	0	0
75	0	0
76	0	0
77	0	0
78	0	0
79	0	0
80	0	0
81	0	0
82	0	0
83	0	0
84	0	0
85	0	0
86	0	0
87	0	0
88	0	0
89	0	0
90	0	0
91	0	0
92	0	0
93	0	0
94	0	0
95	0	0
96	0	0
97	0	0
98	0	0
99	0	0
100	0	0

Also scenario **%** **Q 10**

Also scenario	%	Q 10
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	0	0
11	0	0
12	0	0
13	0	0
14	0	0
15	0	0
16	0	0
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0
25	0	0
26	0	0
27	0	0
28	0	0
29	0	0
30	0	0
31	0	0
32	0	0
33	0	0
34	0	0
35	0	0
36	0	0
37	0	0
38	0	0
39	0	0
40	0	0
41	0	0
42	0	0
43	0	0
44	0	0
45	0	0
46	0	0
47	0	0
48	0	0
49	0	0
50	0	0
51	0	0
52	0	0
53	0	0
54	0	0
55	0	0
56	0	0
57	0	0

PNIEC Slow 2035

Scenario **%** **Q 10**

Scenario	%	Q 10
0	0	0
1	0	0

Descrizione campi

- **Identificativo PdS:** codice univoco identificativo dell'intervento nei Piani di Sviluppo;
 - **Identificativo PCI:** codice univoco identificativo dell'intervento nella Union List of Project of Common Interest (EU 869/2022), ove applicabile;
 - **Identificativo PMI:** codice univoco identificativo dell'intervento nella Union List of Project of Mutual Interest (EU 869/2022), ove applicabile;
 - **Identificativo TYNDP:** codice identificativo del progetto presente nel Ten Year Network Development Plan (TYNDP), ove applicabile;
 - **Identificativo RIP:** progetto presente nel Regional Investment Plan (RIP), ove applicabile;
 - **Anno di Pianificazione:** anno di primo inserimento nel Piano di Sviluppo;
 - **Contributo:** tipologia di contributo associato al progetto, ove applicabile;
 - **Regioni interessate:** Regioni in cui insiste l'intervento;
 - **Zone di Mercato:** Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità;
 - **Finalità intervento:** a seconda del beneficio principale legato alle opere che lo costituiscono, a ogni intervento sono associate una o più delle seguenti finalità (driver):
 - **Decarbonizzazione;**
 - **Sicurezza e resilienza;**
 - **Market efficiency;**
 - **Sostenibilità.**
 - **Obiettivo intervento:** in aggiunta alle finalità (driver) elencate al punto di cui sopra, a ogni intervento sono inoltre associati uno o più dei seguenti obiettivi:
 - **Interconnessioni:** incremento capacità interconnessione;
 - **Congestioni INTER / INTRA:** riduzione congestioni tra zone di mercato (congestioni interzonali) e congestioni intrazonali e vincoli alla produzione efficiente (congestioni intrazonali);
 - **Integrazione FER:** massimizzazione all'integrazione della produzione da capacità rinnovabile;
 - **Qualità del servizio:** qualità, continuità e sicurezza del servizio elettrico;
 - **Resilienza:** resilienza del servizio elettrico;
 - **Integrazione RFI:** attività per l'incremento del livello di sicurezza e magliatura della Rete Ferroviaria Italiana;
 - **Connessione RTN:** attività per la sicurezza e affidabilità della rete in zone caratterizzate dalla presenza di vari utenti di consumo;
 - **Transazione energetica:** intervento finalizzato al raggiungimento degli obiettivi delineati nell'ambito della Transizione energetica.
 - **Previsione tempistica intervento:** relativamente all'intervento, si indicano le stime delle date di:
 - Avvio attività, ossia data previsionale di avvio iter autorizzativo e/o attività equiparabili di progettazione della prima opera (in termini temporali) dell'intervento;
 - Avvio cantieri, ossia data previsionale di avvio cantieri o attività propedeutiche della prima opera dell'intervento, successivamente alle attività al punto precedente;
 - Completamento, ossia data previsionale di entrata in esercizio dell'ultima opera dell'intervento.
- La previsione delle tempistiche di ottenimento iter è condizionata dall'eventuale condivisione preventiva con gli Enti Locali della migliore soluzione localizzativa, ai tempi di rilascio dei benestare da parte delle autorità competenti e al rilascio delle necessarie autorizzazioni da parte delle Amministrazioni preposte.
- In particolare, per le opere autorizzate, la previsione delle tempistiche di completamento è funzione di una serie di fattori che possono riassumersi in:
- lunghezza dell'elettrodotto aereo e difficoltà derivanti dal territorio in cui si sviluppa;
 - lunghezza di eventuali tratti in cavo e dei tempi di fornitura degli stessi (funzione del carico di lavoro delle fabbriche);
 - accessibilità ai cantieri per la realizzazione delle fondazioni e il montaggio dei sostegni;
 - organizzazione del cantiere e risorse disponibili;



- velocità di installazione dei cavi secondo tipologia di zona (urbana, suburbana, extraurbana);
 - presenza o meno nelle stazioni di macchinario destinato alla trasformazione (durata di fabbricazione di almeno 12 mesi);
 - presenza o meno nelle stazioni di sezioni isolate in SF₆ (durata di fabbricazione di circa 12 – 14 mesi);
 - fattori climatici nelle esecuzioni delle opere (periodi invernali condizionano l'esecuzione di attività di cantiere per gli elettrodotti);
 - caratteristiche dei terreni sui cui ricadono gli impianti da sviluppare;
 - standardizzazione o meno dei componenti e delle opere;
 - procedure e regolamenti adottati per forniture e appalti;
 - politiche di committenza (ad es. suddivisione in lotti);
 - situazioni del mercato degli appaltatori e fornitori nel settore specifico;
 - possibili problematiche successive allo svolgimento dell'iter autorizzativo.
- **Interdipendenze o correlazioni** con altre opere e/o con accordi con terzi.
 - **Impatti territoriali:** per ciascun intervento, quantificazione delle seguenti voci di impatto⁵:
 - I22 - variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, del territorio occupato da reti elettriche;
 - I23 - variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse naturale o per la biodiversità;
 - I24 - variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse sociale o paesaggistico;con riferimento alle attività di:
 - realizzazione;
 - dismissione;
 - dismissione e realizzazione.
 - **Avanzamento:** suddiviso in due tabelle distinte, i.e., “opere principali” e “altre opere”. Ciascuna tabella presenta i seguenti campi:
 - nome opera;
 - stato di avanzamento opera sia con riferimento al PdS 2025 che al PdS precedente (2023), utilizzando le seguenti milestones/fasi di avanzamento (come illustrato nell'Allegato A.74 al Codice di Rete “Metodologia Analisi Costi Benefici 2.0”):
 - i. Fase 1: fase di Pianificazione;
 - ii. Fase 2: fase di Concertazione e/o progettazione;
 - iii. Fase 3: fase di Autorizzazione (i.e., completamento iter autorizzativo);
 - iv. Fase 4: fase di Progettazione esecutiva;
 - v. Fase 5: fase di Cantierizzazione dell'opera, ivi incluse le opere propedeutiche all'apertura del cantiere;
 - vi. Compl.: opera completata;
 - Codice iter: identificativo univoco del codice del procedimento autorizzativo ai sensi della Legge 239/04
 - Avvio attività:
 - data di avvio iter autorizzativo o attività equiparabili;
 - data di ottenimento autorizzazione
 - Data avvio cantieri, successivamente alle attività al punto precedente;
 - Data di completamento ossia entrata in esercizio dell'opera, successivamente alle attività al punto precedente;
 - Note e/o indicazione di eventuali criticità/cause di ritardi.
 - **Schema rete** (se presente)

⁵ Gli indicatori I22, I23 e I24 si riferiscono al perimetro italiano e non includono i dati km di territorio occupato da infrastrutture di trasmissione che siano state già completate.

In merito alla rappresentazione grafica dello schema (se presente), si riporta di seguito la legenda usualmente adottata.

Figura 8 *Legenda Schemi di Rete*

ELEMENTI D'IMPIANTO	IN ESERCIZIO	PROGRAMMATI	LINEE ELETTRICHE	IN ESERCIZIO	PROGRAMMATI
Centrale Idroelettrica			Linea aerea RTN a 380 kV		
Centrale Termoelettrica			Linea aerea non RTN a 380 kV		
Centrale Geotermoelettrica			Linea aerea RTN a 220 kV		
Centrale Eolica			Linea aerea non RTN a 220 kV		
Stazione AAT a 380 kV RTN			Linea aerea RTN a 150 kV		
Stazione AAT a 220 kV RTN			Linea aerea RTN a 132 kV		
Stazione AAT non RTN			Linea aerea non RTN a 150 - 132 kV		
Stazione AT a 150 kV			Linea aerea RTN in doppia terna a 380 kV		
Stazione AT a 132 kV			Linea aerea non RTN in doppia terna a 380 kV		
Stazione AT non RTN o Cabina Primaria			Linea aerea RTN in doppia terna a 220 kV		
Stazione F.S.			Linea aerea non RTN in doppia terna a 220 kV		
Utenza Industriale			Linea aerea non RTN in doppia terna a 380 kV		
			Linea aerea RTN in doppia terna a 150 kV		
			Linea aerea RTN in doppia terna a 132 kV		
			Linea aerea non RTN in d. t. a 150 - 132 kV		
			Linea in cavo RTN a 380 kV		
			Linea in cavo non RTN a 380 kV		
			Linea in cavo RTN a 220 kV		
			Linea in cavo non RTN a 220 kV		
			Linea in cavo RTN a 150 kV		
			Linea in cavo RTN a 132 kV		
			Linea in cavo non RTN a 150 - 132 kV		
			Dismissione linea a 380 kV		
			Dismissione linea a 220 kV		
			Dismissione linea a 150 - 132 kV		
			Linea aerea a 60 kV		
			Linea in cavo a 60 kV		

Sintesi Analisi Costi Benefici (se presente): l'analisi costi benefici si applica a tutti gli interventi di sviluppo della rete con costo di investimento stimato superiore a 50 milioni di euro e agli interventi di sviluppo costituiti principalmente da uno o più nuovi elementi di rete (ad es. una nuova stazione) con costo di investimento atteso superiore a 25 milioni di euro. Vengono riportati gli indicatori economici dei risultati dell'Analisi Costi Benefici effettuata considerando un tasso di attualizzazione del 4% e un orizzonte di esercizio dell'opera di 25 anni. Per tali interventi, e con riferimento agli scenari considerati nel Piano di Sviluppo 2025 sono riportati:

- l'Indice di Utilità per il Sistema (IUS);
- il Valore Attuale Netto all'anno di predisposizione del Piano (VAN_{PdS});
- l'investimento sostenuto e l'investimento complessivo stimato a vita intera.

Laddove sia presente o previsto un contributo in conto capitale saranno esposti anche i relativi Indici Economici (IUS e VAN). Tali indicatori vengono calcolati sia sulla base della stima dei soli "benefici base" relativi all'intervento che della stima dei "benefici totali" dell'intervento, ovvero tenendo anche conto del valore degli indicatori di benefici **B18**, **B19**. A seconda dell'intervento considerato viene riportata l'indicazione dei benefici elettrici attesi, secondo opportuni range, in termini di:

- **Benefici monetari** (espressi in Euro milioni):
 - **B1** - variazione del socio-economic welfare (SEW) correlato al funzionamento del mercato dell'energia e all'incremento di limiti di transito tra zone della rete rilevante o ai confini;
 - **B1b** - variazione dei costi di generazione nel caso di nuove interconnessioni con sistemi isolati;
 - **B2a** - variazione delle perdite di rete calcolata mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico;
 - **B2b** - variazione delle perdite di rete calcolata attraverso calcoli di load flow alla punta di carico e di coefficienti convenzionali di utilizzazione delle perdite alla punta;
 - **B3a** - variazione dell'energia non fornita attesa mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico;
 - **B3b** - variazione dell'energia non fornita calcolata mediante utilizzo di simulazioni statiche di load flow;

- **B4** - costi evitati o differiti (o, con segno negativo, costi addizionali) relativi a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e del mercato per il servizio di dispacciamento in assenza di double counting con i benefici B1 e B7;
- **B5a** - maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) e comprende la quota di congestioni locali (calcolate mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico) risolte dagli interventi di sviluppo;
- **B5b** - maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante utilizzo di simulazioni statiche di load flow (congestioni a livello locale);
- **B6** - investimenti evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili (es. rispetto di vincoli di legge);
- **B7** - variazione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento calcolata tramite simulazioni di rete probabilistiche;
- **B8** - variazione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento calcolata tramite simulazioni di mercato dei servizi;
- **B16** - costi operativi evitati associati a infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili (es. rispetto di vincoli di legge);
- **B18** - variazione delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO₂, ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nel beneficio B1 mediante il prezzo della CO₂ per tenere conto del costo sociale delle emissioni;
- **B19** - variazione degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO₂ né gas effetto serra quali ad esempio ossidi di zolfo e ossidi di azoto.

• **Altri benefici non monetari:**

- **I5** - maggiore integrazione di produzione da FER calcolata mediante simulazioni di mercato (overgeneration di sistema);
- **I8** - variazione delle emissioni di CO₂ calcolata mediante simulazioni di mercato relative al mercato dell'energia del giorno prima;
- **I13** - variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte di impatti di eventi estremi, che non sia fattibile esprimere in termini monetari;
- **I21** - incremento della capacità di interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete, in termini di MW.

Per i benefici monetari viene inoltre riportata la quantificazione fisica (MWh, ton, etc..) da cui deriva la relativa valorizzazione economica.

Per gli altri interventi per cui l'ACB risulta non applicabile, (25 milioni di euro nel caso di interventi contenenti uno o più elementi di rete) è riportata un'indicazione qualitativa dei benefici.

Qualora per un determinato intervento non sia necessario aggiornare l'Analisi Costi Benefici nella presente edizione (es. opere principali autorizzate), viene indicato l'ultimo Piano di Sviluppo in cui è presente un aggiornamento dell'ACB.

Investimento sostenuto/stimato

L'investimento stimato (CapEx) a vita intera indicato include i costi dell'opera principale e quelli delle altre opere e rappresenta la migliore stima disponibile nel momento di predisposizione del presente Piano. I costi dell'investimento già sostenuti rappresentano la migliore stima a dicembre 2024.

Template Scheda Intervento Premium

The image displays two versions of the 'Template Scheda Intervento Premium'. The left version is a detailed text-based form with sections for 'DESCRIZIONE INTERVENTO', 'INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO', 'APPROFONDIMENTI TECNICI', and 'SENSITIVITY ANALYSIS'. The right version is a more graphical, data-driven form with sections for 'DESCRIZIONE INTERVENTO', 'INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO', 'APPROFONDIMENTI TECNICI', and 'SENSITIVITY ANALYSIS'. Both forms include a 'SCHEDA DI SINTESI' at the top and a 'SCHEDA DI SINTESI' at the bottom.

Su un selezionato paniere di interventi identificati come “rilevanti” per la loro importanza strategica e per l’impegno economico stimato, sono riportati ulteriori elementi informativi rispetto alle schede standard:

Descrizione campi

- **Interdipendenze o correlazione:** viene introdotta una descrizione dettagliata delle motivazioni per le quali l’intervento è interdipendente con altre opere;
- **Schema di rete:** integrazione dello schema di massima di localizzazione del progetto;
- **Investimento sostenuto/stimato:** sono integrati costi operativi annui utilizzati per il calcolo degli indicatori economici IUS e VAN ai fini dell’analisi costi-benefici, in termini percentuali sul Capex;
- **Approfondimenti tecnici:** in questa sezione vengono riportati approfondimenti tecnici sul progetto, ed eventuali analisi di approfondimento condotti durante l’anno, approfondimenti inerenti all’analisi costi benefici quali descrizione/ motivazione dei benefici valorizzati e menzione delle zone di mercato interessate dall’intervento;
- **Sensitivity sul Beneficio rilevante e sull’investimento:** in questa sezione sono riportati i risultati delle sensitivity sui valori di IUS e VAN attraverso la variazione del beneficio più rilevante e del costo di investimento stimato di una percentuale da individuare caso per caso.



4.1 Schede interventi premium Nord Ovest

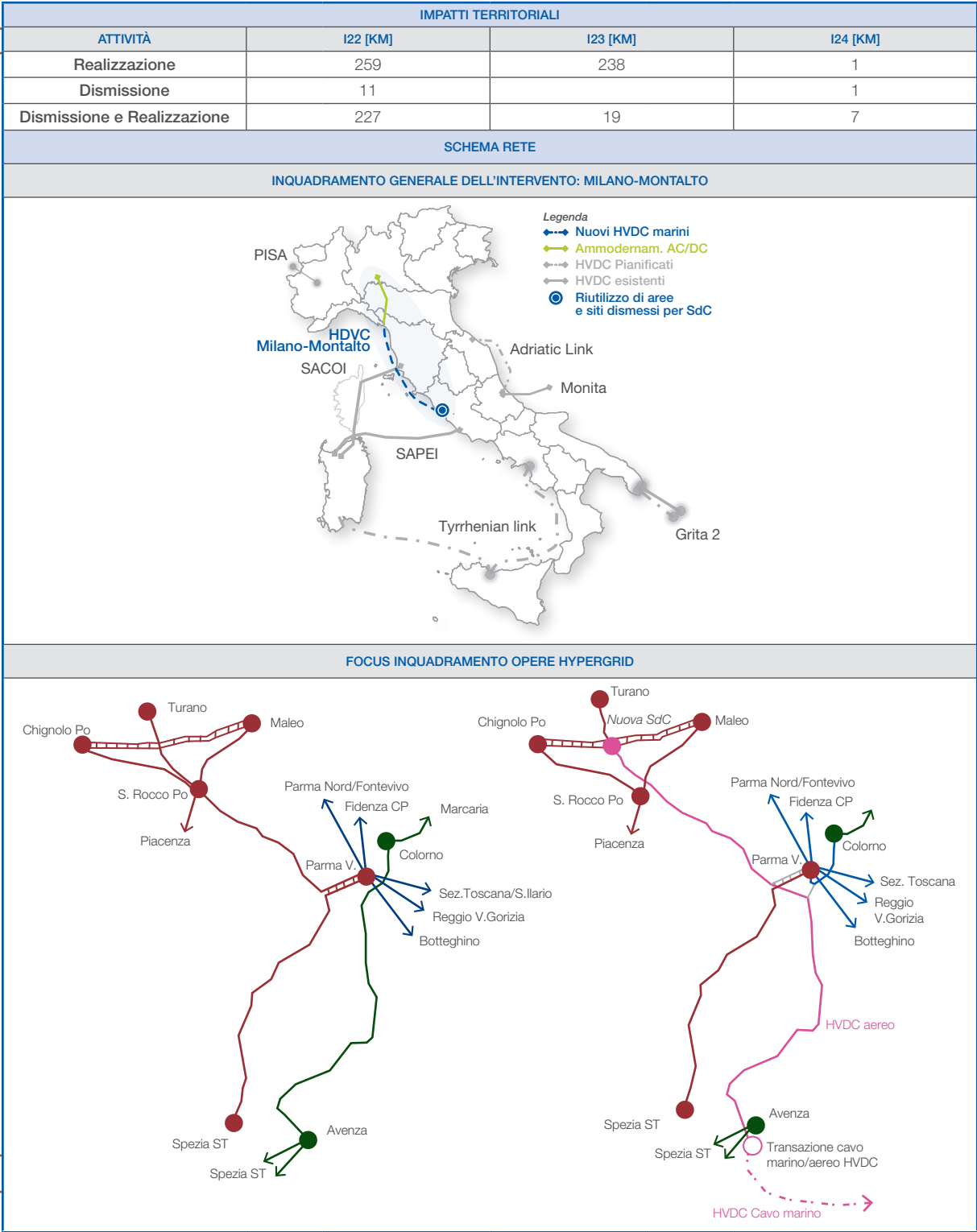
4.1.1 Schede interventi Hypergrid Nord Ovest

PREMIUM 355-P/HG-1-HVDC MILANO-MONTALTO

HVDC MILANO-MONTALTO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
355-P/HG-1		1157	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2023		Lazio/Toscana/Emilia-Romagna/ Liguria/Lombardia	Centro Sud/Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Il contesto energetico di riferimento, dettato dalle politiche energetiche nazionali ed europee, Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC, giugno 2024), fornisce le linee guida al fine di raggiungere i target stabiliti. Lo scenario prevede che saranno necessari quasi 107 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy, con un incremento di ben +65 GW rispetto ai 43 GW installati al 2023. In tale contesto si rende necessario un notevole incremento di generazione da fonti di energia rinnovabile. Con l'obiettivo di gestire in sicurezza l'elevata generazione da Fonti di Energia Rinnovabile (FER) è necessario adeguare il sistema elettrico attraverso infrastrutture innovative e abilitanti, capaci di sfruttare l'energia prodotta da fonte rinnovabile principalmente localizzata in aree distanti dai centri di carico. Alla luce di tali evidenze gli asset di rete rivestono sempre più un ruolo strategico e pertanto dovranno essere sempre più performanti al fine di garantire maggiori standard di qualità e sicurezza.</p> <p>A tal proposito la tecnologia HVDC e in particolare nella sua versione Voltage Source Converter (VSC), consente di trasportare ingenti quantitativi di energia su grandi distanze, anche in modo bidirezionale, offrendo al contempo sicurezza e stabilità all'intero sistema elettrico.</p> <p>Per tali ragioni è stato studiato un ampio progetto di realizzazione di un collegamento in corrente continua (HVDC) lungo la dorsale tirrenica settentrionale. Nello specifico, l'intervento di sviluppo si propone di realizzare un collegamento HVDC con tensione fino a ±525 kVcc tra la zona di mercato Centro Sud e la zona di mercato Nord, in particolare tra le regioni Lazio e Lombardia, passando per Toscana, Emilia-Romagna e Liguria. Il collegamento è caratterizzato da un tratto in cavi marini in partenza dal nodo di Montalto di Castro con arrivo nei pressi di Avenza, dove si prevede una transizione aereo-cavo in corrente continua.</p> <p>Il tratto aereo è caratterizzato dal riutilizzo dei seguenti asset esistenti:</p> <ul style="list-style-type: none">• 220 kV Avenza-Colorno previsto in ricostruzione a ±525 kVcc;• 380 kV Parma-S. Rocco oggetto di upgrade tecnologico a ±525 kVcc;• 380 kV S. Rocco-Turano oggetto di upgrade tecnologico a ±525 kVcc fino al punto di incrocio con la doppia terna 380 kV Chignolo Po-Maleo. <p>In tale punto, sulla base delle disponibilità dei siti più idonei per la realizzazione, sarà situata la nuova Stazione di Conversione (SdC) alla cui sezione AC si attesteranno la d.t 380 kV Chignolo PO – Maleo (4 stalli linea) e il tratto finale che permane in AC dell'elettrodotto 380 kV S.Rocco Po- Turano (1 stallo linea). Inoltre, è previsto un riassetto della rete in alta tensione (AT) dell'area ottenuto realizzando un breve raccordo (in classe 220 kV come il resto della linea) alla stazione di Parma Vigheffio, dell'attuale 220 kV Avenza-Colorno declassata a 132 kV in modo da ottenere un collegamento 132 kV Parma Vigheffio – Colorno. Allo stesso modo verrà garantita la corretta alimentazione degli impianti attualmente collegati alla linea 132 kV in d.t. con la linea 220 kV oggetto di upgrade tecnologico.</p> <p>Il collegamento diretto HVDC CS-N consentirà di ottenere un transito fino a 2100 MW direttamente dalla zona di mercato Centro Sud verso la zona di mercato Nord e sarà in grado di fornire una dorsale parallela all'attuale RTN sfruttando maggiormente gli elettrodotti di sezione tra il Centro Sud e il Nord. Infine, sono previsti opportuni adeguamenti in stazione per accogliere la sezione in corrente continua e azioni capital light, ovvero, interventi puntuali di rimozione limitazioni tramite un upgrade tecnologico su elettrodotti 380 kV esistenti (ove necessario con l'installazione di conduttori ad alta temperatura) al fine di garantire il transito in sicurezza tra Centro Sud e Centro Nord e gestire i flussi elevati in arrivo nell'area del milanese, anche in condizioni di rete non integra.</p> <p>In sintesi, la dorsale in Corrente Continua tra il Centro Sud e il Nord garantirà una migliore integrazione degli impianti di produzione da FER, contribuendo in maniera attiva ad allineare i prezzi delle diverse Zone di Mercato italiane e al sostanziale processo di decarbonizzazione che si prospetta negli anni futuri.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
	2025/2029 ⁶	2033/2034	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
436-P, 432-P, 302-P			
<p>Il collegamento HVDC Milano-Montalto risponde alle esigenze di adeguatezza, sicurezza e flessibilità del sistema elettrico nazionale, caratterizzato da elevati livelli di trasporto tra il Sud e il Nord Italia a causa di una crescente penetrazione di generazione rinnovabile nel Sud.</p> <p>Il nuovo collegamento farà sinergia con gli altri interventi di sviluppo previsti in PdS che aiutano a migliorare la capacità di trasporto tra le sezioni di mercato interessate dal progetto, impedendo la creazione di colli di bottiglia e l'insorgenza di problematiche di sicurezza.</p> <p>Nello specifico si segnala l'interdipendenza con i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none">• Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord (432-P)• Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga (302-P)• HVDC Centro Sud – Centro Nord (436-P)			

⁶ L'avvio cantieri al 2025 si riferisce all'opera di "Rimozione limitazioni su porzione di rete lombarda".

PREMIUM 355-P/HG-1-HVDC MILANO-MONTALTO





PREMIUM 355-P/HG-1-HVDC MILANO-MONTALTO

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Nuovi cavi marini HVDC tra SdC Montalto e stazione di transizione cavo/ aereo presso Avenza	Fase 2	Fase 1		2024		2029	2033/2034	In data 19/07/2024 riconoscimento della notifica del progetto da parte del MASE e inizio del procedimento di rilascio delle autorizzazioni. In data 7/11/2024 approvazione del Piano di Consultazione Pubblica da parte del MASE.
Stazione di Conversione a sud di Milano	Fase 2	Fase 1		2024		2029	2033/2034	
Stazione di Conversione a Montalto di Castro	Fase 2	Fase 1		2024		2029	2033/2034	
Upgrade tecnologico in c.c. ±525 kV Parma-S.Rocco Po-Turano	Fase 2	Fase 1		2024		2029	2033/2034	
Ricostruzione in c.c. ±525 kV Avenza-Colorno	Fase 2	Fase 1		2024		2029	2033/2034	
Nuova SE smistamento a sud di Milano con raccordi a el.380 kV Chignolo Po-Maleo, el.380 kV S.Rocco Po-Turano	Fase 2	Fase 1		2024		2029	2033/2034	
Rimozione limitazioni el. 380 kV Calenzano-Casellina- Poggio a Caiano	Fase 1	Fase 1		2024		2029	2033/2034	
Rimozione limitazioni 380 kV Maleo- Cremona	Fase 1	Fase 1		2024		2029	2033/2034	
Rimozione limitazioni su porzione di rete lombarda	Fase 1	Fase 1		2024		2025	2026	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
2 M€ /3.800 M€ (OPEX=0,46%/anno)	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040	
	IUS	2,9	IUS	1,6	IUS	3,6	IUS	2,2
	VAN _{PDS}	5.558 M€	VAN _{PDS}	1.590 M€	VAN _{PDS}	7.432 M€	VAN _{PDS}	3.556 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	182	182
B2a	-36	-349,5 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	9	100,6 GWh
B5s	-28	-320 GWh
B6	0	
B7	3	
B8	112	112
B16	0	
B18	32	384,2 kton
B19	17	0,4 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2100/800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	384,2
I5 - Overgeneration [MWh]	1369116	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	779	779
B2a	-68	-700,9 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	33	329,4 GWh
B5s	-107	-1068,9 GWh
B6	0	
B7	84	
B8	157	157
B16	0	
B18	150	886,4 kton
B19	47	1,1 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2100/800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	886,4
I5 - Overgeneration [MWh]	4491827	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	81	81
B2a	-31	-284,2 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	8	93,9 GWh
B5s	-25	-285,8 GWh
B6	0	
B7	31	
B8	85	85
B16	0	
B18	11	127,3 kton
B19	11	0,3 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2100/800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	127,3
I5 - Overgeneration [MWh]	538086	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	391	391
B2a	-51	-433,2 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	31	305,7 GWh
B5s	-66	-660,7 GWh
B6	0	
B7	59	
B8	96	96
B16	0	
B18	191	1134,8 kton
B19	21	0,5 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2100/800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	1134,8
I5 - Overgeneration [MWh]	2521735	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM



APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

Le analisi di rete e gli studi di prefattibilità hanno consentito di individuare i nodi di connessione alla rete, la configurazione impiantistica ottimale e la tecnologia di conversione. In particolare, gli studi hanno evidenziato quanto segue.

