

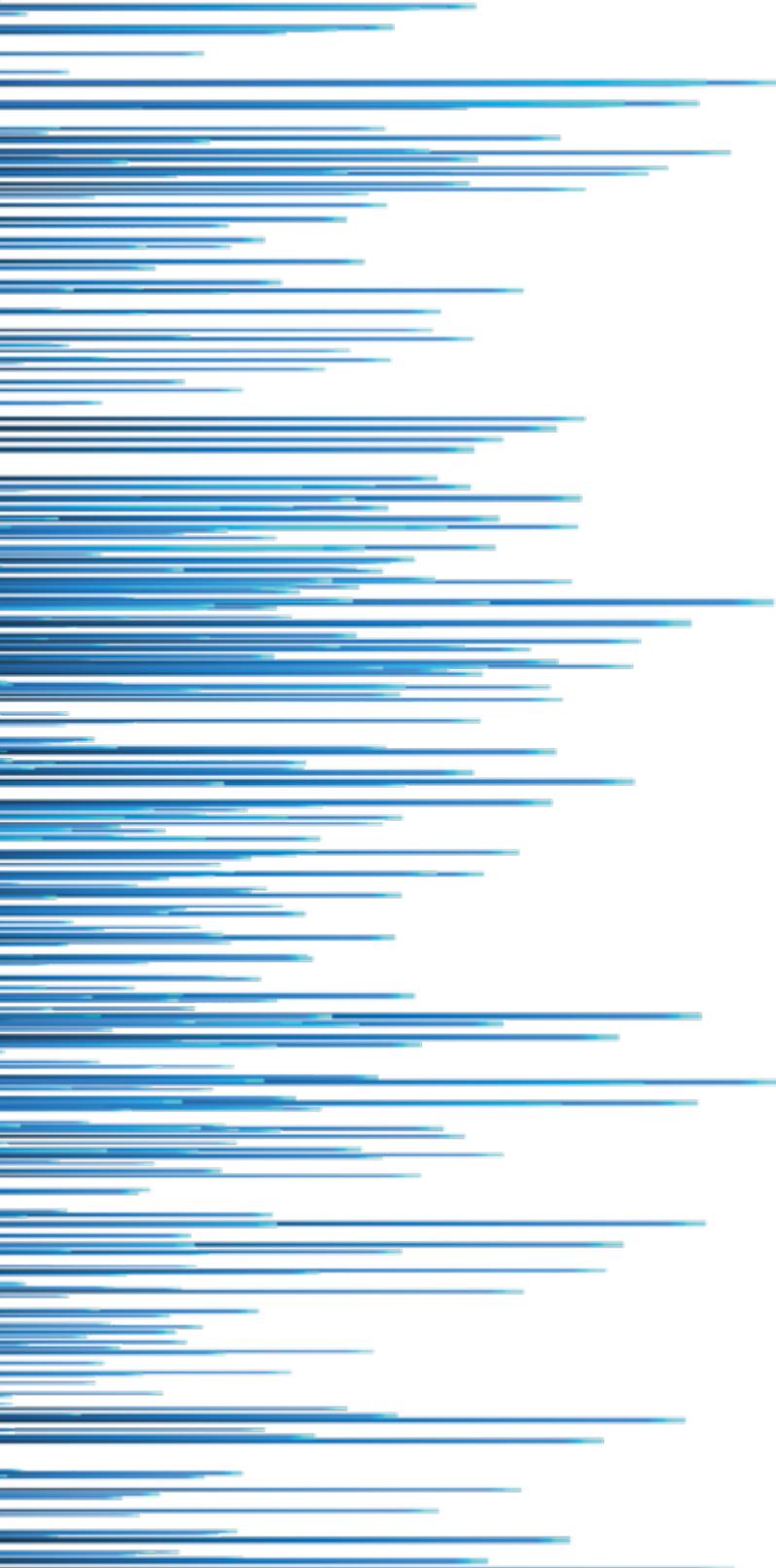
TRANSIZIONE
SOSTENIBILITÀ
INNOVAZIONE
RESILIENZA
FLESSIBILITÀ
DIALOGO
TRASPARENZA

LA RESPONSABILITÀ DELL'ENERGIA

2020 PIANO DI SVILUPPO

Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti
AVANZAMENTO NORD OVEST

 **Terna**



I volumi “Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti” sono gli allegati del Piano di Sviluppo 2020 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 Nord Ovest, Nord Est e Centro Sud.

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 alla Direzione Territoriale Nord Ovest (DTNO), 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 vengono descritti gli interventi oggi in corso di studio;
- nel capitolo 3 sono riportate le tabelle sullo stato di avanzamento delle opere previste negli interventi con particolare riferimento:
 - opere completate nel corso del 2019;
 - opere in realizzazione;
 - opere in autorizzazione;
 - opere in concertazione;
 - opere che hanno subito modifiche nel corso dell'anno.
- nel capitolo 4 sono riportate le schede di dettaglio degli interventi di sviluppo.



Indice

1	Classificazione interventi di sviluppo	4
2	Ipotesi di sviluppo allo studio	6
	2.1 Interventi di rinforzo rete interna AAT/AT per incremento capacità di trasporto frontiera Nord	6
	2.2 Razionalizzazione dei sistemi elettrici della Valchiavenna	6
3	Tabelle di sintesi	7
	3.1 Stato di avanzamento delle principali opere degli interventi di sviluppo della RTN	7
	3.1.1 Opere di sviluppo ultimate nel corso del 2019	8
	3.1.2 Opere di sviluppo in realizzazione	8
	3.1.3 Opere di sviluppo in autorizzazione	10
	3.1.4 Opere di sviluppo in concertazione	11
	3.1.5 Opere di sviluppo: stato di avanzamento	11
4	Schede degli interventi dei Piani di Sviluppo precedenti	12
	4.1 Area Nord Ovest	33
	4.1.1 Schede interventi pianificati Area Nord-Ovest	34
	4.1.2 Schede interventi in valutazione Area Nord Ovest	62
	4.1.3 Schede Area Nord Ovest degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e s.m.i.	64
	4.2 Area Nord	67
	4.2.1 Schede interventi pianificati Area Nord	68
	4.2.2 Schede interventi in valutazione Area Nord	119
	4.2.3 Schede Area Nord degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e s.m.i.	121
	4.3 Area Sardegna	122
	4.3.1 Schede Interventi Area Sardegna	123

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1	Principali interventi di sviluppo ultimati su elettrodotti e stazioni nel corso del 2019	8
Tabella 2	Principali opere di sviluppo in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2019 e negli anni precedenti	9
Tabella 3	Principali opere di sviluppo con iter autorizzativo avviato ai sensi della L.239/04 nel corso del 2019 e negli anni precedenti	10
Tabella 4	Principali interventi di sviluppo in concertazione	11
Tabella 5	Opere “in valutazione” nel PdS 19 ed attualmente “pianificate”	11
Tabella 6	Driver di Piano associati agli interventi pianificati nei Piani di Sviluppo precedenti	12
Tabella 7	Valorizzazione degli indicatori B20 e B21	136
ANNEX		136

Classificazione interventi di sviluppo



Nel presente capitolo sono descritte sinteticamente le principali categorie sulla base delle quali sono classificati gli interventi di sviluppo proposti nei precedenti Piani 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 di incremento sicurezza e resilienza: interventi volti a garantire un miglioramento della sicurezza e dell'affidabilità di alimentazione dei carichi;
- interventi per la sostenibilità così come declinata nel documento Piano di Sviluppo 2020.

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 ad eventi climatici severi;
- l'Integrazione delle fonti rinnovabili ("Integrazione FER"): interventi di carattere puntuale che hanno l'obiettivo di massimizzare la penetrazione della produzione da fonte rinnovabile;

- l'integrazione rete RFI, ovvero interventi che contribuiscono a massimizzare il beneficio derivante dall'acquisizione nel perimetro della rete di Trasmissione nazionale (RTN) la rete RFI;
- connessioni: per quegli interventi che hanno ricadute sulle utenze industriali;
- transizione energetica: interventi finalizzati al raggiungimento degli obiettivi delineati nell'ambito della Transizione Energetica.

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 autorizzazione e/o altre attività;
- data avvio realizzazione;
- data completamento.

Infine, tenuto anche conto 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.

Ipotesi di sviluppo allo studio

2

2.1 Interventi di rinforzo rete interna AAT/AT per incremento capacità di trasporto frontiera Nord

Driver: Market efficiency, Decarbonizzazione

Al fine di massimizzare l'incremento di capacità di trasporto conseguibile attraverso l'integrazione nella RTN di progetti di interconnessione con l'estero, sono allo studio opportuni interventi di rinforzo sulla rete AAT/AT. In esito a tali studi, eventuali interventi di potenziamento della RTN potranno essere programmati in coordinamento con i TSO confinanti.

2.2 Razionalizzazione dei sistemi elettrici della Valchiavenna

Driver: Market efficiency, Decarbonizzazione, Sostenibilità

Nell'ambito del Comitato di Sorveglianza istituito presso il Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) 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, proseguono anche le analisi di sviluppo della rete di trasmissione nella valchiavenna potenzialmente interessata da una nuova interconnessione con la Svizzera.

Tablelle 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 2019;
- le principali opere in realizzazione con l'indicazione della data di ottenimento dell'autorizzazione, della data stimata di entrata in esercizio e del costo di investimento previsto;
- le principali opere in iter autorizzativo con procedimento avviato nel 2019 o negli anni precedenti al 2019 con indicazione del costo di investimento stimato al momento dell'avvio dell'iter autorizzativo;
- le principali opere in concertazione per la definizione della migliore localizzazione sul territorio;
- le opere/ gli interventi che hanno subito modifiche rispetto alle edizioni precedenti.

Un intervento di sviluppo può essere composto da opere principali e da accessorie.

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. predisposizione montanti in stazione, adeguamento sezioni in impianti esistenti, ecc.).

Le altre opere sono distinte in:

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

3.1.1 Opere di sviluppo ultimate nel corso del 2019

I principali interventi di sviluppo della Rete di Trasporto Nazionale (RTN) realizzati ed entrati in servizio nel corso del 2019 sono riportati nella Tabella 1 ordinati secondo il codice di riferimento Dlb 579/17 ove presente.

TABELLA 1 PRINCIPALI INTERVENTI DI SVILUPPO ULTIMATI SU ELETTRODOTTI E STAZIONI NEL CORSO DEL 2019

OPERE DI SVILUPPO ULTIMATE NEL CORSO DEL 2019						
REGIONE	CODICE DI RIFERIMENTO DLB 579/17	CODICE INTERVENTO	DENOMINAZIONE INTERVENTO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE ENTRATE IN ESERCIZIO [M€]	DATA ENTRATA IN SERVIZIO
LOMBARDIA	I-NPR1-3a	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e stazione 220 kV di Musocco	Realizzazione cavo 220 kV *Porta Volta/P.ta Venezia	5,2	dic-19
LOMBARDIA		145-P	Stazione 220 kV Grosotto	nuovo ATR 220/132 kV Grosotto	2,9	mag-19
LIGURIA		10-P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova	Potenz. Molassana-Canevari	7,6	dic-19
LOMBARDIA		147-P	Elettrodotto 132 kV Verderio - Ciserano	Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Ciserano-Dalmine CP	1,7	lug-19
SARDEGNA		707-P	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò	Nuova stazione RTN in adiacenza alla CP S.Teresa.	1,1	dic-19

3.1.2 Opere di sviluppo in realizzazione

Nella Tabella 2 sono riportate le principali opere in realizzazione con l'indicazione della data di ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio conseguita ai sensi della L. 239/04.

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 nel format delle schede interventi.

TABELLA 2 PRINCIPALI OPERE DI SVILUPPO IN REALIZZAZIONE CON AUTORIZZAZIONE CONSEGUITA AI SENSI DELLA L. 239/04 NEL CORSO DEL 2019 E NEGLI ANNI PRECEDENTI

PRINCIPALI OPERE IN REALIZZAZIONE CON AUTORIZZAZIONE CONSEGUITA AI SENSI DELLA L. 239/04					
REGIONE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTO PIANO DI SVILUPPO	OPERA AUTORIZZATA L.239/04 (RIF. PROCEDIMENTO EL-N)	DATA OTTENIMENTO AUTORIZZ.NE	DATA PREVISTA ENTRATA IN ES.
Piemonte	2-I / 3-I	Interconnessione HVDC Italia – Francia	Interconnessione in cavo HVDC denominata Piemonte-Savoia (EL-177)	Apr-11	2020
			Varianti: 239/EL-177/141/2011-VL1 239/EL-177/141/2011-VL2	Ago-16 Nov-17	2020
Piemonte	6-P	Razionalizzazione 220/132 kV Provincia di Torino	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” (EL-341)	Ott-16	2020 ¹
Piemonte	6-P	Razionalizzazione 220/132 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 “Piossasco - Pianezza” (EL-353)	Ott-19	2023
Liguria	10-P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova (Ex Razionalizzazione 132 kV Genova)	Realizzazione linee in cavo a 132 kV T.094 “S.E. Erzelli – Genova Termica” e T.891 “CAE (Iren) – Genova Termica” (EL-350)	Nov-16	2020 ²
Liguria	10-P	Rafforzi 132kV area metropolitana di Genova	Elettrodotto 132 kV Molassana – Borgoratti (EL-380)	Ott-19	2022
Lombardia	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Nuova stazione 220/132 kV di Agnosine ed opere connesse (EL-274)	Mag-14	2023
Lombardia	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Stazione Elettrica 132 kV di Ponte Caffaro, collegamenti alla RTN e opere connesse. (EL-360)	Ott-18	2023
Lombardia	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	Varianti elettrodotti a 220 e 132 kV per la razionalizzazione della rete elettrica nei comuni di Tavazzano, Villavesco e Lodi in provincia di Lodi. (EL-204)	Nov-12	2021
Lombardia	106-P	Elettrodotto 220 kV Glorenza - Tirano - der. Premadio	Interramento parziale della linea a 220 kV T.225 “Glorenza - Tirano der. Premadio” e delle linee a 220 kV L01 “Premadio - Ric.Sud Milano” e L03 “Premadio - Grosio” Giu-17	Giu-17	2022
Lombardia	126-P	Stazione 380 kV Magenta	Nuova sezione 380kV della S.E. Magenta, con associati nuovi raccordi alla linea 380kV “Turbigo-Baggio” e interramento parziale della rete a 132 kV. (EL-361)	Mar-18	2022
Lombardia	8-P	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	Variante nel comune di Chignolo Po (PV) dell'Elettrodotto aereo a 380 kV in semplice terna S.E. di Lacchiarella - Chignolo Po T.374 (EL-359)	Lug-19	2021
Sardegna	715-P	Stazione a 150 kV di Selegas	Nuova stazione di smistamento in corrispondenza dell'incrocio delle direttrici “Goni – S-Miali” e “Villasor - Nurri” (EL-301)	Dic-17	2022
Sardegna	716-P	Stazione a 150 kV di Nuraminis	Nuova stazione di smistamento in entra-esce alla linea 150 kV “Villasor - Nurri” (EL-298)	Dic-17	2020

¹ Riferita all'intervento sulla linea 220 kV “Pianezza – Moncalieri”² Riferita alla prima opera pianificata.

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 alla costruzione e all'esercizio nel corso dell'anno 2019 e quelle il cui iter autorizzativo è stato avviato negli anni precedenti al 2019.

Per quanto riguarda la stima dei costi di investimento (colonna "stima CAPEX opera" nelle tabelle), si tratta della migliore stima effettuata al momento dell'avvio della domanda autorizzativa alle Autorità competenti, che pertanto non tiene conto dell'esito dell'iter stesso (es. prescrizioni autorizzative, variazioni derivanti dalle conferenze dei servizi) e delle fasi di realizzazione fino all'entrata in esercizio dell'opera.

TABELLA 3 PRINCIPALI OPERE DI SVILUPPO CON ITER AUTORIZZATIVO AVVIATO AI SENSI DELLA L.239/04 NEL CORSO DEL 2019 E NEGLI ANNI PRECEDENTI

PRINCIPALI OPERE CON ITER AUTORIZZATIVO IN CORSO					
REGIONE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTI PIANO DI SVILUPPO	OPERA AVVIATA IN AUTORIZZAZIONE AI SENSI DELLA L.239/04 (RIF.PROCEDIMENTO EL-N)	DATA AVVIO ITER AUTORIZZATIVO O PRESENTAZIONE ISTANZA	STIMA CAPEX OPERA DI AVVIO ITER (M€)
Piemonte / Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Variante 220 kV "Ponte-Verampio" (Razionalizzazione rete AT Val Formazza) (EL-275)	Set-11	118,9
Lombardia	113-P	Razionalizzazione provincia di Lodi	Razionalizzazione della rete AT in provincia di Lodi - Lotto 3 (EL-282)	Feb-12	26
Piemonte	14-P	Elettrodotto 132 kV "Magliano Alpi - Fossano" e scrocio di Murazzo	Elettrodotto 132 kV "Magliano Alpi - Fossano" (EL-322)	Dic-13	9
Lombardia	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	Riqualificazione a 380 kV dell'elettrodotto aereo "Cassano - Ric.Ovest Brescia" nella tratta compresa tra le città di Cassano d'Adda e Chiari ed opere connesse (EL-326)	Dic-13	49,3
Lombardia	127-P	Stazione 380 kV Mese	Nuova SE 380/220/132 kV di Mese e dei raccordi alla rete limitrofa (EL-332)	Giu-14	41
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV S. Teresa - Buddusò	Elettrodotto 150 kV "Santa Teresa - Tempio - Buddusò" e nuove stazioni 150 kV di Tempio e Buddusò e relativi raccordi (EL-327)	Ott-14	43,7
Piemonte	6-P	Razionalizzazione rete 220 kV città di Torino	Nuovo Raccordo aereo linea 132 kV Rosone - Torino Sud Ovest/Balangero (EL-381)	Giu-17	4,3
Lombardia	108-P	Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo	Rifacimento linea La Casella - Broni - Arena PO (EL-382)	Giu-17	4,8
Lombardia	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Razionalizzazione Val Sabbia: nuovo cavo 132 kV Agnosine - Ferriera Val Sabbia (EL-403)	Set-18	2,4
Lombardia	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Razionalizzazione Val Sabbia: Realizzazione nuovo tratto a 132 kV in doppia terna per ingresso in C.P. Lumezzane delle linee T.712 e T.128 (EL-406)	Ott-18	2,1
Piemonte	6-P	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino	Ricostruzione cavi OF T.130 Rivoli - Paracca" e T.132 "Paracca - der. Metro" (EL-416)	Gen-19	10,8
Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate	Riassetto linee aeree 132 kV "Tavazzano-Pavia CS" e Lacchiarella-Pavia O." (EL-415)	Feb-19	2,6
Lombardia	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco	Ricostruzione e potenziamento delle linee a 220 kV T.295 "Ospiate - Torretta" nel tratto in cavo Cormano-Torretta e del cavo T.234 "Torretta-Sesto San Giovanni". (EL-428)	Lug-19	14,5
Sardegna / Toscana	301-P	Interconnessione Sardegna - Corsica - Italia (Sa.Co.I.3)	Collegamento HVDC SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia (EL-430)	Ago-19	640,7
Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate	Variante aerea 220 kV "Trino - Vercelli" (EL-432)	Nov 19	2

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

PRINCIPALI INTERVENTI IN FASE DI CONCERTAZIONE		
REGIONE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTO PIANO DI SVILUPPO
Lombardia	112-P	Razionalizzazione Valtellina e Valcamonica
Piemonte	4-P	Razionalizzazione Val Formazza
Sicilia-Sardegna-Cont.	723-P	Collegamento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna
Sardegna	708-P	Selargius – Goni

3.1.5 Opere di sviluppo: stato di avanzamento

Di seguito viene riportata una sintesi:

- dello stato di avanzamento delle opere del PdS, sia a livello complessivo (confronto PdS 2020 vs. PdS 2019) che per singola fase;
- dell'attività di monitoraggio dello stato degli interventi del PdS 2020 con avvio attività, avvio cantieri e completamento originariamente programmati per l'anno 2019, per i quali viene riportata anche la motivazione che ha comportato la necessità di una riprogrammazione temporale;
- delle principali variazioni rispetto a quanto rappresentato nell'edizione precedente del Piano.

In relazione alle principali opere rappresentate nel Piano di Sviluppo, si ricorda infine che in base a quanto riportato nel documento metodologico, 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 Realizzazione dell'opera;
- 6. Compl.:** opera completata.

La variazione della distribuzione delle opere nelle diverse fasi di avanzamento tiene conto di:

- avanzamento intervenuto nel corso del 2019;
- differente perimetro nel numero delle Opere legato a 1) Opere che nell'edizione 2019 erano considerate come nuovi interventi 2) Opere non più incluse per effetto di una differente prioritizzazione che ne ha determinato il passaggio in "valutazione" 3) Opere che sono state maggiormente dettagliate in funzione di analisi di fattibilità tecniche svolte nel corso del 2019.

Si riporta nella Tabella 5 il dettaglio delle principali opere che nel corso del 2019 sono passate dallo stato "in valutazione" allo stato "pianificato". In relazione agli scostamenti temporali relativi alla prevista data di avvio attività/ prevista data di avvio cantiere/ previsto completamento delle opere, si rimanda alle schede di dettaglio.

TABELLA 5 OPERE "IN VALUTAZIONE" NEL PDS 19 ED ATTUALMENTE "PIANIFICATE"

NUOVE OPERE "PIANIFICATE"			
RANGO	DENOMINAZIONE INTERVENTO	OPERA	MOTIVAZIONE
6-S	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino	Eletr.132 kV "Fucine - Funghera"	Variazione del contesto di riferimento socio-ambientale
		Eletr.132 kV "Crot-Agjo Robassomero – der Lemie"	
		Eletr. 132 kV "Agjo Robassomero – Venaria"	

Schede degli interventi dei Piani di Sviluppo precedenti

Gli interventi di sviluppo della DTNO pianificati nei piani precedenti sono stati aggregati geograficamente per aree regionali o pluriregionali:

- Nord – Ovest (Valle d’Aosta, Piemonte e Liguria);
- Nord (Lombardia);
- Sardegna.

In base alla tipologia delle opere principali 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.
- **Riassetti 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 continuità con l’edizione di Piano precedente sono state predisposte delle schede per ogni intervento di sviluppo previsto.

La Tabella 6 presenta la lista degli interventi di sviluppo pianificati nei Piani precedenti al PdS 2020, e relativi alle aree precedentemente menzionate, indicando i driver di Piano (finalità) associati a ciascuno di essi.

