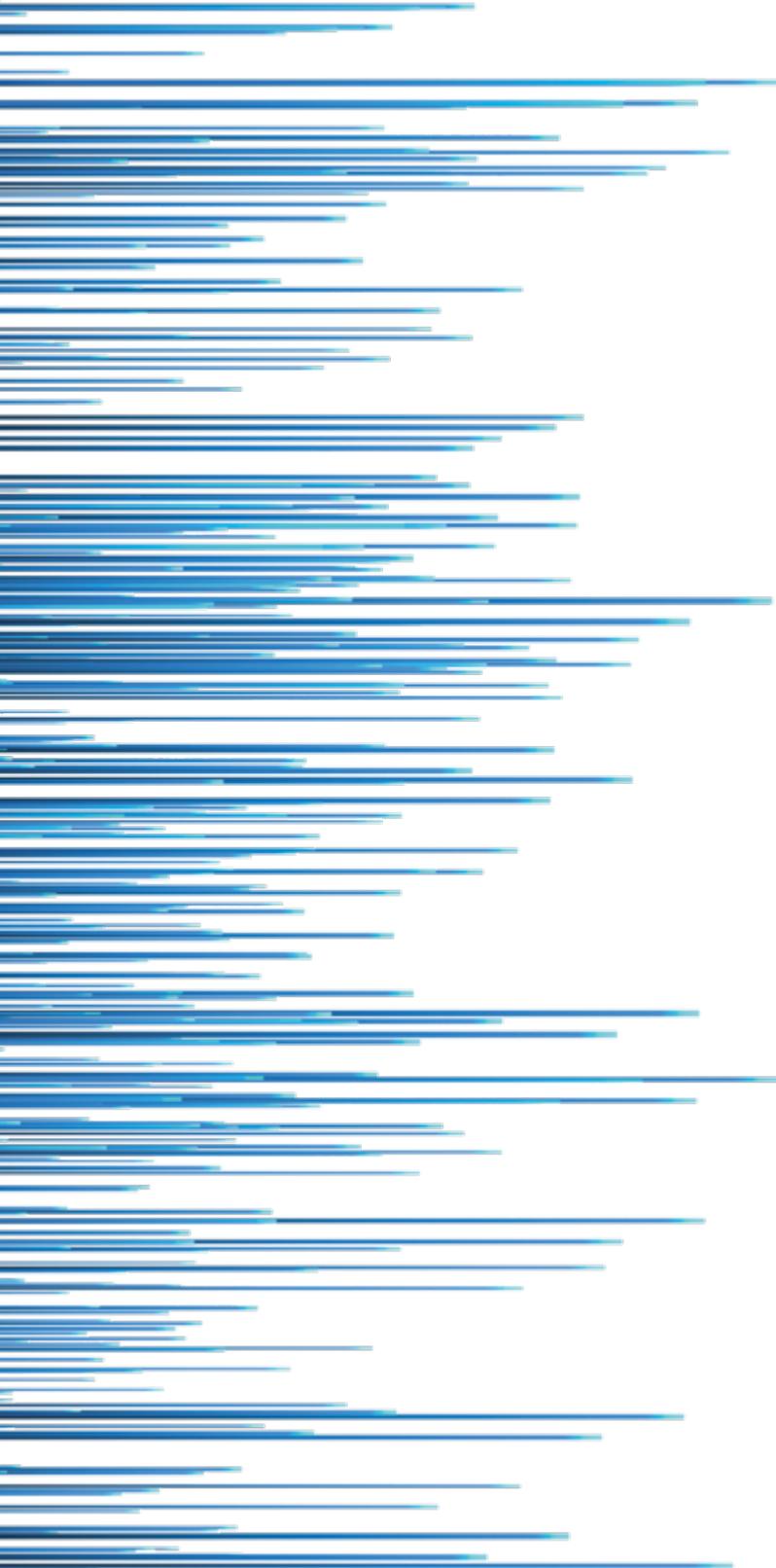


TRANSIZIONE  
SOSTENIBILITÀ  
INNOVAZIONE  
RESILIENZA  
FLESSIBILITÀ  
DIALOGO  
TRASPARENZA

LA RESPONSABILITÀ DELL'ENERGIA

# 2020 PIANO DI SVILUPPO

Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti  
*AVANZAMENTO NORD EST*



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 Est (DTNE), che comprende le seguenti regioni: Trentino-Alto Adige, Veneto e Friuli-Venezia Giulia, Emilia Romagna e Toscana.