Descrizione topologica delle opere

In linea con gli obiettivi della transizione energetica, le opere che costituiscono il progetto insisteranno su tracciati esistenti minimizzando l'impatto ambientale. Di seguito la descrizione puntuale degli asset esistenti interessati dal progetto:

- El. 220 kV Avenza-Colorno verrà ricostruito in c.c. fino a ± 525 kV per i primi 100 km nei pressi del nodo di Parma Vigheffio. Il tratto restante verso Colorno sarà declassato a 132 kV e richiuso nel nodo di Parma Vigheffio.
- El. 380 kV Parma-S.Rocco Po, di circa 65 km, verrà interamente riconvertito in c.c. fino a ± 525 kV collegandosi con il tratto proveniente da Avenza.
- El. 380 kV S.Rocco Po- Turano verrà riconvertito in c.c. fino a ± 525 kV fino al punto di incrocio con la d.t. 380 kV Chignolo PO – Maleo, per una lunghezza di circa 5 km.
- La nuova SdC a sud di Milano sarà collegata a una nuova stazione di smistamento, alla quale saranno attestate la d.t. 380 kV verso Chignolo Po e verso Maleo e la singola terna 380 kV verso Turano. La SdC avrà una capacità di conversione complessiva di 2100 MW e sarà realizzata in tecnologia VSC.
- La seconda nuova SdC sarà collegata alla stazione 380 kV di Montalto. La SdC avrà una capacità di conversione complessiva di 2100 MW e sarà realizzata in tecnologia VSC.
- Il collegamento marino HVDC a ± 525 kVcc tra la SdC di Montalto e la stazione di transizione cavo/aereo presso Avenza avrà una potenza di 2100 MW per un tracciato di lunghezza complessivamente di circa 270 km.

Per ulteriori dettagli tecnici dei vantaggi dell'utilizzo della Corrente Continua in luogo di asset esistenti in Corrente Alternata si rimanda alla scheda di dettaglio dell'intervento all'interno del fascicolo 4 del PdS23.

Analisi studi in dinamica

Le analisi dinamiche effettuate per l'HVDC Milano - Montalto hanno analizzato differenti flussi di potenza in presenza e in assenza dei rinforzi della rete Hypergrid.

Per maggiori dettagli sulle analisi dinamiche svolte si rimanda al Fascicolo 4 del PdS 23. Tuttavia, gli ultimi aggiornamenti tecnici del progetto confermano un contributo apprezzabile alla stabilità della rete in occorrenza di contingenze di rete severe. I principali benefici in dinamica apportati dalla presenza del collegamento HVDC, in analogia con quanto pubblicato nello scorso piano sono rappresentati da:

- Minori oscillazioni delle grandezze di rete, specialmente nei primi istanti a seguito del guasto.
- Minore sfasamento angolare tra le porzioni della rete italiana a causa degli ingenti flussi di potenza previsti.
- Buon recovery delle tensioni di rete anche in presenza di ingenti flussi di potenza a seguito di cortocircuiti in rete, grazie alla riduzione dei flussi di potenza sulla rete AC e grazie alla regolazione dell'ampiezza delle stazioni di conversione VSC.

Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

I principali benefici riconducibili all'intervento in questione sono l'incremento del Social Economic Welfare (B1) e la riduzione dei Costi dei servizi di dispacciamento (B8 e B7).

In particolare, la presenza dell'HVDC consente il transito dalla sezione Centro Sud direttamente alla sezione Nord e, di conseguenza, di ridurre le ore di congestione da sud verso nord, con un incremento di SEW.

Inoltre, l'intervento consente di ridurre i volumi di overgeneration locali e di sistema, grazie alla controllabilità e flessibilità di utilizzo del collegamento e alla maggiore capacità di scambio consentita dall'HVDC: infatti, l'opera garantirà l'integrazione fino a 4,82 TWh di generazione FER. L'integrazione di nuova generazione FER, principalmente negli scenari al 2040, si traduce in una riduzione delle emissioni di CO₂ (B18) e altri inquinanti (B19). In tale contesto, la variazione delle perdite rilevata sull'intero perimetro della rete di trasmissione italiana è dovuta al forte aumento dei flussi di energia determinata dall'incremento di NTC correlato all'intervento di rete.

L'intervento di sviluppo HVDC HG Milano – Montalto conferma di fatto tutti i principali benefici rilevati nel precedente piano di sviluppo PdS23. I principali benefici vengono confermati anche con scenari variati rispetto al precedente piano, in particolare in termini di commodities (prezzo del gas che si riduce di ca 10 €/MWh) e ripartizione zonale delle FER maggiormente spostata verso nord coerentemente con quanto previsto dal decreto ministeriale 21 giugno 2024 "DM Aree Idonee". L'analisi costi-benefici ha dimostrato comunque un solido indicatore di sostenibilità (IUS > 3,5), nonostante incremento costi, grazie a:

- Benefici economici sui mercati dell'energia e dei servizi con elevato aumento della capacità interzonale, favorendo l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili, risolvendo le congestioni sulla rete e riducendo il ricorso a servizi ancillari;
- Irrobustimento delle opere di sviluppo con soluzioni digitali e capital light per aumentarne la capacità di scambio;
- individuate soluzioni tecnologiche innovative e più efficienti anche in ottica di contenimento aumento costi (es. applicazione di cavi marini HVDC ± 525 kVcc al posto di ± 500 kVcc).

Zone di mercato interessate

Le zone di mercato interessate sono:

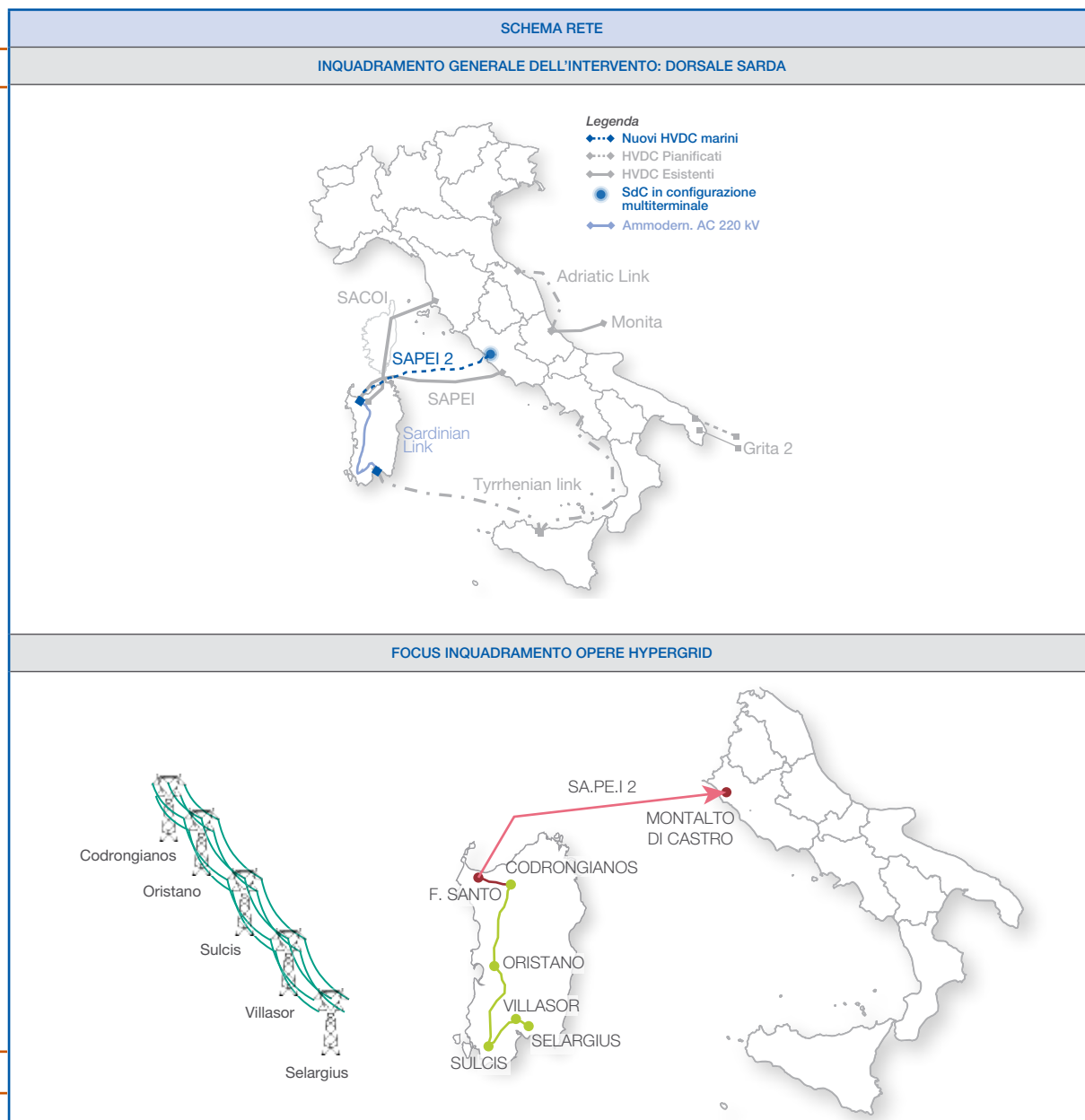
L'intervento di sviluppo nel complesso determinerà i seguenti importanti incrementi della capacità di trasporto in sicurezza tra le zone di mercato:

- +800 MW tra Centro Sud e Centro Nord;
- Inoltre, il collegamento permetterà di connettere direttamente la zona di mercato Centro Sud con la zona Nord abilitando almeno +2100 MW di capacità di trasporto, conseguibile grazie agli sviluppi tecnologici in corso di approfondimento tra Terna e fornitori.

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO DE-IT 2035, DE-IT 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
VOCI		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	4.180 M€	3.800 M€	3.420 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	6.664 M€	7.405 M€	8.145 M€
		BENEFICI TOTALI		
RISULTATI		WORST	FAIR	BEST
	VAN_{PdS}	6.405 M€	7.432 M€	8.458 M€
	IUS	3	3,6	4,3
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
VOCI		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	4.180 M€	3.800 M€	3.420 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	3.328 M€	3.697 M€	4.067 M€
		BENEFICI TOTALI		
RISULTATI		WORST	FAIR	BEST
	VAN_{PdS}	2.900 M€	3.556 M€	4.212 M€
	IUS	1,9	2,2	2,6



DORSALE SARDA: HVDC FIUMESANTO – MONTALTO (SAPEI 2) E SARDINIAN LINK			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
732-P/HG-3		1169	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2023		Sardegna/Lazio	Sardegna/Centro Sud
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Il contesto energetico di riferimento, dettato dalle politiche energetiche nazionali ed europee, Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC, giugno 2024), fornisce le linee guida al fine di raggiungere i target stabiliti. Lo scenario prevede che saranno necessari quasi 107 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy, con un incremento di ben +65 GW rispetto ai 43 GW installati al 2023. In tale contesto si rende necessario un notevole incremento di generazione da fonti di energia rinnovabile. Con l'obiettivo di gestire in sicurezza l'elevata generazione Fonti di Energia Rinnovabile (FER) è necessario adeguare il sistema elettrico attraverso infrastrutture innovative e abilitanti, capaci di sfruttare l'energia prodotta da fonte rinnovabile principalmente localizzata in aree distanti dai centri di carico. Alla luce di tali evidenze gli asset di rete rivestono sempre più un ruolo strategico e pertanto dovranno essere sempre più performanti al fine di garantire maggiori standard di qualità e sicurezza.</p> <p>Quanto sopra riportato determina la necessità di garantire un incremento della capacità di transito tra le Zone di Mercato Sardegna e Centro Sud, oltre che a prevedere anche rinforzi interni alla Sardegna, in particolare, tra il nord e il sud dell'Isola. A seguito della forte penetrazione FER nell'isola, gli ingenti carichi nelle Zone di Mercato Nord e Centro Nord, l'obiettivo di tali collegamenti è quello di sfruttare in maniera ottimale la grande capacità di generazione da Fonti di Energia Rinnovabile (FER) prospettata nel prossimo futuro integrandole al meglio nel sistema elettrico. A tal proposito, la tecnologia HVDC - unica soluzione possibile per collegamenti sottomarini a elevata capacità - consente di trasportare in sicurezza grandi quantità di energia tra più sezioni di mercato che si verrebbero a creare in assenza di adeguati rinforzi infrastrutturali. Rispetto alla corrente alternata, l'utilizzo degli HVDC in corrente continua consente un migliore controllo della direzionalità dei flussi di potenza e una riduzione delle perdite di linea a parità di potenza trasportata. Il progetto prevede la realizzazione di un collegamento in corrente continua con livello di tensione fino a ± 525 kVcc tra Sardegna e Lazio.</p> <p>Nello specifico, l'intervento di sviluppo si propone di realizzare le seguenti opere:</p> <ul style="list-style-type: none">• Realizzazione di una stazione di conversione a Fiumesanto in tecnologia Voltage Source Converter (VSC);• Stazione di Conversione Montalto di Castro, sfruttando la sinergia con quanto previsto nel progetto HVDC Milano-Montalto nella sua configurazione triterminale;• Collegamento sottomarino con livello di tensione fino a ± 525 kVcc tra Sardegna e Lazio. <p>Inoltre, al fine di integrare al meglio tutta la generazione da fonte rinnovabile presente sul territorio sardo, verranno ammodernati gli elettrodotti esistenti sulla dorsale Selargius-Codrongianos, con ricostruzione degli stessi sul medesimo tracciato o in adiacenza, con un miglioramento delle prestazioni di esercizio al fine di raggiungere gli obiettivi di rete necessari. Tale intervento permette un cospicuo aumento di trasporto tra il nord e il sud della Sardegna.</p> <p>Nello specifico, le linee interessate dall'ammodernamento saranno le seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none">• Codrongianos-Oristano;• Oristano-Sulcis;• Sulcis-Villasor;• Villasor-Selargius. <p>In sintesi, il collegamento in Corrente Continua tra Fiumesanto e Montalto di Castro garantirà una migliore integrazione degli impianti di produzione da Fonti di Energia Rinnovabile (FER) della Sardegna, contribuendo in maniera attiva ad allineare i prezzi delle diverse Zone di Mercato italiane e al sostanziale processo di decarbonizzazione che si prospetta negli anni futuri al fine di raggiungere la transizione energetica. Infatti, l'intervento permetterà di incrementare il transito tra le sezioni di mercato tra Sardegna e Lazio di +1050 MW, mentre l'ammodernamento delle linee a 220 kV in corrente alternata permetterà una maggiore integrazione di fonti rinnovabili in modo da aumentare il trasferimento di energia tra il sud e il nord della Sardegna e, pertanto, renderle facilmente trasportabili tra le stazioni di conversione del territorio sardo, mediante l'utilizzo di dorsali esistenti in modo da non impattare sul territorio.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2025	2029	2040	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	343	141	
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	253	45	1





PREMIUM 732-P/HG-3-DORSALE SARDA: HVDC FIUMESANTO – MONTALTO (SAPEI 2) E SARDINIAN LINK

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Stazione di Conversione Fiumesanto	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	
Adeguamento Stazione di Conversione Montalto di Castro	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	
Collegamento HVDC sottomarino di collegamento tra le stazioni di conversione di Fiumesanto e Montalto	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	
Ammodernamento dorsale a 220 kV tra i nodi di: Codrongianos, Oristano, Sulcis, Villasor, Selargius	Fase 1	Fase 1		2025		2029	2035	Attività preliminari in corso come da Delibera ARERA 337/2024/R/eel del 30 luglio 2024
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
<1 M€ / 2.162 M€ (OPEX=0,42%/anno)	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040 PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040 PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040 PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040 PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040	
	IUS	4	IUS	4,7	IUS	2,5	IUS	2,9
	VAN _{PDS}	3.822 M€	VAN _{PDS}	4.688 M€	VAN _{PDS}	1.900 M€	VAN _{PDS}	2.478 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	268	
B2a	-18	-177,8 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	12	118,1 GWh
B5s	218	2182,9 GWh
B6	0	
B7	106	
B8	2	
B16	0	
B18	84	500,7 kton
B19	15	0,4 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000/1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	500,7
I5 - Overgeneration [MWh]	4541148	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	152	
B2a	4	43,3 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	7	65,8 GWh
B5s	142	1421,9 GWh
B6	0	
B7	7	
B8	56	
B16	0	
B18	56	334,5 kton
B19	10	0,2 kton

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000/1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	334,5
I5 - Overgeneration [MWh]	2883152	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM



APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

Le analisi di rete e gli approfondimenti tecnici, condotti a partire dal 2021, hanno consentito di individuare i nodi di connessione alla rete, la configurazione impiantistica più ottimale e la tecnologia di conversione più idonea. In particolare, gli studi hanno evidenziato quanto segue.

Descrizione topologica delle opere

In linea con gli obiettivi della transizione energetica, le opere che costituiscono il progetto insisteranno su tracciati esistenti minimizzando l'impatto ambientale. Di seguito la descrizione puntuale delle opere:

- Collegamento sottomarino di lunghezza circa 350 km per una potenza nominale di 1050 MW.
- Stazioni di conversione in tecnologia VSC con livello di tensione fino a ± 525 kVcc.
- Ammodernamento dorsale a 220 kV tra i nodi di: Codrongianos, Oristano, Sulcis, Villasor, Selargius.

I tratti di elettrodotto interessati sono i seguenti:

- Codrongianos – Oristano:
 - Lunghezza 91,75 Km.
 - Ricostruzione sul medesimo tracciato con impiego di nuovi sostegni 5 F a basso campo elettromagnetico.
- Oristano – Sulcis:
 - Lunghezza 84,47 Km.
 - Ricostruzione sul medesimo tracciato con impiego di nuovi sostegni 5 F a basso campo elettromagnetico.
- Sulcis – Villasor:
 - Lunghezza 50,16 Km.
 - Ricostruzione sul medesimo tracciato con impiego di nuovi sostegni 5 F a basso campo elettromagnetico.
- Villasor – Selargius:
 - Lunghezza 27,12 Km.
 - Ricostruzione sul medesimo tracciato con impiego di nuovi sostegni 5 F a basso campo elettromagnetico.

Le stazioni di conversione HVDC sono previste con topologia bipolare con elettrodi, in tecnologia VSC half bridge. La configurazione bipolare permette di trasmettere senza interruzione almeno il 50% della potenza a seguito di un guasto lato corrente continua, mentre configurazioni diverse (es. monopolare) sarebbero caratterizzate dalla perdita della piena potenza a fronte degli stessi eventi. La tecnologia VSC, negli ultimi anni divenuta la più utilizzata al mondo negli impianti HVDC di nuova costruzione, e verso la quale il mercato si sta sempre più indirizzando specie in ambito europeo, permette, in confronto alla tecnologia LCC di più vecchia concezione, di ottenere molti vantaggi operativi, tra i quali si segnalano:

- possibilità di lavorare su reti deboli, inclusa la possibilità di effettuare black start;
- inversioni rapide di potenza senza discontinuità nell'intorno dello zero e senza limiti sul numero di operazioni/inversioni effettuabili all'anno;
- potenza reattiva continuamente controllabile in assorbimento e generazione (con chiari vantaggi in termini di supporto alla rete);
- ottima fault ride through capability a fronte di guasti in rete AC senza rischio di commutazioni fallite.

Per ulteriori dettagli tecnici dei vantaggi dell'utilizzo della Corrente Continua per la trasmissione di potenza su lunghe distanze e approfondimenti sulla tecnologia delle stazioni VSC si rimanda alla scheda di dettaglio dell'intervento all'interno del fascicolo 4 del PdS 23.

Analisi studi in dinamica

Le analisi dinamiche effettuate per la dorsale Sarda hanno analizzato differenti flussi di potenza in presenza e in assenza dei rinforzi della rete Hypergrid così come riportato nel Fascicolo 4 del PdS 23.

Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

I principali benefici riconducibili all'intervento in questione sono l'incremento del Social Economic Welfare (B1) e la riduzione dei costi dei servizi di dispacciamento (indicatori B7 e B8) e l'integrazione di FER sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento in particolare nello scenario DE-IT (indicatore B5). L'intervento consente di ridurre le congestioni sulla sezione tra Sardegna e Centro Sud con un impatto positivo sul SEW e consente inoltre una riduzione del PUN, in maniera più significativa nello scenario DE-IT. L'intervento consente inoltre di integrare fino a 4,66 TWh generazione Fer che verrebbe altrimenti tagliata che si traduce anche in una riduzione delle emissioni di CO₂ (B18) e di altri inquinanti (B19). L'intervento di sviluppo Dorsale Sarda: HVDC Fiumesanto – Montalto (SAPEI 2) e Sardinian Link conferma di fatto tutti i principali benefici rilevati nel precedente piano di sviluppo PdS23. I principali benefici vengono confermati anche con scenari variati rispetto al precedente piano, in particolare in termini di commodities (prezzo del gas che si riduce di ca 10 €/MWh) e ripartizione zonale delle FER maggiormente spostata verso nord coerentemente con quanto previsto dal decreto ministeriale 21 giugno 2024 "DM Aree Idonee". L'analisi costi-benefici ha dimostrato comunque un solido indicatore di sostenibilità (IUS > 4,5), nonostante incremento costi, grazie a:

- Benefici economici sui mercati dell'energia e dei servizi con elevato aumento della capacità interzonale, favorendo l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili, risolvendo le congestioni sulla rete e riducendo il ricorso a servizi ancillari;
- Irrobustimento delle opere di sviluppo con soluzioni digitali e capital light per aumentarne la capacità di scambio;
- individuate soluzioni tecnologiche innovative e più efficienti anche in ottica di contenimento aumento costi (es. applicazione di cavi marini HVDC ± 525 kV al posto di ± 500 kV).

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO

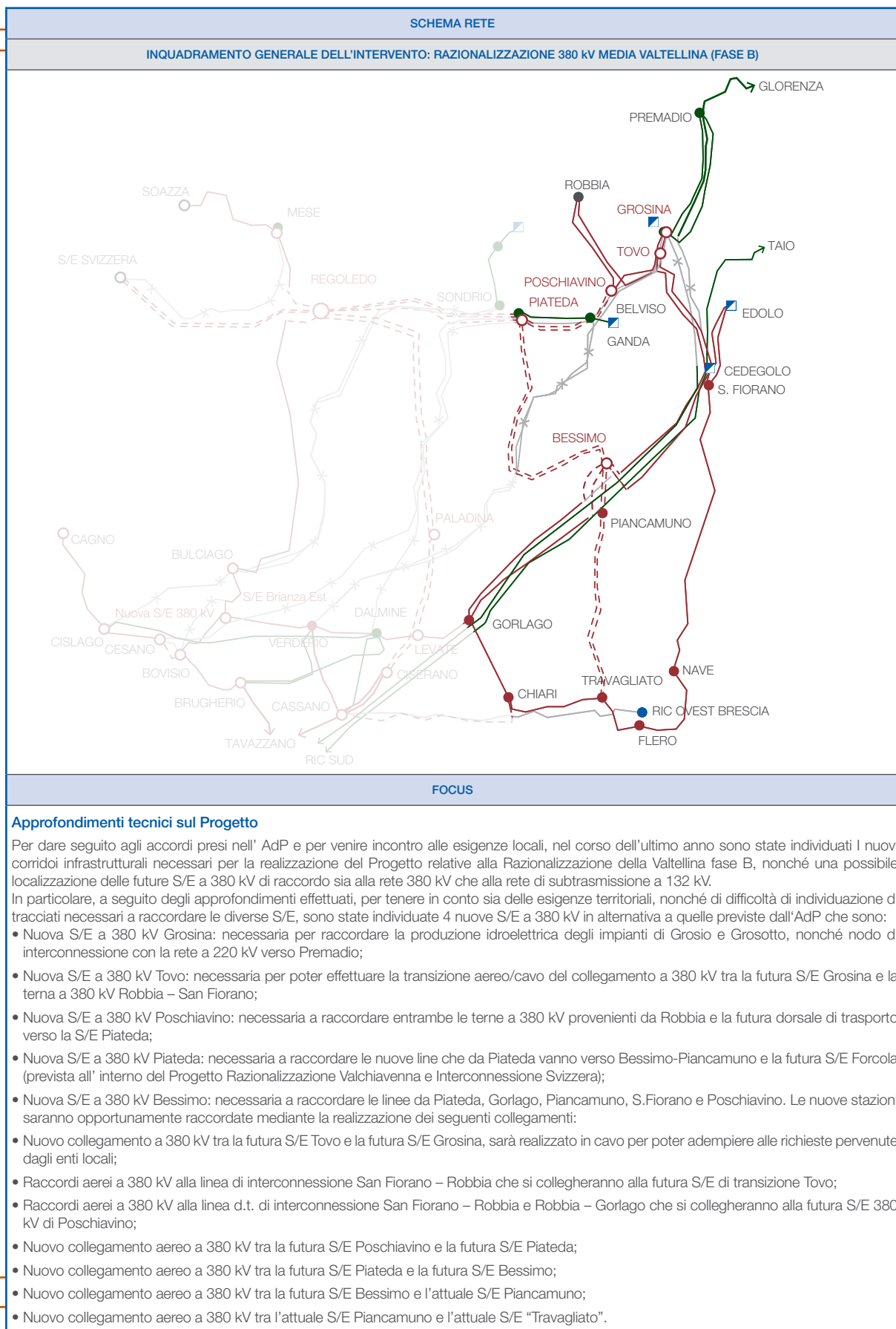
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO DE-IT 2040

		SENSITIVITY +/- 10%		
VOCI		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	2.376 M€	2.162 M€	1.944 M€
	B5 OG attualizzato PdS	2.090 M€	2.322 M€	2.554 M€
BENEFICI TOTALI				
RISULTATI		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PDS}	4.328 M€	4.688 M€	5.048 M€
	IUS	4,1	4,7	5,4
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO PNIEC SLOW 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
VOCI		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	2.376 M€	2.162 M€	1.944 M€
	B8 Costo evitato MSD zonale attualizzato PdS	1.184 M€	1.315 M€	1.447 M€
BENEFICI TOTALI				
RISULTATI		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PDS}	2.219 M€	2.478 M€	2.737 M€
	IUS	2,6	2,9	3,4

4.1.2 Schede altri interventi premium Nord Ovest

PREMIUM 112-P- RAZIONALIZZAZIONE 380 kV MEDIA VALTELLINA (FASE B)

RAZIONALIZZAZIONE 380 kV MEDIA VALTELLINA (FASE B)			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
112-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2004		Lombardia	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>In base a quanto stabilito nell'Accordo di Programma (AdP) firmato presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica –allora Ministero delle Attività Produttive – in data 24 giugno 2003, a valle del completamento degli interventi relativi alla “Fase A” della razionalizzazione in Valcamonica e Alta Valtellina, conseguente alla realizzazione dell'elettrodotto “S.Fiorano – Robbia”, si procederà nella cosiddetta “Fase B” della razionalizzazione, con interessamento soprattutto del territorio della Media Valtellina.</p> <p>In tale fase si prevede la dismissione dalla RTN di estesi tratti di linee a 220 e 132 kV, a fronte della realizzazione di cinque nuove stazioni elettriche a 380 kV che svolgeranno principalmente funzione di raccolta della produzione idroelettrica della Lombardia settentrionale e a fronte della realizzazione di nuove linee a 380 kV, che trasmetteranno la potenza generata verso l'area di carico di Milano.</p> <p>A causa di una complessità a livello progettuale e autorizzativo intercorse dopo la pubblicazione del precedente piano sono state aggiornate le tempistiche dell'intero intervento di sviluppo.</p> <p>A luglio 2024 sono stati firmati due protocolli d'intesa con Regione Lombardia e Provincia di Sondrio per l'Attuazione fase B dell'AdP per razionalizzazione linee tra «Grosio e Villa di Tirano» e lo studio per ottimizzazione dell'inserimento paesaggistico della linea 380 kV «San Fiorano – Robbia».</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
	2033	2040	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	163	48	8
Dismissione	466	106	27
Dismissione e Realizzazione			



AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuove SE 380 kV di Grosina, Tovo e Poschiavino	Fase 2	Fase 2	EL-494	2021		2033	2038	In data 5/11/2021 è stata avviata l'istanza di autorizzazione presso il MITE delle SE Grosina, Tovo e Poschiavino (Proc. EL 494).
Nuova SE Piateda e Bessimo	Fase 2	Fase 2		2030		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Nuovi raccordi a 380 kV alla SE Grosina, Tovo e Poschiavino	Fase 3	Fase 2	EL-494	2021		2033	2038	In data 5/11/2021 è stata avviata l'istanza di autorizzazione presso il MITE della nuova direttrice a 380 kV Grosina-Tovo (Proc. EL 494).
Nuovi raccordi a 380 kV alle SE Piateda, Pian Camuno, Bessimo e Travagliato	Fase 2	Fase 2		2030		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Nuova direttrice a 380 kV Grosina, Tovo e Poschiavino	Fase 3	Fase 1	EL-494	2021		2033	2038	In data 5/11/2021 è stata avviata l'istanza di autorizzazione presso il MITE della nuova direttrice a 380 kV Grosina- Tovo (Proc. EL 494).
Nuova direttrice a 380 kV Poschiavino, Piateda e Bessimo	Fase 1	Fase 1		2030		2033	2038	
Nuova direttrice a 380 kV Bessimo, Pian Camuno e Travagliato	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Dismissione della linea 220 kV Grosio - Verderio	Fase 1	Fase 1		2030		2033	2038	
Collegamento alla nuova stazione di Grosina della linea a 220 kV Glorenza -Tirano	Fase 3	Fase 2	EL-494	2021		2033	2038	In data 5/1a/2021 è stata avviata l'istanza di autorizzazione presso il MITE dei raccordi citati (Proc. EL 494).
Dismissione dalla RTN del tratto della linea 220kV Glorenza / Tirano - Cesano, compreso tra Grosio e Cesano	Fase 1	Fase 1		2030		2033	2038	
Raccordi alla nuova S/E Grosina della linea 220 kV Premadio - Ric. Sud MI e Grosio - Ric. Sud MI	Fase 3	Fase 2	EL-494	2021		2033	2038	In data 5/1a/2021 è stata avviata l'istanza di autorizzazione presso il MITE dei Raccordi alla nuova S/E Grosina della linea 220 kV Premadio - Ric. Sud MI e Grosio - Ric. Sud MI (Proc. EL 494).
Dismissione della linea 132 kV Cedegolo - Civate - Gorlago nel tratto compreso tra Cedegolo e Pian Camuno previo potenziamento delle linee a 132 kV tra Cedegolo e Pian Camuno	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.