TABELLA 6 DRIVER DI PIANO ASSOCIATI AGLI INTERVENTI PIANIFICATI NEI PIANI DI SVILUPPO PRECEDENTI

AREA TERRITORIALE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DECARBONIZZAZIONE	SICUREZZA E RESILIENZA	MARKET EFFICIENCY	SOSTENIBILITÀ	PAGINA
Nord Ovest	1-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●	●	●	●	121
Nord Ovest	2-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Francia sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●	●	●	●	64
Nord Ovest	3- I	Incremento di capacità di interconnessione con la francia nuovo ai sensi della legge 99/2009 e s.M.I.	●	●	●	●	65
Nord Ovest	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate		●		●	34; 68
Nord Ovest	6-P	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino		●		●	36

AREA TERRITORIALE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DECARBONIZZAZIONE	SICUREZZA E RESILIENZA	MARKET EFFICIENCY	SOSTENIBILITÀ	PAGINA
Nord Ovest	7-P	Sviluppi rete nelle province di Asti ed Alessandria		●			40
Nord Ovest	8-P	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	●	●	●	●	41; 71
Nord Ovest	10-P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova (Ex Razionalizzazione 132 kV Genova)		●		●	43
Nord Ovest	13-P	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella	●	●		●	46
Nord Ovest	14-P	Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi – Fossano e scroscio di Murazzo		●		●	47
Nord Ovest	15-P	Elettrodotto 132 kV "Imperia - S. Remo"		●			49
Nord Ovest	18-P	Rete Sud Torino		●			50
Nord Ovest	19-P	Rete Cuneo - Savona		●			51
Nord Ovest	24-P	Stazione 220 kV Novara Sud		●			52
Nord Ovest	25-P	Rete 132 kV provincia di Aosta		●			53
Nord Ovest	26-P	Stazione 220 kV San Colombano		●		●	54
Nord Ovest	27-P	Nuovo elettrodotto 132 kV "Sestri levante – Levanto" e nuova SE 132 kV di smistamento		●			55
Nord Ovest	28-P	Riassetto Sud Ovest di Alessandria		●			56
Nord Ovest	29-P	Riassetto rete 220 kV area Sud Ovest di Torino		●			57
Nord	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia		●	●		73
Nord	106-P	Elettrodotto 220 kV Glorenza – Tirano – der.Premadio	●	●	●	●	75
Nord	108-P	Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo		●			76
Nord	110-P	Riassetto rete AT tra Lodi e Piacenza		●			79
Nord	112-P	Razionalizzazione 380kV Media Valtellina (Fase B)		●		●	80
Nord	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi		●		●	81
Nord	114-P	Riassetto rete 132 kV Brescia		●		●	83
Nord	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco		●		●	85
Nord	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	●	●		●	88
Nord	117-P	Razionalizzazione rete AT Val Camonica/Val Seriana (bg)		●			90
Nord	119-P	Razionalizzazione 132 kV Cremona		●			91
Nord	126-P	Stazione 380 kV Magenta		●		●	94
Nord	127-P	Stazione 380 kV Mese	●	●		●	96
Nord	130-P	Stazione 220 kV Vaiano Valle		●	●		98
Nord	137-P	Stazione 380 kV Bovisio		●			100
Nord	138-P	Stazione 380 kV Brugherio		●			101
Nord	142-P	Stazione 380 kV Tavazzano		●			102
Nord	143-P	Stazione 380 kV Turbigo		●			103
Nord	144-P	Stazione 380 kV S.Rocco		●			104

AREA TERRITORIALE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DECARBONIZZAZIONE	SICUREZZA E RESILIENZA	MARKET EFFICIENCY	SOSTENIBILITÀ	PAGINA
Nord	147-P	Rete 132 kV Verderio - Ciserano		●			105
Nord	149-P	Elettrodotto 132 kV Cedrate - Casorate		●			106
Nord	151-P	Elettrodotto 132 kV tra le stazioni di Stazzona e Verderio	●	●		●	107
Nord	152-P	Stazione 220 kV Tirano		●			108
Nord	153-P	Riassetto rete 132 kV area Rho		●			109
Nord	154-P	Riassetto lago di Como		●		●	110
Nord Ovest	155-P	Stazione 132 kV Novara Est		●			58
Nord	156-P	Razionalizzazione rete 132 kV Cislago – Castellanza – Olgiate O.		●			111
Nord Ovest	158-P	Stazione 220 kV Villeneuve		●			59
Nord Ovest	159-P	Stazione 132 kV Villadossola		●			60
Nord Ovest	160-P	Nuova interconnessione 132 kV "Nava – S. Dalmas"		●			61
Nord	161-P	Riassetto rete 220 kV a Nord di Milano		●			112
Nord	162-P	Riassetto rete AT area Borgogna		●		●	113
Nord	163-P	Riassetto Nord di Brescia		●		●	116
Nord	164-P	Risoluzione derivazione rigida CP Gravedona	●	●		●	118
Sardegna / Centro Nord	301-P	Sviluppo interconnessione Sardegna – Corsica – Italia	●	●	●	●	20
Sardegna	704-P	Elettrodotto 150 kV Taloro - Goni		●		●	123
Sardegna	706-P	Elettrodotto 150 kV Fiumesanto – Porto Torres	●	●		●	126
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò	●	●		●	127
Sardegna	708-P	Nuovo elettrodotto 150 kV Selargius – Goni	●	●		●	129
Sardegna	710-P	Potenziamento rete AT in Gallura		●			131
Sardegna	715-P	Stazione 150 kV Selegas		●			133
Sardegna	716-P	Stazione 150 kV Nuraminis		●			134
Centro Sud / Sicilia / Sardegna	723-P	Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna	●	●	●	●	25
Sardegna	724-P	Adeguamento SE Rumianca		●			135

TEMPLATE SCHEDE INTERVENTO STANDARD

INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE CON LA RETE NAZIONALE SOTTO ALLA LEGGE 53/2012 (M. 1)			
NUMERO CANTIERE PDS	IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO TYNDP*	IDENTIFICATIVO RIP**
22041	3.21	130	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2016		Emilia-Romagna	North (Ovest)
DESCRIZIONE INTERVENTO			
Al fine dell'articolo 10 della legge 53/2012 "Opzioni per lo sviluppo e l'intensificazione delle imprese "torche in modo di ricerca" sono stati individuati dagli studi TOR il gestore storico ELET, che ha fornito, a seguito della definizione del progetto relativo a un nuovo collegamento FMEC in caso di sviluppo alla rete Ovest, di alcune ipotesi con le seguenti opere di potenziamento: interconnessioni con la RTE, la cui funzione è di ridurre le congestioni e di aumentare la capacità di trasporto della rete di potenza. Il nuovo interconnettore consentirà di aumentare la capacità di trasporto della rete, garantendo una maggiore capacità di accento tra Italia e Spagna.			
FINALITÀ INTERVENTO		OGGETTO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Gestione e Trasmissione	Integrazione FER	Qualità del servizio
Market Efficiency	Sostenibilità	Interconnessioni	Conseguenze INTER / INTRA
INTEGRAZIONE TEMPORALE INTERVENTO		INTEGRAZIONE TEMPORALE INTERVENTO	
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	COMPLETAMENTO
2016	2016	2016	2016
INTERDIPENDENZE E CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		IN ACCORDO CON TRAC	
Dipendenza da opere con il TSO italiano ELET e con i maggiori Trasportatori			
IMPACT TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	03 (N)	03 (N)	03 (N)
Realizzazione			
Demolizione			
Demolizione e Realizzazione	03	03	03
MANAGEMENT OPERE PRINCIPALI			
RETE OVEST	ANNO INIZIO	ANNO FINE	ANNO INIZIO
HACC Ovest - Spagna	2016	2016	2016
Trasmissione Interconnessioni con la Rete Ovest	2016	2016	2016
Le opere per la realizzazione delle interconnessioni con la Rete Ovest sono in corso di realizzazione.			
ANALISI ANALISI COSTI BENEFICI			
VALORI DI COSTO		BENEFICI TOTALI PRESENTI IN ITALIA (M. 1) (M. 2) (M. 3)	
PREL. 2016	PREL. 2016	PREL. 2016	PREL. 2016
DEC 2016	DEC 2016	DEC 2016	DEC 2016
BAU 2016	BAU 2016	BAU 2016	BAU 2016
€/MVA	2,1	€/MVA	3,7
€/MVA	325 M€	€/MVA	419 M€
€/MVA	444 M€	€/MVA	573 M€



Descrizione campi

- **Identificativo Pds:** codice univoco identificativo dell'intervento nei Piani di Sviluppo;
- **Identificativo PCI:** codice univoco identificativo dell'intervento nella lista Project of Common Interest (EU 347/2013), 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;
- **Delibera 579/2017:** indicazione dell'allegato della Delibera 579/2017 contenente le liste di opere di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale ammesse al meccanismo transitorio di incentivazione degli investimenti per il 2016-2019;
- **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, ad ogni intervento sono associate una o più delle seguenti finalità (driver), come presentate nel Capitolo 1 del Piano di Sviluppo:
 - Decarbonizzazione;
 - Sicurezza, qualità e resilienza;
 - Market efficiency;
 - Sostenibilità.
- **Obiettivo intervento:** in aggiunta alle finalità (driver) elencate al punto di cui sopra, ad 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: riduzione delle limitazioni alla produzione della capacità rinnovabile;
 - Qualità del servizio: qualità, continuità e sicurezza del servizio elettrico;
 - Resilienza: resilienza del servizio elettrico;
 - Integrazione RFI: attività di integrazione in Terna degli impianti/linee della Rete Ferroviaria Italiana;
 - Connessione RTN: attività per la connessione alla Rete;
 - Transazione energetica: intervento finalizzato al raggiungimento degli obiettivi delineati nell'ambito della Transizione Energetica.



TEMPLATE SCHEDA INTERVENTO STANDARD

- **Previsione tempistica intervento:** relativamente all'intervento, si indicano le stime delle date di:
 - iv. Avvio attività ossia avvio iter autorizzativo e/o attività propedeutiche di progettazione della prima opera (in termini temporali) dell'intervento;
 - v. Avvio cantieri per la realizzazione della prima opera (in termini temporali) dell'intervento, successivamente alle attività al punto precedente;
 - vi. Completamento ed entrata in esercizio dell'ultima opera (in termini temporali) 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 ed 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.

- **Impatti territoriali:** per ciascun intervento, quantificazione delle seguenti voci di impatto³:
 - **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 2020 che al PdS precedente (2019), utilizzando le seguenti milestones/fasi di avanzamento (come illustrato nell'“Allegato ACB 2.0 al Codice di Rete”):
 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 Realizzazione dell'opera
 6. **Compl.:** opera completata
 - anno/data di avvio iter autorizzativo e/o attività propedeutiche di progettazione;
 - anno di avvio cantieri per la realizzazione, successivamente alle attività al punto precedente;
 - anno di completamento ed entrata in esercizio dell'opera, successivamente alle attività al punto precedente;
 - note e/o indicazione di eventuali criticità/cause di ritardi;

³ 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

TEMPLATE SCHEDA INTERVENTO STANDARD

• Schema rete (se presente)

Per ogni area geografica 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.

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

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 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 non 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 a 150 - 132 kV		
			Linea aerea a 60 kV		
			Linea in cavo a 60 kV		

• **Sintesi Analisi Costi Benefici:** per gli interventi di sviluppo con importo stimato maggiore ai 15 milioni di euro, si riportano gli indicatori economici dei risultati dell'Analisi Costi Benefici effettuata considerando un tasso di attualizzazione del 4% ed un orizzonte di esercizio dell'opera di 25 anni, in linea con quanto indicato nella delibera 627/2016/R/eel e s.m.i. Per tali interventi, e con riferimento agli scenari considerati nel Piano di Sviluppo 2020 sono riportati:

- l'Indice di Utilità per il Sistema (IUS);
- il Valore Attuale Netto all'anno di predisposizione del Piano (VAN_{PdS});
- il Valore Attuale Netto al primo anno di cash flow (VAN_{COMPL});
- 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 B13, B18, B19, B20 e B21. 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;
- **B2a e B2b** - variazione (riduzione) delle perdite di rete calcolata mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico B2a o mediante utilizzo di calcoli di load flow B2b;
- **B3a e B3b** - variazione del rischio di energia non fornita attesa mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico B3a o mediante utilizzo di simulazioni statiche di load flow B3b;
- **B4** - costi evitati o differiti (o 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;

TEMPLATE SCHEDA INTERVENTO STANDARD

- **B5** - maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante simulazioni di rete (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);
 - **B7n** - variazione (riduzione o incremento) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento calcolato tramite strumento di simulazione di rete;
 - **B7z** - variazione (riduzione o incremento) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento calcolato tramite tool di simulazione di mercato;
 - **B13**-riduzione dell'energia non fornita legata ad accadimento di eventi estremi;
 - **B18** - variazione delle esternalità negative associate all'aumento delle emissioni di CO₂, ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nel beneficio B1 mediante il prezzo della CO₂;
 - **B19** - variazione degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO₂ né gas effetto serra;
 - **B20** - Anticipo Fruizione Benefici per il ricorso a soluzioni migliorative in grado di ridurre le tempistiche di completamento;
 - **B21** - Visual Amenity preservata/restituita o VAPR derivante dall'adozione di soluzioni a maggior sostenibilità ambientale.
- **Altri benefici non monetari:**
 - **I5** - overgeneration [MWh];
 - **I8** - variazione di emissioni di CO₂ [kton];
 - **I13** - variazione resilienza [valore assoluto];
 - **I21** - TTC/Zone di mercato [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 di importo inferiore a 15 milioni di euro è riportata un'indicazione qualitativa dei benefici.

Il CAPEX a vita intera indicato include i costi dell'opera principale e quelli delle altre opere e rappresenta la migliore stima ad oggi disponibile (i costi dell'investimento già sostenuti rappresentano la migliore stima a dicembre 2019).

- **Investimento sostenuto/stimato:** rappresentano le più aggiornate informazioni disponibili relative ai costi sostenuti e agli investimenti previsti.

TEMPLATE SCHEDA INTERVENTO PREMIUM



Descrizione campi

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:

- **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 l’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.

COLLEGAMENTO HVDC SARDEGNA – CORSICA – ITALIA (SA.CO.I.3)			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
301-P	2.4	299	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2011		Sardegna/Toscana	Sardegna/Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'attuale collegamento Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I 2) è ormai giunto al termine della sua vita utile. Un'eventuale perdita definitiva di tale collegamento 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 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. <p>Con riferimento all'ultimo punto, lo stesso gestore di rete corso (EDF) ha inoltrato una richiesta per un eventuale incremento dello spillamento presso l'impianto di Lucciana, che necessiterebbe, quindi, di un intervento di potenziamento della capacità di trasporto.</p> <p>Il nuovo collegamento premetterà, 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>Sarà inoltre possibile realizzare il collegamento alla luce delle più recenti evoluzioni tecnologiche, con l'opportunità di fornire un ulteriore contributo in termini di regolazione e stabilità ad un sistema intrinsecamente debole come quello Sardo.</p> <p>Saranno valutati anche interventi finalizzati a razionalizzare la porzione di rete afferente al nodo di Suvereto.</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	
	2022	2024	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		11 Ottobre 2017 in Corsica firmato Memorandum of Understanding fra Terna ed EDF per la realizzazione del nuovo collegamento SACOI. 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.	
IMPATTI TERRITORIALI ⁴			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	22		3
Dismissione	30	1	
Dismissione e Realizzazione	103		0

⁴ L'indicatore I22 si riferisce ai soli km di tracciato terrestre in territorio italiano. Sono presenti ulteriori 400 km di funzionalizzazione in territorio non italiano.

SCHEMA RETE

INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO



AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI

NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Interconnessione HVDC Sardegna – Corsica - Italia	Fase 3	Fase 2	2017	2022	2024	Si sono svolti Open Day nel corso del 2018 e 2019, in accordo al Regolamento (UE) n. 347/2013. 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.
SE HVDC Sardegna	Fase 3	Fase 2	2017	2022	2024	
SE HVDC Toscana	Fase 3	Fase 2	2017	2022	2024	

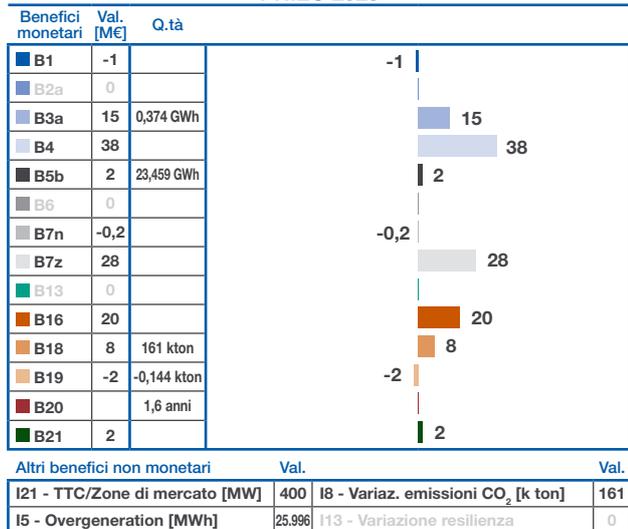
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI

INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19,B20,B21)			
	PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040	
158 M€/766 ⁵ M€ (OPEX= 0.5%/anno)	IUS	3,2	IUS	1,2	IUS	3,8	IUS	2,0
	VAN _{PDS}	1585 M€	VAN _{PDS}	171 M€	VAN _{PDS}	1999 M€	VAN _{PDS}	671 M€
	VAN _{COMPL}	1855 M€	VAN _{COMPL}	200 M€	VAN _{COMPL}	2339 M€	VAN _{COMPL}	785 M€
					B20	182 M€	B20	168 M€

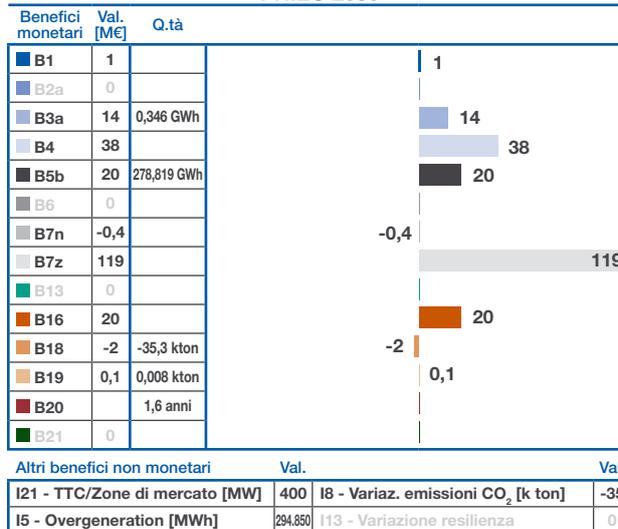
⁵ A fronte del rifacimento del SACOI 3, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, EDF verserà un contributo pari a 20 M€/anno a partire dalla data di completamento del progetto, valorizzato nell'indicatore B16. In merito ad altri contributi europei, non ci sono né misure né certezze in merito

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

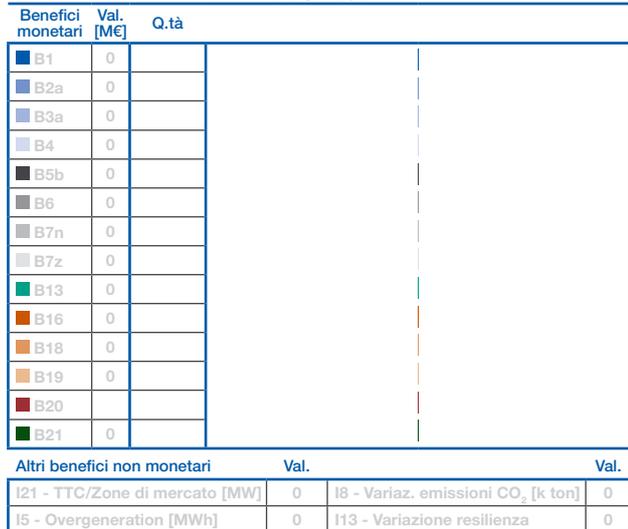
PNIEC 2025



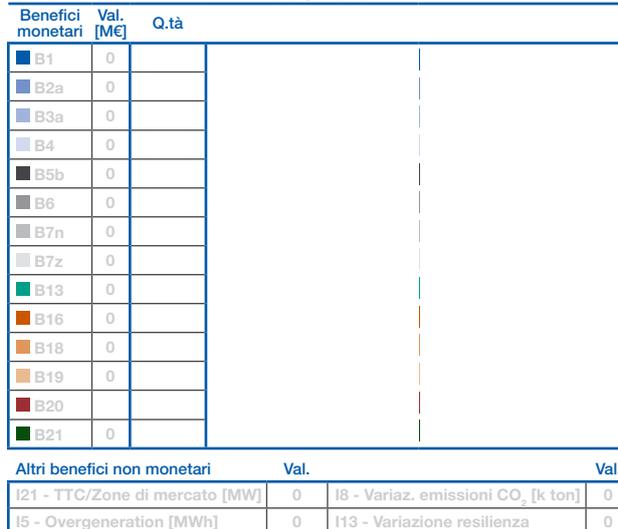
PNIEC 2030



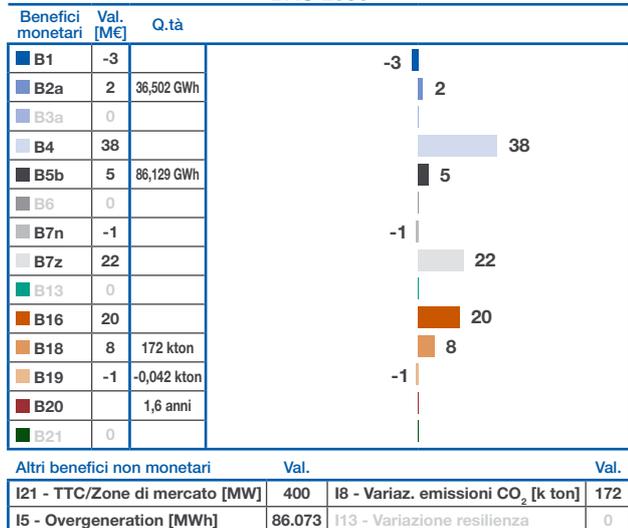
DEC 2030



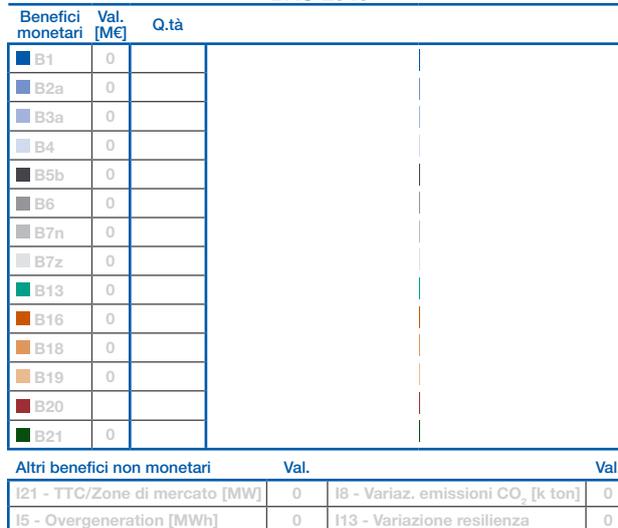
DEC 2040



BAU 2030



BAU 2040



- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a- Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B13 - Incremento Resilienza
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

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 loro esigenze, il nuovo HVDC SACOI3 sarà in configurazione bipolare (LCC) e manterrà gli stessi nodi localizzativi rispetto all'attuale configurazione. In particolare, le stazioni di Suvereto e Condrongianos 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:

- Cavi Marini: 120 km c.a.
- Cavo terrestre: 20 km c.a.
- Linee aeree – rinnovamento asset esistente: 270 km c.a.

Inoltre, per poter soddisfare i requisiti di esercizio del futuro collegamento e garantire un'efficace mutua interazione con gli HVDC elettricamente vicini, la soluzione impiantistica scelta consentirà di:

- minimizzare il numero delle mancate commutazioni con un'opportuna progettazione del sistema di regolazione e dei parametri di funzionamento del convertitore, nonché del sistema di raffreddamento valvole e un'adeguata progettazione dei filtri;
- migliorare la gestione del reattivo con particolare attenzione al sostegno della tensione in modo coordinato con i compensatori sincroni;
- eseguire le inversioni del collegamento principale mantenendo con un polo l'alimentazione del nodo di Lucciana a 75 MW;
- implementare lato dc dei sezionatori per consentire le inversioni lente di polarità, mantenendo la polarità preesistente delle linee in corrente continua;
- implementare lato dc dei sezionatori per consentire di raggiungere tutte le configurazioni ipotizzate per le condizioni operative;
- Integrare nel sistema di controllo del HVDC la regolazione del compensatore sincrono.

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.

In esito alle consultazioni pubbliche svolte in Italia ed in Corsica e agli sviluppi degli studi di fattibilità tecnica, il progetto ha subito un incremento costo rispetto al PdS-19 dovuto principalmente ad un aumento delle consistenze di progetto.

Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

Il progetto SA.CO.I.3 garantirà principalmente una riduzione dei costi del mercato dei servizi di dispacciamento e dell'energia non fornita. Per quanto riguarda i costi di MSD, il potenziamento della capacità di trasporto verso la Sardegna attraverso il nuovo collegamento consentirà di contribuire maggiormente al fabbisogno di riserva nell'Isola così come rilevato dalle simulazioni.

Inoltre, il collegamento consente di ottenere un beneficio importante in termini di energia non fornita, in particolare nello scenario PNIEC. Tale beneficio, specialmente al 2025, è dovuto all'esiguo parco termoelettrico installato in Sardegna.

Infine, questo sviluppo di rete consentirà di ridurre l'essenzialità nell'Isola e i relativi costi, al fine di garantire i vincoli a rete integra della rete sarda.

B20 – B21: descrizione degli indicatori se valorizzati

Il beneficio B20 valorizza il ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale consistenti nella realizzazione in cavo di una parte delle opere terrestri previste in Sardegna e Toscana. L'analisi dei dati storici sui processi di autorizzazione delle opere della rete di trasmissione nazionale ha consentito di identificare la matrice progetto/anticipo che converte la consistenza dell'intervento nella stima degli di Anni Anticipo Completamento (AAC). Con riferimento al progetto Sa.Co.I.3, si stima un valore AAC tenuto conto della totalità delle opere non ancora completate.

Il beneficio B21 valorizza il ricorso a soluzioni progettuali volte a migliorare la sostenibilità del progetto, con riferimento al sub-set di opere sulle quali è stato possibile individuare una soluzione migliorativa a valle di una verifica tecnica almeno di pre-fattibilità. Il beneficio, nell'ambito del presente intervento, si riferisce alla ipotesi progettuale individuata che consente di migliorare l'impatto dell'infrastruttura sul territorio, attraverso il ricorso a soluzioni in cavo, sia in Sardegna che in Toscana, di parte del tracciato terrestre dell'esistente elettrodotto Sa.Co.I. 2, con contestuale razionalizzazione di porzioni di rete circostanti.

I21: zone di mercato interessate

Le zone di mercato interessate sono: Sardegna e Centro Nord.

Il nuovo collegamento consentirà di trarre un incremento della capacità di interconnessione di 400 MW tra Toscana e Sardegna.