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

<b>1</b>	<b>Classificazione interventi di sviluppo</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Ipotesi di sviluppo allo studio</b>	<b>6</b>
	2.1 Interconnessione Italia – Austria in sinergia con le infrastrutture di trasporto	6
	2.2 Interventi di rinforzo rete interna AAT/AT per incremento capacità di trasporto frontiera Nord	6
	2.3 Riassetto rete AT a Sud di Belluno	6
<b>3</b>	<b>Tabelle di sintesi</b>	<b>7</b>
	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
<b>4</b>	<b>Schede degli interventi dei Piani di Sviluppo precedenti</b>	<b>12</b>
	4.1 Area Nord Est	30
	4.1.1 Schede interventi pianificati Area Nord Est	31
	4.1.2 Schede interventi in valutazione Area Nord Est	83
	4.1.3 Schede Area Nord Est degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e s.m.i.	84
	4.2 Area Centro Nord	88
	4.2.1 Schede Interventi pianificati Area Centro Nord	89
	4.2.2 Schede Interventi in valutazione Area Centro Nord	144

## INDICE DELLE TABELLE

<b>Tabella 1</b>	Principali interventi di sviluppo ultimati su elettrodotti e stazioni nel corso del 2019	8
<b>Tabella 2</b>	Principali opere di sviluppo in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2019 e negli anni precedenti	9
<b>Tabella 3</b>	Principali opere di sviluppo con iter autorizzativo avviato ai sensi della L.239/04 nel corso del 2019 e negli anni precedenti	10
<b>Tabella 4</b>	Principali interventi di sviluppo in concertazione	11
<b>Tabella 5</b>	Opere “pianificate” nel PdS 19 ed attualmente “in valutazione”	11
<b>Tabella 6</b>	Driver di Piano associati agli interventi pianificati nei Piani di Sviluppo precedenti	12
<b>Tabella 7</b>	Valorizzazione degli indicatori B20 e B21	146
<b>ANNEX</b>		<b>146</b>

# 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 Interconnessione Italia – Austria in sinergia con le infrastrutture di trasporto

*Driver: Market efficiency, Decarbonizzazione*

Attualmente la rete di trasmissione dell'Austria è debolmente interconnessa con la rete di trasmissione nazionale attraverso un collegamento 220 kV Soverzene – Lienz ed un collegamento 132 kV Greuth – Tarvisio (merchant).

In aggiunta agli interventi previsti nel medio-lungo termine, tenuto conto dei differenziali di prezzo tra Austria e Germania attuali e previsionali, la capacità di trasporto su tale frontiera si conferma potenzialmente competitiva.

Al contempo sono in corso i lavori di costruzione della linea ferroviaria AC/AV attraverso il tunnel del Brennero tra Fortezza (IT) e Innsbruck (AT).

L'esigenza di adeguare la capacità di interconnessione con l'Austria, nel lungo termine, potrà essere espletata in sinergia con i lavori di costruzione della linea ferroviaria AC/AV attraverso il tunnel del Brennero tra Fortezza (IT) e Innsbruck (AT).

In tale contesto, sono in corso le necessarie valutazioni finalizzate ad avviare studi di rete e/o di fattibilità funzionali ad individuare potenziali sinergie con le infrastrutture esistenti o previste, eventualmente valutando soluzioni tecnologiche in corrente continua.

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

*Driver: Market efficiency, Decarbonizzazione, Sostenibilità*

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.

## 2.3 Riassetto rete AT a Sud di Belluno

*Driver: Market efficiency, Decarbonizzazione, Sostenibilità*

La rete a Sud della provincia di Belluno è caratterizzata da limitazioni della capacità di trasporto, che causano, a loro volta una riduzione dell'affidabilità e della qualità del servizio. Pertanto è allo studio un riassetto generale dell'area al fine di garantire adeguati margini di sicurezza e di flessibilità di esercizio. Contestualmente saranno studiate le soluzioni più idonee per superare le attuali derivazioni rigide presenti. Tali interventi potranno garantire la possibilità di effettuare un riassetto della rete di trasmissione esistente nell'area in esame, riducendone così l'impatto sul territorio.