PREMIUM 112-P- RAZIONALIZZAZIONE 380 kV MEDIA VALTELLINA (FASE B)

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
Dismissione della linea 132 kV Stazzona - Verderio nel tratto compreso tra Belviso e Piateda	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Dismissione della linea a 132 kV Fusine - Lenna	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Realizzazione in cavo interrato di un nuovo collegamento a 220 kV tra Sondrio e Piateda	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Trasformazione in cavo interrato di un tratto della linea a 132 kV Sondrio - Piateda	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Dismissione della linea 220 kV Venina - Cassano nel tratto compreso tra Venina e Dalmine	Fase 1	Fase 1		2030		2033	2038	
SINTESI INVESTIMENTO ⁷								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
8 M€ / 742 M€								

⁷ L'intervento non è soggetto ad ACB in quanto è una compensazione legata alla San Fiorano Robbia.

PREMIUM 167-P- RAZIONALIZZAZIONE VALCHIAVENNA

RAZIONALIZZAZIONE VALCHIAVENNA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
167-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2021		Lombardia	Nord/Svizzera
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Nell'ambito del Comitato di Sorveglianza istituito presso il Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) per il monitoraggio della realizzazione delle attività di razionalizzazione correlate all'elettrodotto di interconnessione "San Fiorano–Robbia", in aggiunta all'intervento che interessa l'area della Media Valtellina, sono proseguite le analisi di sviluppo della rete di trasmissione nell'area della Valchiavenna interessata da una nuova interconnessione con la Svizzera. Il progetto di sviluppo della Valchiavenna, propedeutico alla realizzazione di nuova interconnessione tra l'Italia e la Svizzera, prevede la razionalizzazione di tutta la porzione di rete nelle province di Sondrio, Bergamo, Lecco e Milano, come sottoscritto nell'Accordo di Programma (AdP) firmato presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – allora Ministero delle Attività Produttive – in data 24 giugno 2003, a valle del completamento degli interventi relativi alla "Fase A" della razionalizzazione in Valcamonica e Alta Valtellina. Il progetto prevede la realizzazione di una nuova S/E 380 kV nell'area di Regoledo, sulla quale verrà raccordato l'esistente elettrodotto 380 kV Soazza – Bulciago e si attesterà la nuova dorsale 380 kV di interconnessione con la rete svizzera valutando interventi di miglioramento della capacità disponibile alla frontiera Nord attraverso l'incremento della magliatura della stazione 380 kV Musignano con la rete Svizzera; le opere risultano in sinergia con quanto già previsto dall'intervento "Stazione 380 kV di Mese" (127-P).</p> <p>In aggiunta, due ulteriori nuove dorsali 380 kV, che collegheranno la futura S/E 380 kV di Regoledo a una nuova S/E 380 kV nell'area di Piateda e a una nuova S/E 380 kV nell'area di Levate, contribuiranno all'integrazione della rete esistente a nord di Milano con i futuri sviluppi di rete già previsti dall'intervento di "Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina (Fase B)" (112-P). A seguito della realizzazione delle nuove direttrici 380 kV sopra menzionate, verranno demolite gran parte delle dorsali 220 kV tra le aree tra Grosio e Verderio, Dalmine e Venina, Tirano e Cesano, Ric. Ovest BS e Dalmine e tra Grosio e Cedegolo. Nel progetto sono stati inclusi anche gli interramenti di elettrodotti a 132 kV, nonché dismissioni, la cui sostenibilità economica è stata ricompresa nell'analisi costi-benefici fino a raggiungerne il limite ammissibile. In fase di pianificazione sono state individuate le soluzioni tecnologiche più adeguate tenendo conto del livello di urbanizzazione delle aree interessate, prevedendo gli interramenti ove possibile in base alla morfologia del territorio e nei limiti di spesa del progetto. In aggiunta a quanto sopra, l'intervento consentirà di minimizzare l'occupazione del territorio grazie alla dismissione di ampie porzioni di rete di trasmissione elettrica. Dunque, il progetto di razionalizzazione garantirà una rete robusta e affidabile a livello AAT e AT incrementandone la magliatura nonché la capacità di scambio con la frontiera nord attraverso la realizzazione di una nuova interconnessione con la Svizzera. Lo schema rete del progetto è in corso di approfondimento con la controparte TSO Swissgrid per identificare le soluzioni più idonee da implementare. A tal riguardo, anche al fine di sostenere l'integrazione dell'energia da fonti rinnovabili, sono in corso valutazioni con il TSO Svizzero che mirano alla valorizzazione del progetto nel più ampio sviluppo del corridoio infrastrutturale nord-sud Italia-Svizzera-Germania. In particolare, nel corso del 2024 i tre TSO hanno sottoscritto un Memorandum of Understanding al fine di dar seguito alle opportune valutazioni trilaterali sullo sviluppo del nuovo corridoio.</p> <p>A causa di una complessità a livello progettuale e autorizzativo intercorse dopo la pubblicazione del precedente piano sono state aggiornate le tempistiche dell'intero intervento di sviluppo.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2030	2035	2042	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
112-P 127-P		Accordo di Programma (AdP) firmato, presso il Ministero dello Sviluppo Economico, in data 24 giugno 2003. Accordo (Letter of Intent) con il TSO svizzero firmato in data 20.02.23. Memorandum of Understanding con il TSO svizzero e tedesco firmato a settembre 2024.	
Accordo di Programma (AdP) firmato, presso il Ministero dello Sviluppo Economico, in data 24 giugno 2003			
<p>In base a quanto stabilito nell'Accordo di Programma (AdP) firmato presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica allora Ministero delle Attività Produttive – in data 24 giugno 2003, a valle del completamento degli interventi relativi alla "Fase A" della razionalizzazione in Valcamonica e Alta Valtellina, conseguente alla realizzazione dell'elettrodotto "S.Fiorano – Robbia", si procederà nella cosiddetta "Fase B" della razionalizzazione, con interessamento soprattutto del territorio della Media Valtellina.</p> <p>In tale fase si prevede la dismissione dalla RTN di estesi tratti di linee a 220 e 132 kV, a fronte della realizzazione di cinque nuove stazioni elettriche a 380 kV che svolgeranno principalmente funzione di raccolta della produzione idroelettrica della Lombardia settentrionale e a fronte della realizzazione di nuove linee a 380 kV, che trasmetteranno la potenza generata verso l'area di carico di Milano.</p> <p>Inoltre, è prevista la realizzazione di una nuova S/E 380 kV Mese in prossimità dell'attuale stazione 220/132 kV di Mese che sarà collegata in entra esce alla linea 380 kV "Bulciago-Soazza".</p> <p>Avuto riguardo alle nuove interconnessioni con la Svizzera, sono in corso valutazioni con il TSO Svizzero che mirano alla valorizzazione del progetto nel più ampio sviluppo del corridoio infrastrutturale nord-sud Italia-Svizzera-Germania nonché alla definizione dello schema rete.</p>			
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	384	118	30
Dismissione	552	78	39
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuove SE 380 kV di Regoledo, Paladina e Levate	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2042	
Nuovi raccordi 380 kV della SE di Regoledo alla Soazza - Bulciago	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2042	
Nuova linea a 380 kV Regoledo - Piateda	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2042	
Nuova linea a 380 kV Regoledo - Paladina	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2042	
Nuova linea in cavo a 380 kV Paladina - Levate	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2042	
Dismissione delle linee 220 kV tra Cislago - Sondrio	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2042	
Razionalizzazione della rete 132 kV interessata dal progetto	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2042	
Nuova interconnessione 380 kV con la Svizzera	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2042	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ⁸								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO					RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI			
0 M€ / 1.244 M€					Piano di Sviluppo 2023			

⁸ I dati degli Investimenti e dell'Analisi Costi Benefici sono relativi al Piano di Sviluppo 2023, considerate le analisi in corso con la controparte svizzera per l'identificazione di soluzioni più idonee da implementare.



COLLEGAMENTO HVDC SARDEGNA – CORSICA – ITALIA (SA.CO.I.3)			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
301-P	1.10	299	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2011	PNRR/REPOWEREU	Sardegna/Toscana	Sardegna/Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Per consentire l'ammodernamento e il ripotenziamento dell'attuale interconnessione Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I 2) ormai giunta al termine della sua vita utile, Terna ha sviluppato il progetto SA.CO.I.3 a futuro supporto del sistema italiano e corso, finalizzato al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione per il sistema elettrico europeo.</p> <p>Difatti, Terna ha valutato che l'eventuale perdita definitiva di tale collegamento tra la penisola e le due isole mediterranee comporterebbe:</p> <ul style="list-style-type: none">• la mancanza di uno strumento fondamentale al mantenimento di adeguati livelli di affidabilità della Sardegna;• la perdita di un collegamento attivo e bidirezionale tra la zona Centro-Nord e Sardegna, con relativa riduzione della capacità di trasporto fra le stesse aree di mercato; un rilevante deficit della copertura del fabbisogno previsionale della Corsica negli scenari di medio e lungo termine. <p>Con riferimento alle potenziali problematiche sopra descritte e su richiesta del gestore di rete corso (EDF), è stato pianificato e progettato un incremento della potenza prelevata presso l'impianto di Lucciana (Corsica), che rende necessario, quindi, un intervento di potenziamento della capacità di trasporto dell'intero collegamento.</p> <p>Il nuovo collegamento SA.CO.I.3 permetterà, inoltre, di mantenere opportuni margini di adeguatezza del sistema elettrico della Sardegna, evitando riduzioni dei margini di riserva per la copertura del fabbisogno oltre i valori di sicurezza.</p> <p>L'intervento prevede anche opportune opere di razionalizzazione degli impianti nella porzione di rete afferente al nodo di Suvereto al fine di minimizzare gli impatti complessivi sul territorio interessato dallo stesso.</p> <p>A seguito dell'ammissione del progetto nell'ambito del REPowerEU avvenuta a dicembre 2023, per le attività dell'intervento è stato riconosciuto un contributo pari a 200 M€.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO
			2029
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		<p>11 ottobre 2017 in Corsica firmato Memorandum of Understanding fra Terna ed EDF per la realizzazione del nuovo collegamento.</p> <p>Terna ed EDF (gestore di rete corso) si sono accordati nel corso del 2017 per un incremento del prelievo presso la stazione di conversione di Lucciana (Corsica), a fronte di un contributo economico da parte di EDF. Le parti hanno quindi sottoscritto, in data 29 marzo 2024, un accordo che regola i rapporti tecnico-economici riguardo la fase realizzativa del progetto SA.CO.I.3.</p> <p>A ottobre 2024 Terna ed EDF hanno presentato domanda di contribuzione pubblica per il progetto SA.CO.I.3, a valere sul bando Connecting Europe Facility (CEF).</p>	
IMPATTI TERRITORIALI ⁹			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	101	74	1
Dismissione	31	1	
Dismissione e Realizzazione	102		1

⁹ L'indicatore I22 si riferisce ai soli km di tracciato in territorio italiano, esclusi ulteriori km in territorio non italiano.

SCHEMA RETE

INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO: COLLEGAMENTO HVDC SARDEGNA – CORSICA – ITALIA (SA.CO.I.3)





AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Interconnessione HVDC Sardegna - Corsica - Italia	Fase 5	Fase 3	EL-430	2017	2023	2024	2029	Il Decreto di autorizzazione è stato emesso nel settembre 2023, a seguito della chiusura della Conferenza dei servizi nel settembre 2022 e il rilascio delle Intese da parte della regione Toscana a ottobre 2022 e della regione Sardegna ad agosto 2023.
SdC HVDC Sardegna	Fase 5	Fase 3	EL-430	2017	2023	2025	2029	
SdC HVDC Toscana	Fase 5	Fase 3	EL-430	2017	2023	2025	2029	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
267 M€ / 1.350 M€ ¹⁰ (OPEX = 0,6%/ANNO)				Piano di Sviluppo 2023				
APPROFONDIMENTI TECNICI								
Approfondimenti tecnici sul progetto In seguito agli studi effettuati – in condivisione con il gestore della rete corsa EDF e tenuto conto anche delle esigenze del sistema corso, il nuovo HVDC SACOI3 sarà in configurazione bipolare e manterrà gli stessi nodi localizzativi all'attuale configurazione. In particolare, le stazioni di Suvereto e Codrongianos saranno costituite da due poli, per una potenza complessiva di 400 MW e una tensione di 200 kV. I collegamenti saranno suddivisi nel seguente modo: <ul style="list-style-type: none">• Cavi Marini: 120 km c.a.• Cavo terrestre: 20 km c.a.• Linee aeree – rinnovamento asset esistente: 240 km c.a. Nella prima metà del 2019 si è conclusa la Consultazione Pubblica in Italia (in conformità al Reg.EU-347/13) con la popolazione e le Amministrazioni locali nei Comuni interessati dal progetto. Conseguentemente, ad agosto 2019, il MiSE ha avviato formalmente il procedimento autorizzativo e a settembre 2019 il MATTM ha avviato il procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale. Lato Corsica, a settembre 2019, è stata avviata la prima fase di concertazione con i cittadini dei Comuni interessati dal progetto, che ha portato alla validazione delle aeree di studio avvenuta a ottobre 2019. A febbraio 2020 si è conclusa la seconda fase di concertazione in cui la Prefettura ha approvato i corridoi preferenziali. È stato emanato positivamente il 22 marzo 2022 Decreto VIA n. 123 e il 15 settembre 2022 il Ministero della Transizione Ecologica ha chiuso con pareri favorevoli la Conferenza dei Servizi e la Regione Toscana ha emesso in data 3 ottobre 2022 l'Intesa con Delibera n. 1103. L'Intesa della Regione Sardegna con Deliberazione n. 27/106 è stata ottenuta in data 10 agosto 2023, mentre il Decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica è stato firmato il 22 settembre 2023. Il <i>Prefect of Haute Corse</i> ha firmato a luglio 2023 il DUP (Dichiarazione d'utilità pubblica) e ad agosto 2023 il AEU (Autorisation environnementale unique). I Decreti prefettizi che approvano la convenzione TERNA di concessione per l'uso del dominio pubblico marittimo sono stato firmati dal <i>Prefet de l'Haute Corse</i> a luglio 2024 e dal <i>Prefet de la Corse du Sud</i> a giugno 2024. Inoltre, in qualità di Progetto di interesse comune e considerato il Parere Arera 335/2022/I/EEL indicante l'opportunità di ottenere eventuali contributi finanziari comunitari, anche in relazione alle esternalità positive del Progetto, Terna, in accordo e collaborazione con EDF, a ottobre 2024 ha presentato domanda di contribuzione pubblica per il progetto SA.CO.I.3, a valere sul bando Connecting Europe Facility (CEF), gestito da CINEA, organo della Commissione Europea. A tal fine, sempre in collaborazione con EDF, è stata presentata una "investment request" ad ARERA e all'Autorità di regolazione francese (CRE) che si sono espresse favorevolmente con l'adozione di una Decisione Congiunta che definisce le modalità di ripartizione dei costi dell'intero progetto (Delibera 416/2024/R/EEL).								
Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati Per maggiori dettagli sulla descrizione dei benefici valorizzati nell'ambito dell'Analisi Costi-Benefici si rimanda alla scheda di dettaglio dell'intervento all'interno del documento "Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti" del Piano di Sviluppo 2023.								
I21: zone di mercato interessate Le zone di mercato interessate sono Sardegna e Centro Nord. Il nuovo collegamento consentirà di traguardare un incremento della capacità.								

¹⁰ I costi indicati in tabella non tengono conto dei contributi previsti a carico della parte francese. Sulla base della "Coordinated decision by the Commission de Régulation de l'Énergie and the Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente on the investment request for the SA.CO.I 3 project" di cui alla Delibera 416/2024/R/EEL, il contributo francese coprirà il 45,5% dei costi di investimento sostenuti da Terna per la realizzazione del progetto attraverso dei conferimenti economici durante la fase realizzativa e a partire dalla data di entrata in esercizio del collegamento per una durata di 30 anni. In aggiunta, è previsto un conferimento a copertura parziale dei costi di O&M sostenuti da Terna (sempre a partire dall'entrata in esercizio del collegamento).

COLLEGAMENTO HVDC CONTINENTE – SICILIA – SARDEGNA

IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
723-P		339	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2018	PNRR/REPOWEREU	Campania/Sicilia/Sardegna	Centro-Sud/Sicilia/Sardegna
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>I sistemi elettrici della Sardegna e Sicilia sono caratterizzati da pochi impianti – di grandi dimensioni e in parte vetusti - con forte presenza di FER non programmabili e in costante aumento. La scarsa magliatura con il Continente porta a un'elevata sensibilità alle perturbazioni di rete, acuite da una ridotta disponibilità di risorse per la regolazione di tensione. La Sicilia è caratterizzata da una interconnessione con il Continente in corrente alternata, una sola dorsale a 380 kV che collega l'area del Nord Est con il polo industriale del Sud Est, oltre che da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto tra l'area orientale e occidentale, nonché da forte presenza di generazione rinnovabile non programmabile. Episodi di esercizio, occorsi anche di recente, evidenziano una debolezza intrinseca delle isole sempre più crescente. Ciò è confermato dalle simulazioni effettuate con gli scenari utilizzati nel PdS.</p> <p>Gli scenari adottati nel PdS '25 ipotizzano la decarbonizzazione del parco termoelettrico italiano in accordo con le policy nazionali. In aggiunta, i vincoli di esercizio della rete della Sardegna legata al collegamento HVDC di tipo LCC, unitamente al futuro mix di generazione, impongono l'utilizzo della tecnologia VSC allo scopo di rendere flessibile il sistema elettrico dell'isola.</p> <p>La soluzione di sviluppo prevede una nuova interconnessione HVDC tra Sardegna, Sicilia e Continente in corrente continua, suddivisa in due tratte, Sardegna - Sicilia (West link) e Sicilia – Continente (East link) dettagliate nelle schede dedicate.</p> <p>La realizzazione del collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna è necessaria per poter garantire i seguenti aspetti di seguito descritti:</p>			
<p>• Stabilità e sicurezza della rete:</p> <ul style="list-style-type: none">- incremento della sicurezza di esercizio del sistema elettrico delle isole collegandole direttamente con il Continente garantendo maggiore capacità di regolazione;- incremento delle interconnessioni tra Sicilia, Sardegna e Continente favorendo la piena integrazione delle Zone di Mercato con evidenti benefici in termini di efficienza;- garantire il completo phase-out degli impianti a carbone;- risoluzione delle essenzialità in Sardegna e Sicilia.			
<p>• Sviluppo delle fonti rinnovabili:</p> <ul style="list-style-type: none">- integrazione della flotta esistente e della nuova generazione attesa sulle isole;- compressione della over-generation e mutuo interscambio dei contributi.			
<p>Le analisi tecniche e gli studi di fattibilità hanno individuato i seguenti 3 punti di connessione: Continente (SE a sud di Montecorvino), Sicilia (SE Caracoli) e Sardegna (Nuova SE Selargius). La soluzione progettuale prevede una configurazione impiantistica di tipo doppio-biterminale e modulare, in quanto consente una maggiore affidabilità della rete e di raggiungere benefici attraverso ciascun bi-terminale, nonché la possibilità di realizzazione per fasi. La corretta funzionalità e il pieno sfruttamento delle potenzialità dell'opera potranno essere raggiunti soltanto attraverso la sua realizzazione completa che prevede entrambi i biterminali (East-Link e West-Link).</p> <p>In Sardegna, considerando la distribuzione del carico e la presenza di due collegamenti in corrente continua nel Nord dell'Isola, la nuova interconnessione dovrà inevitabilmente interessare l'area Sud della Sardegna.</p> <p>Il collegamento HVDC garantirà una capacità di trasporto di 1000 MW tra il Continente, Sicilia e Sardegna. In futuro, la configurazione di impianto prevista consentirà una maggiore stabilità e sicurezza per il sistema elettrico delle Isole, un'elevata flessibilità e l'integrazione della generazione da fonti rinnovabili, con la possibilità di traggurare le Policy nazionali, anche grazie alla sua scalabilità, ovvero la possibilità di incrementare ulteriormente la capacità di interconnessione laddove necessario (in coerenza con l'evoluzione del contesto di penetrazione delle FER).</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	1150	26	
Dismissione	2		
Dismissione e Realizzazione			




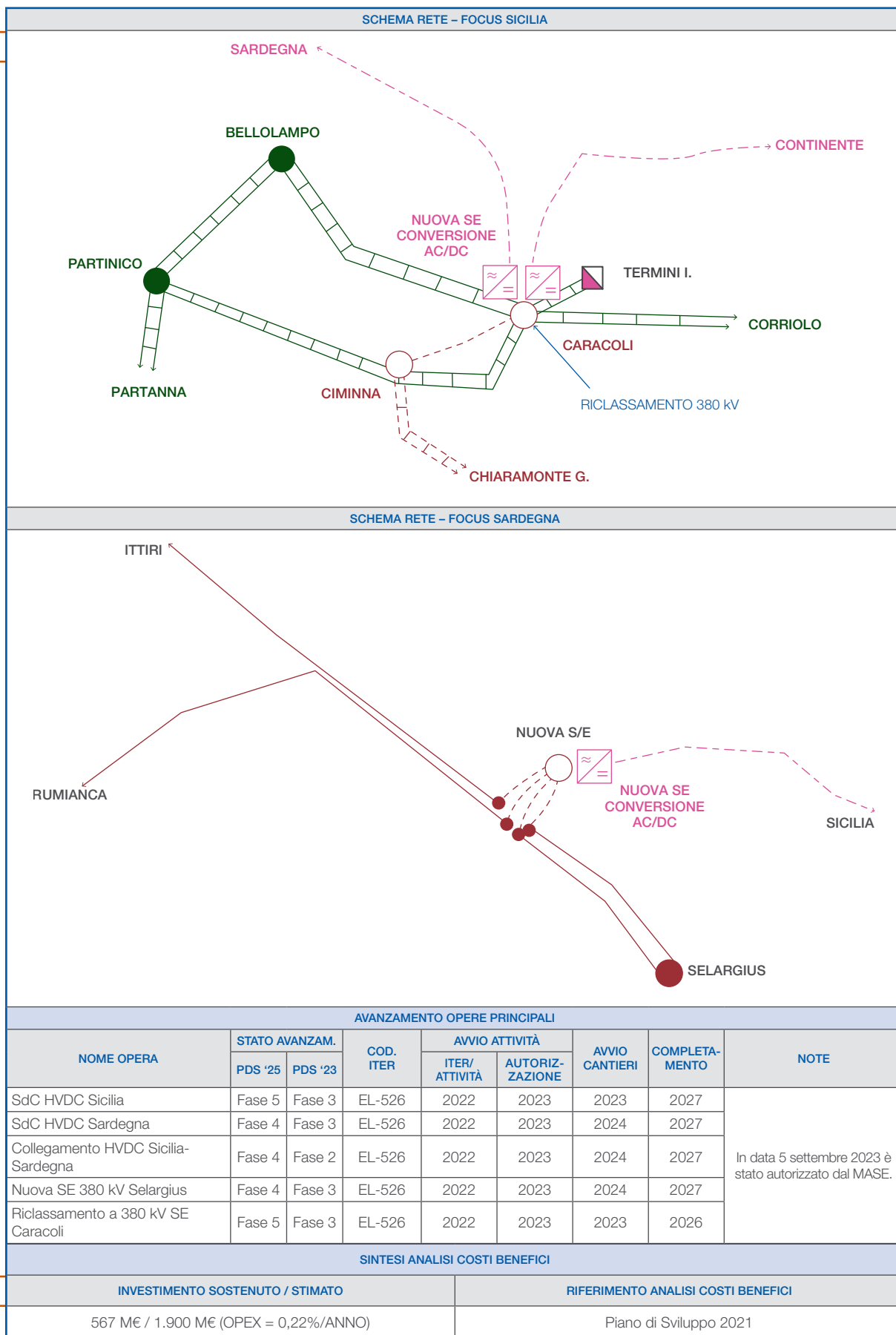
SCHEMA RETE

INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO: COLLEGAMENTO HVDC CONTINENTE - SICILIA - SARDEGNA

PREMIUM 723-P-COLLEGAMENTO HVDC CONTINENTE - SICILIA - SARDEGNA



COLLEGAMENTO HVDC SICILIA – SARDEGNA (RAMO WEST)			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
723/W-P		339	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2018		Sicilia/Sardegna	Sicilia/Sardegna
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'intervento prevede la realizzazione di un nuovo collegamento HVDC tra la Sicilia e la Sardegna in configurazione biterminale. La soluzione progettuale prevede la realizzazione di due nuove Stazioni di conversioni nei pressi di SE Caracoli (Sicilia) e una nuova SE a nord di Selargius (Sardegna) e la posa di un nuovo cavo sottomarino tra le due Isole.</p> <p>Il collegamento garantirà una capacità di interconnessione di 1000 MW.</p> <p>La presente scheda riporta il dettaglio tecnico – economico del tratto West del collegamento HVDC Continente - Sicilia-Sardegna, denominato Collegamento HVDC Sicilia - Sardegna (Ramo West) in ottemperanza al parere 574/2020, che prevede approfondimenti specifici dedicati a ciascun ramo HVDC, ciascuno comprensivo di analisi costi benefici.</p>			
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2027	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
723/E-P, 602-P, 627-P, 605-P, 601-I			
<p>Il nuovo collegamento HVDC Sicilia-Sardegna risponde alle esigenze di adeguatezza e sicurezza dei sistemi elettrici della Sardegna e della Sicilia, caratterizzati da elementi di debolezza strutturale. La corretta funzionalità e il pieno sfruttamento delle potenzialità dell' HVDC Tyrrhenian Link potranno essere tralasciati soltanto attraverso l'interazione del West-Link con l'East-Link (723/E-P).</p> <p>Inoltre, farà sinergia anche con gli interventi di sviluppo previsti nei PdS e relativi alle porzioni di rete afferenti alle stazioni di conversione individuate.</p> <p>Nello specifico si segnala l'interdipendenza con i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none">• Collegamento HVDC Sicilia-Continente (723/E-P).• Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna (602-P).			
SCHEMA RETE			
INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO: COLLEGAMENTO HVDC SICILIA-SARDEGNA			
			



APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

Le analisi di rete e gli studi di fattibilità, condotti a partire dal 2019, hanno consentito di individuare i punti di approdo, i nodi di connessione alla rete, la configurazione impiantistica più ottimale e la tecnologia di conversione. In particolare, gli studi hanno evidenziato quanto segue.