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO PNIEC 2025, PNIEC 2030				
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	843 M€	766 M€	690 M€
	B7z - Costi evitati MSD Zonale attualizzato PdS	1.238 M€	1.376 M€	1.513 M€
	B7z - Costi evitati MSD Zonale attualizzato anno di completamento	1.393 M€	1.548 M€	1.702 M€
Risultati	BENEFICI TOTALI			
		WORST	FAIR	BEST
	VAN_{PDS}	1.786 M€	1.999 M€	2.212 M€
	VAN_{COMPL}	2.090 M€	2.339 M€	2.588 M€
	IUS	3,3	3,8	4,5
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO PNIEC 2025, BAU 2030				
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	843 M€	766 M€	690 M€
	B4- Costi evitati o differiti attualizzato PdS	451 M€	501 M€	551 M€
	B4- Costi evitati o differiti attualizzato anno di completamento	507 M€	563 M€	620 M€
Risultati	BENEFICI TOTALI			
		WORST	FAIR	BEST
	VAN_{PDS}	546 M€	671 M€	794 M€
	VAN_{COMPL}	638 M€	785 M€	932 M€
	IUS	1,7	2,0	2,3

COLLEGAMENTO HVDC CONTINENTE – SICILIA – SARDEGNA

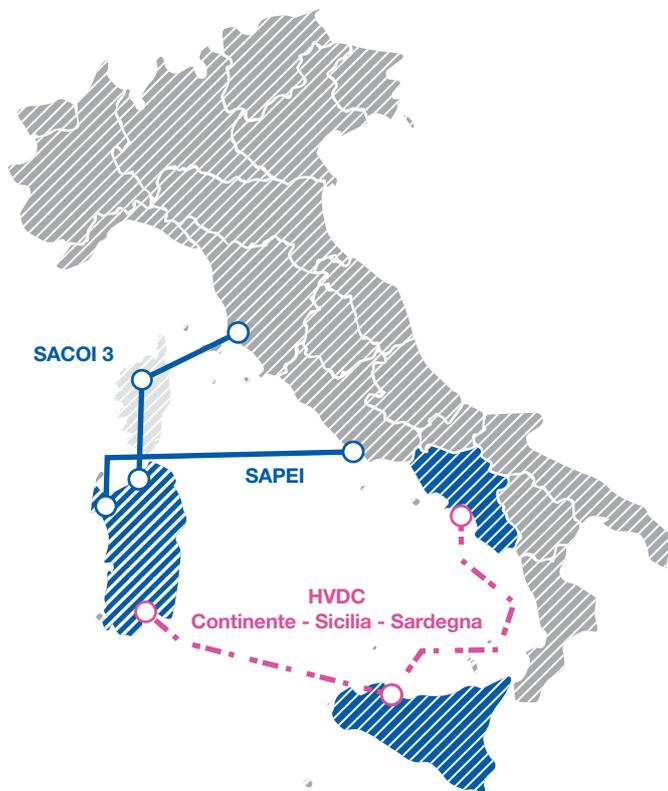
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
723 – P		339	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2018		Campania/Sicilia/Sardegna	Centro-Sud/Sicilia/Sardegna
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>I sistemi elettrici della Sardegna e Sicilia 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, acute 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.</p> <p>Episodi di esercizio, occorsi anche di recente, evidenziano una debolezza intrinseca delle isole sempre più crescente.</p> <p>Ciò è confermato dalle simulazioni effettuate con gli scenari utilizzati nel PdS (descritti nel Capitolo 3).</p> <p>Gli scenari PNIEC e DEC ipotizzano la completa decarbonizzazione del parco termoelettrico italiano entro il 2025 in accordo con le policy nazionali; lo scenario BAU riguarda il completo <i>phase-out</i> del carbone soltanto dopo il 2030. In aggiunta, i vincoli di esercizio della rete Sarda 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 tra Sardegna, Sicilia e Continente in corrente continua. In Sardegna, considerando la distribuzione del carico e la presenza di due collegamenti in corrente continua nel Nord dell'Isola, la nuova interconnessione dovrà interessare l'area Sud della Sardegna.</p> <p>La realizzazione del collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna è necessaria per:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Stabilità e sicurezza della rete: <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 • Sviluppo delle fonti rinnovabili: <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>Il nuovo HVDC risulta inoltre essenziale anche nel caso in cui si proceda al phase-out degli impianti esistenti a carbone.</p> <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.</p> <p>L'effettivo punto di connessione al Continente, a seguito di verifiche tecnico-ambientali, è stato individuato a sud della Stazione 380 kV di Montecorvino. Tale nuova Stazione sarà collegata in e-e agli elettrodotti 380 kV Laino – Montecorvino, previa rimozione degli elementi limitanti di questi ultimi, nel tratto compreso tra la Stazione di Conversione (SdC) a sud di Montecorvino e la SE 380 kV Montecorvino.</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, nonché la possibilità di traguardare le Policy nazionali.</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 ⁶		COMPLETAMENTO
2020	2021		2025-2028
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
506-P, 601-I, 602-P/604-P e 627-N			
<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.</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"> • Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino N. – Benevento 2 (506-P) • Nuova interconnessione Italia-Tunisia (601-I) • Elettrodotto 380 kV "Chiaromonte Gulfi – Ciminna" (602-P) • Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 – Villafranca (604-P) • Elettrodotto 380 kV Caracoli – Ciminna (627-N) 			
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	848	43	36
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

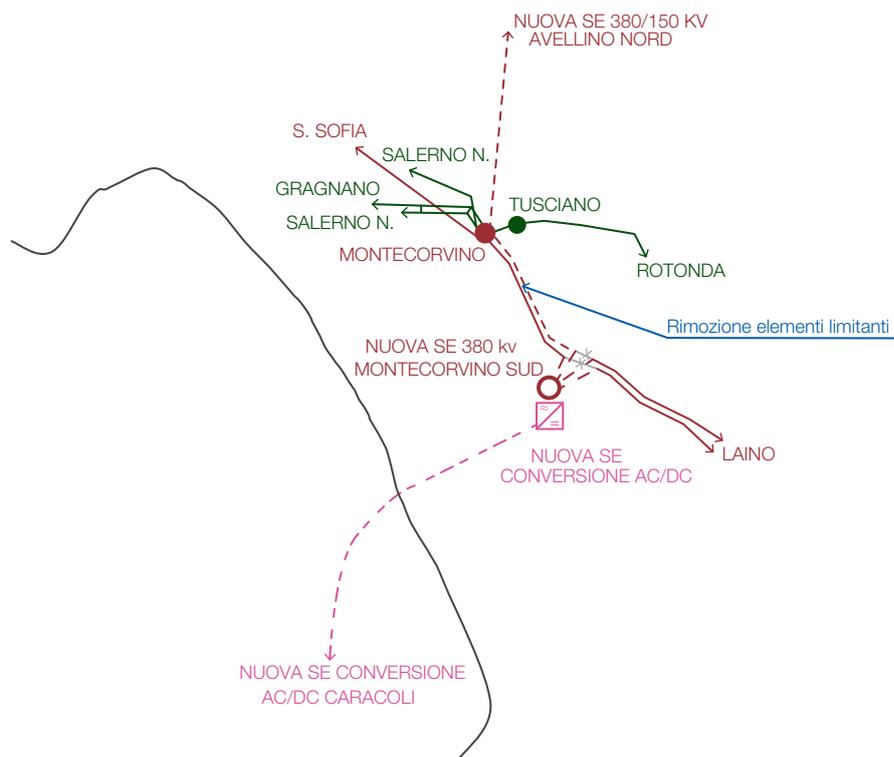
⁶ Nell'ipotesi di strumenti normativi straordinari di accelerazione dell'iter autorizzativo.

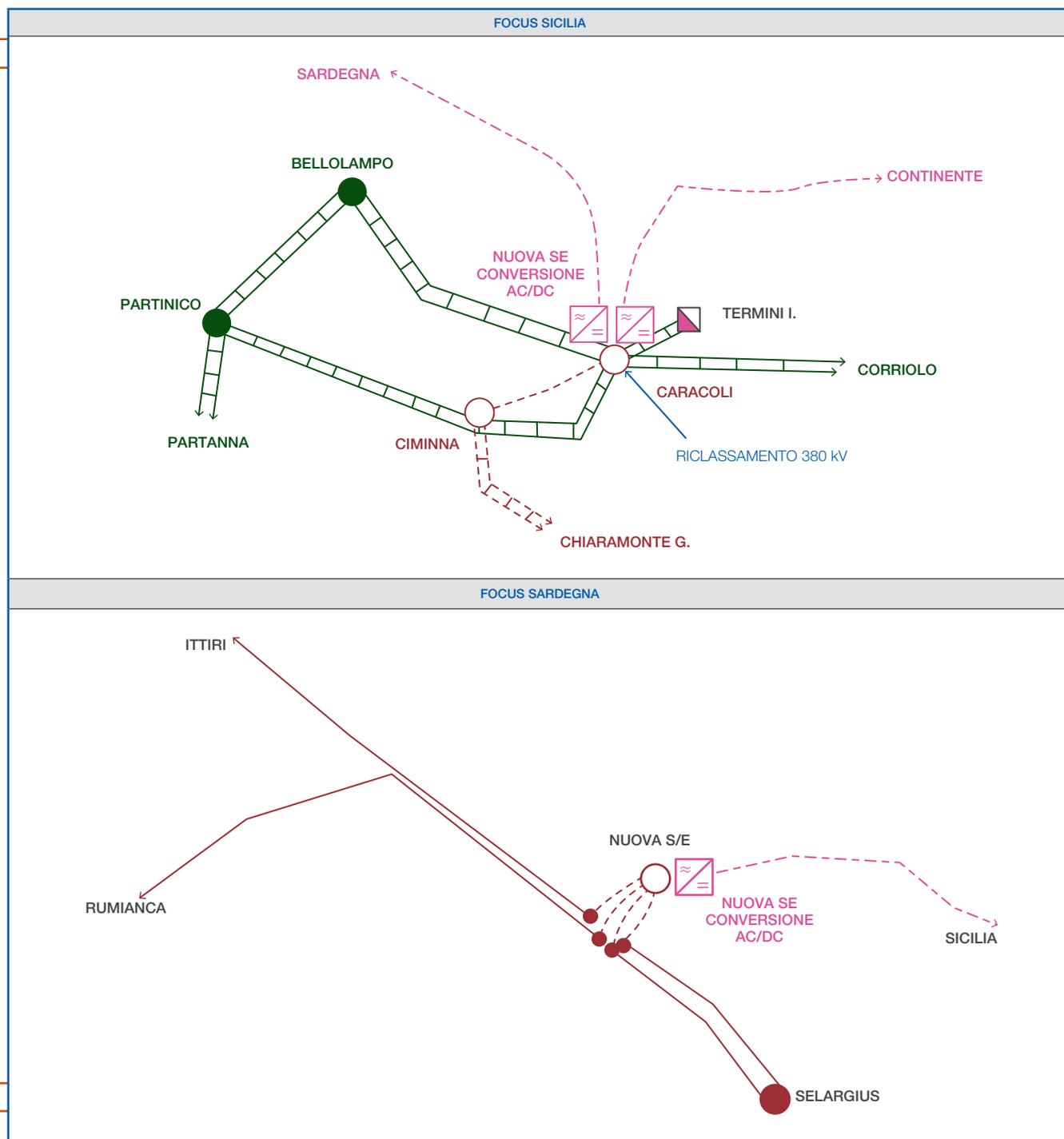
SCHEMA RETE

INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO



FOCUS CAMPANIA



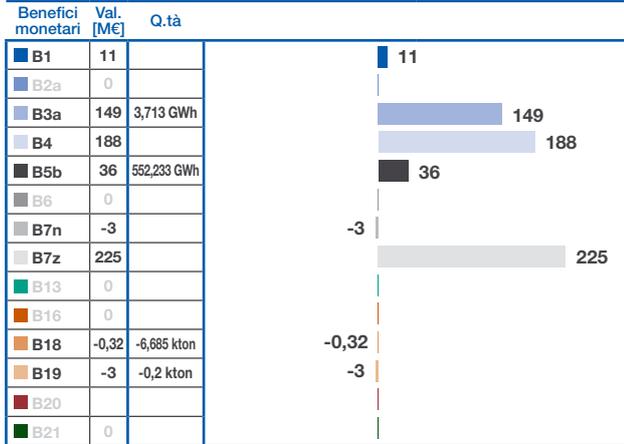


AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '19	PDS '18						
SdC HVDC Continente	Fase 2	Fase 1	2020	2021	2025-2028	La nuova previsione di avvio realizzazione e completamento è stimata assumendo che l'intervento sia sottoposto a procedura di fast track autorizzativo.		
SdC HVDC Sicilia	Fase 2	Fase 1	2020	2021	2025-2028			
SdC HVDC Sardegna	Fase 2	Fase 1	2020	2021	2025-2028			
Collegamento HVDC Continente-Sicilia	Fase 2	Fase 1	2020	2021	2025-2028			
Collegamento HVDC Sicilia-Sardegna	Fase 2	Fase 1	2020	2021	2025-2028			
Nuova SE 380 kV Selargius	Fase 2	Fase 1	2020	2021	2025-2028			
Riclassamento a 380 kV SE Caracoli	Fase 2	Fase 1	2020	2021	2025-2028			
SE 380 kV a sud di Montecorvino e raccordi 380 kV	Fase 2	Fase 1	2020	2021	2025-2028			
Rimozione elementi limitanti el. 380 kV Laino - Montecorvino	Fase 2	Fase 1	2020	2021	2025-2028			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)			
<1 M€ / 3.700 M€ (OPEX= 0,25 %/anno)	PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040	
	IUS	4,1	IUS	1,8	IUS	4,1	IUS	1,8
	VAN _{PDS}	9.796 M€	VAN _{PDS}	2.476 M€	VAN _{PDS}	9.843 M€	VAN _{PDS}	2.529 M€
	VAN _{NORM}	11.918 M€	VAN _{NORM}	3.012 M€	VAN _{NORM}	11.975 M€ ⁷	VAN _{NORM}	3.077 M€ ⁷

⁷ La variazione tra IUS base e IUS totale non è apprezzabile, in quanto i benefici aggiuntivi rispetto a quelli base sono di entità ridotta. Tuttavia tale differenza è apprezzabile in termini di VAN.

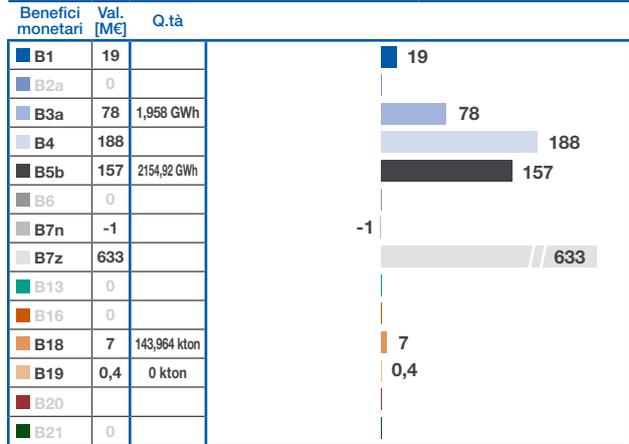
BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025



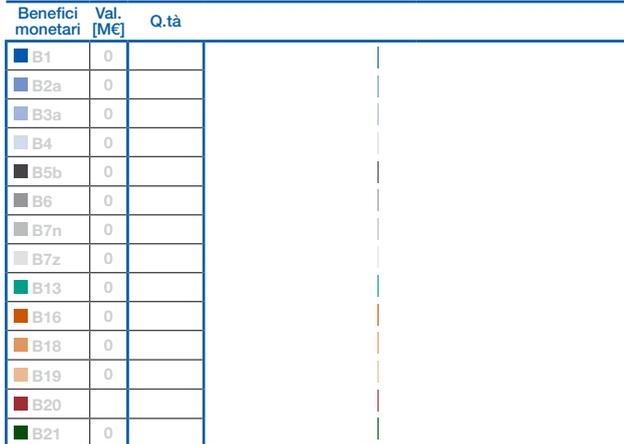
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	-7
I5 - Overgeneration [MWh]	538.889	I13 - Variazione resilienza	0

PNIEC 2030



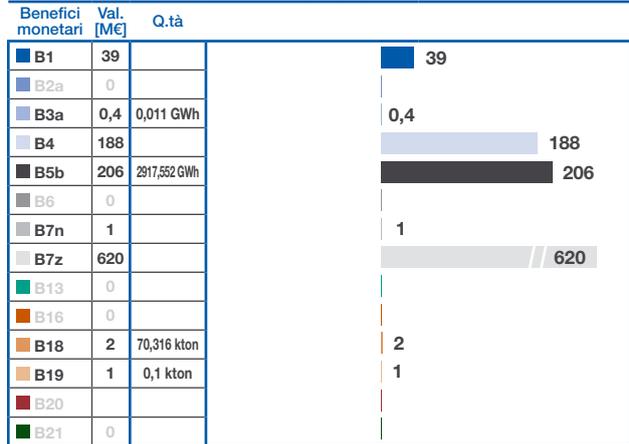
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	144
I5 - Overgeneration [MWh]	2.251.405	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2030



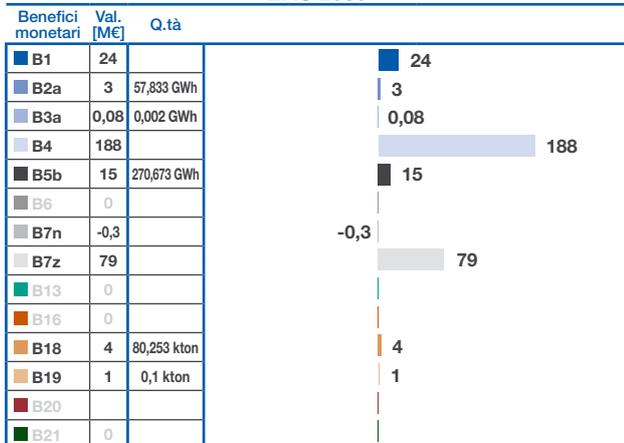
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2040



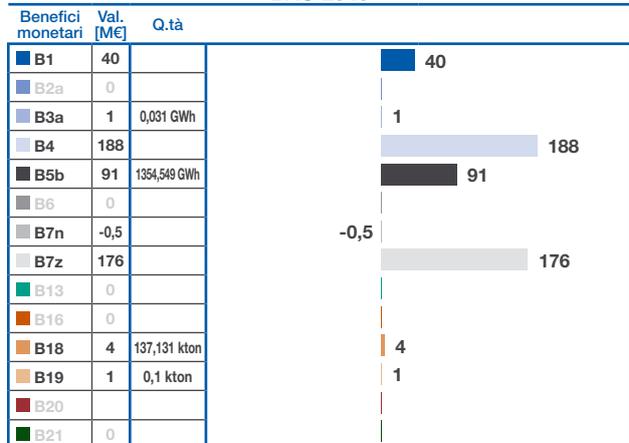
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	70
I5 - Overgeneration [MWh]	3.247.390	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030



Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	80
I5 - Overgeneration [MWh]	274.540	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040



Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	137
I5 - Overgeneration [MWh]	1.451.995	I13 - Variazione resilienza	0

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B13 - Incremento Resilienza
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

Le analisi di rete e gli studi di fattibilità, condotti nel corso del 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 - 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 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.

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:

- 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 a partire dal 2025. 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: Rispetto ai PdS precedenti, attraverso attività specifiche e in esito a ulteriori approfondimenti, la stima complessiva dell'investimento (CAPEX), incluse le stime delle relative contingency legate a fattori non prevedibili (ad es. aspetti autorizzativi, criticità realizzative non note a priori, ecc.), è pari a 3.700 M€ con un incremento rispetto all'importo indicato nel PdS 19. Questa variazione dei costi è imputabile principalmente a: a) presenza di una ulteriore Stazione di Conversione (presso Caracoli, dovuta alla configurazione in doppio bi-terminale); b) dimensionamento (rischio tracciati chilometrici superiori) e protezione delle linee in corrente continua (sistemi di protezione dei cavi in profondità); c) limitata capacità produttiva dichiarata dai fornitori e numero ridotto di fornitori capaci di costruire un collegamento di tale complessità (capacità produttiva fortemente ridotta nel prossimo quinquennio per presenza di altri progetti già avviati in Europa e nel Mondo); d) scelta tecnologica della configurazione in doppio bi-terminale con tecnologia VSC.

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:

- Miglioramento della stabilità dinamica della rete e in particolare della risposta in frequenza del sistema. Infatti, attraverso il calcolo di parametri elettrici significativi (Nadir e Rocof) si nota un miglioramento importante delle performance del sistema elettrico nazionale nel suo complesso.

Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

Il nuovo collegamento Continente - Sicilia - Sardegna è stato modellato con una configurazione doppio bi-terminale e tecnologia VSC, individuata come preferibile per la sua flessibilità e modularità, in quanto consente una maggior efficienza nella gestione della rete e in termini di benefici.

Per quanto riguarda l'effetto del nuovo HVDC nelle simulazioni del mercato del giorno prima, si può notare un miglioramento del Social Economic Welfare (SEW - B1) riconducibile all'utilizzo della capacità di generazione più economica dislocata sull'intero territorio nazionale favorendo la concorrenzialità sul Mercato del Giorno Prima.

Con riferimento all'indicatore B3 (Energia Non Fornita: ENF), grazie alla presenza del nuovo collegamento simulato negli scenari previsionali, si può notare una forte riduzione di ENF nello scenario PNIEC. In assenza del nuovo HVDC, infatti, i valori di ENF sarebbero più elevati a causa della forte decarbonizzazione della Sardegna e del conseguente ridotto numero di impianti di generazione tradizionale.

A differenza dei PdS precedenti, nell'esecuzione dell'ACB, è stata tenuta in conto la risoluzione delle essenzialità (beneficio B4) nelle Isole, legata principalmente ai limiti di esercizio dovuti alla necessità di garantire un livello di affidabilità adeguato (ad es.: contenimento dei profili di tensione, vincoli di riserva e potenza corto circuito minima). Infatti, in Sardegna il nuovo HVDC e i rinforzi di rete individuati, nonché la presenza di nuova capacità di generazione per una potenza complessiva di c.ca 400 MW, consentiranno il raggiungimento dei benefici rappresentati dal B4 suindicato.

Inoltre, risulta confermato il contributo del nuovo HVDC sia all'integrazione delle rinnovabili (B5) (esistente e attesa sulle Isole) che alla compressione della over-generation.

Infine, per quanto riguarda l'indicatore B7 (variazione costi MSD) si può notare un impatto sulle simulazioni del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). Rispetto ai piani di sviluppo precedenti, PdS 18 e PdS 19, l'analisi costi-benefici del progetto ha recepito i nuovi scenari del PdS20 e ha incluso all'interno dei modelli i Vincoli di esercizio dei collegamenti SAPEI e SACOI 3 (minimo tecnico e il vincolo di inversione rapida), non presenti nelle ACB dei precedenti Piani di Sviluppo. Tale modellazione consente di ottenere una più accurata rappresentazione del funzionamento del sistema elettrico e dei relativi benefici associabili al nuovo collegamento HVDC.

B20 - B21: descrizione degli indicatori se valorizzati

Non applicabile.

I21 Zone di mercato interessate

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

Il nuovo collegamento consentirà di traguardare un incremento della capacità di interconnessione di 1000 MW tra Sicilia e Sardegna e di 1000 MW tra Sicilia e Continente.

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO PNIEC 2025, PNIEC 2030, DEC 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	4.070 M€	3.700 M€	3.330 M€
	B7z - Costi evitati MSD Zonale attualizzato PdS	6.682 M€	7.425 M€	8.167 M€
	B7z - Costi evitati MSD Zonale attualizzato anno di completamento	7.813 M€	8.686 M€	9.554 M€
Risultati	BENEFICI TOTALI			
		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PDS}	8.784 M€	9.843 M€	10.901 M€
	VAN _{COMPL}	10.687 M€	11.975 M€	13.263 M€
	IUS	3,5	4,1	4,8
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO PNIEC 2025, BAU 2030, BAU 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	4.070 M€	3.700 M€	3.330 M€
	B4- Costi evitati o differiti attualizzato PdS	2.173 M€	2.414 M€	2.665 M€
	B4- Costi evitati o differiti attualizzato anno di completamento	2.542 M€	2.824 M€	3.106 M€
Risultati	BENEFICI TOTALI			
		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PDS}	1.972 M€	2.529 M€	3.086 M€
	VAN _{COMPL}	2.399 M€	3.077 M€	3.755 M€
	IUS	1,6	1,8	2,1

1

| Classificazione
interventi di
sviluppo

2

| Ipotesi di
sviluppo
allo studio

3

| Tabelle
di sintesi

4

Schede degli
interventi
dei Piani di
Sviluppo
precedenti

Area Nord Ovest



5

Interventi per la Decarbonizzazione

10

Interventi per la Sostenibilità



4.1.1 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	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ⁸		
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 TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
				2035		
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	94		44		3	
Dismissione	114		53		6	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Compl.	Compl.	Feb-2009 (EL-147)	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)
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Variante aerea dell'elettrodotto a 380 kV Baggio - Pieve Albignola nell'ambito del territorio del Comune di Guido Visconti	Compl.	Compl.	Feb-2015 (EL-345)	2018	2018	In data 31/07/2017 è stata conseguita l'autorizzazione. La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività.
Riassetto delle linee esistenti nella Val Formazza mediante variante aerea delle due linee a 220 kV Ponte V.F. - Verampio	Fase 3	Fase 3	Sett-2011 (EL-275)	2023	2026	Il processo di concertazione è in fase avanzata con gli enti locali e ha condotto all'individuazione delle migliori ottimizzazioni progettuali.
Interramento della linea a 132 kV Ponte V.F. - Fondovalle						
Variante aerea della linea 220 kV Rosone - Grugliasco	Compl.	Compl.	Sett-2011 (EL-258)	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" ⁹	Fase 1	Fase 1	2018	2022	2025	Attività in iter
Demolizione linea a 132 kV "Mercallo - Somma Lombardo"	Fase 1	Fase 1	2025	2027	2030	
Demolizione 132 kV "Casorate S. - Mercallo"	Fase 1	Fase 1	2025	2027	2030	
Demolizione tratto linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2025	

⁸ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

⁹ Riassetto rete 132 kV Comune di Vellezzo e Bellini e Certosa Pavia.