# Tabelle di sintesi

# 3

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

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

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

In particolare:

- le principali opere completate nel corso del 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 ULTIME 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
VENETO	O-NPR1-11a	224-P	Potenziamento rete AT a Nord di Schio	Riclassamento a 132 kV della linea 60 kV "Schio – Arsiero"	12,7	dic-19
TRENTINO ALTO ADIGE	O-NPR1-15a	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vizze (IT) – Steinach (AT)	Sezione 132 kV Stazione Brennero	1,1	dic-19
VENETO		214-P	Elettrodotto 132 kV Area Nord Ovest di Padova	Cavo Brentelle-Bassanello	7,6	dic-19
TRENTINO ALTO ADIGE		236-P	Stazione 220kV Cardano	Stazione 220kV Cardano e raccordi 132 kV	2,0	ott-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 <sup>1</sup> (RIF. PROCEDIMENTO EL-N)	DATA OTTENIMENTO AUTORIZZ.NE	DATA PREVISTA ENTRATA IN ES.
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Variante in cavo interrato dell'elettrodotto a 220 kV "Stazione IV - Malcontenta con derivazione Stazione V" (EL-372)	Nov-18	2021
Veneto/ Trentino Alto Adige	215-P	Riassetto rete alto Bellunese	132 kV Somprade Zuel e Stazione 220/132 kV Auronzo con raccordi 220 e 132 kV	Lug-19	2028
Friuli -Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto a 380 kV Udine Ovest – Redipuglia	Elettrodotto 220 kV "Udine Sud – Safau" (EL-368)	Nov-17	2020
Friuli-Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest – Redipuglia	Variante in cavo interrato 132kV all'elettrodotto "CP Udine Sud – Cartiere Romanilello" (EL-339)	Mag-18	2022
Friuli-Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Variante aerea all'elettrodotto 132kV "Strassoldo FS – Redipuglia FS"	Ott-18	2022
Friuli-Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Elettrodotto in cavo interrato 132kVall'elettrodotto "CP Udine Sud – Udine FS"	Giu-18	2022
Trentino- Alto Adige	100-I	Incremento della capacità di interconnessione con l'Austria ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i	Interconnector "Austria - Italia". Elettrodotto in cavo 220 kV "Passo Resia - Val Venosta", in corrente alternata ed opere connesse (EL-354)	Apr-19	2022
Trentino- Alto Adige	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vizzi (IT) – Steinach (AT)	Stazione elettrica 132/110 kV di Brennero e raccordi aerei alla linea 132 kV Prati di Vizzi – Confine di Stato (Autorizzazione della Provincia di Bolzano)	Feb-16	2020
Emilia- Romagna	323-P	Rete AT area di Modena	Nuovo collegamento 132 kV "Modena N. - Modena E. - Modena Crocetta" (EL-250)	Ott-17	2022
Emilia- Romagna / Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano	Elettrodotto aereo a 380 kV "Bargi - Calenzano" - Variante aerea in loc. Carraia (EL-395)	Ott-19	2023
Toscana	308-P	Riassetto rete area Livorno	Realizzazione della nuova stazione 132 kV di Collesalveti e relativi raccordi 132 kV (EL-343)	Mar-17	2023
Toscana	308-P	Riassetto rete area di Livorno	Nuovo raccordo in cavo 132 kV a Livorno Est (EL-376)	Ott-18	2020
Toscana	317-P	Rete metropolitana Firenze	Elettrodotto a 132 kV "Calenzano – Sesto Fiorentino" der. Unicem n°400 (rif. EL-347)	Lug-17	2020
Toscana	317-P	Rete Metropolitana di Firenze	Riassetto rete AT area metropolitana di Firenze (EL385)	Mag-19	2024

<sup>1</sup> Sono altresì presenti interventi di sviluppo sulla rete 132 kV in Friuli Venezia Giulia, che seguono l'iter autorizzativo secondo la legge regionale 19/2012 del 11 ottobre 2012