Dettagli nodi di connessione alla RTN e approdi:

In Sicilia è stata individuata, come soluzione più ottimale per la connessione del collegamento HVDC, la SE 220 kV di Caracoli, in sostituzione della SE di Ciminna (precedentemente indicata). La Stazione di Conversione sarà raccordata con collegamenti a 380 kV – opportunamente dimensionati - alla SE Caracoli, previo riclassamento a 380 kV di quest'ultima.

In Sardegna, in sostituzione della SE Villasor (precedentemente indicata quale stazione di collegamento del nuovo HVDC), è stata identificata la necessità di realizzare una nuova SE 380 kV a nord di Selargius, da inserire in e-e a agli attuali collegamenti a 380 kV Ittiri – Selargius e Selargius – Rumianca a cui attestare il collegamento HVDC, in quanto questa soluzione è più efficiente sia dal punto di vista elettrico, sia in termini di riduzione di impatto sul territorio, essendo il sito della nuova stazione più vicino alla costa.

Dal punto di vista della condivisione localizzativa degli interventi con gli Enti territorialmente interessati, sono state svolte le attività di concertazione. A seguito delle quali si è svolto il processo di consultazione pubblica da Settembre 2021 ad Aprile 2022 con le stesse modalità effettuate per il collegamento Sicilia-Campania. La chiusura della consultazione pubblica decretata dal MiTE ha consentito l'avvio del procedimento di autorizzazione nel Settembre 2022 con ottenimento autorizzazione nel settembre 2023 (fast track autorizzativo).

Dettagli tecnologici e impiantistici dell'opera:

Le analisi svolte, attraverso studi in regime di statica e dinamica, hanno evidenziato la necessità di una configurazione in bi-terminale con tecnologia VSC.

La configurazione bi-terminale mira al raggiungimento di migliori performance nell'esercizio del sistema attraverso:

- una migliore selettività del guasto in corrente continua (DC);
- il mantenimento in servizio del tratto non interessato dal guasto (in caso di guasto di uno dei due collegamenti);
- manutenzioni più agevoli per assenza di elementi in comune con necessità di fuori servizio contemporaneo;
- realizzazione modulare dell'interconnessione in funzione dell'evoluzione degli scenari di rete.

In particolare, con riferimento alla realizzazione modulare, la configurazione bi-terminale consente di avere flessibilità sul fronte realizzativo e di rendere progressiva l'entrata in esercizio dell'opera con completamento atteso tra il 2027 e 2028. Per quanto riguarda la scelta tecnologica, è stata preferita la configurazione VSC in quanto rispetto alla tecnologia LCC risponde in modo più efficace alle seguenti esigenze di rete:

- regolazione di frequenza: capacità di regolare la frequenza della rete senza discontinuità per tutto il campo di funzionamento;
- regolazione di tensione: limiti di reattivo costanti per tutto il campo di funzionamento;
- funzione di black start: capacità di riaccensione in caso di black-out anche con esigui livelli di potenza di corto circuito;
- inversione rapida del flusso di potenza: i.e. inversione flusso senza spegnimento.

Dettagli sui costi: La stima complessiva dell'investimento (CAPEX), incluse le stime delle relative contingency legate a fattori non prevedibili (ad es. criticità realizzative non note a priori, ecc.), è pari a circa 1900 M€ per quanto riguarda il ramo West. Il suddetto costo è imputabile principalmente a:

a) Stazioni di Conversione (sia in Sardegna che in Sicilia e le relative opere di connessione in AC); b) collegamenti in DC, terrestre e marino.

Analisi Statiche: Le evidenze ottenute dalle analisi statiche condotte in presenza del solo West Link mostrano in condizioni di carico elevato l'occorrenza di sovraccarichi non accettabili per la sicurezza del sistema elettrico nel caso di contingenze critiche sulla rete 380 kV. In alternativa la presenza del ramo East Link (HVDC Sicilia-Campania), in tutte le configurazioni analizzate, consente di risolvere puntualmente le criticità riscontrate. Relativamente alla Sardegna, sono state effettuate delle analisi a valle delle quali è stata individuata la capacità minima di generazione termoelettrica a gas necessaria a soddisfare il fabbisogno elettrico dell'isola, a garantire target adeguati all'esercizio in sicurezza, sia in termini di ENF che di fabbisogno di riserva non coperto a salire. Gli approfondimenti condotti hanno determinato che al fine di poter garantire gli adeguati margini di sicurezza, in Sardegna, sono necessari 550 MW di generazione termica disponibile con il collegamento West in servizio.

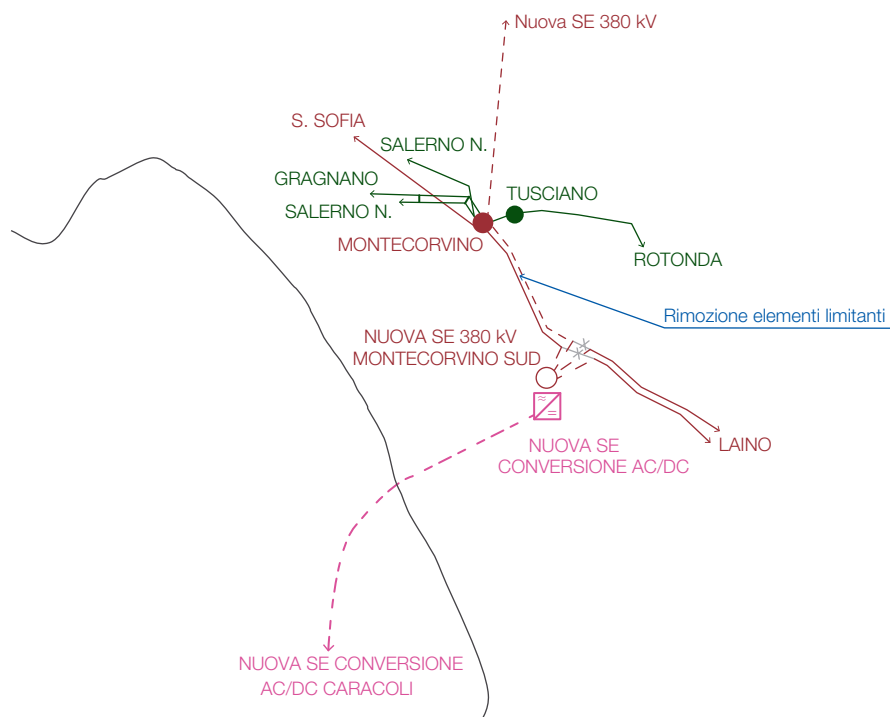
Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

Per maggiori dettagli sulla descrizione dei benefici valorizzati nell'ambito dell'Analisi Costi Benefici si rimanda alla scheda di dettaglio dell'intervento all'interno del documento "Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti" del Piano di Sviluppo 2021.

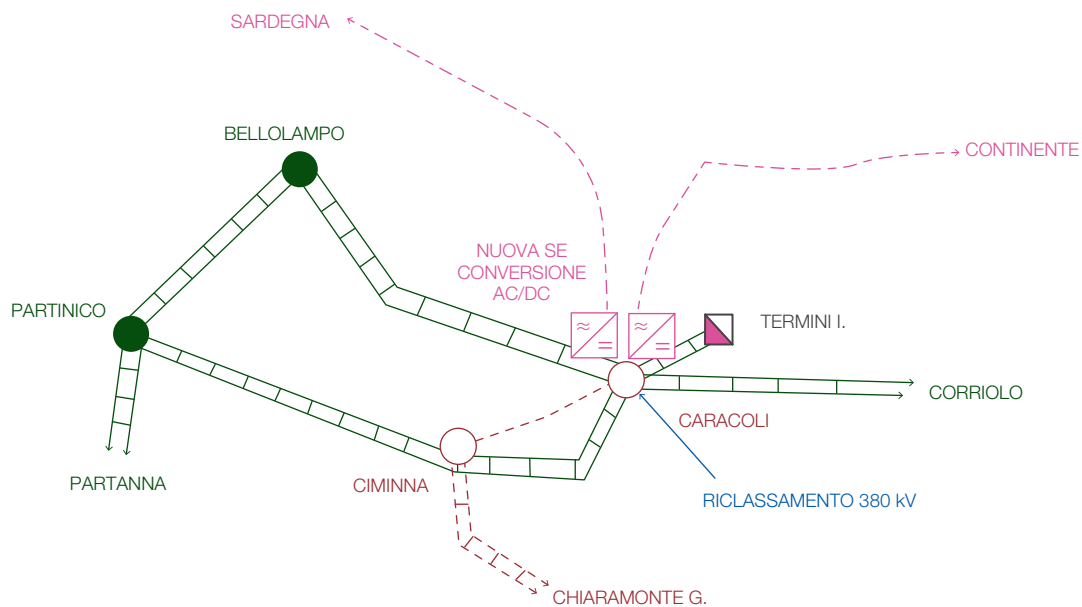


COLLEGAMENTO HVDC SICILIA - CONTINENTE (RAMO EAST)			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
723/E-P		339	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2018	PNRR/REPOWEREU	Sicilia/Campania	Sicilia/Centro-Sud
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Il nuovo collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna risponde alle esigenze di adeguatezza e sicurezza dei sistemi elettrici della Sardegna e della Sicilia, caratterizzati da elementi di debolezza strutturale. La corretta funzionalità e il pieno sfruttamento delle potenzialità dell'HVDC Tyrrhenian Link potranno essere traggurati soltanto attraverso l'interazione dell'East-Link con il West-Link (723/W-P).</p> <p>Inoltre, farà sinergia anche con gli interventi di sviluppo previsti nei PdS e relativi alle porzioni di rete afferenti alle stazioni di conversione individuate. Nello specifico, si segnala l'interdipendenza con i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none">• Collegamento HVDC Sicilia-Sardegna (723/W-P).• Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Benevento (506-P).• Elettrodotto 380 kV Aliano – Montecorvino (546-P).• Nuova interconnessione Italia -Tunisia (601-I).• Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna (602-P).• Elettrodotto 380 kV Caracoli – Ciminna (627-P).• Elettrodotto 380 kV Partanna-Ciminna (605-P) <p>A seguito dell'ammissione del progetto nell'ambito del REPowerEU avvenuta a Dicembre 2023, per le attività dell'intervento è stato riconosciuto un contributo pari a 500 M€ per il Ramo East Sicilia-Continente.</p>			
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
723/W-P, 506-P, 546-P, 601-I, 602-P, 627-P, 605-P-I			
<p>Il nuovo collegamento HVDC Sicilia-Sardegna risponde alle esigenze di adeguatezza e sicurezza dei sistemi elettrici della Sardegna e della Sicilia, caratterizzati da elementi di debolezza strutturale. La corretta funzionalità e il pieno sfruttamento delle potenzialità dell'HVDC Tyrrhenian Link potranno essere traggurati soltanto attraverso l'interazione del West-Link con l'East-Link (723/E-P).</p> <p>Inoltre, farà sinergia anche con gli interventi di sviluppo previsti nei PdS e relativi alle porzioni di rete afferenti alle stazioni di conversione individuate.</p> <p>Nello specifico si segnala l'interdipendenza con i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none">• Collegamento HVDC Sicilia-Continente (723/E-P).• Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna (602-P).			
SCHEMA RETE			
INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO: COLLEGAMENTO HVDC SICILIA-SICILIA			

SCHEMA RETE - FOCUS CAMPANIA



SCHEMA RETE - FOCUS SICILIA





AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
SdC HVDC Continente	Fase 5	Fase 4	EL-486	2021	2022	2022	2028	Mite ha emesso il decreto autorizzativo alla costruzione ed esercizio in data 19/09/2022
SdC HVDC Sicilia	Fase 5	Fase 4	EL-486	2021	2022	2022	2028	
Collegamento HVDC Continente-Sicilia-	Fase 5	Fase 4	EL-486	2021	2022	2022	2028	
Riclassamento a 380 kV SE Caracoli	Fase 5	Fase 4	EL-486	2021	2022	2022	2026	
SE 380 kV Eboli e raccordi 380 kV	Fase 5	Fase 4	EL-486	2021	2022	2022	2026	
Rimozione elementi limitanti el. 380 kV Laino-Montecorvino	Fase 4	Fase 4		2021		2026	2026	
APPROFONDIMENTI TECNICI								
Approfondimenti tecnici sul progetto Le analisi di rete e gli studi di fattibilità, condotti a partire dal 2019, hanno consentito di individuare i punti di approdo, i nodi di connessione alla rete, la configurazione impiantistica più ottimale e la tecnologia di conversione. In particolare, gli studi hanno evidenziato quanto segue: Dettagli nodi di connessione alla RTN e approdi: Nel Continente, a seguito delle difficoltà tecniche per individuare l'approdo e ampliare la SE Montecorvino, è emersa la necessità di dover individuare una nuova SE 380 kV a sud di Montecorvino Eboli - raccordata in entra-esce agli elettrodotti 380 kV Laino - Montecorvino - cui collegare la Stazione di Conversione (SdC). Tuttavia, tale configurazione rende necessario rimuovere le limitazioni che insistono sui 2 elettrodotti a 380 kV Laino – Montecorvino a nord della SdC fino alla SE Montecorvino. In Sicilia è stata individuata, come soluzione ottimale per la connessione del collegamento HVDC, la SE 220 kV di Caracoli, in sostituzione della SE di Ciminna (precedentemente indicata). La Stazione di Conversione sarà raccordata con collegamenti a 380 kV – opportunamente dimensionati - alla SE Caracoli, previo riclassamento a 380 kV di quest'ultima. Il 2 febbraio 2021 Terna ha avviato la consultazione Pubblica sul collegamento HVDC Sicilia – Campania con le Regioni Sicilia e Campania, ai sensi del Regolamento (UE) N. 347/2013 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013. Durante la fase di consultazione pubblica tutti i soggetti interessati hanno partecipato agli eventi pubblici per richiedere informazioni, approfondimenti e presentare osservazioni sul progetto. La Consultazione Pubblica si è chiusa il 16 marzo 2021 e il 30 e 31 marzo 2021 si sono tenuti due ulteriori incontri pubblici per riportarne gli esiti. In Sicilia, gli approfondimenti tecnici e impiantistici condotti per la individuazione del sito della prima SdC che collegherà la Sicilia al Continente, hanno mostrato che la localizzazione più idonea risulta essere in adiacenza alla esistente SE Caracoli. In Campania è stata individuata l'area di approdo del cavo e sono state prese in considerazione differenti siti per la localizzazione delle SdC e della Stazione di smistamento a 380 kV. Durante la consultazione con le comunità di Eboli e Battipaglia, sono stati suggeriti alcuni siti alternativi per la realizzazione della SdC rispetto a quelli individuati e analizzati originariamente da Terna. A tal fine sono stati eseguiti approfondimenti tecnici relativi alle aree proposte e sono state svolte le indagini tecniche preliminari per verificare la fattibilità dell'utilizzo per la realizzazione della Stazione di Conversione e per quella di Smistamento. Al fine di accogliere le richieste del territorio legate al minor consumo di suolo della piana del Sele, la stazione di conversione è stata localizzata nell'area dell'ex mercato di San Nicola Varco. L'esito della consultazione è stato inviato ai Ministeri competenti ai fini dell'avvio dell'iter autorizzativo. La chiusura della consultazione pubblica decretata dal MITE ha consentito l'avvio del procedimento di autorizzazione nel Novembre 2021. L'iter autorizzativo si è concluso a Settembre 2022 con l'emissione del decreto di autorizzazione. Dettagli tecnologici e impiantistici dell'opera: Le analisi svolte, attraverso studi in regime di statica e dinamica, hanno evidenziato la necessità di una configurazione in doppio bi-terminale con tecnologia VSC. La configurazione doppio bi-terminale mira al raggiungimento di migliori performance nell'esercizio del sistema attraverso: <ul style="list-style-type: none">• una migliore selettività del guasto in corrente continua (DC);• il mantenimento in servizio del tratto non interessato dal guasto (in caso di guasto di uno dei due collegamenti);• manutenzioni più agevoli per assenza di elementi in comune con necessità di fuori servizio contemporaneo;• realizzazione modulare dell'interconnessione in funzione dell'evoluzione degli scenari di rete. In particolare, con riferimento alla realizzazione modulare, la configurazione doppio bi-terminale consente di avere flessibilità sul fronte realizzativo e di rendere progressiva l'entrata in esercizio dell'opera con completamento atteso tra il 2027 e 2028. Per quanto riguarda la scelta tecnologica, è stata preferita la configurazione VSC in quanto rispetto alla tecnologia LCC risponde in modo più efficace alle seguenti esigenze di rete: <ul style="list-style-type: none">• regolazione di frequenza: capacità di regolare la frequenza della rete senza discontinuità per tutto il campo di funzionamento;• regolazione di tensione: limiti di reattivo costanti per tutto il campo di funzionamento;• funzione di black start: capacità di riaccensione in caso di black-out anche con esigui livelli di potenza di corto circuito;• inversione rapida del flusso di potenza: i.e. inversione flusso senza spegnimento. In situazioni di rete non integra, la rapida azione regolante del ramo East del Tyrrhenian link garantisce la stabilità della rete siciliana anche in presenza di limitata capacità termoelettrica in servizio, consentendo il superamento delle limitazioni dell'import dal Continente che caratterizzano alcune condizioni di esercizio, in particolare durante le manutenzioni dell'interconnessione AC Sicilia-Calabria.								

APPROFONDIMENTI TECNICI

Dettagli sui costi: La stima complessiva dell'investimento (CAPEX), incluse le stime delle relative contingency legate a fattori non prevedibili (ad es. criticità realizzative non note a priori, ecc.), è pari a circa 1.800 M€ per quanto riguarda il ramo East.

Nel PdS 2021 è stato riportato il costo dei due tratti indipendenti e delle relative opere propedeutiche, ai sensi del Parere 574/2020/1/ eel del 22 dicembre 2020. L'analisi dei costi per singolo tratto ha consentito di stimare il valore del capex dell'intervento HVDC Sicilia – Continente, pari a 1800 M€.

Dettagli sui benefici aggiuntivi: Le analisi condotte hanno mostrato che il collegamento in esame può portare possibili ulteriori benefici oltre quelli monetizzati ai sensi della delibera 627/16 - sul sistema elettrico, tra i quali il miglioramento della stabilità dinamica della rete e in particolare della risposta in frequenza del sistema.

Analisi in regime dinamico: Le analisi dinamiche condotte confermano i benefici derivanti dalla realizzazione del Tyrrhenian Link East, principalmente legati alla risoluzione di criticità nella regolazione di tensione nella Sicilia occidentale, alla possibilità di esercire il Tyrrhenian link West a piena potenza e alla potenziale risoluzione della necessità di capacità termoelettrica in determinate porzioni della rete elettrica siciliana.

Analisi affidabilistiche: Le analisi condotte in presenza del East Link hanno evidenziato che la presenza del collegamento garantisce la affidabilità del sistema anche riducendo il quantitativo di capacità termica in Sicilia rispetto a quella definita negli scenari. In situazioni di rete non integra, la rapida azione regolante del ramo East del Tyrrhenian link garantisce la stabilità della rete siciliana anche in presenza di limitata capacità termoelettrica in servizio, consentendo il superamento delle limitazioni dell'import dal Continente che caratterizzano alcune condizioni di esercizio, in particolare durante le manutenzioni dell'interconnessione AC Sicilia-Calabria.

Analisi statiche: Le evidenze ottenute dalle analisi statiche condotte in assenza del ramo East del Tyrrhenian Link mostrano in condizioni di carico elevato, l'occorrenza di sovraccarichi non accettabili per la sicurezza del sistema elettrico nel caso di contingenze critiche sulla rete 380 kV. In alternativa la presenza del ramo Sicilia-Campania in tutte le configurazioni analizzate, consente di risolvere puntualmente le criticità riscontrate.

Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

Per maggiori dettagli sulla descrizione dei benefici valorizzati nell'ambito dell'Analisi Costi Benefici si rimanda alla scheda di dettaglio dell'intervento all'interno del documento "Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti" del Piano di Sviluppo 2021.

I21 Zone di mercato interessate

Le zone di mercato interessate sono: Sicilia e Centro Sud.

Il nuovo collegamento consentirà di raggiungere un incremento della capacità di interconnessione di 1000 MW tra Sicilia e Centro Sud.

SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI

INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI
689 M€ / 1.800 M€ (OPEX =0,22%/anno)	Piano di Sviluppo 2021

4.2 Area Nord Ovest



14

Interventi per
la Sicurezza e
Resilienza

4

Interventi per la
Sostenibilità

4.2.1 Schede interventi pianificati Area Nord Ovest

ELETTRODOTTO 380 kV TRINO-LACCHIARELLA E OPERE DI RAZIONALIZZAZIONE ASSOCIATE								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
4-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2004				Piemonte/Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Nei termini stabiliti e con le modalità definite negli accordi sottoscritti con gli Enti Locali a valle dell'autorizzazione conseguita in data 17 novembre 2010 ai sensi della legge 239/04 dell'elettrodotto 380 kV "Trino-Lacchiarella", entrato in servizio nel gennaio 2014, sono previsti una serie di interventi di razionalizzazione, finalizzati anche a minimizzare la presenza di infrastrutture nel territorio.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2040			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	94		43		6			
Dismissione	113		51		9			
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Compl.	Compl.	EL-147	2009	2010	2010	2014	In data 17 Novembre 2010 è stato autorizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico il nuovo collegamento 380 kV in d.t.Trino- Lacchiarella (239/ EL-147/130/2010).



AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Variente aerea dell'elettrodotto a 380 kV Baggio - Pieve Albignola nell'ambito del territorio del Comune di Gudo Visconti	Compl.	Compl.	EL-345	2015	2017	2018	2018	In data 31/07/2017 è stata conseguita l'autorizzazione.
Riassetto delle linee esistenti nella Val Formazza mediante variante aerea delle due linee a 220 kV Ponte V.F. - Verampio	Fase 3	Fase 3	EL-498	2021		2035	2040	In data 29/11/2021 è stata depositata l'istanza di autorizzazione presso il MITE (Proc. EL 498). Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Interramento della linea a 132 kV Ponte V.F. - Fondovalle	Fase 3	Fase 3	EL-498	2021		2035	2040	In data 29/11/2021 è stata depositata l'istanza di autorizzazione presso il MITE (Proc. EL 498). Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Variente aerea della linea 220 kV Rosone - Grugliasco	Compl.	Compl.	EL-258	2011	2013	2014	2015	In data 19 giugno 2013 l'opera è stata autorizzata dal Ministero dello Sviluppo Economico (239/EL-258/187/2013).
Demolizione 132 kV Garlasco - Tavazzano Est All	Fase 4	Fase 2	EL-415	2019	2023	2025	2035	In data 10/10/2023 è stato autorizzato dal MASE. La demolizione è associata alla costruzione e all'esercizio del riassetto linee aeree 132 kV "Tavazzano - Pavia CS" e "Lacchiarella - Pavia O." Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Demolizione linea a 132 kV "Mercallo - Somma Lombardo"	Fase 1	Fase 1		2025		2027	2030	
Demolizione 132 kV "Casorate S. - Mercurio"	Fase 1	Fase 1		2025		2027	2030	
Ricostruzione doppia terna tratto linee a 132 kV "Casorate S - Mercurio" e "Somma Lombardo - Mercurio"	Fase 1	Fase 1		2030		2033	2035	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Ricostruzione doppia terna raccordi 132 kV CP di Somma Lombardo delle linee "Mercallo - Somma Lombardo" e "Somma Lombardo - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1		2030		2033	2035	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Demolizione linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e variante aerea	Fase 1	Fase 1		2030		2033	2035	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Demolizione e ricostruzione in doppia terna tratto linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e 132 kV "Malpensa All. - Vizzola Ticino"	Fase 3	Fase 1	EL-525	2022		2033	2035	In data 14 Novembre 2022 l'opera è stata avviata in autorizzazione. Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Variente aerea 220 kV "Trino - Vercelli"	Fase 5	Fase 2	EL-432	2019	2021	2024	2025	In data 22 novembre 2021 l'opera è stata autorizzata dal MITE (239/EL432/343/2021).
Demolizione e interrimento parziale della linea a 132 kV dalla CP di Vercelli SUD alla centrale ATEL di proprietà ATENA	Fase 1	Fase 1		2027		2032	2035	

AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
Variante aerea 132 kV "Fontanetto All-Trino CP"	Fase 3	Fase 2	EL-528	2022		2033	2040	In data 01 giugno 2022 è stata depositata l'istanza di autorizzazione presso il MITE. Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Variante aerea 132 kV "Sannazzaro -GroppelloAll", "AlagnaGroppelloAll" e "AlagnaVigevano Est"	Fase 1	Fase 1		2032		2035	2037	
Interramento 132 kV di "CP Mortara - CP Robbio" e "CP Robbio - Vercelli"	Fase 1	Fase 1		2032		2035	2037	
Variante aerea 132 kV "CP Mede - SIT CS SIT(Mortara)"	Fase 1	Fase 1		2033		2036	2038	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Interramento 132 kV "CP Mortara - SIT CS Mortara"	Fase 1	Fase 1		2033		2036	2038	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Variante in cavo 132 kV "Mercallo - Cameri" e demolizione 220 kV tra "Mercallo-Cameri" e "Magenta-Pallanzeno"	Fase 4	Fase 2	EL-450	2020	2021	2025	2027	In data 30 aprile 2021 l'opera è stata autorizzata dal MITE (239/EL-450/332/2021). Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Interramento tratto 132 kV doppia terna "Tornavento- dep. S.Antonino CS" e "Malpensa CP - Turbigo ST"	Fase 4	Fase 2	EL-496	2021	2024	2030	2035	In data 11 ottobre 2024 l'opera è stata autorizzata dal MASE. Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Interramento tratto linea 132 kV in doppia terna "Malpensa CP - Turbigo ST" e "Tornavento - Turbigo SupAll"	Fase 4	Fase 2	EL-496	2021	2024	2030	2035	In data 11 ottobre 2024 l'opera è stata autorizzata dal MASE. Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Interramento linea 132 kV dalla CP di Vercelli SUD alla centrale ATEL	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2037	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Demolizione parziale 132 kV Edison Novara- Nerviano previa realizzazione della richiusura della CP Nerviano sulla rete AT della Regione Lombardia e ricollegamento dell'impianto di Edison Novara (Novel) su rete AT novarese	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2037	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Variante in cavo per l'ingresso alla CP Tortona linea a 132 kV Tortona - San Bartolomeo	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2037	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Interramento 132 kV "Reno de Medici - SARPOM"	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2037	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Interramento dell'elettrodotto a 132 kV Borgomanero Nord - Borgomanero Est	Fase 1	Fase 1		2025		2027	2030	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO ¹¹								
195 M€ / 461 M€								

¹¹ Le attività in corso si riferiscono a opere di razionalizzazione associate all'opera principale già entrata in servizio, conseguenti alla necessità di ottemperare a prescrizioni autorizzative e/o concertative quindi non soggette ad Analisi Costi Benefici.