Ricostruzione doppia terna tratto linee a 132 kV "Casorate S - Mercallo" e "Somma Lombardo - Mercallo"	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2025	
Ricostruzione doppia terna raccordi 132 kV CP di Somma Lombardo delle linee "Merallo - Somma Lombardo" e "Somma Lombardo - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2025	
Demolizione linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e variante aerea	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2025	
Demolizione e ricostruzione in doppia terna tratto inea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e 132 kV "Malpensa All. - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2025	
Variante aerea 220 kV Trino - Vercelli"	Fase 1	Fase 1	2019	2022	2025	Invio istanza 24/10/2019 e procedimento avviato dal MISE il 13/11/2019
Variante aerea 132 kV "Fontanetto All-Trino CP"	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2025	
Variante aerea 132 kV "Sannazzaro - GroppelloAll", "Alagna - GroppelloAll" e "Alagna - Vigevano Est"	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2027	
Interramento 132 kV di "CP Mortara - CP Robbio" e "CP Robbio - Vercelli"	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2027	
Variante aerea 132 kV "CP Mede - SIT CS SIT (Mortara)"	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2028	
Interramento 132 kV "CP Mortara - SIT CS Mortara"	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2028	
Variante in cavo 132 kV "Merallo - Cameri" e demolizione 220 kV tra "Merallo-Cameri" e "Magenta-Pallanzeno"	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2025	
Interramento tratto 132 kV doppia terna "Tornavento - dep. S.Antonino CS" e "Malpensa CP - Turbigio ST"	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2025	
Interramento tratto linea 132 kV in doppia terna "Malpensa CP - Turbigio ST" e "Tornavento - Turbigio SupAll"	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2025	
Interramento linea 132 kV dalla CP di Vercelli SUD alla centrale ATEL	Fase 1	Fase 1	2025	2030	2035	
Demolizione parziale 132 kV Edison Novara - Nerviano previa realizzazione della ri-chiusura 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	2025	2030	2035	
Variante in cavo per l'ingresso alla CP Tortona linea a 132 kV Tortona - San Bartolomeo	Fase 1	Fase 1	2025	2030	2035	
Interramento 132 kV "Reno de Medici - SARPOM"	Fase 1	Fase 1	2025	2030	2035	
Interramento dell'elettrodotto a 132 kV Borgomanero Nord - Borgomanero Est	Fase 1	Fase 1	2025	2027	2030	
SINTESI¹⁰						
Investimento sostenuto/stimato: 180 M€/395 M€						

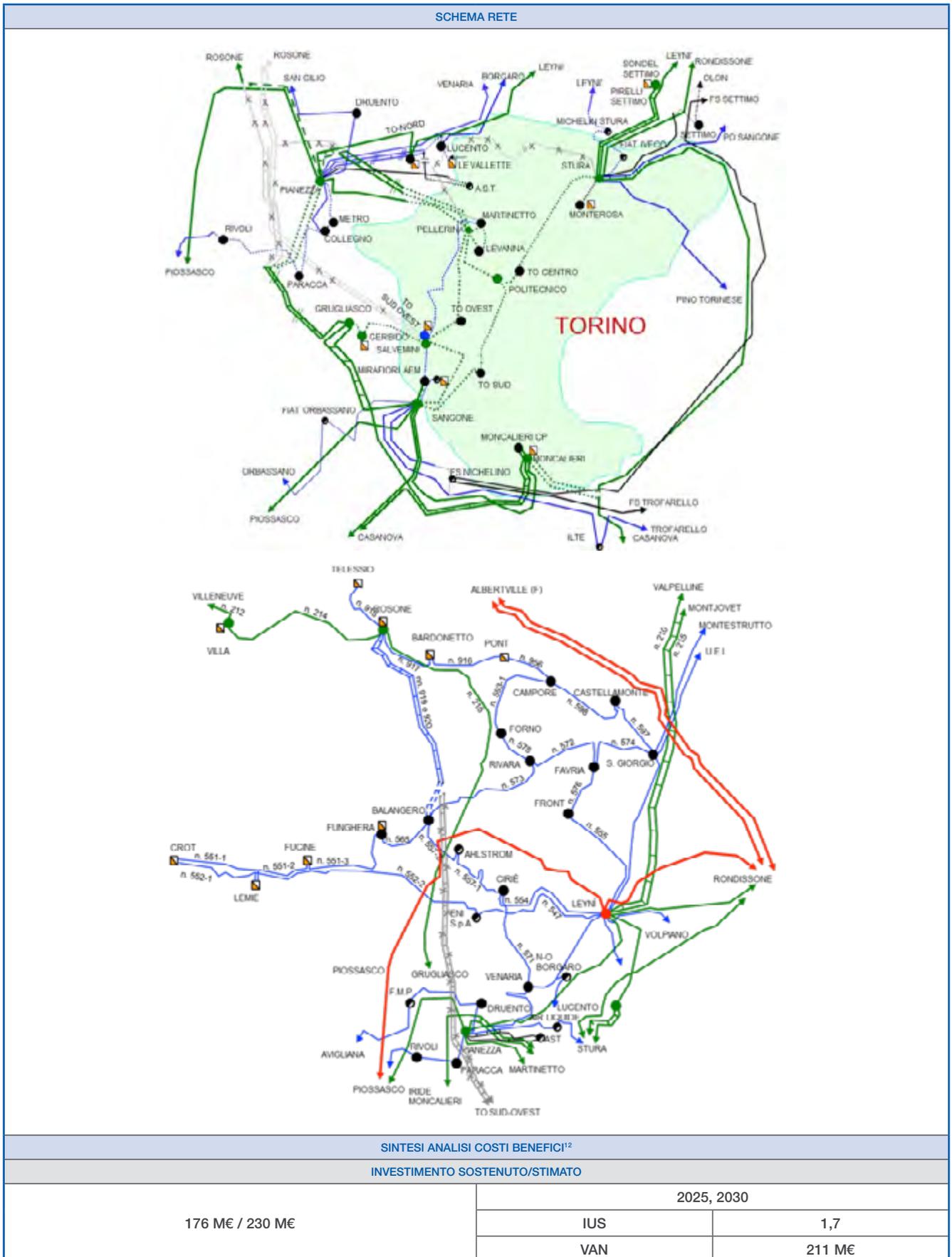
¹⁰ Le attività in corso si riferiscono ad opere di razionalizzazione associate all'opera principale già entrata in servizio, conseguenti alla necessità di ottemperare a prescrizioni autorizzative e/o concertative quindi non soggette ad Analisi Costi Benefici.

RAZIONALIZZAZIONE RETE 220 E 132 kV PROVINCIA DI TORINO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
6-P			RIP 2017
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ¹¹
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 nell'area urbana di Torino.</p> <p>In dettaglio:</p> <ul style="list-style-type: none"> - lungo la ex direttrice 220 kV "Sangone – Martinetto – Pianezza" che attraversa la città di Torino per l'alimentazione in entra – esce delle CP Torino Ovest e Levanna è stata inserita la nuova SE 220 kV di Pellerina a cui si raccordano tutti gli elettrodotti 220 kV in ingresso a Martinetto e un nuovo cavo verso una nuova SE di Politecnico; - quest'ultima è poi ricollegata tramite cavi 220 kV, opportunamente potenziati, ai nodi di Stura (attraverso l'impianto di To Centro) e di Sangone (attraverso gli impianti di To Centro e To sud); - sempre dalla SE di Pellerina si diramano due nuove direttrici che collegano la nuova SE con gli impianti di Sangone, attraverso i nodi di To Ovest e Salvemini (opportunamente potenziato), e di Grugliasco, attraverso sempre i nodi di To Ovest, Salvemini e la nuova SE di Gerbido. <p>In questo modo la parte centrale della città di Torino sarà alimentata attraverso due direttrici 220 kV, di opportuna capacità di trasporto, che collegano alcune fra le principali cabine primarie di proprietà del Distributore locale.</p> <p>Sempre al fine di aumentare l'efficienza del servizio di trasmissione, riducendo le congestioni e favorendo l'alimentazione, in sicurezza, del carico cittadino occorrerà un miglioramento generale dell'anello 220 kV su cui sono inserite le stazioni di trasformazioni della RTN che supportano la parte più periferica della città di Torino.</p> <p>È previsto il raccordo delle direttrici in cavo a 220 kV "Sangone – Stura" e "Moncalieri – Sangone" (in particolare su quest'ultima è stato effettuato un potenziamento) sul versante orientale dell'anello 220 kV e, analogamente, sul versante opposto si procederà a raccordare l'impianto di Pianezza alle direttrici comprese fra gli impianti di Rosone e Grugliasco.</p> <p>Contestualmente si provvederà all'installazione, sempre presso l'impianto di Pianezza, di una reattanza sulla sezione 220 kV al fine di ottimizzare i profili di tensione sulla rete di trasmissione della città, specie nelle ore di basso carico, mentre nella SE di Rosone saranno previste le necessarie attività di ampliamento e adeguamento dell'impianto.</p> <p>Gli interventi sopra descritti permetteranno, in definitiva, un miglioramento considerevole della rete 220 kV di trasmissione, che però non potrebbe essere pienamente sfruttata in assenza di una serie di attività sulla rete sottesa.</p> <p>In particolare, la rete a 132 kV dell'area Nord – Ovest della provincia di Torino non è pienamente capace di rispondere alle esigenze di esercizio in condizioni di sicurezza ed affidabilità, nonché di continuità della fornitura elettrica. Si rende quindi necessario riassetto generale della stessa rete 132 kV, sfruttando anche le opportunità derivanti dal potenziamento della trasformazione nella stazione di Biella Est e da alcune attività che consentiranno di realizzare un assetto di esercizio più flessibile, con due isole di carico meno estese: una alimentata dalle stazioni di Stura, Pianezza e Leyni e l'altra da Châtillon, Rondissone e Biella Est.</p> <p>Si prevederanno, quindi, i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la connessione in entra – esce della CP Lucento alla nuova direttrice a 132 kV "Pianezza – Lucento – Borgaro", mediante realizzazione di un nuovo raccordo; successivamente saranno dismessi l'elettrodotto a 132 kV "Martinetto – Lucento" e l'elettrodotto a 132 kV "Pianezza – Stura", nel tratto tra la CP Lucento e la SE Stura (in occasione della disconnessione dalla RTN della cabina utente Air Liquide) e a seguire saranno avviate anche le analisi di fattibilità del potenziamento della linea a 132 kV "Borgaro – Lucento"; - la sostituzione nella stazione 220 kV Pianezza dell'ATR 220/132 kV da 160 MVA con un altro da 250 MVA; - 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 – Leini – der. Venaria", al fine di ottenere gli elettrodotti a 132 kV "Borgaro – Venaria" e "Leini – Borgaro"; - il bypass presso l'impianto Ceat dell'elettrodotto 132 kV "Smat Torino – Cimena" ed il superamento dell'attuale T rigido presente sull'elettrodotto 132 kV "Rondissone – Leini – der.Michelin Stura" attraverso la realizzazione di un breve raccordo all'impianto Ceat; - ricostruzione con potenziamento degli elettrodotti 132 kV "Rivoli-Paracca" e "Paracca-der.Metro". <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); - ricostruzione secondo gli standard attuali dell'elettrodotto 132 kV "Rosone – Bardonetto"; - 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 e solo a valle della realizzazione della sezione 220 kV e dell'installazione delle necessarie trasformazioni 220/132 kV presso l'impianto di Salvemini, 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

¹¹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
					2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	9				6	
Dismissione	31		9		5	
Dismissione e Realizzazione	70		4		1	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuova stazione 220 kV Gerbido	Compl.	Compl.	Gen-2007 (EL-099/2007)	2009	Gen-2011	In data 10-Ott-2008 l'opera è stata autorizzata (239/EL-99/66/2008)
Elettrodotto Gurgliasco - Gerbido e T.981 Gerbido - Salvemini"	Compl.	Compl.				
Elettrodotto 220 kVSalvemini - TO Ovest	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-110/2008)	2010	Mar-2011	In data 8-Mag-2009 l'opera è stata autorizzata (239/EL-110/91/2009)
Stazione 220 kV Salvemini	Compl.	Compl.	Mag-2008 (EL-124/2008)	2009	Feb-2011	In data 8-Mag-2009 l'opera è stata autorizzata (239/EL-124/93/2009)
Elettrodotto 220 kVSangone-TO Sud	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-111/2008)	2009	Apr-2010	In data 8-Mag-2009 l'opera è stata autorizzata (239/EL-111/92/2009)
Elettrodotto 220 kVSangone - Salvemini	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-109/2008)	2010	Mar-2011	In data 8-Mag-2009 l'opera è stata autorizzata (239/EL-109/90/2009)
Stazione 220 kVPellerina	Compl.	Compl.	Mag-2009 (EL-158)	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.	Mag-2009 (EL-159)	2011	Nov-2012	In data 2-Set-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-159/119/2010)
Elettrodotto 220 kVTO Ovest - Pellerina	Compl.	Compl.	Mag-2009 (EL-161)	2011	Nov-2012	In data 2-Set-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-161/120/2010)
Elettrodotto 220 kVPianezza-Pellerina	Compl.	Compl.	Giu-2011 (EL-236)	2013	Dic-2015	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-236/176/2012)
Elettrodotto 220 kVPellerina - Martinetto	Compl.	Compl.	Mag-2009 (EL-341)	2011	Nov-2012	In data 2-Set-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-162/121/2010)
Elettrodotto 220 kVPellerina-Politecnico	Compl.	Compl.	Mag-2009 (EL-160)	2012	Mag-2014	In data 22-Dic-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-160/135/2010)
Elettrodotto 220 kVMartinetto-Levanna	Compl.	Compl.	Mar-2011 (EL-234)	2013	Dic-2014	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-234/175/2012)
Elettrodotto 220 kVStura-TO Centro	Compl.	Compl.	22-Set-2009 (EL-171)	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.	Mag-2010 (EL-207)	2012	Mag-2014	In data 23-Mag-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-207/164/2012)
Elettrodotto 220 kVTO Centro- Politecnico	Compl.	Compl.	Mag-2010 (EL-208)	2013	Set-2014	In data 23-Mag-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-208/165/2012)
Elettrodotto 220 kVPolitecnico-TO Sud	Compl.	Compl.	Mar-2011 (EL-237)	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	Gen-2011	
Raccordi 132 kV alla CP Lucento	Compl.	Compl.	Giu-2011 (EL-235)	2012	Nov 2012	In data 23-Mag-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-235/167/2012)

STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
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"	Fase 5	Fase 5	Set-2014 (EL-341)	2018	2020	In data 7-Ott-2016 l'opera è stata autorizzata (239/EL-341/239/2016) La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività
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"	Fase 4	Fase 4	Dic-2015 (EL-353)	2020	2023	Nov 19 attività autorizzate Previsione avvio lavori nel 2020
Elettr. 132 kV "Rivoli – Paracca"	Fase 3	Fase 1	2018	2021	2025	Attività in iter
Elettr.132 kV "Paracca – der.Metro"	Fase 3	Fase 1	2018	2021	2025	Attività in iter
Elettr.132 kV "Fucine - Funghera"	Fase 1	Fase 1	2022	2026	2027	Recupero attività dallo stand-by a seguito eventi meteo avvenuti nell'ultimo anno
Elettr.132 kV "Crot-Agip Robassomero – der Lemie"	Fase 1	Fase 1	2022	2026	2027	Recupero attività dallo stand-by a seguito eventi meteo avvenuti nell'ultimo anno
Elettr. 132 kV "Agip Robassomero – Venaria"	Fase 1	Fase 1	2022	2026	2027	Recupero attività dallo stand-by a seguito eventi meteo avvenuti nell'ultimo anno
Elettr. 132 kV "Ciriè – Leini"	Fase 1	Fase 1	2024	2027	2030	
Elettr. 132 kV "Rosone – Balangero"	Fase 3	Fase 3	Giu 2017/EL381	2022	2025	Iter in corso
Elettr. 132 kV "Rosone – Bardonetto"	Compl	Fase 4	2019	2019	2019	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività
Raccordo 220 kV "Moncalieri - Sangone" alla SE Sangone	Fase 1	Fase 1	2025	2027	2030	
Ampliamento e adeguamento SE Rosone e interramento linee in ingresso alla SE	Fase 1	Fase 1	2021	2022	2025	
Reattore 220 kV Pianezza	Fase 2	Fase 2	2020	2020	2021	
Elettr. 220 kV Salvemini - Martinetto	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2030	Legato alle stesse tempistiche dell'intervento 29-P



¹² Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili. Per gli ulteriori indicatori B20 e B21 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

SVILUPPI RETE NELLE PROVINCE DI ASTI ED ALESSANDRIA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
7 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ¹³		
2004			Piemonte	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>La rete a 132 kV che alimenta l'area compresa fra le province di Asti e di Alessandria, presenta alcune limitazioni all'esercizio, dovute in particolare alla limitata magliatura della stessa alla portata limitata di alcune linee presenti nell'area in esame. Al fine quindi di ottimizzare il più possibile l'infrastruttura esistente, si procederà alla rimozione dei vincoli di portata dei seguenti elettrodotti 132 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> • "Bistagno – Canelli" • "Incisa-Montegrosso" • "Asti Sud-Montegrosso" • "Asti Nord-Asti Sud" • "Balzola – Valenza". <p>Contestualmente, al fine di migliorare la flessibilità di esercizio (specie in corrispondenza di condizioni climatiche/ambientali non ottimali) di alcune delle utenze presenti nell'area, si valuterà, di concerto con il Distributore l'installazione di un appositi dispositivi presso l'impianto di Villanova.</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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
				2026		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	70		3		1	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Elett. 132 kV Bistagno-Canelli	Fase 5	Fase 5	2013	2014	2021	La riprogrammazione della data di completamento dovuta a verifiche puntuali tecnico impiantistiche
Elett. 132 kV Incisa-Montegrosso	Fase 5	Fase 1	2019	2019	2021	
Elett. 132 kV Asti Sud-Montegrosso	Fase 5	Fase 5	2016	2016	2021	
Elett. 132 kV Asti Nord-Asti Sud	Fase 5	Fase 5	2017	2017	2020	
Elett. 132 kV Balzola-Valenza	Fase 5	Fase 5	2013	2014	2020	La riprogrammazione della data di completamento dovuta a verifiche puntuali tecnico impiantistiche
Installazione dispositivi automatici presso CP Villanova	Fase 1	Fase 1	2025	2025	2026	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 8 M€/12 M€						

¹³ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

RIMOZIONI LIMITAZIONI RETE 380 kV AREA NORD-OVEST			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
8-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ¹⁴
2007/2013	Tab.1	Piemonte/Lombardia	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine di consentire l'utilizzo della piena capacità di trasporto e di conseguenza il pieno sfruttamento in sicurezza dell'import dalla frontiera Nord-Ovest, saranno superati gli attuali vincoli di portata presenti sulla rete 380 kV dell'area.</p> <p>In particolare, in aggiunta a quanto già fatto sull'elettrodotto "Vignole – La Spezia", saranno rimosse le limitazioni sulle linee:</p> <ul style="list-style-type: none"> • "Rondissone-Trino"; • "Vignole-Vado"; • "Lacchiarella-Chignolo Po". <p>Contestualmente sarà esaminata la necessità di intervenire sulla rete 220 kV presente nell'area.</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 TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2021	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	6		
Dismissione	6		
Dismissione e Realizzazione			

¹⁴ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Lacchiarella - Chignolo Po	Compl.	Compl.	Mar - 2017 (EL-359)	2017	2019	La riprogrammazione della data di completamento dovuta a verifiche puntuali tecnico impiantistiche
	Fase 5	Fase 3		2019	2021	Nel Lug-19 è stata conseguita l'autorizzazione necessaria ad effettuare la variante aerea.
Rondissone-Trino	Compl.	Compl.	2016	2016	2017	
Vignole - La Spezia	Compl.	Compl.	2013	2013	2015	
Vignole - Vado	Compl.	Compl.	2017	2018	2018	La riprogrammazione della data di completamento dovuta a verifiche puntuali tecnico impiantistiche
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ¹⁵						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO				BENEFICI		
88 M€/91 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS	4-4	
				VAN	330-324 M€	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ^{16,17}						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO				BENEFICI		
88 M€/91 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS	9,5-8,3	
				VAN	929-796 M€	

¹⁵ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

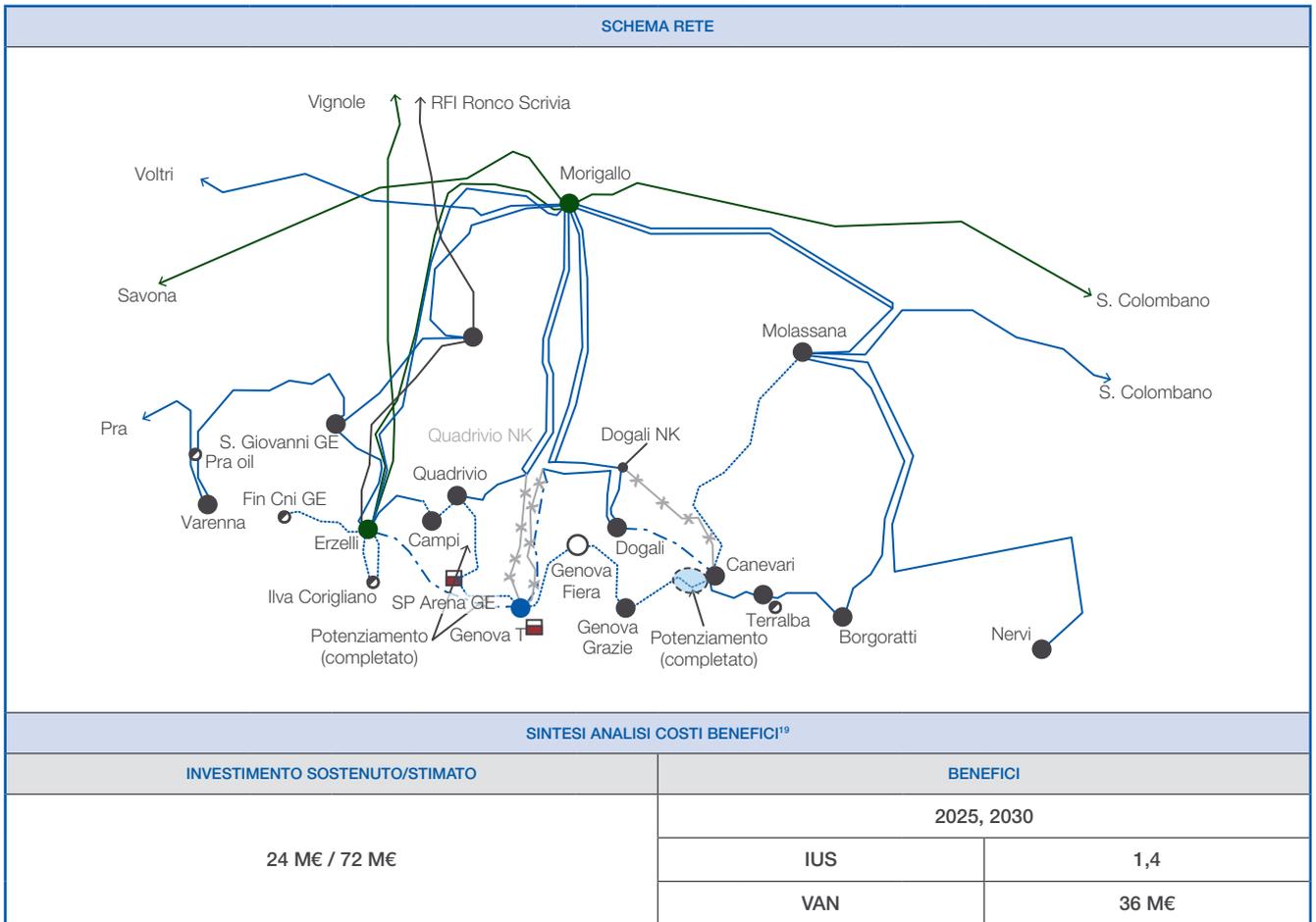
¹⁶ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

¹⁷ L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio dell'intervento con vista del solo consumatore.