### 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	INTERVENTO PIANO DI SVILUPPO	OPERA AVVIATA IN AUTORIZZAZIONE AI SENSI DELLA L.239/04 <sup>2</sup> (RIF.PROCEDIMENTO EL-N)	DATA AVVIO ITER AUTORIZZATIVO O PRESENTAZIONE ISTANZA	STIMA CAPEX OPERA DI AVVIO ITER (M€)
Emilia-Romagna / Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga	Ricostruzione in classe 380 kV degli elettrodotti 220 kV Casellina - San Benedetto del Querceto e San Benedetto del Querceto - Colunga nel tratto tra le stazioni di Colunga e Calenzano (EL-173)	Set-09	79,5
Toscana	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	Realizzazione cavo marino 132 kV Portoferraio – Colmata (EL-219)	Lug-10	34
Emilia-Romagna	307-P	Elettrodotto 220 kV Colunga-Este	Riassetto della rete 132 kV tra Colunga e Ferrara (EL-240)	Dic-10	9,9
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete media valle del Piave	Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave (EL-251)	Ago-11	75
Emilia-Romagna	318-P	Riassetto di Ferrara	Varianti elettrodotti 132 kV "Ferrara Focomorto – Ferrara Zona Industriale" n. 700 e "Ferrara Focomorto – Portomaggiore n. 718 (EL – 277)	Mar-12	7,5
Toscana	306-P	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca	Nuova SE di Lucca Ovest 380/132 kV e relativi raccordi della linea 380 kV "La Spezia – Acciaiole" e delle linee 132 kV " Viareggio – Filettole" e " Filettole – Lucca Ronco" (EL-324)	Nov-13	29,1
Veneto	237-P	Stazione 220 kV Schio	SE 220/132 kV Malo e relativi raccordi (EL-325)	Dic-13	17,3
Trentino Alto- Adige	221-P	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud	Razionalizzazione e sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale nell'area di Trento (EL-328)	Giu-14	6,5
Toscana	306-P	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca	Var. loc. dell'intervento inerente il "Risanamento e nuovo assetto della rete AT nei Comuni di Lucca e Borgo a Mozzano, riguardante la realizzazione del solo tratto relativo alla variante alla linea elettrica a 132 kV Lucca Ronco - Filettole in località Cerasomma (EL-050/29/2007/VL)	Giu-14	21,2
Friuli Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Variante aereo/cavo elettrodotto 132 kV Ca Poia-Redipuglia	Ago-17	4,6
Friuli Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Variante aerea all'elettrodotto a 380 kV in semplice terna Monfalcone-Redipuglia (EL-390)	Nov-17	1,4
Trentino Alto- Adige	238-P	Stazione 220 kV Glorenza	Interramento parziale della linea 220 kV T.225 "Glorenza-Tirano-Premadio" (EL-396)	Mag-18	5,8
Toscana	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	132 kV S. Giuseppe – Portoferraio n. 048 (Variante localizzativa Portoferraio) 379(EL-409)	Nov-18	21,4
Veneto	225-P	Potenziamento rete AT area Rovigo	Allacciamento S/E Canaro alla dorsale "Rovigo – Ferrara T.23.021K1" (EL-410)	Nov-18	0,5
Toscana	308-P	Riassetto rete area Livorno	Linea elettrica 132 kV Livorno Marzocco - Rosignano 2 n. 532. Nuovo ingresso alla SE Livorno RT (EL-420)	Apr-19	2,4
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
Emilia-Romagna	319-P	Anello 132 kV Riccione - Rimini	Anello 132 kV Riccione – Rimi	Set 19	41,1

<sup>2</sup> Sono altresì presenti interventi di sviluppo sulla rete 132 kV in Friuli Venezia Giulia, che seguono l'iter autorizzativo secondo la legge regionale 19/2012 del 11 ottobre 2012.

### 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
Veneto	227-P	Stazione 380 kV in Provincia di Treviso (Vedelago)
Veneto	206-P	Stazione 380 kV Volpago
Emilia-Romagna	337-P	Rete 132 kV tra Romagna e Toscana
Emilia-Romagna	320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia

### 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 "pianificato" allo stato "in valutazione". 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 "PIANIFICATE" NEL PDS 19 ED ATTUALMENTE "IN VALUTAZIONE"**

NUOVE OPERE "PIANIFICATE"			
RANGO	DENOMINAZIONE INTERVENTO	OPERA	MOTIVAZIONE
312-P	Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza – Farinello – Larderello	Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Larderello	Variazione del contesto di riferimento socio-ambientale
313-P	Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – Larderello	Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – S.Dalmazio	
		Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Poggibonsi	
322-P	Rete Nord – Ovest Emilia	Elettr. 132 kV "Agip Robassomero – Venaria"	

# Schede degli interventi dei Piani di Sviluppo precedenti

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

- Nord – Est (Trentino-Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia);
- Centro – Nord (Emilia Romagna e Toscana).