RAZIONALIZZAZIONE RETE 220 E 132 kV PROVINCIA DI TORINO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
6-P			RIP 2017
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2006		Piemonte	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'alimentazione del carico della città di Torino avviene, analogamente ad altre grandi realtà urbane, tramite una rete di distribuzione 220 kV, che nel corso degli anni, per far fronte alla crescita e allo sviluppo della stessa città è stata sviluppata al fine di migliorarne la qualità, la continuità e la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione dell'intera area urbana.</p> <p>Nel corso degli anni si è dato atto al miglioramento della rete urbana della città mediante la realizzazione di nuovi collegamenti e di stazioni già completati ed entrati in esercizio. Le attività proseguiranno attraverso una serie di interventi riguardanti la rete elettrica a 220 kV e 132 kV con l'obiettivo di andare a migliorare le condizioni di esercizio della parte periferica della città di Torino e pertanto restano da completare i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none">• l'elettrodotto 220 kV Sangone - Martinetto• la realizzazione di un nuovo stallo linea presso la CP di Borgaro (a cura del Distributore locale) per l'eliminazione del T rigido attualmente presente sulla linea a 132 kV "Borgaro – Leyni – der. Venaria", al fine di ottenere gli elettrodotti a 132 kV "Borgaro – Venaria" e "Leyni – Borgaro"; <p>Inoltre, per migliorare la producibilità, in condizioni di sicurezza N-1, degli impianti idroelettrici presenti nell'area, sono previsti i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none">• il raccordo alla CP di Balangero del tratto in uscita da Rosone della linea 132 kV in doppia terna "Rosone – Torino Sud – Ovest";• a cura del distributore la realizzazione delle opere necessarie presso la CP di Balangero per il collegamento dell'attuale linea "Rosone – Sud Ovest" (in alternativa si valuterà la realizzazione di uno smistamento 132 kV);• rimozione delle limitazioni sulla direttrice "Rosone - Campore";• ricostruzione secondo gli standard attuali dell'elettrodotto 132 kV "Cirié - Leyni". <p>In seguito alle opere sopra descritte, è prevista la dismissione dell'elettrodotto 132 kV "Rosone – TO Sud Ovest" nel tratto compreso fra le stazioni di Balangero e TO Sud Ovest i, consentendo quindi una riduzione dell'impatto ambientale e territoriale degli impianti di trasmissione, anche in relazione alla notevole porzione di territorio.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2040	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
29-P Riassetto rete 220 kV area Sud Ovest di Torino		Sono in corso valutazioni in merito ad acquisizioni di impianti di proprietà Iren Energia presenti lungo la direttrice 132 kV Rosone - Campore, complementari al perseguimento del beneficio elettrico.	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	11		5
Dismissione	37	9	9
Dismissione e Realizzazione	69	3	2

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuova stazione 220 kV Gerbido	Compl.	Compl.	EL- 099/2007	Gen- 2007	2008	2009	Gen- 2011	In data 10-ott-2008 l'opera è stata autorizzata (239/el-99/ 66 /2008)
Elettrodotto Gurgiasco - Gerbido e T.981 Gerbido – Salvemini"	Compl.	Compl.						
Elettrodotto 220 kV Salvemini - TO Ovest	Compl.	Compl.	EL- 110/2008	Feb-2008	2009	2010	Mar-2011	In data 8-Mag-2009 l'opera è stata autorizzata (239/EL-110/91/2009)
Stazione 220 kV Salvemini	Compl.	Compl.	EL- 124/2008	Mag- 2008	2009	2009	Feb-2011	In data 8-Mag-2009 l'opera è stata autorizzata (239/EL-124/93/2009)
Elettrodotto 220 kV Sangone-TO Sud	Compl.	Compl.	EL- 111/2008	Mag- 2008	2009	2009	Apr-2010	In data 8-Mag-2009 l'opera è stata autorizzata (239/EL-111/92/2009)
Elettrodotto 220 kV Sangone - Salvemini	Compl.	Compl.	EL- 109/2008	Feb-2008	2008	2010	Mar-2011	In data 8-Mag-2009 l'opera è stata autorizzata (239/EL-109/90/2009)
Stazione 220 kV Pellerina	Compl.	Compl.	EL-158	Mag- 2009	2010	2010	Nov-2012	In data 09-Ago-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-158/111/2010)
Elettrodotto 220 kV in cavo Pellerina-Levanna	Compl.	Compl.	EL-159	Mag- 2009	2010	2011	Nov-2012	In data 2-Set-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-159/119/2010)
Elettrodotto 220 kV TO Ovest – Pellerina	Compl.	Compl.	EL-161	Mag- 2009	2010	2011	Nov-2012	In data 2-Set-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-161/120/2010)
Elettrodotto 220 kV Pianezza-Pellerina	Compl.	Compl.	EL-236	Giu-2011	2012	2013	Dic-2015	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-236/176/2012)
Elettrodotto 220 kV Pellerina – Martinetto	Compl.	Compl.	EL-341	Mag- 2009	2010	2011	Nov-2012	In data 2-Set-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-162/121/2010)
Elettrodotto 220 kV Pellerina-Politecnico	Compl.	Compl.	EL-160	Mag- 2009	2010	2012	Mag- 2014	In data 22-Dic-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-160/135/2010)
Elettrodotto 220 kV Martinetto-Levanna	Compl.	Compl.	EL-234	Mar-2011	2012	2013	Dic-2014	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-234/175/2012)
Elettrodotto 220 kV Stura- TO Centro	Compl.	Compl.	EL-171	22-Set- 2009	2011	2012	Ott-2013	In data 30-Jan-2011 l'opera è stata autorizzata (239/EL-171/122/2010-VL1)
Stazione 220 kV Politecnico	Compl.	Compl.	EL-207	Mag- 2010	2012	2012	Mag- 2014	In data 23-Mag-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-207/164/2012)
Elettrodotto 220 kV TO Centro-Politecnico	Compl.	Compl.	EL-208	Mag- 2010	2012	2013	Set-2014	In data 23-Mag-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-208/165/2012)
Elettrodotto 220 kV Politecnico-TO Sud	Compl.	Compl.	EL-237	Mar-2011	2012	2013	Set-2014	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-237/177/2012)
Stazione 220 kV di Grugliasco	Compl.	Compl.		2010	2010	2010	2011	
Raccordi 132 kV alla CP Lucento	Compl.	Compl.	EL-235	Giu-2011	2012	2012	Nov-2012	In data 23-Mag-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-235/167/2012)



AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Riassetto degli ingressi delle linee a 220 kV alla S.E. Pianezza T.217 "Pianezza – Moncalieri", T.231 "Pianezza – Piossasco", T.233 "Pianezza – Pellerina", T.254 "Pianezza – Torino Nord"	Compl.	Compl.	EL-341	Set-2014	2016	2018	2020	In data 7-Ott-2016 l'opera è stata autorizzata (239/EL-341/239/2016)
Razionalizzazione Rete Elettrica 220 kV della città di Torino - Realizzazione della tratta in cavo interrato a 220 kV del nuovo collegamento T.213 "Pianezza - Grugliasco" e dei nuovi tratti delle linee aeree a 220 kV in ingresso alla S.E. Pianezza T.216 "Rosone - Pianezza" e T.231 "Piossasco - Pianezza"	Compl.	Fase 4	EL-353	Dic-2015	2019	2020	2023	In data 2-Ott-2019 l'opera è stata autorizzata
Elettr. 132 kV "Rivoli – Paracca"	Compl.	Compl.	EL-416	2018	2020	2021	2022	In data 2-Mar-2020 l'opera è stata autorizzata
Elettr.132 kV "Paracca – der. Metro"	Compl.	Compl.	EL-416	2018	2020	2021	2022	In data 2-Mar-2020 l'opera è stata autorizzata
Elettr.132 kV "Fucine - Funghera"- Fucine - Crot	Fase 1	Fase 1		2027		2028	2031	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Elettr.132 kV - Fucine - Crot	Fase 1	Fase 1		2026		2028	2031	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Elettr.132 kV "Crot-Agip Robassomero – der Lemie"	Fase 2	Fase 1		2025		2026	2029	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Elettr. 132 kV "Agip Robassomero – Leyni"	Fase 1	Fase 1		2026		2028	2031	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Elettr. 132 kV "Ciriè – Leyni"	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2035	
Elettr. 132 kV "Rosone – Balangero"	Fase 3	Fase 3	EL-452	2020		2032	2035	A luglio 2020 l'opera è stata avviata in autorizzazione.
Elettr. 132 kV "Rosone – Bardonetto"	Compl.	Compl.		2019		2019	2019	
Raccordo 220 kV "Moncalieri - Sangone" alla SE Sangone	Compl.	Compl.	EL-32	2006	2007	2008	2010	
Ampliamento e adeguamento SE Rosone e interrimento linee in ingresso alla SE	Fase 2	Fase 1		2025		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Reattore 220 kV Pianezza	Compl.	Compl.		2020	2020	2020	2021	
Elettr. 220 kV Sangone - Martinetto	Fase 1	Fase 1		2030		2034	2036	Legato alle stesse tempistiche dell'intervento 29-P. Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.



RINFORZI 132 kV AREA METROPOLITANA DI GENOVA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
10-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2007		Liguria	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>La rete di trasmissione a 132 kV della città di Genova è caratterizzata, ad oggi, da alcuni vincoli all'esercizio, in particolare nella porzione di rete fra gli impianti di Erzelli e Canevari, dove si collocano buona parte delle cabine primarie che alimentano l'area metropolitana e fra gli impianti di Molassana, Canevari e Borgoratti, dove sono invece presenti limitazioni di esercizio che possono comportare una riduzione dei margini di sicurezza.</p> <p>Sono pertanto in programma una serie di interventi di riassetto e potenziamento della rete, finalizzati a garantire una maggiore continuità di alimentazione dei carichi metropolitani e migliorare la sicurezza e affidabilità dell'alimentazione dei carichi cittadini fra i quali:</p> <ul style="list-style-type: none">• la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo fra i nodi di Genova T. ed Erzelli, e il potenziamento dell'attuale direttrice 132 kV "Genova T. – Quadrivio";• il potenziamento dei collegamenti "Borgoratti – Molassana", "Molassana – Canevari";• eliminazione collegamento Dogali NK – Canevari e realizzazione nuovo collegamento in cavo Dogali-Canevari;• eliminazione T-rigido Quadrivio e realizzazione collegamento diretto Morigallo - Quadrivio con potenziamento tratto ingresso a Quadrivio;• interramento tratto di elettrodotto Genova T. - Dogali;• realizzazione collegamento diretto Genova T. – Dogali;• potenziamento elettrodotto 132 kV Morigallo - Molassana. <p>In aggiunta, sempre al fine di garantire una copertura della domanda con maggiori margini di adeguatezza, saranno potenziate le trasformazioni presenti nella SE Erzelli, con contestuale adeguamento della stessa stazione.</p> <p>Sarà valutata, inoltre, l'opportunità di ottimizzare, attraverso la sinergia con la ex rete RFI (ora di proprietà Terna), l'impatto dell'infrastruttura elettrica nell'area di Genova. In particolare, di concerto con il Distributore sarà studiato il collegamento diretto dell'impianto RFI Trasta in antenna sull'omonima CP e successiva demolizione dell'attuale linea "Erzelli – RFI Trasta".</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		Protocollo di intesa del 19/11/18 firmato da CDP, Terna, Snam, Fincantieri, FS e dalle istituzioni territoriali.	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	11		6
Dismissione	15		6
Dismissione e Realizzazione	1		1

¹³ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



ELETTRODOTTO 132 kV “IMPERIA – S. REMO”								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
15-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2005				Liguria		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Per migliorare la sicurezza e l'affidabilità del servizio della rete che alimenta la parte ovest della costa ligure, è previsto il rinforzo della rete mediante l'aumento della potenza di trasformazione nella SE di Campochiesa andando a migliorare anche la flessibilità di esercizio.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025		2027			2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]		
Intervento relativo a sole aree di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Sostituzione ATR stazione di Campochiesa	Fase 4	Fase 1		2025		2027	2028	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 3 M€ ¹⁴								

¹⁴ Il decremento dell'investimento stimato rispetto al PdS23 è dovuto dall'opera Elettrodotto 132kV Imperia – San Remo posta in valutazione.

STAZIONE 220 kV NOVARA SUD								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
24-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2007				Piemonte		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di migliorare la flessibilità di esercizio, incrementare l'affidabilità e la continuità di servizio dell'area di Novara sarà prevista la ricostruzione in doppia sbarra della sezione 220 kV della stazione di Novara Sud. <i>Note: in relazione al permanere di alcune limitazioni di esercizio nell'area l'intervento è stato pianificato nell'orizzonte di Piano.</i>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a sole aree di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Ampliamento e adeguamento SE 220 kV Novara Sud	Fase 5	Fase 5		2018		2018	2030	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO ¹⁵								
12 M€ / 17 M€								

¹⁵ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



RETE 132 kV REGIONE VALLE D'AOSTA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
25-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2017				Valle d'Aosta		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di garantire un adeguato livello di affidabilità e flessibilità di esercizio nella rete 132 kV dell'area di Aosta, sarà superata l'attuale gestione a tre estremi nei tratti "Rhins – Signayes – Aosta Ovest" e "Ponte Pietra – Nus all.". Gli interventi garantiranno un sensibile miglioramento della gestione, sicurezza di alimentazione dei carichi locali.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ			AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
						2027		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a sole aree di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Interventi presso Signayes all.	Fase 5	Fase 5		2019		2019	2027	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Interventi presso Nus.	Fase 4	Fase 4		2020		2025	2027	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 1 M€								

STAZIONE 220 kV SAN COLOMBANO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
26-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2014				Liguria		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Presso l'esistente stazione 220/132 kV di S. Colombano, al fine di garantire una maggiore affidabilità all'alimentazione dei carichi afferenti la sottostante rete AT, è previsto la ricostruzione in doppia sbarra della sezione 220 kV della stazione.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a sole aree di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Ampliamento e adeguamento SE 220 kV di San Colombano	Fase 5	Fase 5		2021		2021	2030	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
8 M€ / 15 M€								



RIASSETTO SUD OVEST DI ALESSANDRIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
28-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2019				Piemonte		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT, con conseguente significativa riduzione delle microinterruzioni nell'area della provincia di Alessandria, è prevista la realizzazione di una nuova stazione elettrica che verrà opportunamente raccordata alla rete locale al fine di risolvere l'attuale connessione in derivazione rigida della CP Spigno. Conseguentemente l'area interessata beneficerà di un miglioramento in termini di qualità di servizio e di Energia non fornita evitata (ENF).								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2028		2036			2038			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]		
Impatti non significativi								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Realizzazione nuova SE 132 kV	Fase 2	Fase 1		2028		2036	2038	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Raccordi 132 kV alla C.le di Spigno, alla CP Spigno e alla CP Sassello	Fase 2	Fase 1		2028		2036	2038	

SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
0 M€ / 27 M€	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	4			IUS	4		
	VAN _{PDS}	53 M€			VAN _{PDS}	53 M€		



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari		Val.			Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	-1	-9,6 GWh
B3a	9	0,213 GWh
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM

RIASSETTO RETE 220 kV AREA SUD OVEST DI TORINO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
29-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2019				Piemonte		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi alla rete AT, con conseguente significativa riduzione delle microinterruzioni nell'area della provincia di Torino, è previsto l'ammazzettamento delle linee 132 kV e 220 kV tra Sangone e UT Mirafiori e la realizzazione di una seconda alimentazione 220 kV all'utente UT Mirafiori. Conseguentemente l'area interessata beneficerà di un miglioramento in termini di qualità di servizio e di Energia non fornita evitata (ENF).								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2030		2034			2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
6-P Razionalizzazione 220/132 kV provincia di Torino								
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	2					1		
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuovo cavo 220 kV Salvemini - Mirafiori	Fase 1	Fase 1		2030		2034	2036	Si è resa necessaria la rivisitazione delle attività data l'impossibilità di trovare spazi per una nuova SE. Legata alle stesse tempistiche dell'opera "Elett. 220 kV Sangone – Martinetto" dell'intervento 6-P.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 6 M€ ¹⁶								

¹⁶ Il decremento del costo dell'investimento rispetto al PdS23 è dovuto a una modifica dello schema di rete con una nuova soluzione tecnologica.



STAZIONE 132 kV NOVARA EST								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
155-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2018				Piemonte		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
A seguito della possibile dismissione della stazione 132 kV di Novara est di proprietà di Edison, si rende necessaria la realizzazione di una nuova stazione 132 kV a cui saranno opportunamente raccordate le linee esistenti dell'area, al fine di mantenere adeguati i livelli di sicurezza e flessibilità di esercizio.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2030		2031			2034			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Le attività sono subordinate all'acquisizione dell'impianto di Novara Est di proprietà Edison.				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Impatti non significativi								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
SE 132 kV Novara Est e raccordi 132 kV	Fase 1	Fase 1		2030		2031	2034	Le attività sono subordinate all'acquisizione dell'impianto di Novara Est di proprietà Edison. Fase di due diligence in corso.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 14 M€								

STAZIONE 220 kV VILLENEUVE								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
158-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2018				Valle d'Aosta		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di garantire maggiori margini di sicurezza per l'alimentazione del carico locale sarà installato presso la stazione a 220 kV di Villeneuve un secondo ATR 220/132 kV.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025		2025			2029			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]		
Intervento relativo a solo aree di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuova trasformazione 220/132 kV Villeneuve	Fase 2	Fase 2		2025		2025	2029	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 4 M€								



STAZIONE 132 kV VILLADOSSOLA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
159-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2018				Piemonte		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di poter garantire maggiori margini di affidabilità e sicurezza sarà adeguata la stazione 132 kV di Villadossola.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2027		2028			2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a solo aree di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Adeguamento stazione 132 kV Villadossola	Fase 2	Fase 2		2027		2028	2030	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 3 M€								

ADEGUAMENTO SE CHATILLON								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
31-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2020				Valle d'Aosta		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di garantire migliori margini di sicurezza e affidabilità di esercizio, sarà adeguata la potenza della capacità di trasformazione 220/132 kV presso la SE di Chatillon. I nuovi trasformatori saranno dotati dei consueti variatori sotto carico per la regolazione della tensione della rete 132 kV sottesa alla stazione di Chatillon.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2026		2027			2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a solo aree di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuovo ATR 220/132 kV Chatillon	Fase 1	Fase 1		2026		2027	2030	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 2 M€								



RIMOZIONE ANTENNA CP CAPPELLAZZO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
32-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2021		Piemonte	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT, con conseguente significativa riduzione delle microinterruzioni dell'area della provincia di Cuneo, è prevista la risoluzione della connessione in derivazione rigida della CP Cappellazzo tramite la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV all'impianto di Isorella. Inoltre, è prevista la rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Cappellazzo-Savigliano al fine di consentire una migliore gestione dei flussi di rete nell'area.			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2026	2032	2035	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	8		
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuovo El.132 kV dalla CP Cappellazzo all'impianto di Isorella	Fase 1	Fase 1		2026		2032	2033	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Rimozione limitazioni El. 132 kV Cappellazzo-Savigliano	Fase 1			2026		2034	2035	
SCHEMA RETE								
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 11 M€								

4.2.2 Schede interventi in valutazione Area Nord Ovest

Elettrodotto 132 kV “Magliano Alpi – Fossano” e scrocio di Murazzo

Cod. 14-S

Per migliorare la sicurezza e l'efficienza della rete a 132 kV nel Cuneese, sarà costruita una nuova linea tra Magliano Alpi e la CP di Fossano. Successivamente, gli elettrodotti esistenti “Fossano – Michelin Cuneo” e “Magliano Alpi – Busca” saranno riorganizzati in località Murazzo, creando due nuove linee: “Magliano Alpi – Michelin Cuneo” e “Busca – Fossano”.

Motivazioni: In seguito a ulteriori studi e approfondimenti tecnici, le attività non risultano più necessarie per garantire la sicurezza del sistema elettrico. In alternativa verrà inserita una nuova opera nell'intervento 32-P “Risoluzione Antenna CP Cappellazzo” che prevede la rimozione limitazioni della linea 132 kV “Cappellazzo – Savigliano”.

Elettrodotto 132 kV “Imperia – S. Remo”

Cod. 15-S

Per migliorare la sicurezza e l'affidabilità del servizio della rete 132 kV che alimenta la parte Ovest della costa ligure, è previsto il rinforzo dell'esistente direttrice 132 kV tra gli impianti di Imperia e di S. Remo.

Motivazioni: L'opera “Direttrice 132 kV “Imperia - Arma di Taggia - S. Remo” è stata posta in valutazione a seguito alle difficoltà realizzative e localizzative riscontrate nell'area.

Elettrodotto 220 kV “Erzelli – Bistagno”

Cod. 30-S

Per migliorare l'affidabilità e la sicurezza della rete elettrica nella provincia di Genova, sarà ottimizzato l'elettrodotto 220 kV “Erzelli - Bistagno”, risolvendo le attuali limitazioni. L'intervento si integra con i precedenti sviluppi nella zona e mira a ottimizzare l'uso delle infrastrutture esistenti, riducendo l'impatto sul territorio.

Motivazioni: L'intervento è stato posto in valutazione a seguito alle difficoltà realizzative e localizzative riscontrate nell'area.

Elettrodotto 132 kV “Mercallo - Cameri”

Cod. 12-S

Nell'ottica di garantire il pieno sfruttamento della direttrice a 132 kV “Mercallo – Cameri – Galliate” che alimenta i carichi presenti nell'area di Novara, e rimuovere i vincoli di trasporto degli attuali collegamenti, sarà ricostruito l'elettrodotto 132 kV “Mercallo – Cameri” incrementando la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio.

Motivazioni: Le attività saranno ricomprese nell'ambito della razionalizzazione connessa all'elettrodotto 380 kV “Trino – Lacchiarella”.

Elettrodotto 380 kV “Casanova – Asti – Vignole”

Cod. 7-S

Le attività prevedono il riclassamento a 380 kV dell'attuale elettrodotto a 220 kV “Casanova – Vignole”, al quale sarà connessa in entra-esce una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nell'area di Asti.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento “Elettrodotto 380 kV Casanova – Asti – Vignole e sviluppi di rete nelle province di Asti e Alessandria”.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, all'incertezza sulla fattibilità e ad alternative offerte da nuove soluzioni tecnologiche, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Razionalizzazione rete 132 kV tra Val d'Aosta e Piemonte

Cod. 11-S

Le attività previste nell'area compresa tra le C.li di Pont Saint Martin e Quincinetto e la stazione di Montestrutto, comprendono:

- la ricostruzione delle linee a 132 kV “C.le Pont Saint Martin – Quincinetto” e “C.le Pont Saint Martin – Montestrutto”, utilizzando il tracciato di quest'ultima;
- la realizzazione di due brevi raccordi alla stazione di Quincinetto delle linee a 132 kV “Verres – Quincinetto – der. Hone” e “C.le Pont Saint Martin – Quincinetto”;
- la demolizione delle linee non più utilizzate nel nuovo assetto di rete (“C.le Pont Saint Martin – Quincinetto” e il tratto di accesso a Montestrutto della linea “C.le Pont Saint Martin – Montestrutto”).

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Stazione 380 kV Castelnuovo

Cod. 20-S

Le attività prevedono l'installazione di una nuova macchina 380/132 kV e la realizzazione di un nuovo sistema 132 kV in doppia sbarra per consentire l'esercizio a sbarre separate presso la SE 380/132 kV di Castelnuovo.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Nuovo elettrodotto 132 kV “Sestri Levante – Levante” e nuova SE 132 kV di Smistamento

Cod. 27-S

L'intervento prevede la realizzazione di una nuova stazione alla quale verranno collegati due utenti oggi connessi in antenna attraverso lunghe linee.

Motivazioni: L'intervento è stato inserito in valutazione a seguito alle difficoltà realizzative e localizzative riscontrate.

Nuova interconnessione 132 kV “Nava – S. Dalmas”

Cod. 160-S

L'intervento prevede il riclassamento a 132 kV dell'attuale linea di interconnessione a 60 kV “Nava - Sant Dalmas”.

Motivazioni: L'intervento è stato inserito in valutazione per mancanza di accordo con il gestore di rete francese RTE.

Stazione 380 kV S. Colombano

Cod. 9-S

L'intervento prevede la ricostruzione in doppia sbarra 380 kV dell'attuale sezione 220 kV della stazione di S. Colombano (GE), predisponendola per la connessione alla vicina linea 380 kV “Vignole – La Spezia”.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni e all'incertezza sulla fattibilità, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Razionalizzazione Valle d'Aosta

Cod. 5-S

Le attività prevedono la ricostruzione della direttrice a 220 kV “Avisse – Villeneuve – Châtillon”. L'intervento prevede inoltre interventi sulla rete 132 kV, in particolare:

- la nuova stazione 220/132 kV denominata Nus, connessa in entra-esce alla futura direttrice in cavo interrato tra la futura SE 132 kV Pollein e la SE Fenis;
- la nuova stazione di smistamento 132 kV denominata Pollein, connessa in entra-esce alla futura direttrice tra SE Villeneuve e la futura SE Nus;
- la nuova direttrice 132 kV tra gli impianti di Villeneuve e Fenis;
- il potenziamento degli ATR 220/132 kV presso l'impianto di Valpelline.

Motivazioni: In relazione alla variazione delle condizioni al contorno (con particolare riferimento alla ridefinizione delle priorità dei progetti di interconnessione alla frontiera Nord italiana), l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Elettrodotti 132 kV “Vetri Dego – Spigno” e “Bistagno – Spigno”

Cod. 16-S

L'intervento prevede il potenziamento degli elettrodotti a 132 kV “Vetri Dego – Spigno” e “Bistagno – Spigno”.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

4.3 Area Nord



32

Interventi per
la Sicurezza e
Resilienza

12

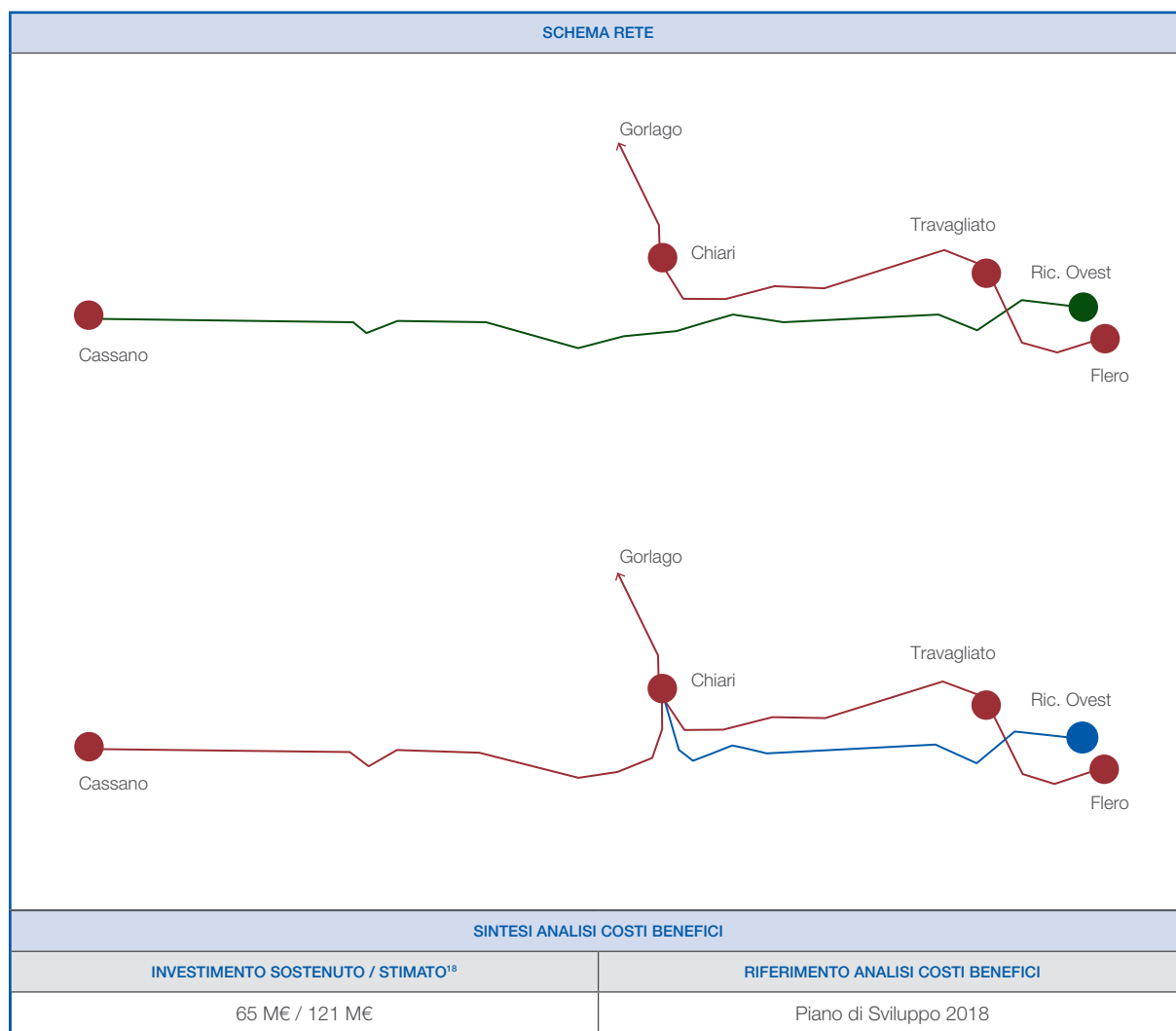
Interventi per la
Sostenibilità



4.3.1 Schede interventi pianificati Area Nord

ELETTRODOTTO 380 kV TRA MILANO E BRESCIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
104-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2010				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Nell'ottica di incrementare l'efficienza della rete elettrica che alimenta il carico della città di Brescia, l'elettrodotto 220 kV "Cassano – Ric. Ovest BS" sarà riclassato a 380 kV tra le stazioni di Cassano e di Chiari. Al fine di migliorare i margini di sicurezza e affidabilità dell'alimentazione della rete 220 kV della Lombardia è previsto l'ammazzettamento delle doppie terne 220 kV Cassano – Ric. Sud e Grosio/ Premadio – Ric. Sud con successiva modifica dell'assetto rete della S/E Cassano. L'intervento garantirà un migliore dispacciamento della produzione elettrica della Lombardia, aumentando così i margini di sicurezza e affidabilità dell'alimentazione. L'opera sarà realizzata in sinergia con il nuovo collegamento autostradale Brescia – Bergamo – Milano, garantendo un consumo più efficiente del suolo rispetto alla realizzazione delle nuove infrastrutture. A valle della realizzazione del nuovo collegamento 380 kV sarà possibile declassare a 132 kV il rimanente tratto tra la stazione di Chiari e l'impianto di Ric. Ovest BS.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO ¹⁷			
					2026/2031			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	36					1		
Dismissione	20					1		
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Elettrodotto 380 kV Cassano-Chiari	Fase 5	Fase 5	EL-326	Dic-2013	2020	2023	2026	In data 24/11/2020 l'opera è stata autorizzata (EL-326).
Ampliamento SE Chiari	Compl.	Compl.	EL-311	Lug-2013	2014	2014	2016	In data 25-Mar-2014 l'opera è stata autorizzata (239/EL-311/203/2014).
Raccordi 220kV alla S/E Cassano della Grosio/ Premadio-Ric. Sud	Fase 1	Fase 1		2026		2028	2031	Riprogrammazione in sinergia con le attività previste per l'adeguamento sezione 220 kV SE Cassano.
ATR 380/220 kV Cassano	Fase 1	Fase 1		2026		2028	2031	Riprogrammazione in sinergia con le attività previste per l'adeguamento sezione 220 kV SE Cassano.
Adeguamento sezione 220 kV SE Cassano	Fase 1			2026		2028	2031	

¹⁷ La data di completamento 2026 si riferisce all'elettrodotto 380 kV Cassano - Chiari.