RINFORZI 132 kV AREA METROPOLITANA DI GENOVA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
10 – P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ¹⁸
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 ed 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 TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
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	0	6
Dismissione	15		6
Dismissione e Realizzazione	17		2

¹⁸ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Elettrodotto 132 kV Genova T – Quadrivio	Compl.	Compl.	Ago-2006 (EL-066/2006)	2008	2010	In data 10-Ott-2007 l'opera è stato autorizzata (239/EL-66/ 41 /2007)
Elettrodotto 132 kV Genova T-Canevari					2011	
Elettrodotto 132 kV Genova T – Iren	Compl.	Compl.	3- Sett-2015 (EL 350)	2017	2018	In data 22-Novembre 2016 l'opera è stato autorizzata 239/EL-350/ 242 /2016) La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività In data 22-Novembre 2016 l'opera è stato autorizzata 239/EL-350/ 242 /2016)
Nuovo collegamento in cavo 132 kV Genova T – Erzelli	Fase 5	Fase 5			2020	
Elettrodotto 132 kV Molassana – Canevari	Compl.	Fase 5	2017	2017	2019	
Elettrodotto 132 kV Molassana – Borgoratti	Fase 3	Fase 3	Lug 2017 (EL 380)	2020	2022	in data 15 – Ott-19 l'opera è stata autorizzata. (239/EL-380/298)
SE Erzelli, ipotenziamento trasformazioni	Fase 5	Fase 2	2019	2019	2025	
Potenziamento ele. 132 kV Morigallo - Molassana	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2030	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
Eliminazione collegamento Dogali NK – Canevari e realizzazione nuovo collegamento in cavo Dogali-Canevari	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2030	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
Eliminazione T-rigido Quadrivio e realizzazione collegamento diretto Morigallo - Quadrivio	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2030	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
Realizzazione collegamento diretto Genova T. – Dogali	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2030	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
Interramento tratto di elettrodotto Genova T. - Dogali	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2030	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale



¹⁹ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili. Per gli ulteriori indicatori B20 e B21 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

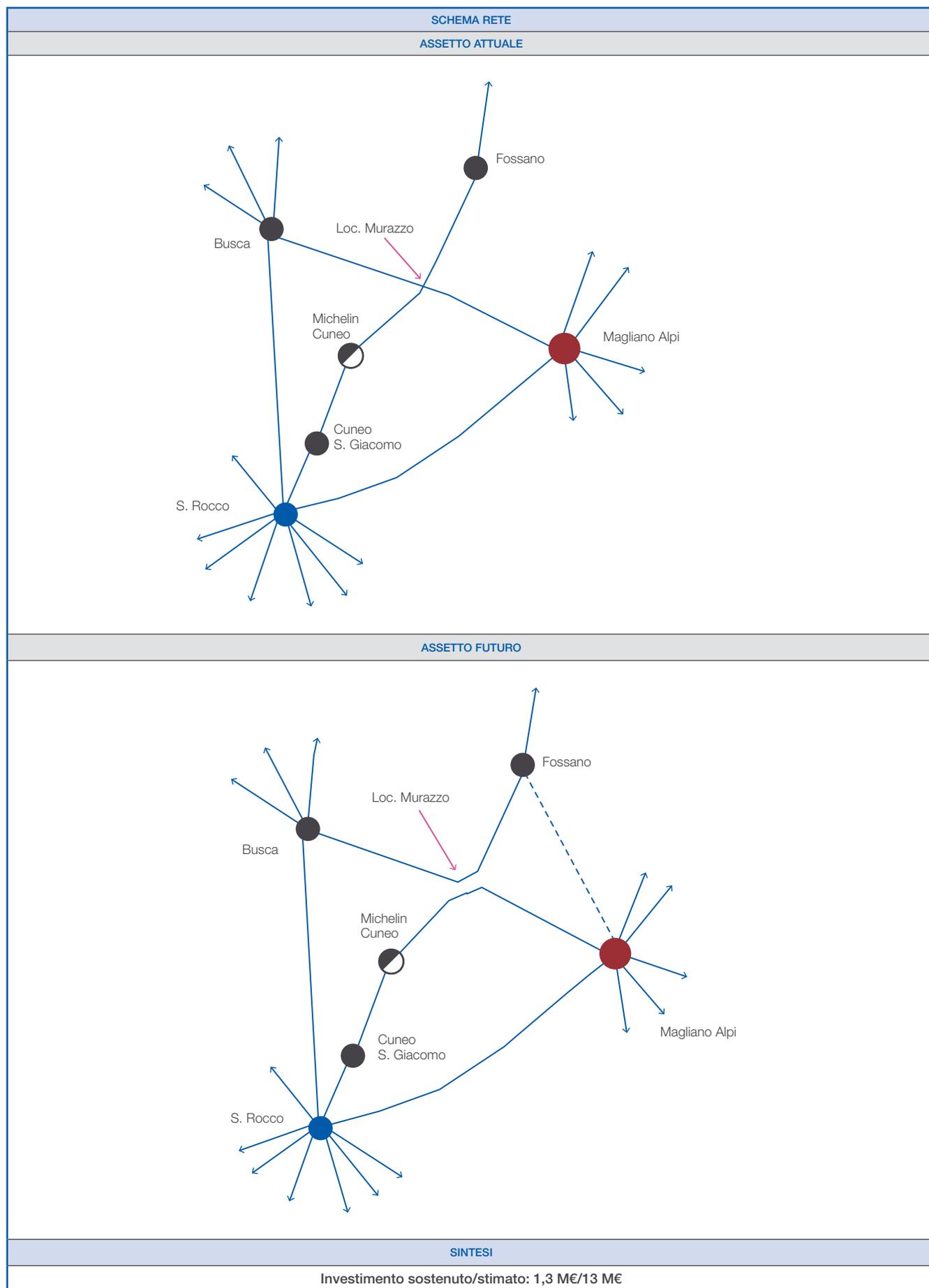
POTENZIAMENTO RETE 132 kV TRA NOVARA E BIELLA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
13 - P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ²⁰		
Piano triennale di sviluppo 2003-2005				Piemonte		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Al fine di migliorare l'affidabilità del servizio e garantire la sicurezza di esercizio della rete a 132 kV nelle province di Novara e Biella, in aggiunta a quanto già realizzato sull'elettrodotto "Cerreto Castello – Biella Est" si provvederà al potenziamento delle linee 132 kV "Borgoticino – Arona" e "Borgomanero Nord – Bornate".</p> <p>Gli interventi consentiranno di incrementare flessibilità di esercizio della rete a 132 kV compresa tra le stazioni di Mercallo, Novara Sud e Biella e di sfruttare con margini di sicurezza maggiori la produzione idroelettrica della Val d'Ossola verso l'area di carico del biellese.</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 TEMPORALE INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE								
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI					
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	29		7		2			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '20	PDS '19						
Potenziamento elettrodotto 132 kV Borgomanero Nord-Bornate	Fase 1	Fase 1	2025	2027	2030			
Potenziamento elettrodotto 132 kV Borgoticino-Arona	Fase 2	Fase 1	2019	2020	2025			
Potenziamento elettrodotto 132 kV Cerreto Castello-Biella Est	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-118)	2012	2013	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-118/173/2012)		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ²¹								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030			
	IUS	1,3			IUS	1,3		
8 M€/16M€	VAN 5 M€			VAN 5 M€				

²⁰ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

²¹ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

ELETTRODOTTO 132 kV MAGLIANO ALPI – FOSSANO E SCROCIO DI MURAZZO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
14 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ²²
2003				Piemonte		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di garantire la sicurezza di esercizio sulla rete a 132 kV del Cuneese sarà realizzata una nuova linea 132 kV tra la stazione di Magliano Alpi e la CP di Fossano. L'intervento descritto consentirà anche di ottenere un miglioramento dell'esercizio e delle condizioni di sicurezza della rete a 132 kV dell'area. A valle della realizzazione del nuovo elettrodotto si provvederà inoltre allo "scrocio" degli elettrodotti a 132 kV "Fossano – Michelin Cuneo" e "Magliano Alpi – Busca", in località Murazzo, ottenendo così le nuove linee 132 kV "Magliano Alpi – Michelin Cuneo" e "Busca – Fossano".						
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	
					2023	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	15		1			
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuovo elettrodotto Magliano Alpi – Fossano	Fase 3	Fase 3	Dic-2013 (EL-322)	2021	2023	Riprogrammazione della tempistica legata a ritardi autorizzativi
Scrocio loc. Murazzo	Compl.	Compl.	Ago-2005 (EL-025/2005)	2017	2017	In data 26-Jan-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-25/20/2007-PR)

²² Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.



ELETTRODOTTO 132 kV "IMPERIA – S. REMO"						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
15-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ²³
2005				Liguria		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
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. L'attività sarà realizzata sfruttando la sinergia con la rete ex-RFI, ora di proprietà Terna.						
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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2025		2027			2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	26		1		1	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Direttrice 132 kV "Imperia-Arma di Taggia-S.Remo"	Fase 1	Fase 1	2025	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/7 M€						

²³ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

RETE SUD TORINO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
18-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ²⁴
2010				Piemonte		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La rete 132 kV a Sud di Torino, è caratterizzata, a oggi, da importanti limitazioni all'esercizio, in particolare nell'area compresa fra la stazione di Piossasco e la zona Sud - Ovest del Piemonte. Pertanto, in aggiunta ai lavori già previsti sulle linee "Casanova - Poirino - Villanova" e "Villanova - Villafranca", saranno rimosse le attuali limitazioni alla portata sulle direttrici 132 kV "Piossasco - Airasca - SKF Airasca - Stella" e "Casanova - Valpone - Castagnole". Tali interventi consentiranno, una volta completati, un sensibile miglioramento della flessibilità e 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	
					2025	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		48				
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "Villanova - Villafranca"	Compl.	Compl.	2013	2014	2018	
Rimozione limitazioni della direttrice 132 kV "Casanova - Poirino - Villanova"	Compl.	Compl.	2012	2013	2014	
Rimozione limitazioni della direttrice 132 kV "Casanova-Valpone"	Compl.	Compl.	2014	2015	2015	
Rimozione limitazioni della direttrice 132 kV "Valpone-Castagnole"	Fase 2	Fase 2	2020	2021	2025	
Rimozione limitazioni della direttrice 132 kV "Piossasco - Airasca - SKF Airasca - Stella"	Fase 2	Fase 2	2020	2022	2025	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 3 M€/11 M€						

²⁴ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

RETE CUNEO - SAVONA							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
19-P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ²⁵	
2010				Piemonte/Liguria		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO							
La porzione di rete tra le province di Cuneo e Savona presenta, ad oggi, alcuni vincoli alla trasmissione nell'area compresa fra la stazione di Magliano e l'area di carico Ligure, che non consentono, in alcune condizioni di rete, un esercizio con adeguati margini di sicurezza. Pertanto al fine di incrementare la qualità del servizio è prevista la rimozione di tali limitazioni sugli elettrodotti 132 kV "Magliano - Carrù", "Carrù - Ceva" e "Ceva - Cairo".							
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 TEMPORALE INTERVENTO							
AVVIO ATTIVITÀ			AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
						2022	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI							
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione							
Dismissione							
Dismissione e Realizzazione		39		2			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "Magliano-Carrù"	Compl.	Compl.	2014	2014	2015		
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "Carrù-Ceva"	Fase 5	Fase 5	2017	2017	2022		
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "Ceva-Cairo"	Fase 5	Fase 5	2017	2017	2021		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ²⁶							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,5			IUS	1,5	
	VAN	8 M€			VAN	8 M€	

²⁵ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

²⁶ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

STAZIONE 220 kV NOVARA SUD						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
24-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ²⁷		
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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2018		2018		2022		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Ampliamento e adeguamento SE 220 kV Novara Sud	Fase 5	Fase 5	2018	2018	2022	Riprogrammazione dei lavori in esito a valutazioni tecniche di dettaglio
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/6 M€						

²⁷ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

RETE 132 kV PROVINCIA DI AOSTA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
25-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ²⁸
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 – Preoil Pollai all. – 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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
					2020	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
Impatti non significativi						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Interventi presso Signayes all.	Fase 5	Fase 4	2019	2019	2020	
Interventi presso Preoil Pollai all.	Fase 1	Fase 1	2020	2020	2020	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/1 M€						

²⁸ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

STAZIONE 220 kV SAN COLOMBANO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
26-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ²⁹
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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
		2020			2023	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Ampliamento e adeguamento SE 220 kV di San Colombano	Fase 2	Fase 2	2018	2020	2023	Riprogrammazione dei lavori in esito a valutazioni tecniche di dettaglio
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/10 M€						

²⁹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

NUOVO ELETTRODOTTO 132 kV "SESTRI LEVANTE – LEVANTO" E NUOVA SE 132 kV DI SMISTAMENTO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
27-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ³⁰		
2019			Liguria	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di garantire maggiori margini di sicurezza per l'alimentazione del carico locale e migliorare la qualità del servizio è previsto l'incremento della magliatura della rete 132 kV tra le stazioni di Sestri Levante e Levanto e la realizzazione di una nuova stazione alla quale verranno collegati due utenti oggi connessi in antenna attraverso lunghe linee.						
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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2023		2026		2028		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	21		6		1	
Dismissione	5		1		1	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuovo el. 132 kV tra Sestri Levante e Levanto	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2028	
Nuova S/E 132 kV di smistamento	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2028	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/13 M€						

³⁰ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

RIASSETTO SUD OVEST DI ALESSANDRIA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
28-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ³¹		
2019			Piemonte	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT, con conseguente significativa riduzione delle microinterruzioni l'area della provincia di Alessandria, è prevista la risoluzione della connessione in derivazione rigida della CP Spigno tramite la realizzazione di una seconda linea di alimentazione 132 kV. 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 TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2022		2025		2027		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
Impatti non significativi						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Realizzazione nuovo collegamento 132 kV CP Spigno	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2027	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/1 M€						

³¹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

RIASSETTO RETE 220 kV AREA SUD OVEST DI TORINO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
29-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ³²
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 Torino, sono previsti l'ammazzettamento delle linee 132 kV e 220 kV tra Sangone e UT Mirafiori e la realizzazione di una nuova SE 220 kV da collegare in entra-esce alla direttrice Sangone - Martinetto. 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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2023		2026			2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	4				2	
Dismissione	2				1	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuova SE 220 kV di smistamento e raccordi	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2028	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/9 M€						

³² Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

STAZIONE 132 kV NOVARA EST						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
155-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ³³		
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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2020		2025		2030		
IMPATTI TERRITORIALI						
Impatti non significativi						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
SE 132 kV Novara Est e raccordi 132 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/9 M€						

³³ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

STAZIONE 220 kV VILLENEUVE						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
158-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ³⁴
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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2020		2020			2025	
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '19	PDS '18				
Nuova trasformazione 220/132 kV Villeneuve	Fase 1	Fase 1	2020	2021	2025	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/3 M€						

³⁴ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

STAZIONE 132 kV VILLADOSSOLA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
159-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ³⁵
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						
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	
2020			2020		2025	
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Adeguamento stazione 132 kV Villadossola	Fase 1	Fase 1	2020	2020	2025	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/1 M€						

³⁵ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

NUOVA INTERCONNESSIONE 132 kV "NAVA – S. DALMAS"						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
160-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ³⁶
2018				Liguria		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Al fine di ottimizzare l'utilizzo dell'esistente linea d'interconnessione 66 kV fra gli impianti di Nava (IT) e S.Dalmas (FR), e di migliorare nel contempo la qualità del servizio dell'area Ovest della Liguria, specie a fronte dei fenomeni di "neve-umida", sarà studiata, di concerto con il gestore di rete francese, il riclassamento e il potenziamento dello stessa linea.</p> <p>Saranno contestualmente valutati gli interventi di adeguamento necessari presso lo stesso impianti di Nava, di proprietà del distributore, e gli elettrodotto a monte della stessa cabina primaria.</p> <p>Successivamente, in una seconda fase, sarà esaminata la possibilità di utilizzo di dispositivi di regolazione dei flussi, che potranno garantire, in funzione anche della disponibilità della rete francese, un ulteriore incremento della capacità di scambio fra le due nazioni.</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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2020		2025			2030	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	11		6			
Dismissione	11		6			
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Elettrodotto 132 kV "Nava – S. Dalmas"	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/10 M€						

³⁶ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

4.1.2 Schede interventi in valutazione Area Nord Ovest

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 ed 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.

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 "Avisé – Villeneuve – Châtillon".

L'intervento prevede inoltre interventi sull'arete 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.*

4.1.3 Schede Area Nord Ovest degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e s.m.i.

INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE CON LA FRANCIA AI SENSI DELLA LEGGE 99/2009 E S.M.I.						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
2 - I		2.5.1 ³⁷		21 ³⁸		
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2010				Piemonte		Nord - Francia
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>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".</p> <p>Il progetto prevede la realizzazione lato Italia di un bipolo HVDC tra il nodo di Piossasco (IT) e il confine di Stato, parte italiana di un modulo del collegamento Piossasco – Grande Ile.</p> <p>In data 6 Aprile 2017 la società veicolo Piemonte Savoia Srl (P.I.SA.) ha ricevuto dal MISE la notifica di esenzione (della durata di 10 anni e per una capacità di importazione e esportazione pari a 350 MW), tenuto conto del Decreto MISE 20/07/2016 e del parere positivo rilasciato dalla Commissione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 714/2009.</p> <p>In attuazione della legge 99/2009, in data 4 Luglio 2017 il Gruppo Terna e il consorzio che raggruppa imprese private cosiddette "energivore" hanno sottoscritto i contratti di mandato per la realizzazione (EPC) e per l'esercizio e manutenzione (O&M) del collegamento privato³⁹.</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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
					2020	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
L'interconnector Italia-Francia verrà realizzato in sinergia con l'intervento relativo al nuovo interconnector sulla frontiera francese (medesimo cantiere)						
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	132,02		19,06		15,30	
Dismissione	42,61		16,37		2,87	
Dismissione e Realizzazione	26,77		2,44		1,90	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Linea HVDC Grande Ile – Piossasco	Fase 5	Fase 5	16/10/2009 (EL-177)	2015	2020	Cause di forza maggiore hanno richiesto la riprogrammazione delle attività finalizzate alla posa cavo su sedime autostradale
SE conversione Piossasco	Fase 5	Fase 5		2015	2020	
SINTESI						
Investimento sostenuto Investimento stimato: 235 M€ / 415 M€ ⁴⁰				Capacità convenzionale in esenzione: 350 MW		

³⁷ Codice riferito alla Terza lista PCI pubblicata dalla Commissione EU nel 2017. Il progetto non è stato inserito nella Quarta lista PCI in quanto è in fase realizzativa avanzata.

³⁸ Codice riferito al TYNDP 2018. Il progetto non è stato inserito nel TYNDP 2020 in quanto è in fase realizzativa avanzata.

³⁹ La sottoscrizione dei contratti di mandato è avvenuta alla stipula dell'Accordo Quadro, con cui la Società veicolo Piemonte Savoia Srl è stata ceduta dal Gruppo Terna al Consorzio.

⁴⁰ Investimento a carico degli investitori privati selezionati ai sensi della legge 99/2009.

NUOVO INCREMENTO DI CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE CON LA FRANCIA AI SENSI DELLA LEGGE 99/2009 E S.M.I.			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
3 - I ⁴¹	2.5.1 ⁴²	21 ⁴³	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ⁴⁵
2019 ⁴⁴		Piemonte	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'intervento rientra nell'ambito della realizzazione del collegamento in corrente continua Piossasco (IT) – Grande Ile (FR) con potenza massima pari a 1200 MW costituiti da due bipoli HVDC. Sul versante italiano, fermo restando lo sviluppo e realizzazione di uno dei due bipoli (identificativo PdS 2 – I) come Interconnector ai sensi dell'articolo 32 della legge 99/2009, nel mese di Marzo 2019 il Ministero dello Sviluppo Economico ha confermato l'esigenza di finanziare la quota residua di 150⁴⁶ MW della potenza originariamente assegnata sulla frontiera francese agli investitori privati (Assegnatari selezionati ai sensi della legge 99/2009) secondo il meccanismo Interconnector I.99/09. Contestualmente il Ministero ha richiesto lo spostamento di una quota pari a 100 MW della capacità assegnata agli Assegnatari dalla frontiera montenegrina a quella francese e confermato l'esigenza di procedere con la realizzazione della capacità complessivamente prevista (250 MW), utilizzando a tal fine l'altro modulo in corrente continua della Interconnessione Italia-Francia.</p> <p>Al fine di adempiere a quanto richiesto dal Ministero dello Sviluppo Economico, in data 15 febbraio 2019 Terna ha costituito la società Pi.Sa. 2 S.r.l. (Pi. Sa. 2) allo scopo di presentare, su mandato degli assegnatari, istanza di esenzione per una capacità pari a 250 MW, con riferimento alla parte ricadente in territorio italiano anche del secondo modulo in corrente continua della linea di interconnessione Piossasco (IT)–Grande Ile (FR), e di realizzare un nuovo interconnector ai sensi della Legge n. 99/09. Tale capacità di 250 MW è costituita dalla quota residua di 150 MW assegnata sulla frontiera francese e dalla quota pari a 100 MW inizialmente assegnata sulla frontiera montenegrina e trasferita sulla frontiera francese⁴⁷. L'istanza di esenzione relativa al suddetto nuovo interconnector è stata trasmessa al MiSE in data 26 luglio 2019. A seguito del rilascio del decreto di esenzione e della conseguente stipula dei contratti di mandato per la realizzazione e l'esercizio dell'interconnector anche il secondo modulo della linea di interconnessione Piossasco – Grand Ile sarà interamente finanziato dagli assegnatari ai sensi della legge 99/2009.</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 TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
L'interconnector verrà realizzato in sinergia con l'intervento 2-I (medesimo cantiere)		2020	

⁴¹ Il nuovo codice di intervento associato all'Interconnector sostituisce il precedente 3-P relativo alla linea di Interconnessione Piossasco – Grand'Ile

⁴² Codice riferito alla Terza lista PCI pubblicata dalla Commissione EU nel 2017. Il progetto non è stato inserito nella Quarta lista PCI in quanto è in fase realizzativa avanzata.

⁴³ Codice riferito al TYNDP 2018. Il progetto non è stato inserito nel TYNDP 2020 in quanto è in fase realizzativa avanzata.

⁴⁴ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

⁴⁵ Primo anno inserimento intervento Interconnector nel Piano di Sviluppo.

⁴⁶ Tale capacità residua deriva dal fatto che, in esecuzione di quanto stabilito dall'art. 32 della Legge 99/09:

- sulla frontiera francese era stata complessivamente assegnata una potenza pari a 500 MW;
- in data 6 aprile 2017, con riferimento a un modulo della costruenda interconnessione Italia-Francia, è stata concessa alla società Piemonte Savoia S.r.l. l'esenzione per una capacità pari a 350 MW.

⁴⁷ A seguito dello spostamento della quota pari a 100 MW della capacità assegnata agli Assegnatari dalla frontiera montenegrina a quella francese, la capacità complessiva sulla frontiera francese è pari a 600 MW.

INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	89		2		9	
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Linea HVDC Grande'Isle – Piossasco	Fase 5	Fase 5	19/10/2009 (EL-177)	2011	2020	Cause di forza maggiore hanno richiesto la riprogrammazione delle attività finalizzate alla posa cavo sul sedime autostradale
SE conversione Piossasco	Fase 5	Fase 5	19/10/2009 (EL-177)	2015	2020	
SINTESI						
Investimento sostenuto / Investimento stimato: < 1 M€ / 304 M€ ⁴⁸				Capacità convenzionale in esenzione: 250 MW		

⁴⁸ Investimento a carico degli investitori privati selezionati ai sensi della legge 99/2009.

Area Nord



8
Interventi per la Decarbonizzazione

16
Interventi per la Sostenibilità

4.2.1 Schede interventi pianificati Area Nord

ELETTRODOTTO 380 kV TRINO-LACCHIARELLA E OPERE DI RAZIONALIZZAZIONE ASSOCIATE						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
4-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁴⁹
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 TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
					2035	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	94		44		3	
Dismissione	114		53		6	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Compl.	Compl.	Feb-2009 (EL-147)	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)
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Variante aerea dell'elettrodotto a 380 kV Baggio - Pieve Albignola nell'ambito del territorio del Comune di Gudo Visconti	Compl.	Compl.	Feb-2015 (EL-345)	2018	2018	In data 31/07/2017 è stata conseguita l'autorizzazione. La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività.
Riassetto delle linee esistenti nella Val Formazza mediante variante aerea delle due linee a 220 kV Ponte V.F. - Verampio	Fase 3	Fase 3	Sett-2011 (EL-275)	2023	2026	Il processo di concertazione è in fase avanzata con gli enti locali e ha condotto all'individuazione delle migliori ottimizzazioni progettuali.
Interramento della linea a 132 kV Ponte V.F. - Fondovalle						
Variante aerea della linea 220 kV Rosone - Grugliasco	Compl.	Compl.	Sett-2011 (EL-258)	2014	2015	In data 19 giugno 2013 l'opera è stata autorizzata dal Ministero dello Sviluppo Economico (239/EL-258/187/2013)

⁴⁹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

Demolizione 132 kV, "Garlasco - Tavazzano Est All" ⁵⁰	Fase 1	Fase 1	2018	2022	2025	Attività in iter
Demolizione linea a 132 kV "Mercallo - Somma Lombardo"	Fase 1	Fase 1	2025	2027	2030	
Demolizione 132 kV "Casorate S. - Mercallo"	Fase 1	Fase 1	2025	2027	2030	
Demolizione tratto linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2025	
Ricostruzione doppia terna tratto linee a 132 kV "Casorate S - Mercallo" e "Somma Lombardo - Mercallo"	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2025	
Ricostruzione doppia terna raccordi 132 kV CP di Somma Lombardo delle linee "Mercallo - Somma Lombardo" e "Somma Lombardo - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2025	
Demolizione linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e variante aerea	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2025	
Demolizione e ricostruzione in doppia terna tratto linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e 132 kV "Malpensa All. - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2025	
Variante aerea 220 kV "Trino - Vercelli"	Fase 1	Fase 1	2019	2022	2025	Invio istanza 24/10/2019 e procedimento avviato dal MISE il 13/11/2019
Variante aerea 132 kV "Fontanetto All-Trino CP"	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2025	
Variante aerea 132 kV "Sannazzaro - GroppelloAll", "Alagna - GroppelloAll" e "Alagna - Vigevano Est"	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2027	
Interramento 132 kV di "CP Mortara - CP Robbio" e "CP Robbio - Vercelli"	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2027	
Variante aerea 132 kV "CP Mede - SIT CS SIT (Mortara)"	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2028	
Interramento 132 kV "CP Mortara - SIT CS Mortara"	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2028	
Variante in cavo 132 kV "Mercallo - Cameri" e demolizione 220 kV tra "Mercallo-Cameri" e "Magenta-Pallanzeno"	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2025	
Interramento tratto 132 kV doppia terna "Tornavento - dep. S. Antonino CS" e "Malpensa CP - Turbigo ST"	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2025	

⁵⁰ Riassetto rete 132 kV Comune di Vellezzo e Bellini e Certosa Pavia.