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.
- Riassetto di rete: si tratta di interventi complessi che coinvolgono contemporaneamente più elementi di rete che possono comprendere, al loro interno, interventi di varie tipologie: realizzazione di nuovi impianti, potenziamenti o rimozioni limitazioni su infrastrutture esistenti, modifiche di tracciato o di schema rete con demolizioni e/o interramenti non prevalenti.
- Stazioni: riguardano non solo la realizzazione di nuove stazioni elettriche, ma anche il potenziamento e l'ampliamento di stazioni esistenti mediante l'incremento della capacità di trasformazione (installazione di ulteriori trasformatori o sostituzione dei trasformatori esistenti con macchine di taglia maggiore) o la realizzazione di ulteriori stadi 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 Est	100-I	Incremento della capacità di interconnessione con l'Austria sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●		●	●	84
Nord Est	200-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●		●	●	86
Nord Est	203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova		●	●	●	31
Nord Est	204-P	Elettrodotto 380 kV Italia-Austria	●		●		33
Nord Est	206-P	Stazione 380 kV di Volpago		●	●	●	35
Nord Est	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia		●	●	●	39

AREA TERRITORIALE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DECARBONIZZAZIONE	SICUREZZA E RESILIENZA	MARKET EFFICIENCY	SOSTENIBILITÀ	PAGINA
Nord Est	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vize - Steinach	●		●	●	41
Nord Est	210-P	Elettrodotto 132 kV Redipuglia - Duino		●			43
Nord Est	213-P	Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone		●			44
Nord Est	215-P	Riassetto rete alto Bellunese	●	●		●	46
Nord Est	216-P	Razionalizzazione rete media valle del Piave	●	●		●	48
Nord Est	220-P	Razionalizzazione rete AT nell'area di S.Massenza	●	●			52
Nord Est	221-P	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud		●			54
Nord Est	222-P	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	●	●		●	57
Nord Est	225-P	Potenziamento rete AT area Rovigo		●			59
Nord Est	227-P	Stazione 380 kV in provincia di Treviso (Vedelago)		●		●	60
Nord Est	229-P	Stazione 380 kV Sandrigo		●			62
Nord Est	235-P	Stazione 220 kV Ala		●			63
Nord Est	237-P	Stazione 220 kV di Schio (include l'ex 224-P)		●		●	64
Nord Est	238-P	Stazione 220 kV Glorenza	●	●		●	66
Nord Est	239-P	Stazione 380 kV Dugale		●			67
Nord Est	244-P	Elettrodotto 132 kV Castelfranco - Tombolo (ex elettrodotto 132 kV Castelfranco-Castelfranco Sud)		●			68
Nord Est	245-P	Stazione Bressanone e direttrice 132 kV Terme di Brennero – Bolzano FS – Mori (include l'ex 240-P)	●	●		●	69
Nord Est	246-P	Direttrice 132 kV Opicina FS-Redipuglia			●		72
Nord Est	249-P	Stazione 220/132 kV S.Floriano	●				73
Nord Est	250-P	Riassetto rete Caneva		●			75
Nord Est	251-P	Stazione 132 kV Vipiteno		●			76
Nord Est	252-P	Interconnessione AT Dobbiaco - Austria			●		77
Nord Est	253-P	Stazione 220/132 kV Padriciano		●			79
Nord Est	254-P	Elettrodotto 380 kV Venezia Nord - Salgareda			●		80
Nord Est	255-P	Elettrodotto 132 kV Predazzo - Moena		●			81
Nord Est	256-P	Risoluzione antenna utente Ferriere Nord		●			82
Sardegna / Centro Nord	301-P	Sviluppo interconnessione Sardegna – Corsica – Italia	●	●	●	●	20
Centro Nord	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano	●	●	●	●	89
Centro Nord	305-P	Rete AT di Arezzo		●			93