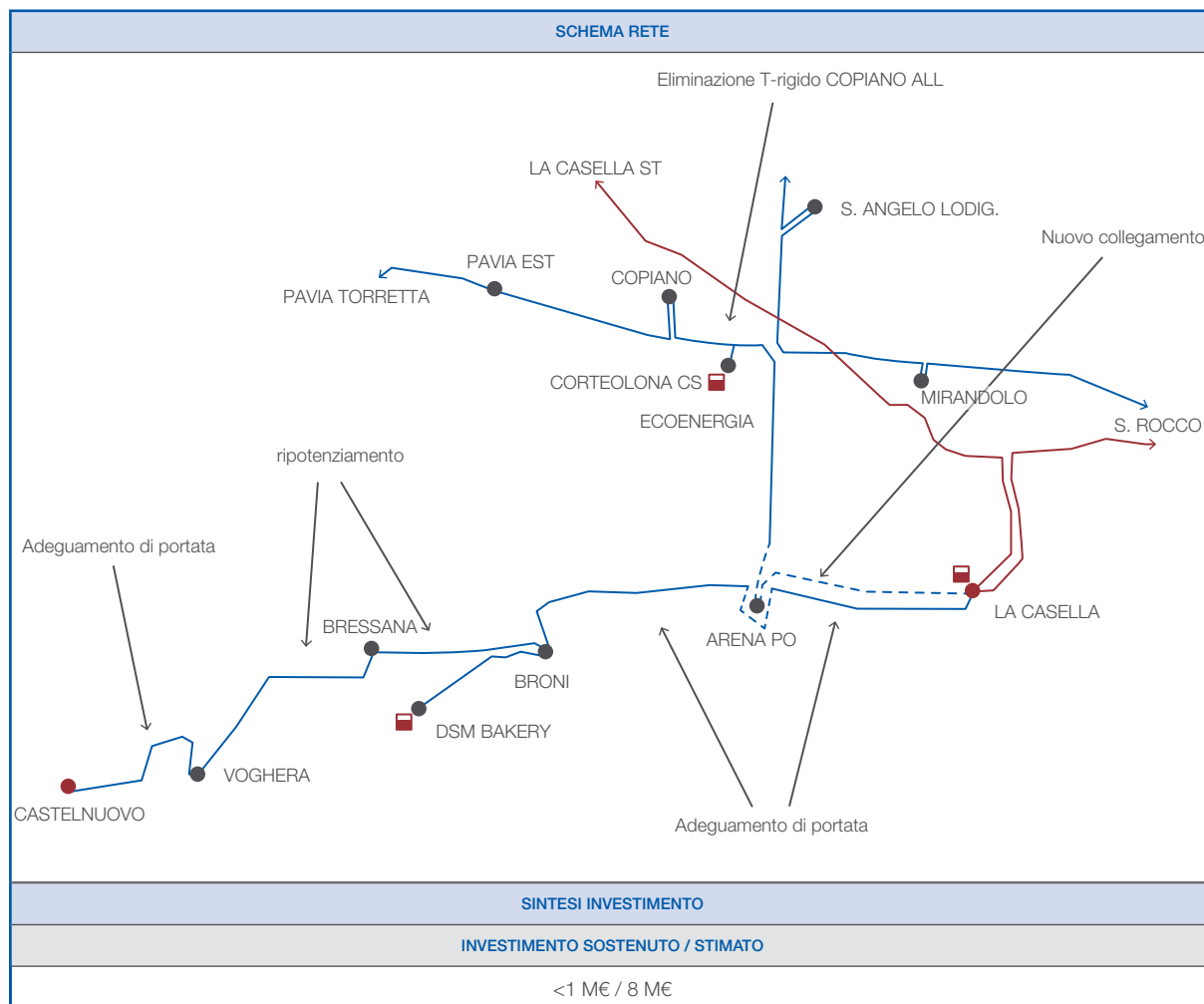


¹⁸ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



ELETTRODOTTO 220 kV GLORENZA – TIRANO – DER.PREMAIO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
106-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2004				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di incrementare l'affidabilità del servizio elettrico e di garantire un migliore sfruttamento della produzione idroelettrica dell'Alta Valtellina, sarà rimossa la derivazione rigida dell'impianto di Premadio sulla direttrice 220 kV Glorenza – Villa di Tirano, e contestualmente sarà valutata l'opportunità di rivedere l'assetto delle direttrici di trasmissione sottese alla stessa stazione di Premadio. Saranno contestualmente previste attività di adeguamento dell'impianto di Premadio al fine di garantire una maggiore flessibilità di esercizio.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2025			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				In data 13 novembre 2009 con delibera comunale n.35 è stato approvato il Protocollo d'Intesa con il comune di Valdidentro per l'intervento in questione.				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a solo aree di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuovo raccordo 220 kV in S/E Premadio	Compl.	Compl.	EL-349	10-Ago- 2015	2017	2018	2022	Sul progetto si registra una riprogrammazione dovuta a un prolungamento della fase di collaudo.
Nuovo stallo 220 kV in S/E Premadio	Compl.	Compl.						
Ampliamento e adeguamento S/E 220 kV Premadio	Fase 5	Fase 4	EL-458	2020	2022	2022	2025	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
28 M€ / 32 M€				Piano di Sviluppo 2019				

RIASSETTO RETE 132 kV TRA LA CASELLA E CASTELNUOVO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
108-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2011				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di migliorare l'affidabilità e la sicurezza del servizio sono previsti interventi di riassetto rete tra gli impianti di La Casella e Castelnuovo, oltre alla realizzazione di una nuova linea 132 kV tra gli impianti di La Casella e di Arena Po. Gli interventi previsti, oltre che consentire di superare gli attuali collegamenti in derivazione rigida esistenti, permetterà di aumentare i margini di sicurezza per l'alimentazione delle utenze locali, attraverso la rimozione degli attuali vincoli di portata presenti sulla direttrice 132 kV fra l'impianto di La Casella e gli impianti di Castelnuovo e Copiano. Saranno contestualmente previste attività di riassetto della rete 66 kV ex RFI presente nell'area.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO				
		2028		2035				
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	10							
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	57				1			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuovo elettrodotto 132 kV tra SE La Casella e Arena Po	Fase 4	Fase 4	EL-382	Giu- 2017	2022	2028	2030	L'attività è stata autorizzata a Novembre 2022. Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Rimozione della derivazione rigida sull'elettrodotto "CP Arena Po – CP Copiano"	Fase 4	Fase 4				2028	2030	L'attività è stata autorizzata a Novembre 2022. Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "La Casella – CP Broni"	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2035	
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "CP Broni – CP Bressana"	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2035	
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "CP Bressana – CP Voghera"	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2035	
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "CP Voghera - Castelnuovo"	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2035	



RIASSETTO RETE AT TRA LODI E PIACENZA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
110-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2011				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
L'intervento prevede il superamento dell'attuale schema di rete in cui sono presenti diverse derivazioni rigide. Saranno infatti realizzate le necessarie attività per il miglioramento della flessibilità di esercizio sulle direttrici 132 kV "San Rocco – Piacenza RFI all – Casalpusterlengo" e "San Rocco – Fiorenzuola RFI all – Fiorenzuola".								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2029		2030			2032			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Impatti non significativi								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Eliminazione t-rigido el. 132 kV "San Rocco – Piacenza RFI all – Casalpusterlengo" e "San Rocco – Fiorenzuola RFI all – Fiorenzuola"	Fase 4	Fase 4		2029		2030	2032	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 2 M€								



RAZIONALIZZAZIONE 220/132 kV IN PROVINCIA DI LODI								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
113-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2006				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2026			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	2							
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	22					4		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Elettrodotto 380 kV Chignolo Po-Maleo	Compl.	Compl.	EL-108/2008	Feb-2008	2009	2010	2011	In data 13-Nov-2009 è stata autorizzata l'opera (239/EL-108/101/2009).
SE Chignolo Po	Compl.	Compl.						
SE Maleo	Compl.	Compl.						

AVANZAMENTO ALTRE OPERE ¹⁹								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
S. Rocco – Miradolo	Compl.	Fase 3	EL-282	Feb-2012	2020	2022	2024	Autorizzazione MiSE-MATTM n.239/EL-282/304/2020 del 02 Marzo 2020.
Casalpusterlengo – S. Rocco								
SE 220 Tavazzano	Compl.	Compl.	EL-204	Lug-2010	2012	2015	2022	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata, autorizzata con autorizzazione n. 239/EL204/178/2012 prorogata di ulteriori 2 anni.
Raccordi 220kV in cavo nel comune di Tavazzano con Villavesco	Compl.	Compl.			2012	2018	2021	
Tavazzano Est-Sarmato n.221	Compl.	Compl.			2012	2018	2022	
Tavazzano Est-Tavazzano n.222	Compl.	Compl.			2012	2018	2022	
Tavazzano Est-Cesano n.223	Compl.	Compl.			2012	2018	2022	
Tavazzano-Tavazzano Ovest-Cassano n.276	Compl.	Compl.			2012	2017	2018	
Tavazzano Est-Tavazzano n.586	Compl.	Compl.			2012	2018	2022	
Tavazzano Ovest-Rise Sesto n.922	Compl.	Compl.			2012	2015	2017	
Tavazzano Est-Colà	Compl.	Compl.			2012	2018	2022	
Raccordo Tavazzano - Chiaravalle	Compl.	Compl.			2012	2018	2022	
Tavazzano Est-Garlasco n.035-3	Compl.	Compl.			2012	2018	2022	
Tavazzano Est-Chiaravalle n.031	Compl.	Compl.			2012	2018	2022	
Tavazzano Est-Garlasco der SESEC n.035-3	Compl.	Compl.			2012	2015	2017	
Lodi – Lodi FS n.576	Compl.	Compl.			2012	2020	2022	
Lodi – Brembio n.590	Compl.	Compl.						
Lodi – Montanaso n.591	Compl.	Compl.						
Casalpusterlengo – Brembio	Fase 5	Fase 5	EL-282	Feb-2012	2020	2023	2025	Autorizzazione MiSE-MATTM n. 239/EL-282/304/2020 del 02 Marzo 2020.
Casalpusterlengo – Pizzighettone	Fase 5	Fase 5						
Lodi RT - Casalpusterlengo RT	Fase 5	Fase 4	EL-473	2021	2022	2023	2026	In data 2 Novembre 2022 l'opera è stata autorizzata.
Melegnano - Lodi RT	Fase 5	Fase 4		2021	2022	2023	2026	
Maleo – Pizzighettone	Compl.	Compl.	EL-108/2008	Feb-2008	2009	2010	2011	Legato alla realizzazione sul 380 kV. In data 13 Novembre 2009 è stata autorizzata l'opera (239/EL-108/101/2009).
S. Rocco-Maleo	Compl.	Compl.				2010	2011	
S. Rocco-Pizzighettone	Compl.	Compl.				2010	2011	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
176 M€ / 194 M€								

¹⁹ Le attività in corso si riferiscono a opere di razionalizzazione associate all'opera principale già entrata in servizio, conseguenti alla necessità di ottemperare a prescrizioni autorizzative e/o concertative quindi non soggette ad Analisi Costi Benefici.

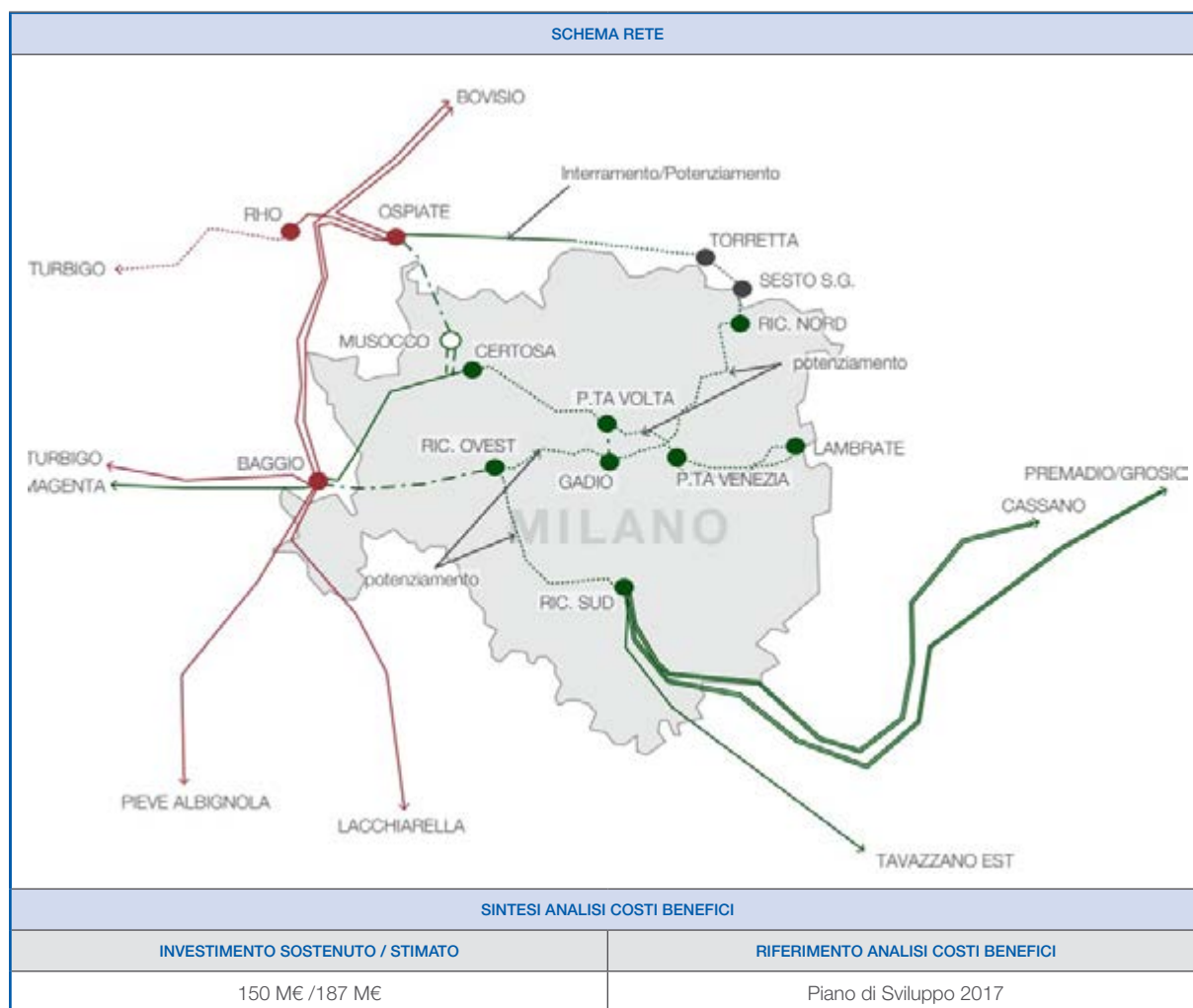


RIASSETTO RETE 132 kV BRESCIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
114-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2008				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
L'area della città di Brescia rappresenta per la gestione e lo sviluppo della rete elettrica, un punto di particolare attenzione, per via della presenza d'importanti utenze industriali. In tal senso Terna, alla luce di alcune previste evoluzioni del carico aveva pianificato importanti interventi di riassetto e potenziamento che sono state poi descritte nei precedenti Piani di Sviluppo. Una volta venute meno tali evoluzioni si è resa necessaria una rivisitazione di quanto previsto, tenendo comunque presente la necessità di garantire ai carichi presenti nell'area un'alimentazione adeguata e sicura. In tal senso, anche considerando le limitazioni presenti su alcuni dei collegamenti 132 kV esistenti, sarà previsto il potenziamento degli attuali collegamenti "Ziziola – XXV Aprile" e "XXV Aprile – Ric. Nord". In anticipo alle attività sopra descritte, al fine di migliorare la flessibilità di esercizio (specie in corrispondenza di condizioni climatiche/ ambientali non ottimali) di alcune delle utenze industriali presenti nell'area, saranno predisposti opportuni automatismi presso l'impianto di S. Bartolomeo.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2027			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione		4				3		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Potenziamento elettrodotto in cavo "Ziziola – XXV Aprile"	Fase 5	Fase 4	EL-453	Mar-2020	2022	2023	2027	Attività autorizzata in data 13marzo 2022 (EL-453).
Potenziamento elettrodotto in cavo "XXV Aprile – Ric. Nord"	Fase 5	Fase 4	EL-453	Mar-2020	2022	2023	2027	Attività autorizzata in data 13marzo 2022 (EL-453).
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
17 M€ / 24 M€								

RAZIONALIZZAZIONE 220 kV CITTÀ DI MILANO E STAZIONE 220 kV MUSOCCO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
115-P			RIP 2017
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2005		Lombardia	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Considerato l'ingente carico della città di Milano, e gli elevati transiti sugli elettrodotti di trasmissione nell'area che ne derivano, è stata programmata una serie di opere di sviluppo della rete di trasmissione che interessano il territorio milanese. Il potenziamento della rete della città di Milano ha tra i suoi obiettivi quelli di: - garantire anche in futuro la sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche, diminuendo la probabilità di energia non fornita; - migliorare la connessione degli esistenti impianti di trasmissione, tradizionalmente gestiti come reti separate, in modo da incrementare l'affidabilità della rete; - assicurare un migliore deflusso della potenza generata. A seguito della realizzazione dei collegamenti in cavo "Gadio – Porta Volta" e "Baggio – Ric. Ovest" è stata installata una nuova trasformazione 380/220 kV presso la SE di Baggio ed è stato potenziato il collegamento "Ricev. Ovest-Ricev.Sud". Saranno inoltre potenziati i collegamenti esistenti in cavo interrato a 220 kV "Gadio - Ricev. Nord", "Ricev. Ovest - Gadio", "Porta Volta - Porta Venezia", e "Ospiate - Torretta". In correlazione con tali nuovi collegamenti, anche al fine di adeguare gli apparati delle stazioni di Ricevitrice Sud, Ricevitrice Nord e Gadio al futuro assetto di rete sarà previsto l'ampliamento e il potenziamento di tali impianti. È stata prevista, inoltre, presso la SE Cassano, una nuova trasformazione 380/220 kV. Nell'ambito del Piano di Razionalizzazione della rete di alimentazione della città di Milano è stata anche realizzata una nuova stazione 220 kV, in prossimità dell'esistente impianto CP Musocco di proprietà del Distributore Locale, dotata di opportune trasformazioni 220/132 kV e raccordata agli esistenti impianti 220 kV di Baggio, Porta Volta e Ospiate, e alla linea 132 kV "Amsa Figino – Novate". Contestualmente alla realizzazione dei raccordi 220 kV della nuova SE di Musocco è stata anche installata, presso l'impianto di Ospiate, una reattanza di compensazione al fine di contenere i profili di tensione nella città di Milano.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO
			2028
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione			
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	15		7

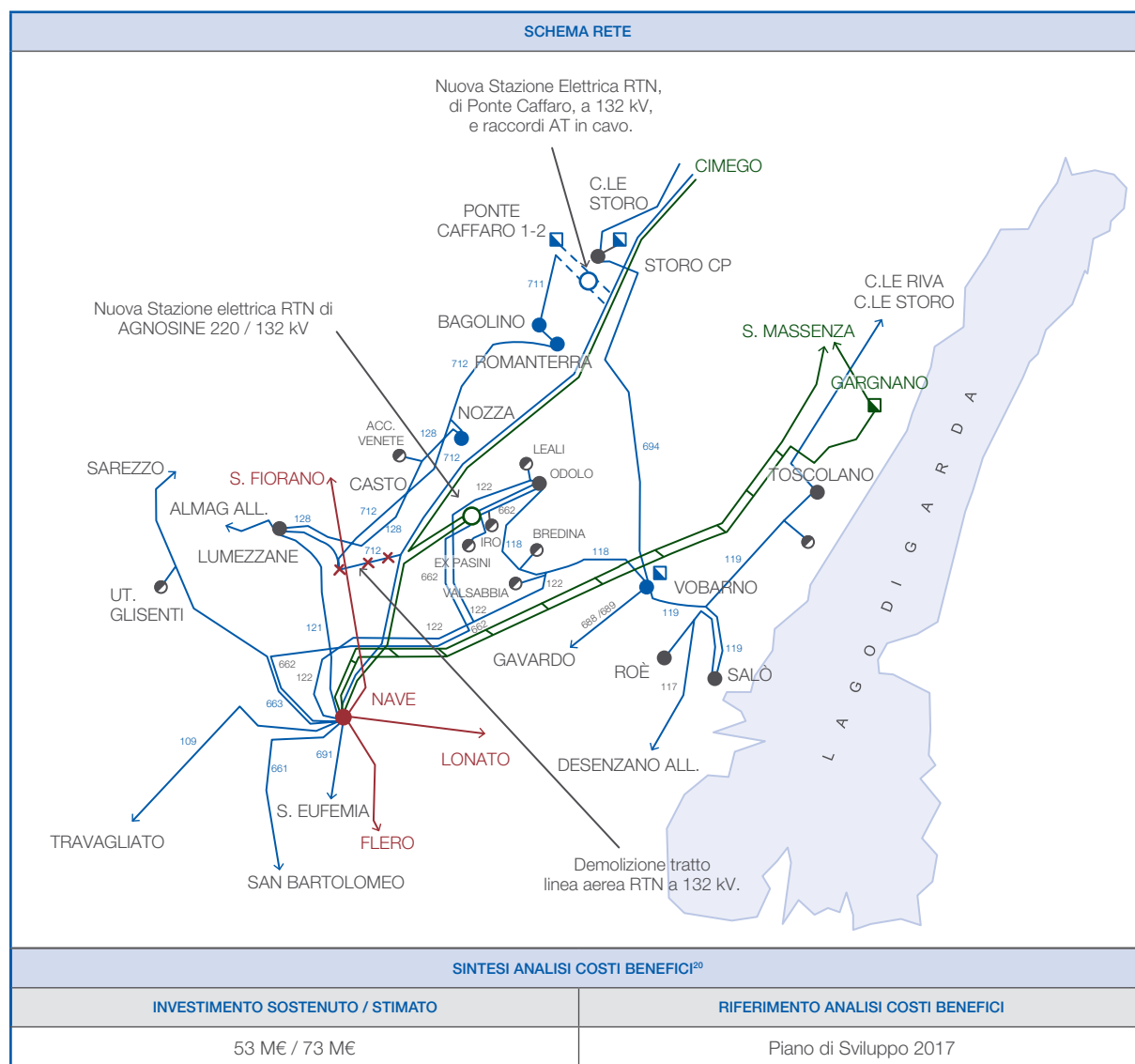


AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuovo cavo 220 kV “Gadio – P.ta Volta”	Compl.	Compl.	EL-137	8-Sett-2008	5-Ago-2010	2010	Apr-2011	
Nuovo cavo 220 kV “Ricev. Ovest – Baggio”	Compl.	Compl.	EL-193	15-Mar-2010	18-Ott-2011	2012	Ago-2013	
Nuova trasformazione 380/220 kV presso SE Baggio	Compl.	Compl.	EL-276	6-Mar-2012	6-Mar-2014	2017	2018	In data 6-Mar-2014 l'opera è stata autorizzata (239/EL-276/200/2014) Il potenziamento del cavo 220 kV P.ta Volta- P.ta Venezia è stato accelerato vista la sua rilevanza per l'esercizio in sicurezza della rete di alimentazione della città di Milano.
Potenziamento cavo 220 kV “Ricev. Ovest – Gadio”	Compl.	Compl.				2017	2018	
Potenziamento cavo 220 kV “Ricev. Nord - Gadio”	Compl.	Compl.				2016	2017	
Potenziamento cavo 220 kV “Ricev. Ovest - Ricev. Sud”	Compl.	Compl.				2014	2015	
Potenziamento cavo 220 kV “P.ta Volta - P.ta Venezia”	Compl.	Compl.				2018	2019	
Nuova reattanza 220 kV presso SE Ospiate	Compl.	Compl.		2013	2013	2013	Dic-2014	
Nuova SE 220/132 kV Musocco	Compl.	Compl.	EL 265a/b	20-Dic-2011	26-Sett-2012 14-Mag-2013	2012	2015	In data 26-Sett-2012 sono state autorizzate le opere con n.procedimento EL 265a(239/EL-265/171/2012) In data 14-Mag-2013 sono state autorizzate le opere con n.procedimento EL 265b (239/EL-265/186/2013).
Raccordi 220 kV “Baggio – Musocco - P.ta Volta”	Compl.	Compl.						
Nuovo elettrodotto 220 kV “Musocco – Ospiate”	Compl.	Compl.						
Raccordi 132 kV “Amsa Figino - Musocco - Novate” e interramenti linee 132 kV afferenti a SE Musocco	Compl.	Compl.						
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Potenziamento elettrodotto 220 kV Ospiate-Torretta	Fase 5	Fase 5	EL-428	2019	Ago-2020	2021	2027	
Adeguamento della SE Ricevitrice Sud	Fase 3	Fase 2	EL-545	2023		2027	2028	
Adeguamento della SE Gadio	Compl.	Fase 5		2018		2020	2023	
Nuova trasformazione 380/220 kV presso la SE Cassano	Compl.	Compl.		2014		2014	2015	





RAZIONALIZZAZIONE 220/132 kV IN VALLE SABBIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
116-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2010				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La rete elettrica della Valle Sabbia è caratterizzata, ad oggi, da importanti vincoli all'esercizio dovuti alla presenza di limitazioni della portata degli elettrodotti presenti e a schemi di connessione non ottimali. Ciò ovviamente ha un riflesso sulla qualità dell'alimentazione nell'area e in particolare sulle utenze di carattere industriale. Pertanto, al fine di incrementare l'affidabilità e la qualità del servizio elettrico nell'area della Valle Sabbia, sono state definite una serie di attività quali: - la realizzazione di una nuova stazione elettrica 220/132 kV in prossimità dell'area industriale di Odolo, e dei raccordi 220 kV e 132 kV alla rete afferente sarà garantita l'alimentazione in sicurezza e la magliatura della rete AT locale; - la rimozione delle limitazioni della dorsale 132 kV che attraversa la valle, tramite lo sfruttamento di asset già esistenti, e, contestualmente, la realizzazione di una nuova SE 132 kV presso l'impianto di Ponte Caffaro; Sarà inoltre, di concerto con il Distributore, modificata la connessione della CP Lumezzane mediante un nuovo raccordo alla futura direttrice 132 kV verso Odolo. In anticipo alle attività sopra descritte, al fine di migliorare la flessibilità di esercizio (specie in corrispondenza di condizioni climatiche/ ambientali non ottimali) saranno predisposti opportuni automatismi presso gli impianti di IRO Odolo e Valsabbia.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza				Integrazione FER		Qualità del Servizio	
					Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità				Connessione RTN		Resilienza	
					Integrazione RFI		Transizione energetica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	11				1			
Dismissione	22				2			
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
S/E 220 kV Agnosine e raccordi	Fase 5	Fase 5	EL-274	Feb-2012	Mag-2014	2018	2028	In data 14 maggio 2014 è stata autorizzata la SE 220/132 kV di Agnosine, i raccordi alla rete locale e le opere connesse (239/ EL- 274/211/2014). Ritardo legato a complessità realizzative per criticità geologiche emerse in fase di progettazione esecutiva.
S/E 132 kV di Ponte Caffaro, collegamenti alla RTN e opere connesse.	Fase 5	Fase 5	EL- 360	Dic-2015	Ott-2018	2019	2025	In data 18 ottobre 2018 è stata autorizzata la SE 132 kV di Ponte Caffaro, collegamenti alla RTN e opere connesse (239/EL-360/276/2018).
Collegamento 132 kV Ferriera Valsabbia – Agnosine	Fase 5	Fase 4	EL-403	2018	Apr-2020	2022	2028	In data 8 Aprile 2020 l'opera è stata autorizzata (239/EL-403/309/2020). Riprevisione tempestica legata alla realizzazione della futura S/E Agnosine.
Nuovo raccordo in DT 132 kV ingresso CP Lumezzane	Fase 5	Fase 4	EL-406	2018	Ott-2020	2022	2028	In data 06 Ottobre 2020 l'opera è stata autorizzata. Riprevisione tempestica legata alla realizzazione della futura S/E Agnosine.
Predisposizione dispositivi automatici presso gli impianti di IRO Odolo e Valsabbia	Fase 5	Fase 4		2018		2022	2028	Riprevisione tempestica legata alla realizzazione della futura S/E Agnosine.