Interramento tratto linea 132 kV in doppia terna "Malpensa CP - Turbigio ST" e "Tornavento - Turbigio SupAll"	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2025	
Interramento linea 132 kV dalla CP di Vercelli SUD alla centrale ATEL	Fase 1	Fase 1	2025	2030	2035	
Demolizione parziale 132 kV Edison Novara - Nerviano previa realizzazione della ri-chiusura 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	2025	2030	2035	
Variante in cavo per l'ingresso alla CP Tortona linea a 132 kV Tortona - San Bartolomeo	Fase 1	Fase 1	2025	2030	2035	
Interramento 132 kV "Reno de Medici - SARPOM"	Fase 1	Fase 1	2025	2030	2035	
Interramento dell'elettrodotto a 132 kV Borgomanero Nord - Borgomanero Est	Fase 1	Fase 1	2025	2027	2030	
SINTESI⁵¹						
Investimento sostenuto/stimato: 180 M€/395 M€						

⁵¹ Le attività in corso si riferiscono ad 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.

RIMOZIONI LIMITAZIONI RETE 380 kV AREA NORD-OVEST			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
8 - P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ⁵²
2007/2013	Tab.1	Piemonte/Lombardia	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine di consentire l'utilizzo della piena capacità di trasporto e di conseguenza il pieno sfruttamento in sicurezza dell'import dalla frontiera Nord-Ovest, saranno superati gli attuali vincoli di portata presenti sulla rete 380 kV dell'area.</p> <p>In particolare, in aggiunta a quanto già fatto sull'elettrodotto "Vignole - La Spezia", saranno rimosse le limitazioni sulle linee:</p> <ul style="list-style-type: none"> • "Rondissone-Trino"; • "Vignole-Vado"; • "Lacchiarella-Chignolo Po". <p>Contestualmente sarà esaminata la necessità di intervenire sulla rete 220 kV presente nell'area.</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 TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2021	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	6		
Dismissione	6		
Dismissione e Realizzazione			

⁵² Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Lacchiarella – Chignolo Po	Compl.	Compl.	Mar - 2017 (EL-359)	2017	2018	La riprogrammazione della data di completamento dovuta a verifiche puntuali tecnico impiantistiche
	Fase 5	Fase 4		2019	2021	Nel Lug-19 è stata conseguita l'autorizzazione necessaria ad effettuare la variante aerea.
Rondissone-Trino	Compl.	Compl.	2016	2016	2017	
Vignole – La Spezia	Compl.	Compl.	2013	2013	2015	
Vignole - Vado	Compl.	Compl.	2017	2018	2018	La riprogrammazione della data di completamento dovuta a verifiche puntuali tecnico impiantistiche
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ⁵³						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
88 M€/91 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS	4-4	
				VAN	330-324 M€	
SENSITIVITY ANALISI COSTI BENEFICI ^{54 55}						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO				BENEFICI		
88 M€/91 M€				2020, 2025,2030		
				IUS	9,5-8,3	
				VAN	929-796 M€	

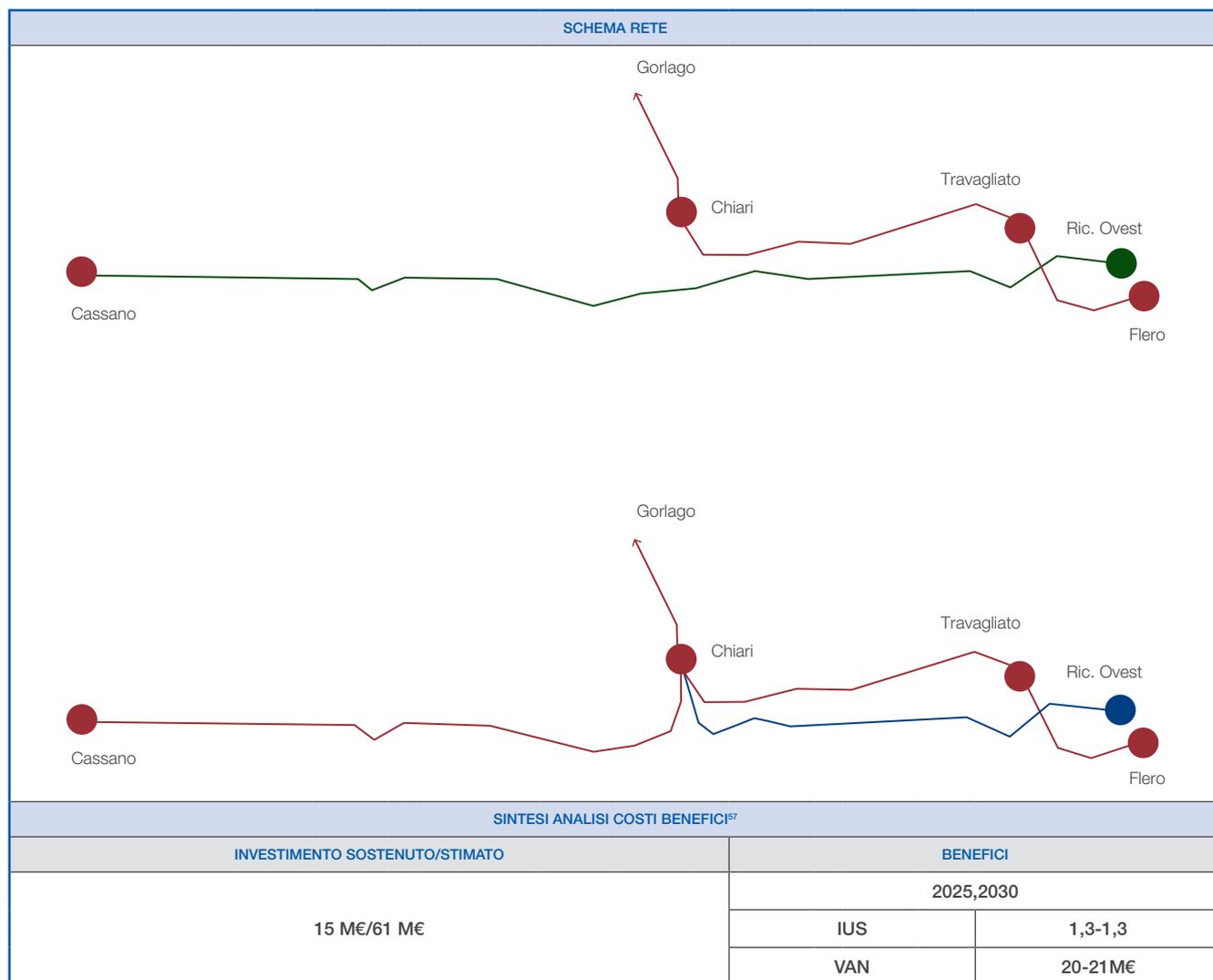
⁵³ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime.

⁵⁴ L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio perseguibile dall'intervento per il consumatore italiano anziché il beneficio cumulativo (delibera AEEGSI (oggi ARERA) 627/2016/R/EEL art. 12.5).

⁵⁵ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

ELETTRDOTTO 380 kV TRA MILANO E BRESCIA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
104 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁵⁶
2010				Lombardia		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
					2022	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	64				1	
Dismissione	55				1	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Elettrodotto 380 kV Cassano-Chiari	Fase 3	Fase 3	Dic-2013 (EL-326)	2020	2022	
Ampliamento SE Chiari	Compl.	Compl.	Lug-2013 (EL-311)	Mar-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	2020	2020	2020	

⁵⁶ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.



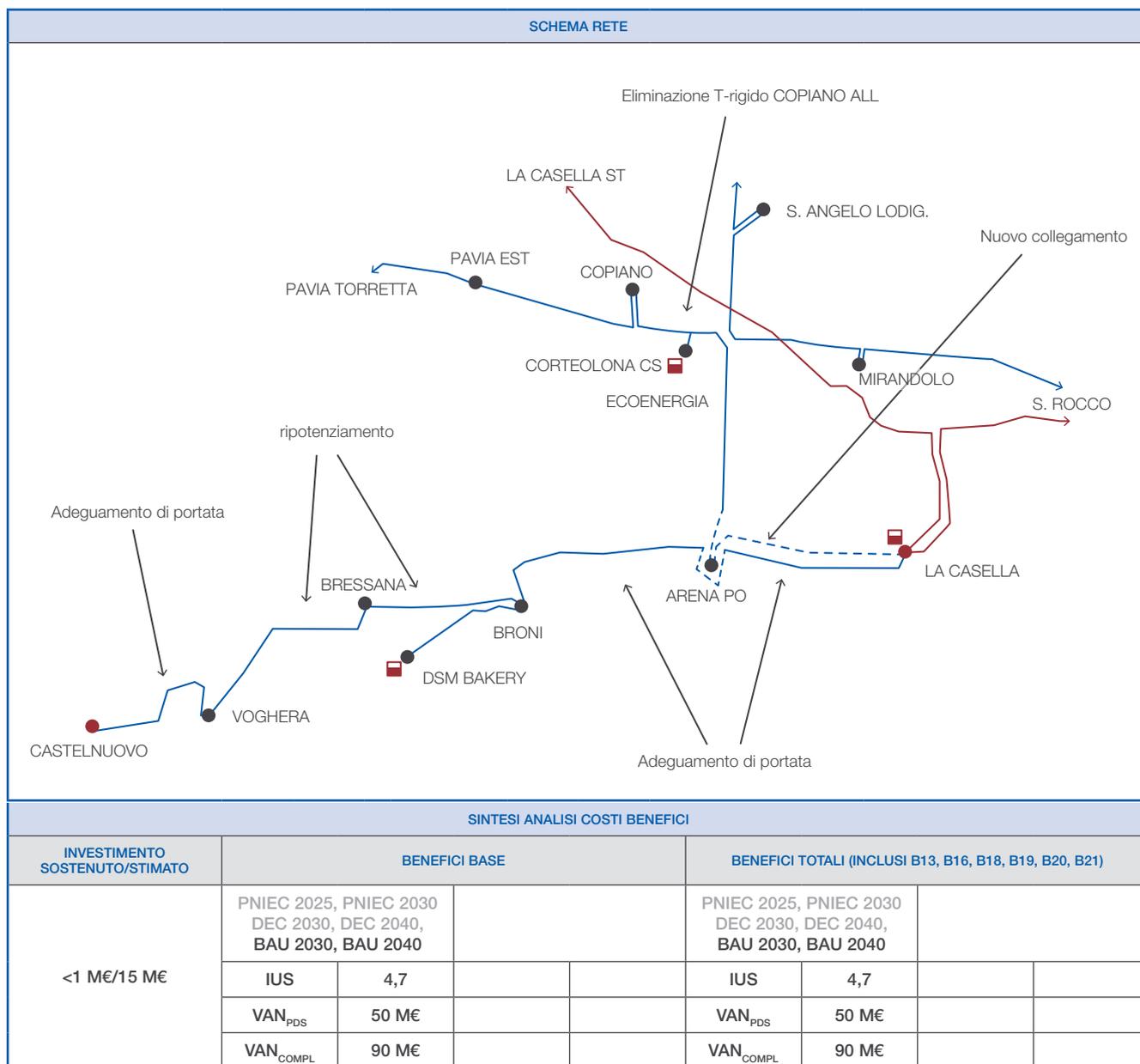
⁵⁷ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

ELETTRODOTTO 220 kV GLORENZA – TIRANO – DER.PREMIADIO							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
106 - P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁵⁸	
2010				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 TEMPORALE INTERVENTO							
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
					2022		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
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							
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	8		3		1		
Dismissione	4		2		0		
Dismissione e Realizzazione							
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
Nuovo raccordo 220 kV in S/E Premadio	Fase 5	Fase 5	10-Ago-2015 (EL-349)	2018	2022	In data 20/06/2017 l'opera è stata autorizzata (239/EL-249/251/2017)	
Nuovo stallo 220 kV in S/E Premadio	Fase 5	Fase 5					
Ampliamento e adeguamento S/E 220 kV Premadio	Fase 4	Fase 4	2018	2020	2022		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ⁵⁹							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,8			IUS	1,8	
4 M€/ 18 M€	VAN	17 M€			VAN	17 M€	

⁵⁸ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

⁵⁹ Per gli ulteriori indicatori B20 e B21 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

RIASSETTO RETE 132 kV TRA LA CASELLA E CASTELNUOVO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
108 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2011				Lombardia		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>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.</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	
		2020			2035	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	10					
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	57				1	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuovo elettrodotto 132 kV tra SE La Casella e Arena Po	Fase 4	Fase 3	Giu-2017 (EL-382)	2020	2025	Attività in iter
Rimozione della derivazione rigida sull'elettrodotto "CP Arena Po - CP Copiano"	Fase 4	Fase 3		2020	2025	
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "La Casella - CP Broni"	Fase 1	Fase 1	2025	2030	2035	
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "CP Broni - CP Bressana"	Fase 1	Fase 1	2025	2030	2035	
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "CP Bressana - CP Voghera"	Fase 1	Fase 1	2025	2030	2035	
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "CP Voghera - Castelnuovo"	Fase 1	Fase 1	2025	2030	2035	



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	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	0

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	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	0

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	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	0

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	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	0

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	10	182,95 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5b	0,022	0,4 GWh
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	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	0

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0,40	6,014 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5b	-2	-30,05 GWh
B6	0	
B7n	9	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	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	0

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B13 - Incremento Resilienza
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

RIASSETTO RETE AT TRA LODI E PIACENZA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
110 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2011				Lombardia		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
L'intervento prevede l'adeguamento delle due direttrici 132 kV che collegano l'impianto di S.Rocco con i nodi di Piacenza Ovest e Piacenza Est; con contestuale superamento dell'attuale schema di rete in cui sono presenti le derivazioni rigide tra cui impianti Tecnoborgo e Siet. Saranno, inoltre, in anticipo, 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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2020		2025			2026	
IMPATTI TERRITORIALI						
Impatti non significativi						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
132 kV "San Rocco – Piacenza RFI all – Casalpusterlengo" e "San Rocco – Fiorenzuola RFI all – Fiorenzuola"	Fase 2	Fase 2	2020	2025	2026	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1/10 M€						

RAZIONALIZZAZIONE 380 kV MEDIA VALTELLINA (FASE B)						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
112-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁶⁰	
2004			Lombardia		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>In base a quanto stabilito nell'Accordo di Programma (AdP) firmato presso il Ministero dello Sviluppo Economico – 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 tre 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>						
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	
2020		2025			2030	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	156		18		2	
Dismissione	361		76		21	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuove SE di trasformazione 380 kV di Grosio, Venina e Tirano	Fase 2	Fase 1	2019	2025	2030	
Nuovi raccordi a 380 kV alla S/E Tirano	Fase 2	Fase 1	2019	2025	2030	
Nuovi raccordi a 380 kV alla S/E Grosio	Fase 2	Fase 1	2019	2025	2030	
Nuova direttrice a 380 kV Tirano - Venina - Verderio	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2030	
Dismissione della linea Grosio - Verderio	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2030	
Collegamento alla nuova stazione di Grosio della linea a 220 kV Glorenza -Tirano	Fase 2	Fase 1	2019	2025	2030	
Dismissione dalla RTN del tratto della linea Glorenza /Tirano - Cesano, compreso tra Grosio e Cesano	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2030	
Raccordi alla nuova S/E Grosio della linea 220 kV Premadio - Ric. Sud e Grosio -Ric. Sud	Fase 2	Fase 1	2019	2025	2030	
Dismissione della linea 132 kV Cedegolo - Civate - Gorlago nel tratto compreso tra Cedegolo e Pian Camuno	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2030	

⁶⁰ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

Dismissione della linea. 132 kV Stazzona - Verderio nel tratto compreso tra Belviso e Venina	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2030	
Dismissione della linea a 132 kV Fusine - Lenna	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2030	
Realizzazione in cavo interrato di un nuovo collegamento a 220 kV tra Sondrio e Venina	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2030	
Trasformazione in cavo interrato di un tratto della linea a 132 kV Sondrio - Venina	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2030	
Dismissione della linea 220 kV Venina - Cassano nel tratto compreso tra Venina e Dalmine	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 6 M€ / 375 M€						

RAZIONALIZZAZIONE 220/132 kV IN PROVINCIA DI LODI						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP			
113 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ⁶¹			
2006	Tab. 1	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 13 novembre 2009 ai sensi della legge 239/04 della direttrice 380 kV Chignolo Po-Maleo, entrato in servizio nel dicembre del 2011, sono previsti una serie di interventi 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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO				
		2030				
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]			
Realizzazione	12					
Dismissione	29		4			
Dismissione e Realizzazione	23		5			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Elettrodotto 380 kV Chignolo Po-Maleo	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-108/2008)	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.				

⁶¹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
S. Rocco – Miradolo	Fase 3	Fase 3	Feb-2012 (EL-282)	2020	2023	
Casalpusterlengo – S.Rocco						
Casalpusterlengo-UT Lever	Fase 1	Fase 1	2025	2027	2030	
SE 220 Tavazzano	Fase 5	Fase 5	Lug-2010 (EL – 204)	2015	2020	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-204/178/2012)
raccordi 220kV in cavo nel comune di Tavazzano con Villavesco	Fase 5	Fase 5		2018	2020	
Tavazzano Est-Sarmato n.221	Fase 5	Fase 5		2018	2020	
Tavazzano Est-Tavazzano n.222	Fase 5	Fase 5		2018	2020	
Tavazzano Est-Cesano n.223	Fase 5	Fase 5		2018	2020	
Tavazzano-Tavazzano Ovest-Cassano n.276	Compl.	Compl.		2017	2018	
Tavazzano Est-Tavazzano n.586	Fase 5	Fase 5		2018	2020	
Tavazzano Ovest-Rise Sesto n.922	Compl.	Compl.		2015	2017	
Tavazzano Est-Colà	Fase 5	Fase 5		2018	2020	
raccordo Tavazzano-Chiaravalle	Fase 5	Fase 5		2018	2020	
Tavazzano Est-Garlasco n.035-3	Fase 5	Fase 5		2018	2020	
Tavazzano Est-Chiaravalle n.031	Fase 5	Fase 5		2018	2020	
Tavazzano Est-Garlasco der SESEC n.035-3	Compl.	Compl.		2015	2017	
Lodi – Lodi FS n.576	Fase 4	Fase 4	Lug-2010 (EL – 204)	2020	2021	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata, autorizzata con autorizzazione n. 239/EL204/178/2012 prorogata di ulteriori 2 anni
Lodi – Brembio n.590	Fase 5	Fase 4				
Lodi – Montanaso n.591	Fase 5	Fase 4				
Casalpusterlengo – Brembio	Fase 5	Fase 3	Feb-2012 (EL-282)	2020	2023	
Casalpusterlengo – Pizzighettone	Fase 4	Fase 3		2020	2023	
Lodi FS-Casalpusterlengo FS n.0241°	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2025	
Lodi FS-Melegnano FS n.023°	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2025	
Maleo – Pizzighettone	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-108/2008)	2010	2011	Legato alla realizzazione sul 380 kV In data 13-Nov-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	
SINTESI⁶²						
Investimento sostenuto/stimato: 128 M€/199 M€						

⁶² Le attività in corso si riferiscono ad 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		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁶³	
2008				Lombardia		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO							
<p>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.</p> <p>Una volta venute meno tali evoluzioni si è resa necessaria una rivisitazione di quanto previsto, tenedo comunque presente la necessità di garantire ai carichi presenti nell'area un'alimentazione adeguata e sicura.</p> <p>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".</p> <p>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</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		
2020		2023			2025		
IMPATTI TERRITORIALI							
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione							
Dismissione							
Dismissione e Realizzazione		7		5			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
Potenziamento elettrodotto in cavo "Ziziola – XXV Aprile"	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2025		
Potenziamento elettrodotto in cavo "XXV Aprile – Ric.Nord"	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2025		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)		
<1 M€/16 M€	PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040				PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		
	IUS	8,7			IUS	8,7	
	VAN _{PDS}	127 M€			VAN _{PDS}	127 M€	
	VAN _{COMPL}	154 M€			VAN _{COMPL}	154 M€	

⁶³ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	11	0,27 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	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	0

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	11	0,28 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	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	0

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	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	0

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	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	0

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	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	0

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20	0	
B21	0	

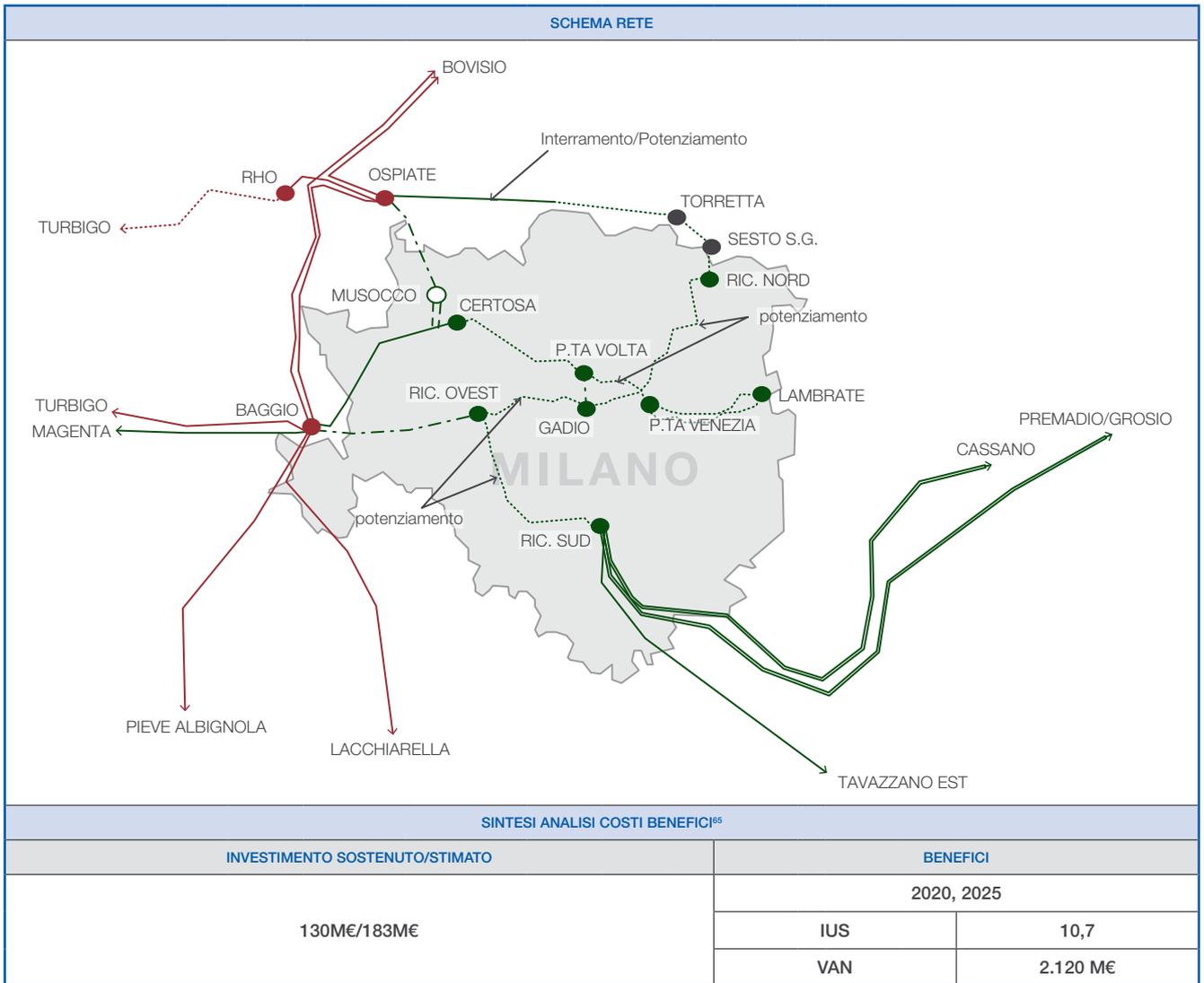
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B13 - Incremento Resilienza
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

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	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ⁶⁴
2005	Tab.2	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.</p> <p>Il potenziamento della rete della città di Milano ha tra i suoi obiettivi quelli di:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. <p>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".</p> <p>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".</p> <p>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 ed il potenziamento di tali impianti.</p> <p>È stata prevista, inoltre, presso la SE Cassano, una nuova trasformazione 380/220 kV.</p> <p>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".</p> <p>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 TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2025	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione			
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	15		7