AREA TERRITORIALE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DECARBONIZZAZIONE	SICUREZZA E RESILIENZA	MARKET EFFICIENCY	SOSTENIBILITÀ	PAGINA
Centro Nord	306-P	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca		●	●		94
Centro Nord	307-P	Elettrodotto 220 kV Colunga - Este		●			97
Centro Nord	308-P	Riassetto rete area Livorno		●	●		98
Centro Nord	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente		●	●	●	100
Centro Nord	310-P	Elettrodotto 132 kV Borgonovo – Salsominore – Borgotaro	●	●			102
Centro Nord	311-P	Elettrodotto 132 kV Grosseto FS – Orbetello FS	●	●			104
Centro Nord	314-P	Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia		●			106
Centro Nord	317-P	Rete metropolitana di Firenze		●		●	108
Centro Nord	318-P	Riassetto di Ferrara		●			111
Centro Nord	319-P	Anello 132 kV Riccione - Rimini		●		●	114
Centro Nord	320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia		●			116
Centro Nord	321-P	Rete area Forlì/Cesena		●			118
Centro Nord	322-P	Rete Nord – Ovest Emilia		●			120
Centro Nord	323-P	Rete AT area di Modena		●			122
Centro Nord	324-P	Rete AT area di Pistoia		●			123
Centro Nord	326-P	Riassetto rete AT a Nord di Bologna		●		●	124
Centro Nord	327-P	Elettrodotto 132 kV Laguna - Faenza		●			127
Centro Nord	333-P	Stazione 380 kV Colunga		●			128
Centro Nord	335-P	Stazione 220 kV Avenza		●			129
Centro Nord	337-P	Rete 132 kV tra Romagna e Toscana		●			130
Centro Nord	338-P	Stazione 380 kV a nord di Grosseto		●	●		132
Centro Nord	339-P	Direttrice 132 kV Talamello-Subbiano all.		●			135
Centro Nord	340-P	Direttrice 132 kV Pian della Speranza-Subbiano all.		●			136
Centro Nord	341-P	Direttrice 132 kV Pontremoli FS-Borgotaro FS-Berceto FS		●			137
Nord	345-P	Stazione 380/132 kV Larderello	●				138
Nord	346-P	Stazione 220 kV Colorno		●			140
Centro – Nord	347-P	Elettrodotto 380 kV Parma – S.Rocco			●		141
Centro Nord / Centro Sud	432-P	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord	●	●	●	●	142
Centro Nord / Centro Sud	436-P	HVDC Centro Sud / Centro Nord	●	●	●	●	25

## TEMPLATE SCHEDE INTERVENTO STANDARD

INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE CON LA RETE NORD-EST DELLA ZONA NORD EST S.M.I.			
NUMERO CANTO PDS	IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO TYNDP*	IDENTIFICATIVO RIP
2004	3.21	130	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2016		Emilia	North (Emilia)
<b>DESCRIZIONE INTERVENTO</b>			
Al tema dell'articolo 10 della legge 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'interconnessione delle reti nelle zone in materia di energia" sono stati individuati dagli studi IED il gestore storico EIEE, che ha fornito, a seguito della definizione del progetto relativo a un nuovo collegamento IEDC in caso di sviluppo alla rete Nord-Est di alta tensione con le necessità operative di decongestione interzone della RTE, le contingenze di rete risultanti per l'affollamento del progetto all'interno delle di regione (interzone della potenza di rete 300 MW e 200 MW) e l'interconnessione alla rete della Regione, adeguamenti disponibili per le contingenze del flusso di potenza. Il nuovo interconnettore consentirà di aumentare la capacità di trasporto alla frontiera nord, garantendo una maggiore capacità di accoria tra Italia e Slovenia.			
<b>FINALITÀ INTERVENTO</b>		<b>OBIETTIVI INTERVENTO</b>	
Decarbonizzazione	Qualità e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del servizio
Market Efficiency	Sostenibilità	Interconnessioni	Conseguenze INTER / INTRA
<b>INTEGRAZIONE TEMPORALE INTERVENTO</b>		<b>INTEGRAZIONE SPAZIALE INTERVENTO</b>	
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	TEMPI FINITIVO
2022	2022	2023	2023
<b>INTERDIPENDENZE E CORRELAZIONE</b>			
CON ALTRE OPERE		IN ACCORDO CON TRACCI	
Dipendenza da opere con il TSO italiano EIEE e altri maggiori finanziatori			
<b>IMPATTO TERRITORIALE</b>			
ATTIVITÀ	03 (N)	03 (N)	03 (N)
Realizzazione			
Demolizione			
Demolizione e Realizzazione	03	03	03
<b>MANAGEMENT OPERE PRINCIPALI</b>			
RETE OPERA	PROGETTISTA	PROGETTISTA	ATTIVITÀ
HSDC (Italia - Slovenia)	Fase 1	Fase 1	Tras. Autostrada in corso
Trasmissione Interzone Nord-Est (400 kV e 220 kV) Interconnessione alla Slovenia	Fase 1	Fase 1	2021
<b>STABILIMENTO CONDIZIONI OPERATIVE</b>			
SCELTA PERIODO		BENEFICIO TOTALE (PERIODO 2016-2019) (MW, MW, MW, MW, MW)	
PERIODO 2016-2019	PERIODO 2020-2024	PERIODO 2016-2019	PERIODO 2020-2024
DEC 2016, DEC 2017, MAR 2018, MAR 2019	DEC 2020, DEC 2021, MAR 2022, MAR 2023	DEC 2016, DEC 2017, MAR 2018, MAR 2019	DEC 2020, DEC 2021, MAR 2022, MAR 2023
0,0	2,1	0,0	2,1
0,0	3,25 MW	0,0	3,25 MW
0,0	4,44 MW	0,0	4,44 MW