²⁰ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



RAZIONALIZZAZIONE RETE AT VAL CAMONICA/VAL SERIANA (BG)								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
117-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2009				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Per consentire il pieno sfruttamento, anche in condizioni di rete non integra, della produzione idroelettrica della Val Seriana è prevista la realizzazione del nuovo collegamento 132 kV tra il nodo elettrico di Pian Camuno e l'impianto di Dossi. Tale collegamento, che unirà la rete AT della Valcamonica con la rete AT della Val Seriana, garantirà un significativo aumento dell'affidabilità di alimentazione dei carichi locali. Il collegamento, almeno parzialmente, potrebbe essere realizzato mediante potenziamento di infrastrutture esistenti.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2027		2033			2034			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	28		11		1			
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Nuova linea 132 kV tra gli impianti di Dossi e Piancamuno	Fase 1	Fase 1		2027		2033	2034	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 19 M€								

RAZIONALIZZAZIONE 132 kV CREMONA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
119-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2010				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di aumentare la capacità di trasporto della rete AT, superare le criticità di esercizio nell'area di Cremona, sono stati pianificati interventi di potenziamento sulla rete AT afferente all'omonima SE 380 kV. In particolare, si provvederà al potenziamento delle linee 132 kV “Cremona – Cremona Est”, “Cremona FS – Pessina” e “Pessina – Asola”. Al fine, inoltre, di aumentare la magliatura della rete sarà previsto un nuovo collegamento fra gli attuali impianti di Piadena e Cella Dati.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
		2029			2035			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	60			1		1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Potenziamento el. 132 kV “Cremona – Cremona Est”	Fase 3	Fase 2	EL-441	2020		2032	2035	In data 3 Marzo 2020 è stato avviato l'iter autorizzativo da parte del MASE.
Potenziamento el. 132 kV “Cremona FS – Pessina”	Fase 3	Fase 2		2020		2032	2035	
Potenziamento el. 132 kV “Pessina – Asola”	Fase 3	Fase 3		2020		2032	2035	
Nuovo elettr. 132 kV “Piadena – Cella Dati	Fase 3	Fase 1		2024		2029	2035	In data 31-Lug-24 è stata depositata l'istanza presso il MASE.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	1	10,1 GWh		1
B3a	0,1	0,007 GWh		0,1
B4	0			
B5a	0,3	3 GWh		0,3
B5s	0			
B6	0			
B7	2			2
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	3	21,2 GWh		3
B3a	0			
B4	0			
B5a	1	7,2 GWh		1
B5s	0			
B6	0			
B7	2			2
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari		Val.		Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0		
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0		

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM



STAZIONE 380 kV MESE									
IDENTIFICATIVO PDS			IDENTIFICATIVO PCI			IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
127-P									
ANNO DI PIANIFICAZIONE			CONTRIBUTO			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2008						Lombardia		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO									
L'esistente stazione 220/132 kV di Mese è interessata dalle potenze importate dalla Svizzera attraverso il collegamento 220 kV Mese – Gorduno nonché dalle produzioni del nucleo idroelettrico della Valchiavenna. La stazione è poi connessa all'area di carico del comasco attraverso due lunghe arterie a 132 kV che, nei periodi di alta idraulicità, devono essere esercite al limite delle proprie capacità. Al fine, pertanto, di incrementare i margini di sicurezza e la necessaria flessibilità dell'esercizio della rete, si prevede di realizzare una nuova stazione elettrica 380 kV in prossimità dell'attuale stazione Mese che sarà collegata in entra – esce alla linea 380 kV “Bulciago – Soazza” e alla rete afferente all'esistente stazione.									
FINALITÀ INTERVENTO					OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione		Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER			Qualità del Servizio	
					Interconnessioni			Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità			Connessione RTN			Resilienza	
					Integrazione RFI			Transizione energetica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO									
AVVIO ATTIVITÀ			AVVIO CANTIERI				COMPLETAMENTO		
			2035				2040		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI									
CON ALTRE OPERE					DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI									
Impatti non significativi									
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI									
NOME OPERA		STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
		PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
SE 380 kV Mese e raccordi		Fase 3	Fase 3	EL-332	Giu-2014		2035	2040	Il Progetto è attualmente in iter e sono in corso approfondimenti con gli enti locali. Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI									
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE					BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
<1 M€ / 40 M€	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040					PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	8,8				IUS	8,8		
	VAN _{PDS}	191 M€				VAN _{PDS}	191 M€		

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	6	78,1 GWh		6
B3a	0,1	0,004 GWh		0,1
B4	0			
B5a	12	115 GWh		12
B5s	0			
B6	0			
B7	7			7
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari		Val.			Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM



STAZIONE 220 kV VAIANO VALLE								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
130-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2006				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La rete 132 kV dell'area Sud di Milano è alimentata principalmente attraverso lunghe direttrici che collegano in entra-esce le cabine primarie che raccordano, a loro volta, la sottostante rete di media tensione. Allo stato attuale tale rete 132 kV trova il suo unico punto di raccordo e smistamento nell'impianto di Vaiano Valle. Per garantire la flessibilità di esercizio, l'affidabilità dell'alimentazione dei carichi sottonesi e una migliore distribuzione dei transiti sulla rete 220 kV, attualmente fortemente concentrata in quell'area, sarà pertanto prevista una nuova sezione 220 kV, con trasformazioni 220/132 kV, collegata in entra-esce alla direttrice 220 kV "Cassano – Ricevitrice Sud".								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
		2025			2038			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	3							
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
SE 220 kV Vaiano Valle e raccordi	Fase 1	Fase 1		2030		2034	2038	Ritardo dovuto ad allungamento tempi trattativa con terzi.
Adeguamento sezione 132 kV	Fase 4	Fase 1		2024		2025	2027	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
5 M€ / 46 M€ ²¹	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	3,4			IUS	3,4		
	VAN _{PDS}	70 M€			VAN _{PDS}	70 M€		

²¹ Si registra un incremento costi dovuto ad un aggiornamento delle attività e al contesto socioeconomico attuale.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA									
PNIEC Policy 2030									
Benefici monetari [M€]		Val.	Q.tà						
B1	0								
B2a	0								
B3a	0								
B4	0								
B5a	0								
B5s	0								
B6	0								
B7	0								
B8	0								
B16	0								
B18	0								
B19	0								
Altri benefici non monetari		Val.			Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0					
DE-IT 2035									
Benefici monetari [M€]		Val.	Q.tà						
B1	0								
B2a	0								
B3a	0								
B4	0								
B5a	0								
B5s	0								
B6	0								
B7	0								
B8	0								
B16	0								
B18	0								
B19	0								
Altri benefici non monetari		Val.			Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0					
DE-IT 2040									
Benefici monetari [M€]		Val.	Q.tà						
B1	0								
B2a	5	48,1 GWh						5	
B3a	1	0,034 GWh						1	
B4	0								
B5a	1	5,8 GWh						1	
B5s	0								
B6	0								
B7	5							5	
B8	0								
B16	0								
B18	0								
B19	0								
Altri benefici non monetari		Val.			Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0					
PNIEC Slow 2035									
Benefici monetari [M€]		Val.	Q.tà						
B1	0								
B2a	0								
B3a	0								
B4	0								
B5a	0								
B5s	0								
B6	0								
B7	0								
B8	0								
B16	0								
B18	0								
B19	0								
Altri benefici non monetari		Val.			Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0					
PNIEC Slow 2040									
Benefici monetari [M€]		Val.	Q.tà						
B1	0								
B2a	0								
B3a	0								
B4	0								
B5a	0								
B5s	0								
B6	0								
B7	0								
B8	0								
B16	0								
B18	0								
B19	0								
Altri benefici non monetari		Val.			Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0					
B1 - SEW			B2a - Perdite di rete [M€]		B3a- Riduzione ENF [M€]		B4 - Costi evitati o differiti [M€]		
B5a - OG [M€]			B5s - OG [M€]		B6 - Investimenti evitati [M€]		B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]		
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]			B16 - Opex Evitati o differiti [M€]		B18 - Riduzione CO ₂		B19 - Rid. NOx, SOx, PM		



STAZIONE 380 kV BOVISIO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
137-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2006 ²² 2010 ²³				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di Bovisio, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. È stata inoltre installata una reattanza di circa 285 MVar presso lo stesso impianto.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2027			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a sole aree di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Adeguamento SE Bovisio	Fase 5	Fase 5		2013		2013	2027	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Installazione di un banco di reattanze trasversali da 285 MVar presso SE Bovisio	Compl.	Compl.		2013		2013	2015	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
4 M€ / 6 M€								

²² Si riferisce all'adeguamento impianto.

²³ Si riferisce all'installazione della reattanza.

STAZIONE 380 kV BRUGHERIO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
138-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2007				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di Brugherio, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. I lavori saranno realizzati scaglionando le attività sulle apparecchiature per ordine di priorità.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2027			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a sole aree di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Adeguamento della SE Brugherio	Fase 5	Fase 5		2015		2015	2027	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
1 M€ / 2 M€								



STAZIONE 380 kV TAVAZZANO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
142-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2007				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di Tavazzano, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. I lavori saranno realizzati scaglionando le attività sulle apparecchiature per ordine di priorità.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO				
				2030				
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a sole aree di stazioni.								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Adeguamento SE Tavazzano	Fase 5	Fase 5		2015		2015	2028	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
ATR 380/220 kV SE Tavazzano	Fase 1	Fase 1		2027		2029	2030	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
2 M€ / 8 M€								

STAZIONE 380 kV TURBIGO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
143-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2006 ²⁴ 2010 ²⁵				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di Turbigo, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. Contestualmente è stata installata una reattanza di circa 285 MVar presso lo stesso impianto di Turbigo.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2035			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a sole aree di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Adeguamento della SE Turbigo	Fase 2	Fase 1		2025		2029	2035	
Installazione di un banco di reattanze trasversali da 258 MVar presso SE Turbigo	Compl.	Compl.		2015		2016	2017	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
3 M€ / 37M€								

²⁴ Si riferisce all'adeguamento impianto.²⁵ Si riferisce all'installazione della reattanza.



ELETTRODOTTO 132 kV CEDRATE - CASORATE								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
149-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2013				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di garantire migliori standard di sicurezza di alimentazione del carico locale si rende necessario rimuovere le attuali limitazioni presenti sull'elettrodotto 132 kV "Cedrate - Casorate" in modo da consentire lo sfruttamento della linea alla piena potenza.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2032		2034			2038			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	7					1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Adeguamento portata elettrodotto 132 kV Cedrate – Casorate	Fase 1	Fase 1		2032		2034	2038	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ /12 M€								

STAZIONE 220 kV TIRANO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
152-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2017				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di garantire un adeguato profilo di tensione sulle lunghe direttrici 220 kV che collegano l'alta Valtellina ai carichi dell'area di Milano si prevederà l'installazione presso la SE 220 di Tirano di un banco di reattanze.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2025			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a sole aree di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Installazione reattore presso SE 220 kV Tirano	Fase 5	Fase 5		2021		2023	2025	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
2 M€ / 4 M€								



RIASSETTO RETE 132 kV AREA RHO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
153-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2017				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di aumentare l'affidabilità e la sicurezza della rete 132 kV sottesa fra le stazioni di Baggio e Ospiate sarà studiata la possibilità di realizzare una nuova stazione di smistamento in prossimità dell'attuale Cabina Primaria di Rho, raccordando anche la rete ex-RFI, e rimuovendo le limitazioni sugli attuali elettrodotti 132 kV "Ospiate – Lainate", "Lainate – Rho" e "Rho – Settimo". Le attività consentiranno un miglioramento degli attuali profili di tensione dell'area e un aumento dei margini di adeguatezza per la copertura dei carichi presenti e futuri.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2030		2035			2040			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	15				4			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuova SE 132 kV presso la S/E Rho	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Elettrodotto 132 kV "Ospiate - Lainate"	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Elettrodotto 132 kV "Lainate - Rho"	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Elettrodotto 132 kV "Rho - Settimo"	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
<1 M€ / 50 M€	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	2,9			IUS	2,9		
	VAN _{PDS}	58 M€			VAN _{PDS}	58 M€		

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0,3	5,8 GWh		0,3
B3a	12	0,614 GWh		12
B4	0			
B5a	-0,2	-1,6 GWh		-0,2
B5s	0			
B6	0			
B7	-2			-2
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari		Val.			Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM



RIASSETTO LAGO DI COMO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
154-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2018				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di ottenere una maggiore sinergia con la rete RFI e adeguare l'alimentazione dell'area sottesa dall'impianto di Lecco, sarà potenziato il tratto Lecco-Bulciago e realizzato collegamento tra gli impianti di Lecco RFI e Lecco CP. Successivamente sarà possibile una razionalizzazione consistente della rete 66 kV fra Delebio e Lecco.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2029		2034			2039			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Legato da accordi con terzi.				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	18		2		5			
Dismissione	67		10		17			
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Linea 132 kV Lecco-Bulciago	Fase 2	Fase 2		2035		2037	2039	L'attività è legata a interventi necessari su impianti di RFI. Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Linea 132 kV Lecco CP- Lecco RFI	Fase 2	Fase 2		2029		2034	2037	L'attività è legata a interventi necessari su impianti di RFI. Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Rete 66 kV Lecco-Delebbio	Fase 2	Fase 2		2029		2034	2037	L'attività è legata a interventi necessari su impianti di RFI. Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 16 M€								

RAZIONALIZZAZIONE RETE 132 kV CISLAGO – CASTELLANZA – OLGiate O.								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
156-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2018				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di incrementare la qualità del servizio della rete sottesa dalla stazione di Cislago sarà prevista la rimozione delle limitazioni esistenti sul tratto dell'elettrodotto 132 kV Castellanza – Olgiate e contestualmente saranno eseguite attività volte al miglioramento dell'esercizio degli schemi di rete attuali.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025		2028			2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	2				1			
Dismissione	2				1			
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Linea 132 kV Castellanza - Olgiate	Fase 2	Fase 1		2025		2028	2030	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 10 M€								



RIASSETTO RETE 220 kV A NORD DI MILANO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
161-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2019				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
È previsto il riassetto della rete a 220kV presente nell'area a Nord di Milano realizzando un collegamento diretto tra gli impianti di Ricevitrice Sesto e Ricevitrice Nord MI mediante l'utilizzo di asset esistenti. Il nuovo assetto rete consentirà di aumentare la flessibilità di esercizio dell'area.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2026		2030			2034			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Impatti non significativi								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Realizzazione collegamento diretto linea 220 kV R. Nord – Rise Sesto	Fase 1	Fase 1		2026		2030	2034	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Realizzazione collegamento diretto linea 220 kV Cassano – Rise Sesto	Fase 1	Fase 1		2026		2030	2034	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 1 M€								

RIASSETTO RETE AT AREA BORDOGNA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
162-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2019				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Nell'area Nord della provincia di Bergamo, in prossimità dell'impianto di Bordogna, verranno eseguiti lavori di rifacimento e rimozione limitazioni delle linee esistenti con successiva dismissione dell'impianto di Lenna al fine di garantire un miglioramento della qualità del servizio della afferente rete 132 kV dell'area.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2032		2034			2037			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	36		11		2			
Dismissione	63		23		3			
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Collegamento diretto Morbegno – Brugherio	Fase 1	Fase 1		2032		2034	2037	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Potenziamento Moio de Calvi-S.P.d'Orzio	Fase 1	Fase 1		2032		2034	2037	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
0 M€ / 29 M€	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	4,2			IUS	4,2		
	VAN _{PDS}	62 M€			VAN _{PDS}	62 M€		



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari		Val.			Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	5	43 GWh
B3a	-0,3	-0,016 GWh
B4	0	
B5a	1	10,1 GWh
B5s	0	
B6	0	
B7	2	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM

RIASSETTO NORD DI BRESCIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
163-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2019				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT, con conseguente significativa riduzione delle microinterruzioni nell'area Nord di Brescia caratterizzata dalla presenza di numerose utenze industriali di varia tipologia, è prevista la realizzazione di una nuova Stazione Elettrica 132 kV collegata alle direttrici delle SE Nave e Travagliato. Conseguentemente l'area interessata beneficerà di un miglioramento in termini di qualità di servizio e di Energia non fornita evitata (ENF).								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2028		2030			2035			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	9				2			
Dismissione	7				2			
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuova S/E 132 kV di smistamento e raccordi alle direttrici Nave e Travagliato	Fase 1	Fase 1		2028		2030	2035	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Interramento DT 132 kV Nave - Ori Martin-S. Bartolomeo	Fase 1	Fase 1		2028		2030	2035	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
0 M€ / 26 M€	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	3,6			IUS	3,6		
	VAN _{PDS}	48 M€			VAN _{PDS}	48 M€		



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	-0,5	-3,9 GWh	-0,5	
B3a	0			
B4	0			
B5a	-0,1	-0,1 GWh	-0,1	
B5s	0			
B6	0			
B7	1			1
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari		Val.			Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	2	9,7 GWh		2
B3a	0			
B4	0			
B5a	1	9 GWh		1
B5s	0			
B6	0			
B7	4			4
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

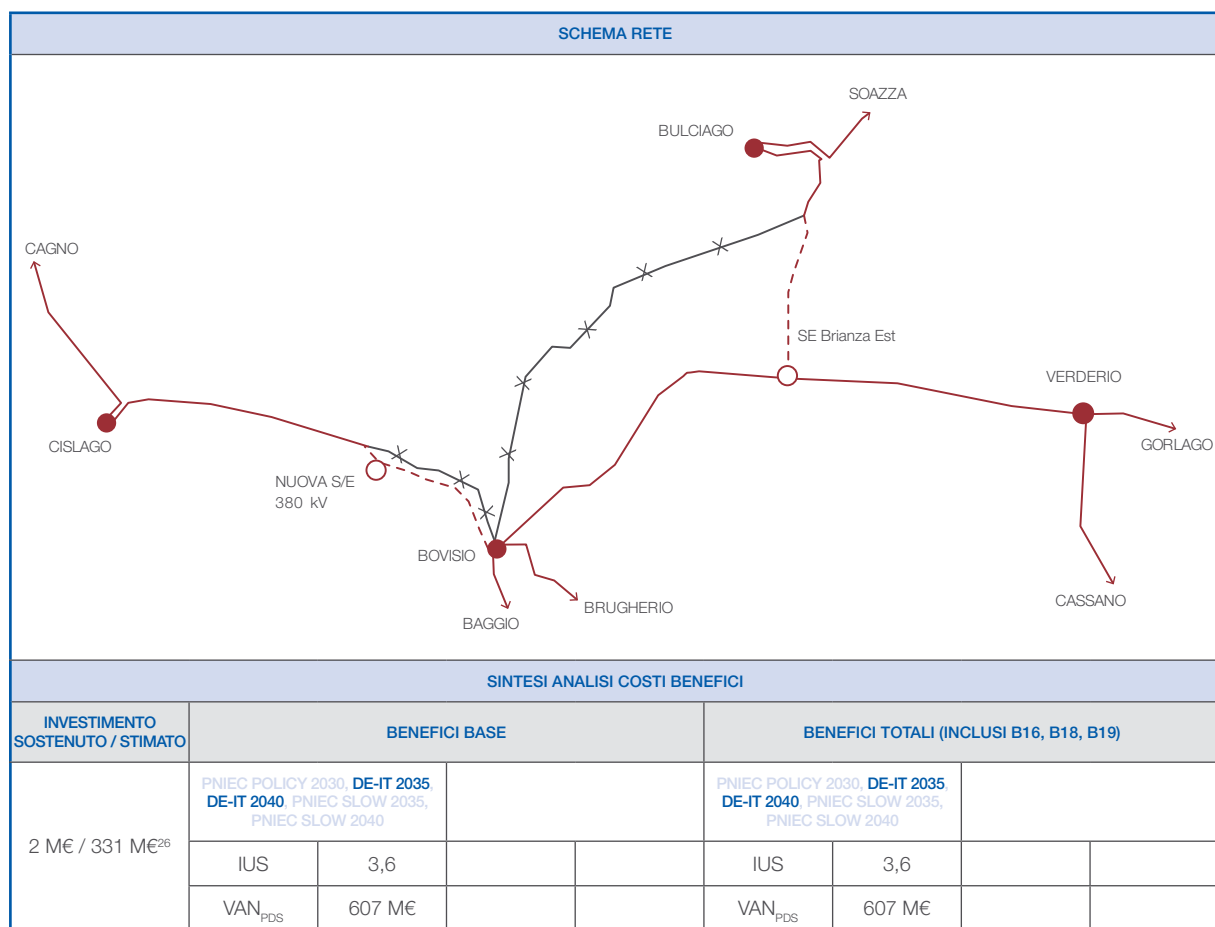
B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM

RISOLUZIONE DERIVAZIONE RIGIDA CP GRAVEDONA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
164-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2019				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT, con conseguente significativa riduzione delle microinterruzioni nell'area della provincia di Como, è prevista la realizzazione di una stazione presso la località Dongo per superare l'attuale configurazione in doppia derivazione rigida della CP di Gravedona. Conseguentemente l'area interessata beneficerà di un miglioramento in termini di qualità di servizio e di Energia non fornita evitata (ENF) e il pieno sfruttamento della produzione da fonte rinnovabile. Sono in corso valutazioni che prevedono l'installazione di organi di manovra su palo.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2026		2029			2032			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	2				1			
Dismissione	3				1			
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuova S/E 132 kV di smistamento Dongo	Fase 2	Fase 1		2026		2029	2032	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Raccordi 132 kV alla linea Campo – Albano MI	Fase 2	Fase 1		2026		2029	2032	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 21 M€								



RAZIONALIZZAZIONE RETE 380 kV BRIANZA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
165-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2020				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La porzione di rete primaria della Brianza è interessata da notevoli transiti di energia, essenzialmente per motivi legati all'import con la Svizzera e al carico ingente della regione. Il contesto nel quale si va a inserire questo intervento di sviluppo è un'area fortemente interessata da un'intensa urbanizzazione. In tal senso si attuerà una razionalizzazione della porzione di rete presente nell'area della Brianza in modo da consentire una migliore gestione dei transiti di energia e, al tempo stesso, ottimizzare l'utilizzo dei corridoi elettrici presenti in zona, riducendone l'impatto sul territorio. L'intervento di sviluppo rete evita l'introduzione di nuovi elettrodotti e, attraverso il riutilizzo di quelli esistenti, opportunamente modificati in funzione delle analisi tecniche, consente di garantire le condizioni di sicurezza e affidabilità della rete di trasmissione. L'impatto atteso in termini di territorio occupato dalle nuove infrastrutture sarà ottimizzato in modo tale da non gravare sulle aree interessate e creare benefici sia per il sistema elettrico che per il territorio. In linea generale l'intervento consentirà una migliore gestione dei flussi di energia nell'area e di incrementare la qualità del servizio. Principalmente il progetto prevede la variazione di tracciato dell'elettrodotto 380kV Bulciago-Bovisio con la conseguente demolizione di porzioni di linee aeree 380kV afferenti nell'area. L'intervento di Sviluppo in questione farà sinergia con quello presente nei piani precedenti "Razionalizzazione della Valtellina fase B" in quanto il nuovo elettrodotto si andrà a raccordare alla futura S/E 380 kV già prevista. La Stazione elettrica esistente di Cesano Maderno verrà ampliata con una nuova sezione a 380 kV alla quale verrà raccordata l'attuale linea 380 kV Cislago - Bovisio. Il complesso di tali opere consentirà di superare gli eventuali limiti di rete presenti nella porzione di rete e garantire una gestione più flessibile della porzione di rete di trasmissione in questione anche in funzione dei futuri progetti di sviluppo di interconnessione.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025		2027			2035			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	18		1		3			
Dismissione	26		2		10			
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuovo elettrodotto 380 kV Bulciago – nuova S/E 380 kV Brianza Est	Fase 2	Fase 2		2026		2032	2035	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Nuova S/E 380 kV nell'area di Cesano Maderno	Fase 3	Fase 3	EL-536	2025		2027	2035	In data 05 Settembre 2022 è stata depositata nuova istanza di autorizzazione presso il MITE. Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Raccordi 380 kV della linea Cislago - Bovisio alla Nuova S/E 380 kV	Fase 3	Fase 3	EL-536	2025		2027	2035	In data 05 Settembre 2022 è stata depositata nuova istanza di autorizzazione presso il MITE. Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.