⁶⁴ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuovo cavo 220 kV "Gadio – P.ta Volta"	Compl.	Compl.	8-Sett-2008 (EL-137)	2010	Apr-2011	In data 05-Ago-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-137/114/2010)
Nuovo cavo 220 kV "Ricev. Ovest – Baggio"	Compl.	Compl.	15-Mar-2010 (EL-193)	2012	Ago-2013	In data 18-Ott-2011 l'opera è stata autorizzata (239/EL-193/151/2011)
Nuova trasformazione 380/220 kV presso SE Baggio	Compl.	Compl.	06-Mar-2012 (EL-276)	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.				
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.	Fase 5		2018	2019	
Nuova reattanza 220 kV presso SE Ospiate	Compl.	Compl.	2013	2013	Dic-2014	
Nuova SE 220/132 kV Musocco	Compl.	Compl.	20-Dic-2011 (EL 265a/b)	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" ed interramenti linee 132 kV afferenti a SE Musocco	Compl.	Compl.				
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Potenziamento elettrodotto 220 kV Ospiate-Torretta	Fase 2	Fase 2	2019	2021	2025	In autorizzazione lug 19 (Cormano Sesto)
Adeguamento della SE Ricevitrice Sud	Fase 2	Fase 2	2020	2022	2025	
Adeguamento della SE Gadio	Fase 5	Fase4	2018	2020	2022	Ritardo cantiere per coordinamento attività con distributore locale
Nuova trasformazione 380/220 kV presso la SE Cassano	Compl.	Compl.	2014	2014	2015	In corso attività funzionali a separazione funzionale



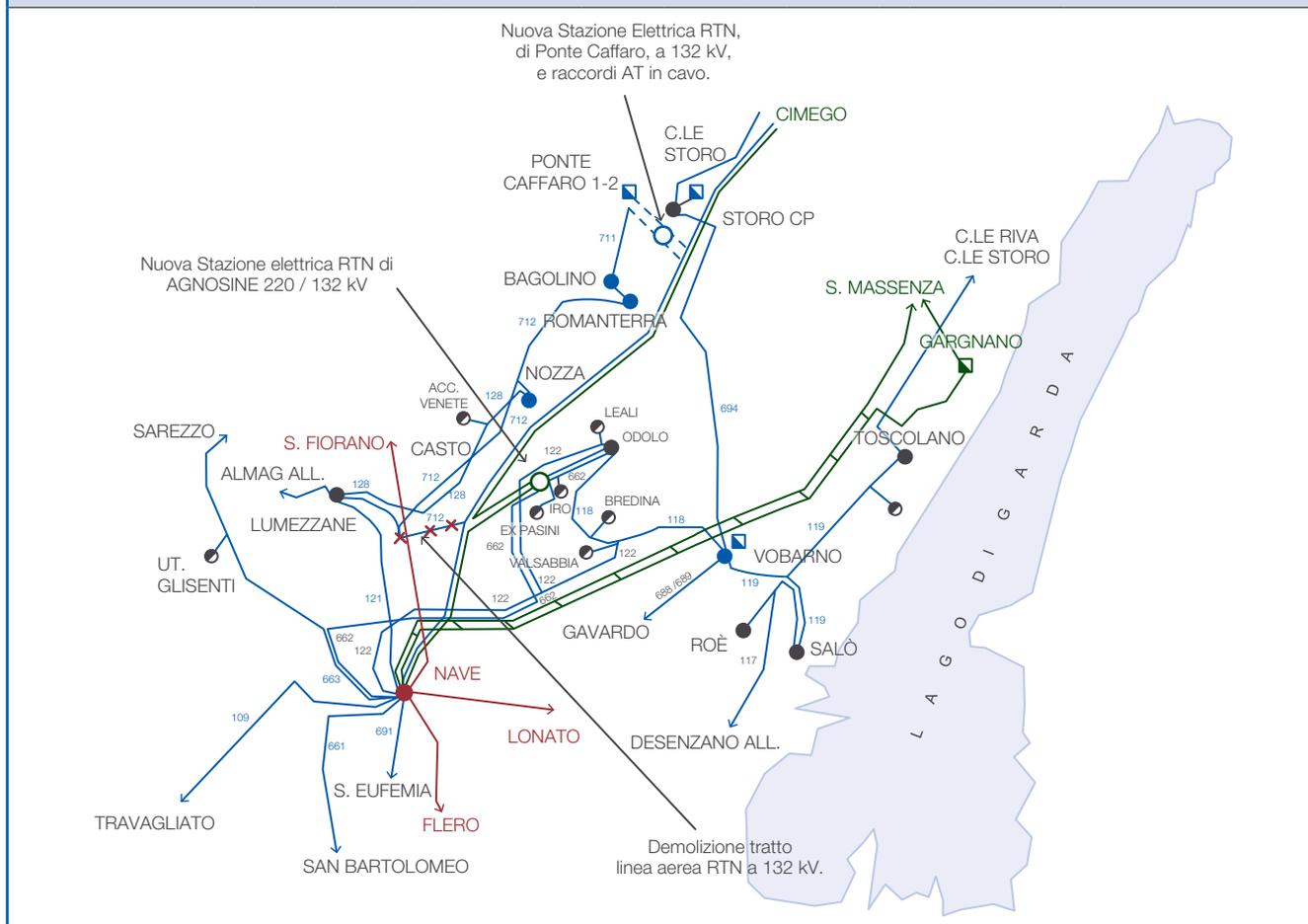
⁶⁵ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

RAZIONALIZZAZIONE 220/132 kV IN VALLE SABBIA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
116 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁶⁶
2010		Tab.1		Lombardia		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>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.</p> <p>Ciò ovviamente ha un riflesso sulla qualità dell'alimentazione nell'area e in particolare sulle utenze di carattere industriale.</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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; <p>Sarà inoltre, di concerto con il Distributore, modificata la connessione della CP Lumezzane mediante un nuovo raccordo alla futura direttrice 132 kV verso Odolo.</p> <p>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.</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	
					2023	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]
Realizzazione		11				
Dismissione		22				2
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
S/E 220 kV Agnosine e raccordi	Fase 5	Fase 5	Feb-2012 (EL-274)	2018	2023	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 dovute al terreno. 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	Dic-2015 (EL-360)	2019	2023	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) Ritardo legato a trattativa con terzi per individuazione sito.
Collegamento 132 kV Ferriera Valsabbia – Agnosine	Fase 4	Fase 1	2019	2020	2023	EL 403 inviata in iter 17 Ott 2018. Riprevisione tempistica legata alla realizzazione della futura S/E Agnosine

⁶⁶ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

Nuovo raccordo in DT 132 kV ingresso CP Lumezzane	Fase 4	Fase 2	2018	2020	2023	Attività in iter (El. 406)
Predisposizione dispositivi automatici presso gli impianti di IRO Odolo e Valsabbia	Fase 4	Fase 2	2018	2020	2023	Riprevisione tempistica legata alla realizzazione della futura S/E Agnosine
Predisposizione dispositivi automatici presso gli impianti di Valsabbia	Fase 4	Fase 2	2018	2020	2023	Riprevisione tempistica legata alla realizzazione della futura S/E Agnosine

SCHEMA RETE



SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI⁶⁷

INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI	
	2025, 2030	
	11 M€/59M€	IUS
VAN		234 M€

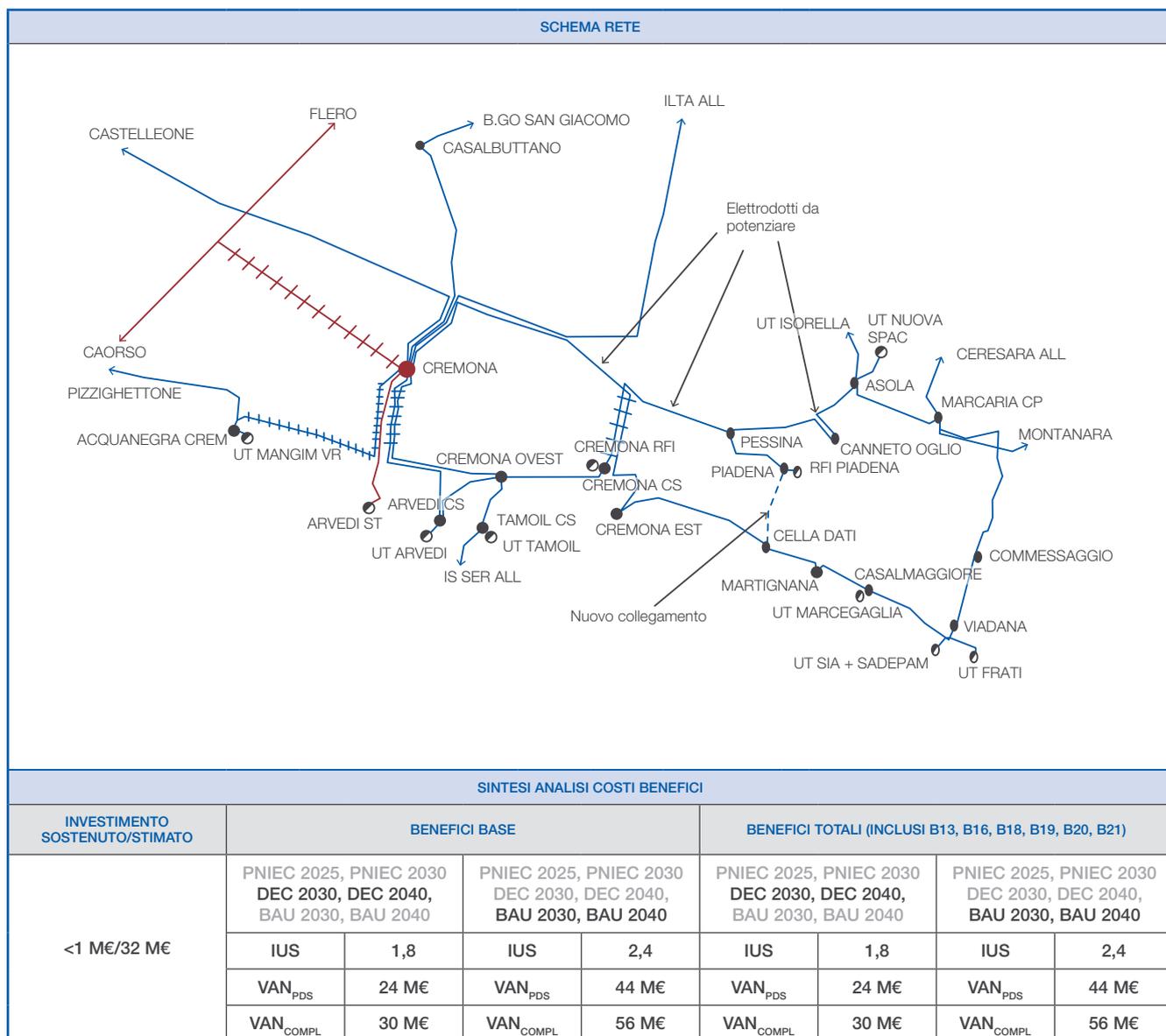
⁶⁷ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili. Per gli ulteriori indicatori B20 e B21 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

RAZIONALIZZAZIONE RETE AT VAL CAMONICA/VAL SERIANA (BG)						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
117-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁶⁸	
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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2022		2025			2030	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	28		11			
Dismissione	26		2		3	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuova linea 132 kV tra gli impianti di Dossi e Piancamuno	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 5 M€/14 M€						

⁶⁸ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

RAZIONALIZZAZIONE 132 kV CREMONA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
119 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁶⁹
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 l'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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
		2022			2026	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	47,78		0,95		0,54	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Potenziamento el. 132 kV "Cremona – Cremona Est"	Fase 2	Fase 1	2019	2022	2026	
Potenziamento el. 132 kV "Cremona FS – Pessina"	Fase 2	Fase 1	2019	2022	2026	
Potenziamento el. 132 kV "Pessina – Asola"	Fase 3	Fase 3	2019	2022	2026	
Nuovo elettr. 132 kV "Piadena – Cella Dati"	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2026	

⁶⁹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	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	0	

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	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	0	

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	-0,33	-5,372 GWh	-0,33	
B3a	0			
B4	0			
B5b	0,03	0,59 GWh		0,03
B6	0			
B7n	2			2
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	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	0	

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0,15	2,147 GWh		0,15
B3a	0			
B4	0			
B5b	0,48	6,59 GWh		0,48
B6	0			
B7n	6			6
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	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	0	

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	-0,48	-8,778 GWh	-0,48	
B3a	0			
B4	0			
B5b	0,04	0,78 GWh		0,04
B6	0			
B7n	1			1
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	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	0	

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	2	27,668 GWh		2
B3a	0			
B4	0			
B5b	2	25,14 GWh		2
B6	0			
B7n	7			7
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	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	0	

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B13 - Incremento Resilienza
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

STAZIONE 380 kV MAGENTA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
126 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁷⁰
2009				Lombardia		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di aumentare l'affidabilità, la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete elettrica nell'area compresa tra le stazioni 380 kV di Turbigio e di Baggio, è prevista una nuova sezione 380 kV presso l'esistente impianto 220 kV di Magenta, con le relative trasformazioni e brevissimi raccordi all'elettrodotto 380 kV Turbigio – Baggio. Contestualmente sarà realizzato un riassetto generale della rete AT afferente la 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	
					2022	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	8				5	
Dismissione	6				3	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuova sezione 380 kV e ATR 380/220 kV presso la SE 220 kV Magenta	Fase 5	Fase 3	Gen – 2016 (EL-361)	2019	2022	In data 7 – Marzo – 2018 è stata autorizzata la nuova sezione 380kV della S.E. Magenta, con associati nuovi raccordi (239/EL-361/267/2018)
Raccordi 380 kV alla linea "Turbigo – Baggio"	Fase 5	Fase 3				

⁷⁰ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
Interramento 132 kV "Magenta-Abbiategrosso T.040" e "Magenta -Vigevano est"	Fase 5	Fase 4	Gen – 2016 (EL-361)	2019	2022	In data 7 – Marzo – 2018 è stata autorizzata la nuova sezione 380kV della S.E. Magenta, con associati nuovi raccordi (239/EL-361/267/2018)	
Ripristino doppia terna 132 kV "Magenta-Vittuone" e "Magenta-Gaggiano" e demolizione, parziale 132 kV "Magenta-Gaggiano"	Fase 5	Fase 4	Gen – 2016 (EL-361)	2019	2022		
Interramento 132 kV "Magenta - Magenta CS T.480"	Fase 5	Fase 4	Gen – 2016 (EL-361)	2019	2022		
Interramento 132 kV "Magenta-Boffalora"	Fase 5	Fase 4	Gen – 2016 (EL-361)	2019	2022		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ⁷¹							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
7 M€/32M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	6,6			IUS	6,6	
	VAN	198 M€			VAN	198 M€	

⁷¹ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili. Per gli ulteriori indicatori B20 e B21 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

STAZIONE 380 kV MESE							
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP			
127 - P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ⁷²			
2008			Lombardia	Nord			
DESCRIZIONE INTERVENTO							
<p>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.</p> <p>Al fine, pertanto, di incrementare i margini di sicurezza e la necessaria flessibilità dell'esercizio della rete, si prevede di realizzare unanuova 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.</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			
		2022		2025			
IMPATTI TERRITORIALI							
Impatti non significativi							
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
SE 380 kV Mese e raccordi	Fase 3	Fase 3	Giu-2014 (EL-332)	2022	2025		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)			
<1 M€/37 M€	PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040				PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		
	IUS	6			IUS	6	
	VAN _{PDS}	159 M€			VAN _{PDS}	159 M€	
	VAN _{COMPL}	194 M€			VAN _{COMPL}	194 M€	

⁷² Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	13	204,7 GWh	■	13
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			

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

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	15	204,7 GWh	■	15
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			

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

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			

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

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			

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

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			

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

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			

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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B13 - Incremento Resilienza
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

STAZIONE 220 kV VAIANO VALLE							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
130 - P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁷³	
2006				Lombardia		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO							
<p>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.</p> <p>Allo stato attuale tale rete 132 kV trova il suo unico punto di raccordo e smistamento nell'impianto di e-distribuzione di Vaiano Valle, per il quale la stessa e-distribuzione ha comunicato una perdita di interesse a causa della dismissione delle trasformazioni AT/MT.</p> <p>Un eventuale dismissione di tutto l'impianto comporterebbe la perdita di un importante nodo di smistamento e raccordo, riducendo sensibilmente la flessibilità di esercizio dell'area e l'affidabilità dell'alimentazione dei carichi sottesi.</p> <p>A ciò occorre aggiungere la necessità di garantire una migliore distribuzione dei transiti sulla rete 220 kV attualmente fortemente concentrata in quell'area presso la SE 220 kV di Ric.Sud.</p> <p>Sarà pertanto prevista, di concreto con il Distributore, una nuova stazione di trasformazione 220/132 kV collegata in entra-esce alla direttrice 220 kV "Cassano – Ricevitrice Sud" e alla rete 132 kV afferente l'attuale impianto 132 kV di Vaiano Valle.</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 TEMPORALE INTERVENTO							
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
2021		2024			2026		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI				
			Realizzazione vincolata al raggiungimento di un accordo tecnico-economico con e-distribuzione relativamente all'acquisizione della Cabina Primaria di Vaiano Valle.				
IMPATTI TERRITORIALI							
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	3						
Dismissione							
Dismissione e Realizzazione							
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
SE 220 kV Vaiano Valle e raccordi	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2026	Ritardo dovuto ad allungamento tempi trattativa con terzi	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)			
3 M€/18 M€	PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040				PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		
	IUS	3			IUS	3	
	VAN _{PDS}	37 M€			VAN _{PDS}	37 M€	
	VAN _{COMPL}	46 M€			VAN _{COMPL}	46 M€	

⁷³ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			
Altri benefici non monetari		Val.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I18 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			
Altri benefici non monetari		Val.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I18 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			
Altri benefici non monetari		Val.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I18 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			
Altri benefici non monetari		Val.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I18 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0,1	1,86 GWh		0,1
B6	0			
B7n	0,03			0,03
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			
Altri benefici non monetari		Val.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I18 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	5	72,823 GWh		5
B3a	0			
B4	0			
B5b	1	18,57 GWh		1
B6	0			
B7n	2			2
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			
Altri benefici non monetari		Val.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I18 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B13 - Incremento Resilienza
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

STAZIONE 380 kV BOVISIO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
137 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁷⁴
2006 ⁷⁵ 2010 ⁷⁶				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. E' 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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
					2025	
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Adeguamento SE Bovisio	Fase 5	Fase 5	2013	2013	2025	
Installazione di un banco di reattanze trasversali da 285 MVar presso SE Bovisio	Compl.	Compl.	2013	2013	2015	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 4M€/6M€						

⁷⁴ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

⁷⁵ Si riferisce all'adeguamento impianto.

⁷⁶ Si riferisce all'installazione della reattanza.

STAZIONE 380 kV BRUGHERIO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
138 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁷⁷
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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ			AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO	
					2025	
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Adeguamento della SE Brugherio	Fase 5	Fase 5	2015	2015	2025	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/3 M€						

⁷⁷ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

STAZIONE 380 kV TAVAZZANO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
142 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁷⁸
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	
					2025	
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Adeguamento SE Tavazzano	Fase 5	Fase 5	2015	2015	2025	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 2 M€/3 M€						

⁷⁸ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

STAZIONE 380 kV TURBIGO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
143 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁷⁹
2006 ⁸⁰ 2010 ⁸¹				Lombardia		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di Turbigio, 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 Turbigio.						
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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
					2035	
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Adeguamento della SE Turbigio	Fase 1	Fase 1	2025	2025	2035	
Installazione di un banco di reattanze trasversali da 258 MVar presso SE Turbigio	Compl.	Compl.	2015	2016	2017	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 3 M€/12 M€						

⁷⁹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

⁸⁰ Si riferisce all'adeguamento impianto.

⁸¹ Si riferisce all'installazione della reattanza.

STAZIONE 380 kV S.ROCCO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
144 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁸²
2011				Lombardia		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di S. Rocco, 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	
					2021	
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Adeguamento della SE 380 kV S. Rocco	Fase 5	Fase 5	2015	2015	2021	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 2 M€/3 M€						

⁸² Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

ELETTRODOTTO 132 kV VERDERIO - CISERANO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
147 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁸³
2012				Lombardia		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La porzione di rete che alimenta l'area ovest della città di Bergamo, presenta limitazioni sull'esercizio della piena portata degli elettrodotti che già nel breve termine potrebbero ridurre i margini di affidabilità e sicurezza locale di esercizio. Sono stati perciò previsti interventi di rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV in uscita dalle stazioni di Verderio e Ciserano, che consentiranno di migliorare gli standard attuali e garantire più ampi margini di sicurezza, di esercizio e di garanzia di copertura dei prelievi di potenza 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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
					2025	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	31		2		4	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Verderio-Chignolo d'Isola	Fase 1	Fase 1	2022	2023	2025	
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Verderio-Cisano	Fase 4	Fase 4	2018	2020	2021	
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Cisano-Locate	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2024	
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Locate-Dalmine CP	Fase 1	Fase 1	2020	2021	2023	
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Ciserano-Dalmine CP	Compl	Fase 5	2018	2018	2019	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 2 M€/10 M€						

⁸³ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

ELETTRODOTTO 132 kV CEDRATE - CASORATE						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
149 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁸⁴
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 TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2025		2027			2030	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	7		1			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Adeguamento portata elettrodotto 132 kV Cedrate – Casorate	Fase 1	Fase 1	2025	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/9 M€						

⁸⁴ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

ELETTRODOTTO 132 kV TRA LE STAZIONI DI STAZZONA E VERDERIO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
151-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁸⁵		
2014				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 TEMPORALE INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2020			
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione		108		18		2		
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '20	PDS '19						
Rimozione limitazioni sulla direttrice 132 kV di Stazzona e Verderio	Fase 5	Fase 5	2016	2016	2020			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ⁸⁶								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2020, 2025				Scenario ST 2020, 2025			
	15 M€/18 M€	IUS	3,8		IUS	3,8		
	VAN	60 M€		VAN	60 M€			

⁸⁵ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

⁸⁶ Per l'ulteriore indicatore B21 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

STAZIONE 220 kV TIRANO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
152 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁸⁷
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 TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2020		2020			2022	
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Installazione reattore presso SE 220 kV Tirano	Fase 5	Fase 4	2020	2020	2022	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/2 M€						

⁸⁷ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

RIASSETTO RETE 132 kV AREA RHO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
153 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁸⁸
2017				Lombardia		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>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.</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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2025		2030			2035	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	15				4	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuova SE 132 kV presso la S/E Rho	Fase 1	Fase 1	2025	2030	2035	
Elettrodotto 132 kV "Ospiate - Lainate"	Fase 1	Fase 1	2025	2030	2035	
Elettrodotto 132 kV "Lainate - Rho"	Fase 1	Fase 1	2025	2030	2035	
Elettrodotto 132 kV "Rho - Settimo"	Fase 1	Fase 1	2025	2030	2035	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 /13 M€						

⁸⁸ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

RIASSETTO LAGO DI COMO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
154-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁸⁹
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 LeccoCP. 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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2020		2023			2025	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	18		2		3	
Dismissione	67		10		15	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Linea 132 kV Lecco-Bulciago	Fase 2	Fase 1	2020	2023	2025	L'attività è legata ad interventi necessari su impianti di RFI
Linea 132 kV Lecco CP - Lecco RFI	Fase 2	Fase 1	2020	2023	2025	L'attività è legata ad interventi necessari su impianti di RFI
Rete 66 kV Lecco-Delebio	Fase 2	Fase 1	2020	2023	2025	L'attività è legata ad interventi necessari su impianti di RFI
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/12 M€						

⁸⁹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

RAZIONALIZZAZIONE RETE 132 kV CISLAGO – CASTELLANZA – OLGiate O.						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
156-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁹⁰
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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2021		2023			2025	
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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Linea 132 kV Castellanza - Olgiate	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2025	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/3 M€						

⁹⁰ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

RIASSETTO RETE 220 kV A NORD DI MILANO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
161-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ⁹¹		
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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2021		2025		2027		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
Impatti non significativi						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Realizzazione collegamento diretto linea 220 kV R. Nord – Rise Sesto	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2027	
Realizzazione collegamento diretto linea 220 kV Cassano – Rise Sesto	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2027	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/1 M€						

⁹¹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

RIASSETTO RETE AT AREA BORDOGNA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
162-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ⁹²
2019		Lombardia	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
Nell'area Nord della provincia di Bergamo, in prossimità dell'impianto di Bordogna, verranno eseguiti lavori di rifacimento e potenziamento delle linee esistenti con successiva dismissione dell'impianto di Lenina 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 TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2021	2025	2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		L'intervento è legato all'acquisizione della S/E 132 kV di Bordogna di proprietà di Enel P	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	36	11	2
Dismissione	63	23	3
Dismissione e Realizzazione			

⁹² Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Ammodernamento impianto Bordogna con aggiunta di due nuovi stalli	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028	Attività riprogrammata per difficoltà realizzative e per aspetti legati a trattativa con terzi
Collegamento diretto Ardenno – Bordogna	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028	Attività riprogrammata per difficoltà realizzative e per aspetti legati a trattativa con terzi
Collegamento diretto Morbegno – Brughiero	Fase 1	Fase 1	2023	2025	2028	Attività riprogrammata per difficoltà realizzative e per aspetti legati a trattativa con terzi
Potenziamento Moio de Calvi-S.P.Orzio	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	Attività riprogrammata per difficoltà realizzative e per aspetti legati a trattativa con terzi
Collegamento diretto Fusine Sez – Bordogna	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	Attività riprogrammata per difficoltà realizzative e per aspetti legati a trattativa con terzi
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)		
0 M€ /30 M€	PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040				PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040	
	IUS	2,6			IUS	2,6
	VAN _{PDS}	42 M€			VAN _{PDS}	42 M€
	VAN _{COMPL}	58 M€			VAN _{COMPL}	58 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			

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

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			

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

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0,3	5,47 GWh		0,3
B3a	0			
B4	0			
B5b	0,3	5,49 GWh		0,3
B6	0			
B7n	2			2
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			

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

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	4	55,21 GWh		4
B3a	0			
B4	0			
B5b	1	8,61 GWh		1
B6	0			
B7n	3			3
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			

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

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			

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

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			

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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B13 - Incremento Resilienza
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

RIASSETTO NORD DI BRESCIA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
163-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁹³
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 ubicata nell'area dell'attuale SE San Bartolomeo/Ric Nord 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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2021		2024			2027	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuova S/E 132 kV di smistamento e raccordi alle direttrici Nave e Travagliato	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2027	
Interramento DT 132 kV Nave - Ori Martin -S.Bartolomeo	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2027	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ⁹⁴						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)		
0 M€ /18 M€	PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040				PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040	
	IUS	4,4			IUS	5,1
	VAN _{PDS}	61 M€			VAN _{PDS}	73 M€
	VAN _{COMPL}	74 M€			VAN _{COMPL}	89 M€
					B20	16 M€

⁹³ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

⁹⁴ Il beneficio B20 valorizza il ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale consistenti nella realizzazione di varianti in cavo. L'analisi dei dati storici sui processi di autorizzazione delle opere della rete di trasmissione nazionale ha consentito di identificare la matrice progetto/anticipo che converte la consistenza dell'intervento nella stima degli Anni Anticipo Completamento (AAC). Con riferimento al progetto Riassetto Nord di Brescia, si stima un valore AAC tenuto conto della totalità delle opere non ancora completate.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	6	0,1526 GWh		6
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20		2,7 anni		
B21	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	0	

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20				
B21	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	0	

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20				
B21	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	0	

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20				
B21	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	0	

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	6	0,152 GWh		6
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20		2,7 anni		
B21	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	0	

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20				
B21	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	0	

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B13 - Incremento Resilienza
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

- B3a- Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

RISOLUZIONE DERIVAZIONE RIGIDA CP GRAVEDONA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
164-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ⁹⁵
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.						
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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2021		2024			2027	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	2				1	
Dismissione	17		3		2	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuova S/E 132 kV di smistamento Dongo	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2027	
Raccordi 132 kV alla linea Campo – Albano MI	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2027	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/14 M€						

⁹⁵ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

4.2.2 Schede interventi in valutazione Area Nord

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 il 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.