### 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 impatto<sup>3</sup>:
  - **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;

<sup>3</sup> 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 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 CO<sub>2</sub>, ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nel beneficio B1 mediante il prezzo della CO<sub>2</sub>;
  - **B19** - variazione degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> [kton];
    - **I13** - variazione resilienza [valore assoluto];
    - **I21** - TTC/Zone di mercato [MW].

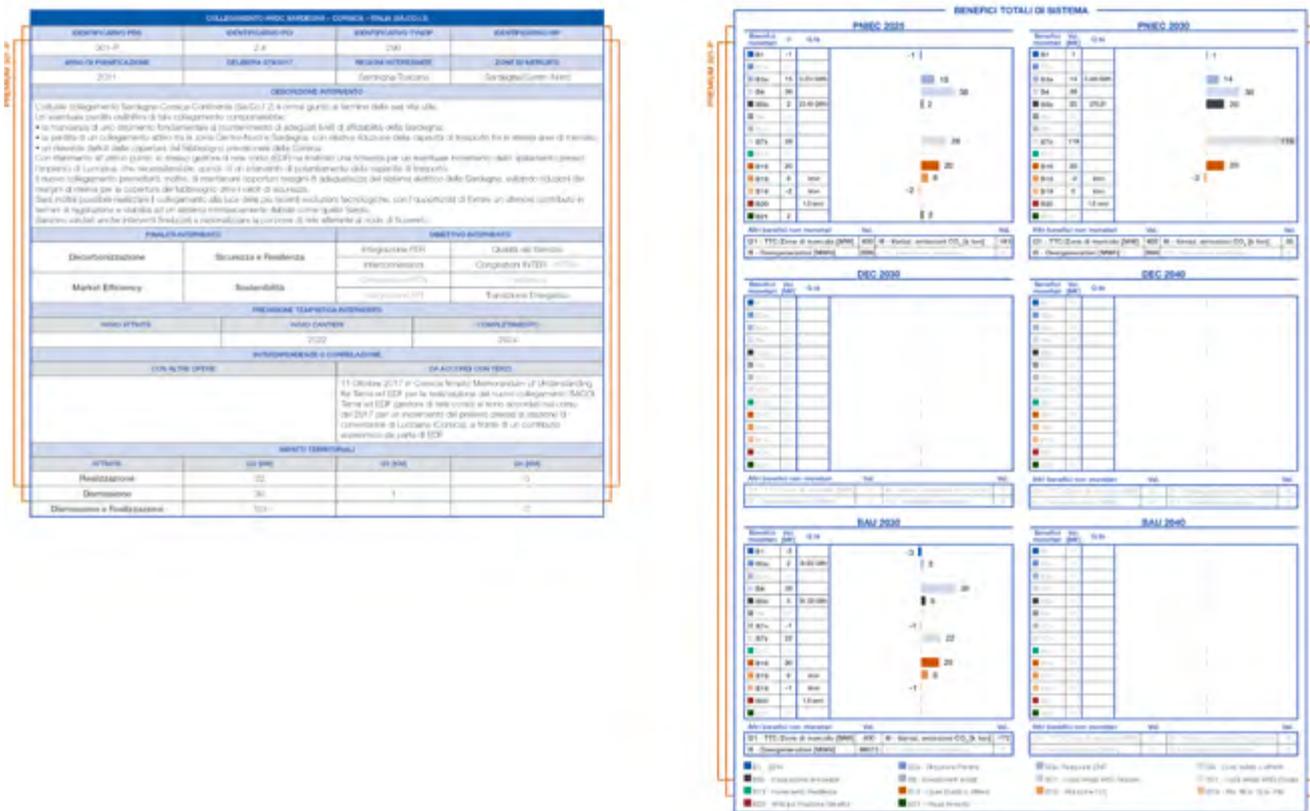
Per i benefici monetari viene inoltre riportata la quantificazione fisica (MWh, ton, etc..) da cui deriva la relativa valorizzazione economica.