²⁶ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	7	122,3 GWh	7	
B3a	0,1	0,001 GWh	0,1	
B4	0			
B5a	1	10,4 GWh	1	
B5s	0			
B6	0			
B7	9		9	
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari		Val.			Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	23	338,5 GWh	23	
B3a	5	0,265 GWh	5	
B4	0			
B5a	14	139,2 GWh	14	
B5s	0			
B6	0			
B7	46		46	
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

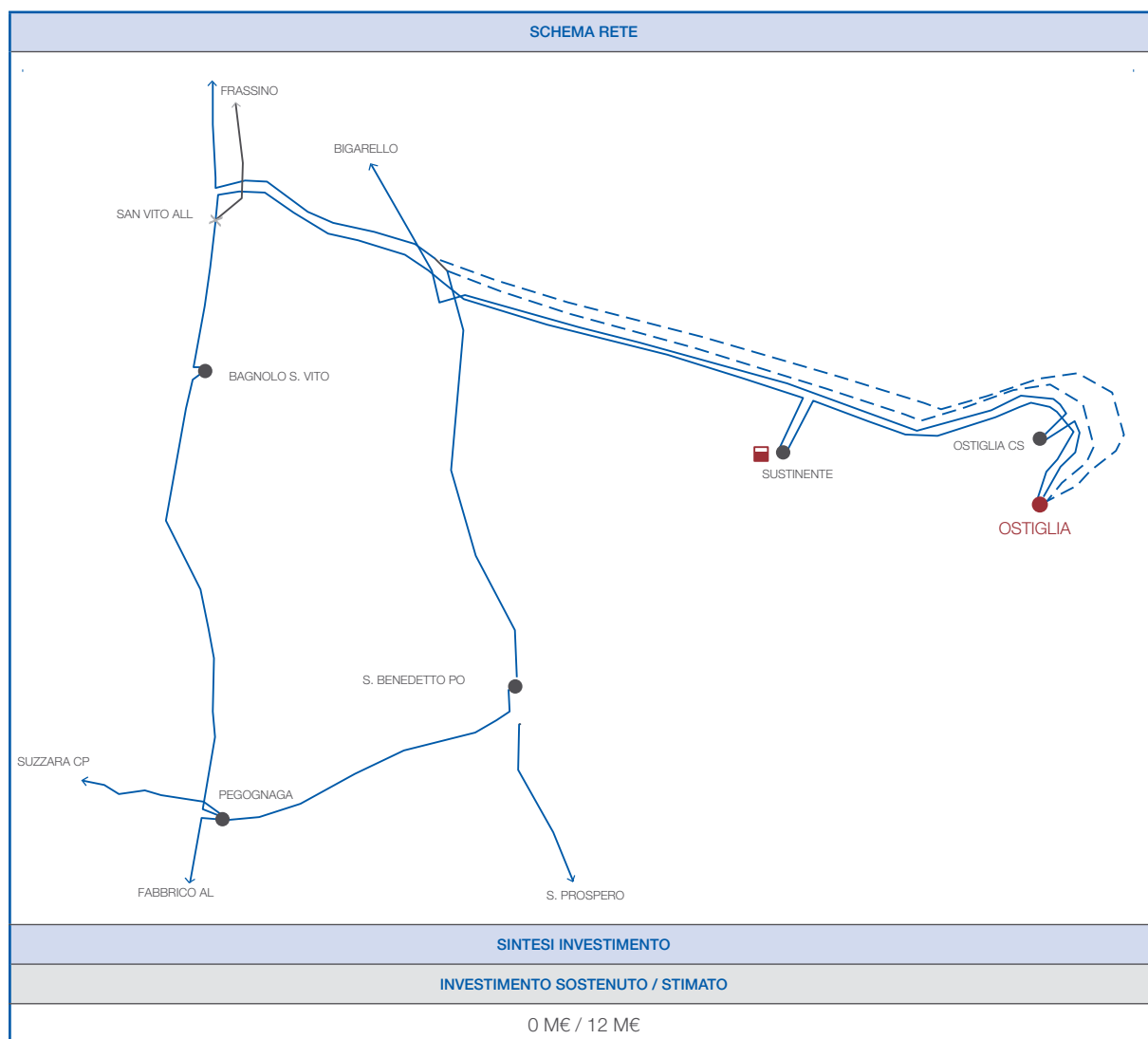
B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a- Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM

RISOLUZIONE ANTENNA CP LISCATE								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
166-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2020				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti afferenti la Cabina Primaria 132 kV di Liscate, è prevista la risoluzione dell'attuale connessione in antenna prevedendo la richiusura a nord mediante la realizzazione di due collegamenti verso l'impianto di Pozzuolo e Gorgonzola. Inoltre, sarà prevista la risoluzione del nodo a tre estremi di Pozzuolo. L'intervento, fornendo una seconda via di alimentazione all'utente in questione, provvederà alla riduzione del rischio ENF.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2026		2032			2034			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	5							
Dismissione	5							
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuovo stallo CP Liscate	Fase 2	Fase 1		2026		2032	2034	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Raccordi 132 kV alla linea Campo – Albano MI	Fase 2	Fase 1		2026		2032	2034	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 12 M€								



RIASSETTO RETE 132 kV TRA MANTOVA E OSTIGLIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
168-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2021				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
In sinergia con l'intervento di sviluppo 350-P Elettrodotto 220 kV Colunga-Bussolengo, è prevista la rimozione della connessione in antenna dell'attuale impianto a 132 kV San Benedetto Po' di proprietà e-distribuzione e la rimagliatura della centrale di Ostiglia sfruttando asset esistenti. Inoltre, sarà migliorata la connessione della CP di Mantova. L'area interessata beneficerà di un miglioramento in termini di qualità del servizio e di energia non fornita evitata.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2028		2030			2033			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
350-P Elettrodotto 220 kV Colunga – Bussolengo								
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	37							
Dismissione	21					1		
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Raccordi 132 kV CP San Benedetto Po	Fase 1	Fase 1		2028		2030	2033	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Raccordi 132 kV Ostiglia centrale	Fase 1	Fase 1		2028		2030	2033	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Risoluzione T-rigido San Vito e raccordi 132 kV della CP Mantova alla futura direttrice Mozzecane- Ostiglia	Fase 1	Fase 1		2028		2030	2033	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.





RIASSETTO RETE TRA TAVAZZANO E COLÀ								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
169-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2021				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di migliorare l'affidabilità e la sicurezza dell'esercizio della rete AT nell'area compresa tra gli impianti di Tavazzano e Colà è previsto l'adeguamento dell'elettrodotto a 220 kV Tavazzano – Colà e la realizzazione di una nuova S/E 220 kV al fine di migliorare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT e superare le attuali limitazioni di esercizio.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2026		2035			2040			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	4				1			
Dismissione	2							
Dismissione e Realizzazione	107		1		4			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Rimozione limitazioni 220 kV Tavazzano - Colà	Fase 1	Fase 1		2026		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Nuova S/E 220/132 kV	Fase 1	Fase 1		2026		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SCHEMA RETE								
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
0 M€ / 78 M€	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	2,5			IUS	2,5		
	VAN _{PDS}	69 M€			VAN _{PDS}	69 M€		

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	1	9,6 GWh		1
B3a	13	0,623 GWh		13
B4	0			
B5a	-0,3	-3,4 GWh	-0,3	
B5s	0			
B6	0			
B7	0,2			0,2
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari		Val.			Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5a	0			
B5s	0			
B6	0			
B7	0			
B8	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM



RIASSETTO RETE TRA CISLAGO E DALMINE			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
170-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2021		Lombardia	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
Al fine di migliorare l'affidabilità e la sicurezza dell'esercizio della rete AT nell'area di Monza/Brianza si prevede il declassamento a 132 kV d una parte della linea 220 kV Dalmine – Cislago dalla S/E Verderio alla S/E Desio. In concomitanza si raccorderà tale linea 220 kV alla S/E Verderio ottenendo un nuovo collegamento 220 kV Dalmine –Verderio. L'attuale linea 220 kV Dalmine – Cislago, nella parte più a ovest, verrà raccordato a Cesano Maderno, realizzando un collegamento 220 kV Cislago – Cesano Maderno in modo da demolire una parte di linea che attualmente si trova in zone fortemente antropizzate.			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2028	2029	2034	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	9	1	2
Dismissione	9	1	3
Dismissione e Realizzazione	18	1	4

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Demolizione di alcune tratte del 220 kV Cislago - Dalmine	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2034	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Raccordi a 220 kV S/E Verderio	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2034	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Raccordi a 132 kV S/E Verderio	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2034	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Raccordi 220 kV S/E Cesano M.	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2034	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Riassetto rete 132 kV Nord Brianza	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2034	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Scrocio direttrici 132 kV Ciserano – Gorlago e Verderio – Gorlago	Fase 1			2028		2029	2030	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 11 M€								



NUOVA STAZIONE 380 kV GREGGIO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
171-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2021				Piemonte		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
È prevista la realizzazione di una nuova stazione 380 kV da collegare in entra-esce all'elettrodotto 380 kV Rondissone-Turbigo, con contestuale adeguamento dell'esistente stazione 132 kV di Greggio. L'intervento proposto consentirà la risoluzione della derivazione rigida in prossimità dell'impianto e la realizzazione di una trasformazione 380/132 kV dedicata all'alimentazione della dorsale ferroviaria AV/AC, così da garantire adeguati margini di sicurezza e incremento della qualità del servizio.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2028		2035			2040			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo ad area di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuova stazione 380 kV e raccordi	Fase 1	Fase 1		2028		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Adeguamento SE 132 kV e raccordi	Fase 1	Fase 1		2028		2035	2040	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 19 M€								

NUOVO ELETTRODOTTO 132 kV CORNEGLIANO LAUDENSE-PIEVE FISSIRAGA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
172-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2023				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Il nuovo collegamento previsto tra le stazioni di Cornegliano Laudense e Pieve Fissiraga ha lo scopo di risolvere l'alimentazione in antenna della SSE Pieve Fissiraga che alimenta la linea in Alta Velocità nella tratta compresa tra Milano e Bologna. La realizzazione del nuovo collegamento consentirà il superamento di tale criticità garantendo più ampi margini di sicurezza.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2027		2034			2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	3		0		2			
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuovo stallo 132 kV nella S/E Cornegliano Laudense	Fase 1	Fase 1		2027		2034	2036	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Nuovo stallo 132 kV nella S/E Pieve Fissiraga	Fase 1	Fase 1		2027		2034	2036	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Nuovo collegamento 132 kV tra la S/E Pieve Fissiraga e la S/E Cornegliano Laudense	Fase 1	Fase 1		2027		2034	2036	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 7 M€								

4.3.2 Schede interventi in valutazione Area Nord

Riassetto rete AT area Bordogna

Cod. 162-S

Nell'area Nord della provincia di Bergamo, in prossimità dell'impianto di Bordogna, verranno eseguiti lavori di rifacimento e rimozione limitazioni delle linee esistenti con successiva dismissione dell'impianto di Lenna al fine di garantire un miglioramento della qualità del servizio della afferente rete 132 kV dell'area.

Motivazioni: In relazione alla variazione delle condizioni al contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza

Cod. 105-S

L'intervento prevede la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV tra la rete AAT della provincia di Pavia e la rete a 380 kV afferente al nodo di La Casella (PC).

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, all'incertezza sulla fattibilità e ad alternative offerte da nuove soluzioni tecnologiche, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Elettrodotto 132 kV "Solaro – Arese"

Cod. 107-S

L'intervento prevede il potenziamento dell'elettrodotto "Solaro – Arese" e contestualmente sarà verificata la possibilità di superare l'attuale configurazione in derivazione rigida su Ospiate.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Nuova stazione 132 kV Ternate

Cod. 133-S

L'intervento prevede una nuova stazione 132 kV di smistamento in luogo delle attuali derivazioni rigide di Holcim e Whirpool.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Elettrodotto 132 kV "Novara Sud – Magenta"

Cod. 110-S

L'intervento prevede il potenziamento della direttrice a 132 kV "Novara Sud – Sarpom (NO) – Reno dei Medici (MI) – Edison Boffalora (MI) – Magenta (MI)".

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Elettrodotto 132 kV “Biassono - Desio”

Cod. 111-S

Al fine di aumentare la qualità e la sicurezza di esercizio è stata pianificata la rimozione degli attuali vincoli di rete presenti lungo la direttrice 132 kV tra gli impianti di Desio e Biassono. Allo stesso tempo è stata valutata la soluzione più idonea per superare l'attuale schema di rete in cui è presente il collegamento in derivazione rigida presso l'impianto di Sovico.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Razionalizzazione 380 – 132 kV di Brescia

Cod. 114-S

Le attività prevedono un riassetto della rete a 132 kV con potenziamento della rete locale tra le stazioni di Nave e Travagliato. L'intervento prevede in particolare la realizzazione di:

- una nuova stazione 380/132 kV alla quale saranno raccordate e riconfigurate le linee 132 kV presenti nell'area;
- nuovi collegamenti RTN a 380 kV che, a partire dalla nuova stazione, colleghino e raccordino sul sistema 380 kV l'utenza altamente energivora e disturbante (utenza Alfa Acciai) attualmente connessa alla rete 132 kV;
- nuovo collegamento tra la stazione di S.Eufemia, la CP Ziziola e la stazione 380/132 kV.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Riassetto rete 132 kV Monza/Brianza

Cod. 118-S

Le attività prevedono alcuni interventi di potenziamento della rete 132 kV.

L'intervento prevede in particolare:

- il potenziamento delle linee “Brugherio – Monza Est”, “Monza Est – CP Arcore”, “Arcore Enel – Biassono” e della linea “Rise Sesto – Arcore Edis”;
- l'eliminazione della derivazione rigida di Lenna All., realizzando così due collegamenti separati “Rise Sesto – Brugherio” e “Lenna – Brugherio”;
- l'installazione di un congiuntore di sbarra presso l'impianto di Rise.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Nuova stazione 132 kV Civate

Cod. 911-S

È prevista la realizzazione di una nuova stazione di smistamento collegata in entra - esce alla direttrice 132 kV tra gli impianti di Civate e Tassara, mediante la quale saranno eliminati gli esistenti collegamenti in derivazione rigida di Civate e Forgiatura Morandini.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.



Elettrodotto 132 kV “Cesano B. – Corsico”

Cod. 150-S

È prevista la rimozione delle attuali limitazioni presenti sull'elettrodotto 132 kV “Cesano B. - Corsico”.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Riassetto rete AT area Como

Cod. 120-S

Al fine di migliorare la qualità del servizio è prevista la rimozione derivazione rigida sull'elettrodotto 132 kV “Cislago – der. Meda – Mariano”.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Riassetto rete AT area Lecco (LC)

Cod. 121-S

Al fine di migliorare la capacità di trasporto della rete AT nell'area di Lecco, è stata pianificata la rimozione delle limitazioni esistenti sull'elettrodotto 132 kV “Bonacina – Olginate”.

Motivazioni: In relazione alla variazione delle condizioni al contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

4.3.3 Schede Area Nord degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e S.M.I.

INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE CON LA SVIZZERA AI SENSI DELLA LEGGE 99/2009 E S.M.I.								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
1-I								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2010						Nord - Svizzera		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
L'intervento è previsto ai sensi dell'articolo 32 della legge 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese nonché in materia di energia". Il progetto prevede lo sviluppo di nuove linee di trasmissione fra Italia e Svizzera sia in corrente alternata sia in corrente continua finalizzate a incrementare la capacità di scambio tra Svizzera e Italia. Al fine di tener conto delle osservazioni emerse nel corso dell'iter autorizzativo (procedimento EL-330), il progetto S. Giacomo (Identificativo "1-I" del PdS 2019 e Identificativo "31" del TYNDP 2018) è attualmente in corso di revisione. Terna sta parallelamente valutando ogni ulteriore iniziativa finalizzata all'incremento della capacità di trasporto sulla frontiera Italia-Svizzera per rispondere alle disposizioni della legge 99/2009. Pertanto, sino a quando non sarà definita in dettaglio la soluzione elettrica da implementare con opportuni interventi di rete, non risulta possibile stimare costi e benefici associati all'opera.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER	Qualità del Servizio			
				Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza			
				Integrazione RFI	Transizione energetica			
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
		TBD			TBD			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Interconnessione Italia - Svizzera	Fase 1	Fase 1						In corso analisi e valutazione per identificazione di un corridoio alternativo.
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
TOTAL TRANSFER CAPACITY								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
TBD								

4.4 Area Sardegna



2

Interventi per la
Decarbonizzazione

5

Interventi per
la Sicurezza e
Resilienza

4.4.1 Schede interventi pianificati Area Sardegna

ELETTRODOTTO 150 kV PERDAS – GONI								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
704-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2011				Sardegna		Sardegna		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
L'area compresa tra i nodi di Perdas e Goni è alimentata da una direttrice 70 kV la quale attualmente collega gli impianti di Perdasdefogu – Uvini – Goni. La direttrice, caratterizzata da tecnologie ormai obsolete che ne limitano l'efficienza operativa, presenta un livello di affidabilità piuttosto basso, comportandone una qualità e affidabilità del servizio non sempre adeguate. Per questi motivi, l'intervento prevede il riclassamento dell'intera direttrice al livello di tensione 150 kV migliorando la sicurezza e l'esercizio della zona.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2032		2035			2037			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	24							
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Elettrodotto 150 kV Perdas – Uvini – Goni	Fase 1			2032		2035	2037	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 5 M€								



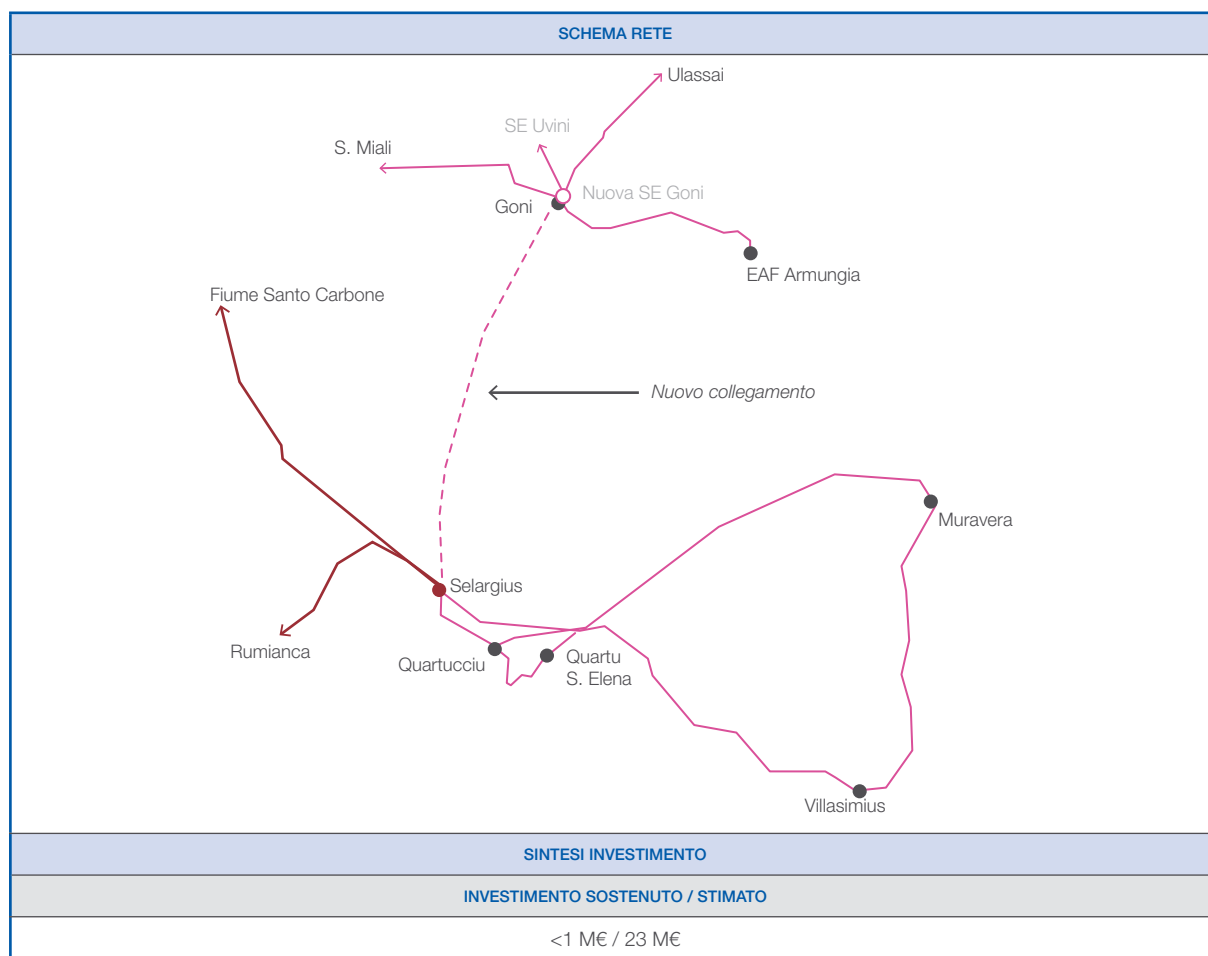
ELETTRODOTTO 150 kV SE S.TERESA – BUDDUSÒ			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
707-P			RIP 2017
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2003		Sardegna	Sardegna
DESCRIZIONE INTERVENTO			
Al fine di potenziare la rete Nord della Sardegna, e mantenere un adeguato livello di sicurezza della rete e della qualità della fornitura, saranno realizzati nei prossimi anni: - tre nuove stazioni di smistamento in adiacenza alle attuali cabine primarie di S.Teresa, Tempio e Buddusò; - un nuovo elettrodotto 150 kV tra le future SE S. Teresa (OT), Tempio (OT) e Buddusò (OT) come descritte al punto precedente.			
L'intervento, che incrementerà la magliatura dell'area Nord Occidentale dell'Isola, garantirà una alimentazione dei carichi con maggiori margini di sicurezza e un migliore sfruttamento degli impianti da fonti rinnovabili presenti e previsti nell'area. Contestualmente presso la nuova SE di S.Teresa sarà attestato il collegamento con la Corsica, denominato SAR.CO, attualmente connesso all'impianto del distributore.			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO
			2031
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	92	1	
Dismissione	6	3	
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA-MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ-ZAZIONE			
Nuova stazione RTN in adiacenza alla CP S.Teresa	Compl.	Compl.	EI – 297	Sett-2012	2014	2017	2019	In data 14 Maggio 2014 è stata autorizzata la SE 150 kV di Santa Teresa e opere connesse (239/ EL-297/209/2014). L'anticipo della tempistica di completamento è correlato a un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività.
Nuovo elettrodotto 150 kV S. Teresa – Tempio – Buddusò e le stazioni 150 kV di Tempio e di Buddusò con i relativi raccordi	Fase 4	Fase 3	EL – 327	Ott-2014	2024	2027	2031	In data 23 dicembre 2024 l'opera è stata autorizzata dal MASE. Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Installazione batteria condensatori SE Tempio 2x27 MVar	Fase 1	Fase 1		2030		2030	2031	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Installazione batteria condensatori SE Buddusò 2x27 MVar	Fase 1	Fase 1		2030		2030	2031	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Installazione reattore SE S.Teresa 54 MVar	Fase 1	Fase 1		2030		2030	2031	
SCHEMA RETE								
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO ²⁷					RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI			
14 M€ / 108 M€					Piano di Sviluppo 2017			

²⁷ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



ELETTRRODOTTO 150 kV SELARGIUS – GONI								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
708-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2004				Sardegna		Sardegna		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di rafforzare la rete a 150 kV dell'Ogliastra e di migliorare il servizio di trasmissione, favorendo anche una maggiore integrazione della produzione da fonti rinnovabili, sarà realizzato un nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE di Selargius e una nuova SE 150 kV da realizzare presso l'attuale cabina primaria di Goni. A tale nuova stazione saranno inoltre raccordate le linee esistenti di collegamento con i nodi a 150 kV di S.Miali, EAF Armungia, Ulassai, Taloro, oltre alla stessa CP Goni. In anticipo con quanto descritto, e in accordo con il Distributore, si provvederà alla rimozione delle limitazioni sulle attuali linee 150 kV “Santu Miali – Goni” e “Santu Miali – Villasor”, garantendo un uso più efficiente della generazione rinnovabile connessa all'attuale anello dell'Ogliastra.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2033			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Rimozione limitazioni presenti su impianti esistenti vincolata al raggiungimento di accordi con il distributore titolare degli stessi.				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	30					2		
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Elettrodotto 150 kV “Selargius-Goni”	Fase 2	Fase 2		2026		2031	2033	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Elettrodotti 150 kV “Santu Miali – Goni” e “Santu Miali– Villasor”	Compl.	Compl.		2022		2022	2022	Attività vincolata a completamento opere su impianti e-distribuzione.





ADEGUAMENTO SE RUMIANCA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
724-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2018				Sardegna		Sardegna		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
L'impianto di Rumianca è, e lo sarà anche in futuro, fondamentale per la gestione in sicurezza della rete dell'area Sud della Sardegna. Tale ruolo è andato rafforzandosi anche in funzione degli impianti di generazione da fonte rinnovabile non programmabile collegati nel corso degli ultimi anni, e della recente entrata in servizio del cavo 150 kV "Cagliari Sud – Rumianca" e del banco di reattori per la stabilizzazione dei livelli di tensione. A fronte di ciò si rende necessario intervenire aumentando la flessibilità di esercizio della sezione 150 kV al fine di garantire un migliore sfruttamento della capacità rinnovabile collegata e un aumento dei margini di sicurezza della stessa rete 150 kV sottesa all'impianto. Sarà prevista inoltre l'installazione di un ulteriore capacità di trasformazione.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2027			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a sole aree di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Adeguamento sezione 150 kV Rumianca	Compl	Compl.		2020		2021	2022	
Installazione ATR 380/220 kV	Fase 4	Fase 1		2023		2024	2027	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Installazione ATR 220/150 kV	Fase 4	Fase 1		2023		2024	2027	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Adeguamento sezione 220 kV Rumianca	Fase 4	Fase 1		2023		2024	2027	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
5 M€ / 25 M€								

RIASSETTO RETE AREA RUMIANCA/S.GILLA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
731-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2021				Sardegna		Sardegna		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
A causa della limitata capacità di esportazione della produzione rinnovabile e dell'elevato numero di richieste di connessione che insistono in questa porzione di rete, si rileva la necessità di realizzare un riassetto rete per aumentare la capacità di trasporto nell'area di Rumianca, mediante il potenziamento dei collegamenti a 150 kV Rumianca-S.Gilla, Cagliari 4 - S.Gilla. A valle della connessione della nuova CP Assemini in E-E su linea 150 kV Rumianca-S.Gilla, verrà realizzato un collegamento dalla futura CP Assemini alla CP Sestu mediante l'utilizzo di asset esistenti. Tale intervento costituisce un miglioramento della magliatura a sicurezza della continuità del servizio.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2026		2026			2027			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	7							
Dismissione	1				1			
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Potenziamento collegamento 150 kV Rumianca-S.Gilla	Fase 4	Fase 2		2026		2026	2027	
Potenziamento collegamento 150 kV Cagliari 4-S.Gilla	Fase 4	Fase 2		2026		2026	2027	
Raccordo 150 kV fra CP Assemini e CP Sestu	Fase 4	Fase 2		2026		2026	2027	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 6 M€ ²⁸								

²⁸ La soluzione progettuale studiata ha consentito di ottimizzare e efficientare la soluzione tecnologica adottata con un investimento associato minore rispetto al PdS23.

4.4.2 Schede interventi in valutazione Area Sardegna

Adeguamento SE Florinas

Cod. 725-S

Al fine di aumentare la flessibilità di esercizio e di manutenzione della S/E Florinas, verrà realizzato un nuovo sistema di sbarre (doppia sbarra) che andrà a sostituire l'attuale sistema monosbarra.

Motivazioni: In relazione alla variazione delle condizioni al contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Adeguamento SE Ploaghe

Cod. 726-S

Al fine di aumentare la flessibilità di esercizio e di manutenzione della S/E 150 kV Ploaghe, verrà realizzato un nuovo sistema di sbarre (doppia sbarra) che andrà a sostituire l'attuale sistema monosbarra.

Motivazioni: In relazione alla variazione delle condizioni al contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Adeguamento SE Tula

Cod. 727-S

La SE 150 kV Tula, realizzata per la connessione di un impianto eolico, necessita di un nuovo sistema di sbarre (doppia sbarra) in quanto l'attuale layout (monosbarra) comporta una scarsa flessibilità di esercizio dell'impianto e forti limiti alla continuità di servizio sia in caso di interventi manutentivi programmati sia nell'eventualità di guasti.

Motivazioni: In relazione alla variazione delle condizioni al contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Adeguamento SE Busachi

Cod. 728-S

La SE 220 kV Busachi, cui afferiscono linee inserite in una direttrice di riaccensione della RTN, necessita di un nuovo sistema di sbarre (doppia sbarra) in quanto l'attuale layout (monosbarra) comporta una scarsa flessibilità di esercizio dell'impianto e forti limiti alla continuità di servizio sia in caso di interventi manutentivi programmati sia nell'eventualità di guasti.

Motivazioni: In relazione alla variazione delle condizioni al contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Adeguamento SE Nurri

Cod. 729-S

Al fine di aumentare la flessibilità di esercizio e di manutenzione della S/E 150 kV Nurri, realizzata per la connessione di un impianto eolico di proprietà Enel, verrà realizzato un nuovo sistema di sbarre (doppia sbarra) che andrà a sostituire l'attuale sistema monosbarra. Si fa notare che le linee afferenti a tale impianto sono inserite nella direttrice di riaccensione dell'Ogliastra.

Motivazioni: In relazione alla variazione delle condizioni al contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Adeguamento SE Ulassai

Cod. 730-S

Al fine di aumentare la flessibilità di esercizio e di manutenzione della S/E 150 kV Ulassai, verrà realizzato un nuovo sistema di sbarre (doppia sbarra) che andrà a sostituire l'attuale sistema monosbarra.

Motivazioni: In relazione alla variazione delle condizioni al contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Terna.

www.terna.it

Mercurio GP
Milano

Consulenza strategica
Concept creativo
Graphic design
Impaginazione
Editing

www.mercuriogp.eu