Linea 132 kV "Cella Dati-Piadena"

Cod. 119-S

Le attività prevedono un nuovo collegamento tra Cella Dati e Piadena.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Razionalizzazione 132 kV Cremona (cod. 119-P)".

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 Cividate

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 Cividate e Tassara, mediante la quale saranno eliminati gli esistenti collegamenti in derivazione rigida di Cividate 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.

Elettrodotta 132 kV Cesano B. – Corsico

Cod. 150-S

È prevista la rimozione delle attuali limitazioni presenti sull'elettrodotta 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' elettrodotta 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 (BG)

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'elettrodotta 132 kV "Bonacina – Olginate".

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

4.2.3 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		2.15.1 ⁹⁶		31 ⁹⁷		
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		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 ad incrementare la capacità di scambio tra Svizzera ed Italia. Al fine di tener conto delle osservazioni emerse nel corso dell'iter autorizzativo, 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 saranno definiti 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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
		TBD			TBD	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Interconnessione Italia - Svizzera	Fase 1	Fase 3	03-Ott-2012 (EL-330)			Iter autorizzativo in corso. Al fine di tener conto delle osservazioni emerse nel corso dell'iter autorizzativo sono in corso analisi e valutazioni per la identificazione di un corridoio alternativo
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ⁹⁸						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ INVESTIMENTO STIMATO ⁹⁹ TBD				TTC: TBD CAPACITÀ CONVENZIONALE IN ESEZIONE: TBD		

⁹⁶ Codice riferito alla Terza lista PCI pubblicata dalla Commissione EU nel 2017. Il progetto non è stato inserito nella Quarta lista PCI in relazione alle attività di revisione in corso del progetto.

⁹⁷ Identificativo riferito TYNDP 2018. Con riferimento al TYNDP 2020, non è stato previsto l'inserimento del progetto in relazione alle attività di revisione in corso del progetto.

⁹⁸ Ai sensi della legge 99/ e s.m.i. è previsto il riacquisto in ambito RTN dell'infrastruttura alla fine del periodo stimato di esenzione.

⁹⁹ Investimento a carico degli investitori privati selezionati ai sensi della legge 99/2009.

Area Sardegna



3

Interventi per la Decarbonizzazione

4

Interventi per la Sostenibilità

4.3.1 Schede Interventi Area Sardegna

ELETTRODOTTO 150 kV TALORO - GONI			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
704-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ¹⁰⁰
2011		Sardegna	Sardegna
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'area ricompresa fra le attuali stazioni di Taloro e Goni è alimentata principalmente attraverso una direttrice 70 kV che collega gli impianti di Fonni, Aritzo, Perdasdefogu e Uvini.</p> <p>La direttrice, con caratteristiche tecniche obsolete che ne limitano fortemente l'esercizio, presenta anche un livello di affidabilità piuttosto basso, specie a fronte di condizioni climatiche avverse.</p> <p>Tale condizione determina una qualità e affidabilità di servizio non sempre sufficiente.</p> <p>Saranno pertanto previsti i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • il riclassamento alla tensione di 150 kV delle tratte "Taloro – Fonni" e "Fonni – Aritzo"; • la realizzazione di una nuova SE 150 kV presso l'attuale impianto di Aritzo e di due nuovi raccordi alla linea 150kV "Villasor -Taloro"; • la realizzazione di una nuova SE 150 kV presso l'attuale impianto di Perdasdefogu, e relativi raccordi all'attuale tratta 150 kV fra Goni e Ulassai; • la realizzazione di una nuova trasformazione 150/70 kV presso l'impianto di Fonni (già in classe 150 kV); • l'ampliamento e l'adeguamento dell'impianto di Uvini (già in classe 150 kV) e la realizzazione dei relativi raccordi alla linea 150 kV S.Miali – Goni. <p>Successivamente sarà possibile la demolizione dell'attuale tratto 70 kV fra gli impianti di Aritzo e Uvini.</p> <p>In anticipo sulle attività descritte saranno rimosse limitazioni puntuali presenti sull'attuale collegamento 70 kV.</p> <p>L'intervento garantirà un sensibile aumento dei margini di sicurezza e affidabilità dell'alimentazione dei carichi sottesi alle cabine primarie.</p> <p>Nota: in relazione al perdurare delle problematiche legate ai fenomeni di "neve-umida" e a fronte delle nuove linee guida per la resilienza è stata rivalutata la soluzione progettuale.</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 TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2022	2025	2028	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	39	12	0
Dismissione	83	22	
Dismissione e Realizzazione			

¹⁰⁰ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
150 kV "Taloro-Fonni"	Fase 2	Fase 2	2022	2025	2028		
150 kV "Fonni-Aritzo"	Fase 2	Fase 2	2022	2025	2028		
SE 150 kV Perdasdefogu e raccordi	Fase 2	Fase 2	2022	2025	2028		
SE 150 kV Aritzo e Raccordi	Fase 2	Fase 2	2022	2025	2028		
SE 150 kV Fonni e Raccordi	Fase 2	Fase 2	2022	2025	2028		
Ribaltamento della linea 150kV S.Miali – Goni alla SE Uvini	Fase 2	Fase 2	2022	2025	2028		
Raccordi S/E Aritzo alla linea 150kV Villasor-Taloro	Fase 2	Fase 2	2022	2025	2028		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)			
3M€/43M€	PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040				PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		
	IUS	1,1			IUS	16,2	
	VAN _{PDS}	3			VAN _{PDS}	619	
	VAN _{COMPL}	3			VAN _{COMPL}	753	

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2a	0,43	1 MW	0,43
B3a	2	0,084 GWh	2
B4	0		
B5b	0		
B6	24		24
B7n	0		
B7z	0		
B13	48		48
B16	0		
B18	0		
B19	0		
B20	0		
B21	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	0

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
B20	0		
B21	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	0

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
B20	0		
B21	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	0

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
B20	0		
B21	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	0

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2a	0,37	1 MW	0,37
B3a	2	0,085 GWh	2
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B13	48		48
B16	0		
B18	0		
B19	0		
B20	0		
B21	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	0

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
B20	0		
B21	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	0

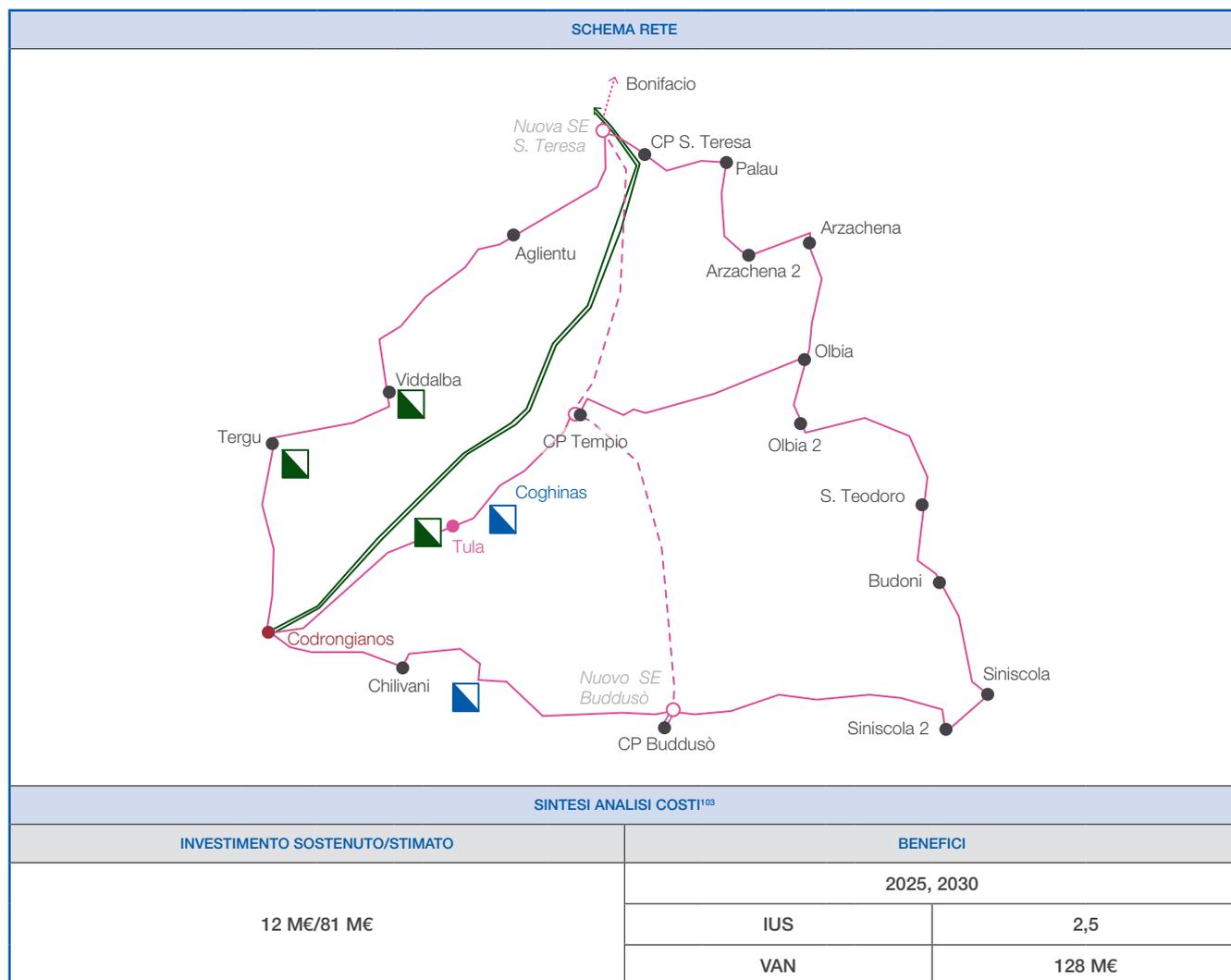
- | | | | |
|-------------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
| ■ B1 - SEW | ■ B2a - Riduzione Perdite | ■ B3a - Riduzione ENF | ■ B4 - Costi evitati o differiti |
| ■ B5b - Integrazione rinnovabili | ■ B6 - Investimenti evitati | ■ B7n - Costi evitati MSD Nodale | ■ B7z - Costi evitati MSD Zonale |
| ■ B13 - Incremento Resilienza | ■ B16 - Opex Evitati o differiti | ■ B18 - Riduzione CO ₂ | ■ B19 - Rid. NOx, SOx, PM |
| ■ B20 - Anticipo Fruizione Benefici | ■ B21 - Visual Amenity | | |

ELETTRODOTTO 150 kV FIUMESANTO – PORTO TORRES						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
706-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ¹⁰¹		
2010			Sardegna	Sardegna		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di garantire un'adeguata gestione delle produzioni del polo di Fiumesanto e tenuto conto delle nuove iniziative produttive locali sottese anche su rete di distribuzione, si provvederà a un incremento della capacità di trasporto fra gli impianti 150 kV di Fiumesanto e Porto Torres, sfruttando le 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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
				2021		
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	18		0			
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Rimozione limitazioni "Fiume Santo – P.Torres" (tratto esistente)	Compl.	Compl.	2013	2013	2013	
Predisposizione nuovo collegamento "Fiume Santo – P.Torres"	Fase 5	Fase 4	2013	2019	2021	Det. 5835 n° 121 (5 marzo 2013) Det. 16452 n. 307 (12 giugno 2014): autorizzazione di variante in riduzione
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€/7 M€						

¹⁰¹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

ELETTRODOTTO 150 kV SE S.TERESA – BUDDUSÒ						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
707- P						RIP 2017
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ¹⁰²
2003				Sardegna		Sardegna
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>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.</p> <p>Contestualmente presso la nuova SE di S.Tersa sarà attestato il collegamento con la Corsica, denominato SAR.CO, attualmente connesso all'impianto del distributore.</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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
					2026	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	92		0			
Dismissione	6		3			
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuova stazione RTN in adiacenza alla CP S.Teresa	Compl.	Fase 5	Sett-2012 (EL-297)	2017	2019	In data 14 Maggio 2014 è stata autorizzata la SE 150 kV di Santa Teresa ed opere connesse (239/EL-297/209/2014). L'anticipo della tempistica di completamento è correlata ad 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 3	Fase 3	Ott-2014 (EL-327)	2022	2026	

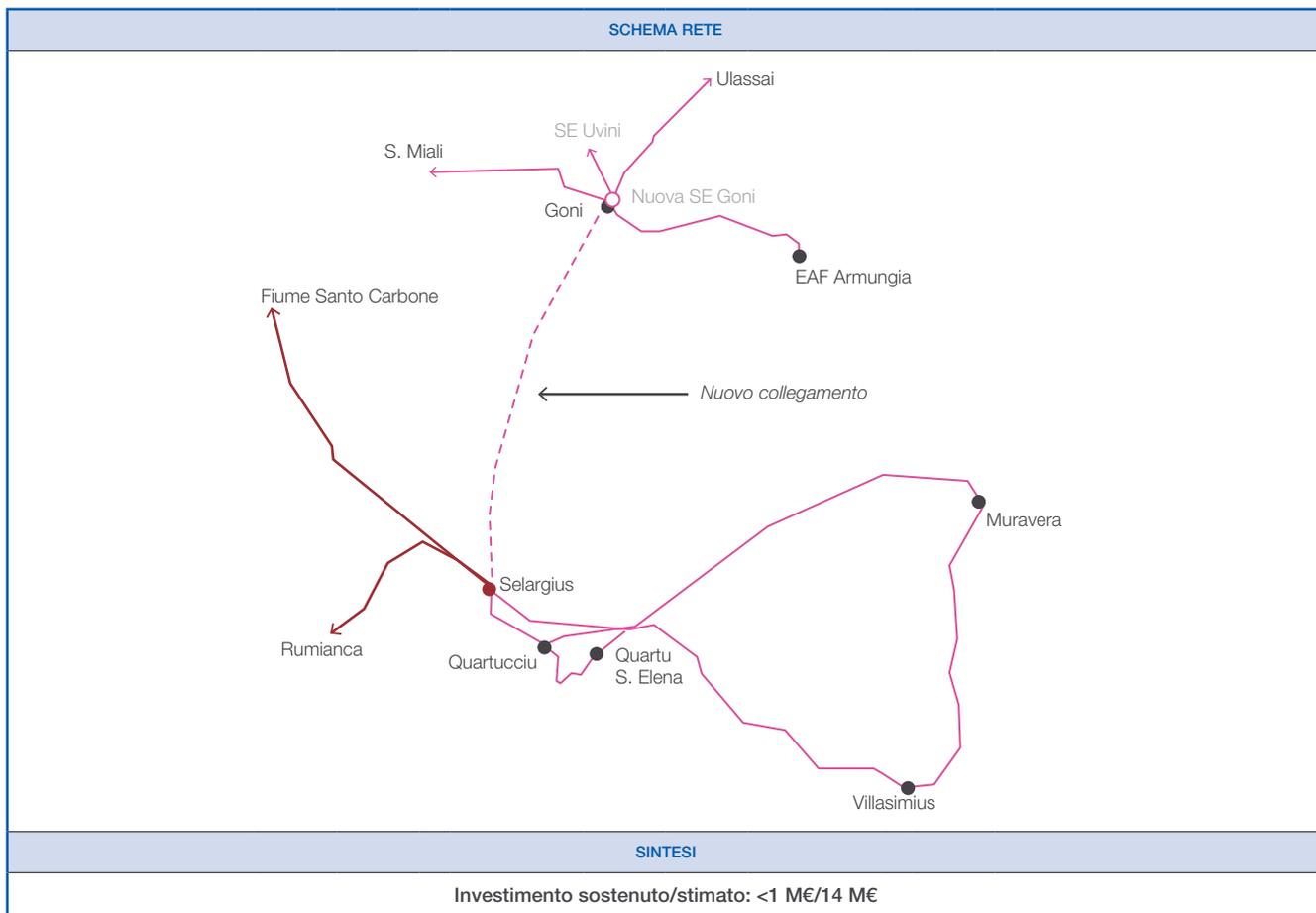
¹⁰² Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.



¹⁰³ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili. Per l'ulteriore indicatore B20 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

ELETTRODOTTO 150 kV SELARGIUS – GONI						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
708 - P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ¹⁰⁴
2004				Sardegna		Sardegna
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>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.</p> <p>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.</p>						
DESCRIZIONE INTERVENTO			DESCRIZIONE 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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2020		2020			2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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	48					
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Elettrodotto 150 kV "Selargius-Goni"	Fase 2	Fase 2	2022	2025	2028	In data 9 febbraio 2010 è stato condiviso il corridoio ambientale con la Regione Sardegna.
Elettrodotti 150 kV "Santu Miali – Goni" e "Santu Miali – Villasor"	Fase 2	Fase 2	2020	2020	2020	Attività vincolata a completamento opere su impianti e-distribuzione.

¹⁰⁴ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.



POTENZIAMENTO RETE AT IN GALLURA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
710-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ¹⁰⁵
2009		Sardegna	Sardegna
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>La rete di trasmissione della Gallura è costituita da un lungo anello 150 kV che comprende una serie di cabine primarie in entra – esce, che si richiudono sulle stazioni di trasformazione di Codrongianos e Taloro. La scarsa magliatura della rete e gli elevati carichi, che si registrano particolarmente nella stagione estiva, determinano problemi di trasporto e di contenimento dei profili di tensione. Tali criticità sono accentuati, ancora di più, in condizioni di rete non integra.</p> <p>È stata prevista la rimozione delle limitazioni sulle seguenti linee 150 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Codrongianos – Chilivani; • Codrongianos - Ploaghe • Codrongianos – Tula; • Tergu – Viddalba; • Tergu – Ploaghe; • Palau – S. Teresa; • S. Teresa-Aglientu; • Villalba-Aglientu; • Olbia – Arzachena; • Arzachena– Arzachena 2; • Arzachena 2 – Palau; • Olbia – Olbia 2; • Olbia 2 – S. Teodoro; • S. Teodoro – Budoni; • Siniscola 1 – Budoni; • Siniscola 1 – Siniscola 2; • Taloro – Nuoro 2; • Nuoro – Lula; • Nuoro – Nuoro 2; • Lula – Siniscola 2. 			
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 TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2020	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
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			
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	63	0	0

¹⁰⁵ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Codrongianos – Chilivani	Compl.	Compl.	2011	2011	2011	
Codrongianos - Ploaghe	Compl.	Compl.	2010	2011	2016	
Codrongianos – Tula	Compl.	Compl.	2011	2011	2011	
Tergu – Viddalba	Compl.	Compl.	2010	2011	2016	
Tergu – Ploaghe	Compl.	Compl.	2010	2011	2016	
Palau – S. Teresa	Compl.	Compl.	2011	2012	2017	
S. Teresa-Aglientu	Compl.	Compl.	2013	2013	2016	
Villalba-Aglientu	Compl.	Compl.	2013	2013	2016	
Olbia – Arzachena	Compl.	Compl.	2012	2012	2017	
Arzachena– Arzachena 2	Compl.	Compl.	2012	2012	2017	
Arzachena 2 – Palau	Compl.	Compl.	2012	2012	2017	
Olbia – Olbia 2	Fase 5	Fase 5	2014	2014	2020	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
Olbia 2 – S. Teodoro	Compl.	Fase 5	2014	2014	2019	
S. Teodoro – Budoni	Fase 5	Fase 5	2013	2013	2020	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
Siniscola 1 – Budoni	Compl.	Fase 5	2013	2013	2019	
Siniscola 1 – Siniscola 2	Fase 5	Fase 5	2013	2013	2020	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
Taloro – Nuoro 2	Compl.	Fase 2	2018	2018	2019	
Nuoro – Lula	Fase 5	Fase 5	2015	2015	2020	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
Nuoro – Nuoro 2	Compl.	Fase 5	2015	2015	2019	
Lula – Siniscola 2	Fase 5	Fase 5	2017	2018	2020	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ¹⁰⁶						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)	
	Scenario ST 2020, 2025				Scenario ST 2020, 2025	
22 M€/23 M€	IUS	1,3			IUS	1,3
	VAN	7,8 M€			VAN	7,8 M€

¹⁰⁶ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

STAZIONE 150 kV SELEGAS						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
715-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ¹⁰⁷
2008				Sardegna		Sardegna
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di garantire flessibilità e sicurezza di esercizio della rete a 150 kV si realizzerà una nuova stazione di smistamento RTN in corrispondenza dell'incrocio delle direttrici "Goni – S. Miali" e "Villasor – Nurri".						
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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
		2019			2022	
IMPATTI TERRITORIALI						
Impatti non significativi						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Stazione Elettrica 150 kV Selegas e opere connesse	Fase 4	Fase 4	Ott- 2012 (EL.301)	2019	2022	In data 05/12/2017 è stata conseguita l'autorizzazione
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 3 M€/8 M€						

¹⁰⁷ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

STAZIONE 150 kV NURAMINIS						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
716-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ¹⁰⁸
2009				Sardegna		Sardegna
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di garantire la necessaria affidabilità ed incrementare la qualità del servizio nell'area, sarà superata l'attuale connessione in derivazione rigida dell'utente Samatzai mediante la realizzazione di una nuova stazione di smistamento RTN in entra-esce sulla linea Villasor – Nurri.						
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	
					2020	
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]
Impatti non significativi						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Stazione Elettrica 150 kV Nuraminis e opere connesse	Fase 5	Fase 4	Dic- 2012 (EL.298)	2019	2020	In data 11/12/2017 è stata conseguita l'autorizzazione (239/EL-298/261/2017)
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 6 M€/8 M€						

¹⁰⁸ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

ADEGUAMENTO SE RUMIANCA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
724-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO ¹⁰⁹
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.						
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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2020		2020			2025	
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Adeguamento sezione 150 kV Rumianca	Fase 2	Fase 1	2020	2020	2025	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/8 M€						

¹⁰⁹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

Annex

Nella tabella seguente si riportano i valori dei benefici B20 e B21 degli interventi relativi a DTNO per i quali è stato possibile effettuare la valorizzazione e per cui tutti gli altri indicatori sono riferiti ai benefici valutati nei Piani di Sviluppo precedenti.

TABELLA 7 - VALORIZZAZIONE DEGLI INDICATORI B20 E B21				
CODICE PDS	NOME INTERVENTO	B20 [AAC]	B20 [M€]	B21 [M€]
151 - P	Elettrodotto 132 kV tra le stazioni di Stazzona e Verderio	-	0	41
707 - P	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò	0,7	9	-
106 - P	Elettrodotto 220 kV Glorenza – Tirano – der.Premadio	2,4	3	5
116 - P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	0,9	17	4
6 - P	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino	2,7	89	-
10 - P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova	2,4	20	-
126 - P	Stazione 380 kV Magenta	3	43	118

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



Varigrafica Alto Lazio S.r.l.
Nepi (VT)

Stampa

www.varigrafica.com