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 TYND	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.</p> <p>Un' eventuale perdita definitiva di tale collegamento comporterebbe:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- la mancanza di uno strumento fondamentale al mantenimento di adeguati livelli di affidabilità della Sardegna;</li> <li>- 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;</li> <li>- un rilevante deficit della copertura del fabbisogno previsionale della Corsica.</li> </ul> <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 TEMPSTICA 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 <sup>4</sup>			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	22		3
Dismissione	30	1	
Dismissione e Realizzazione	103		0

<sup>4</sup> 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	

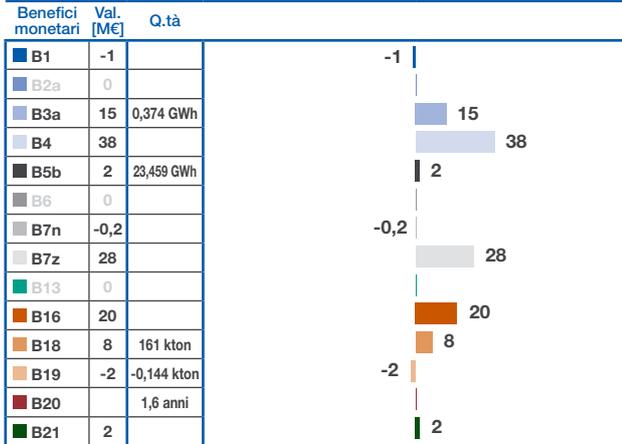
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI

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 <sup>5</sup> M€ (OPEX= 0.5%/anno)	IUS	3,2	IUS	1,2	IUS	3,8	IUS	2,0
	VAN <sub>PDS</sub>	1585 M€	VAN <sub>PDS</sub>	171 M€	VAN <sub>PDS</sub>	1999 M€	VAN <sub>PDS</sub>	671 M€
	VAN <sub>COMPL</sub>	1855 M€	VAN <sub>COMPL</sub>	200 M€	VAN <sub>COMPL</sub>	2339 M€	VAN <sub>COMPL</sub>	785 M€
					B20	182 M€	B20	168 M€

<sup>5</sup> 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.

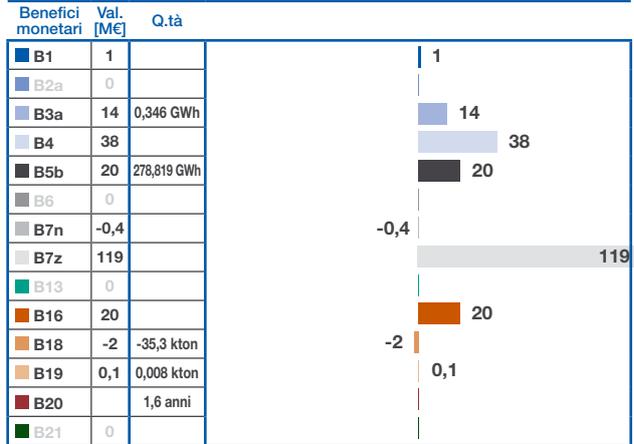
**BENEFICI TOTALI DI SISTEMA**

**PNIEC 2025**



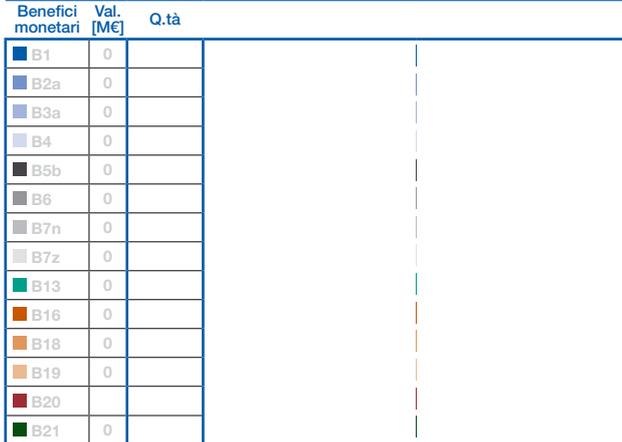
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	161
I5 - Overgeneration [MWh]	25.996	I13 - Variazione resilienza	0

**PNIEC 2030**



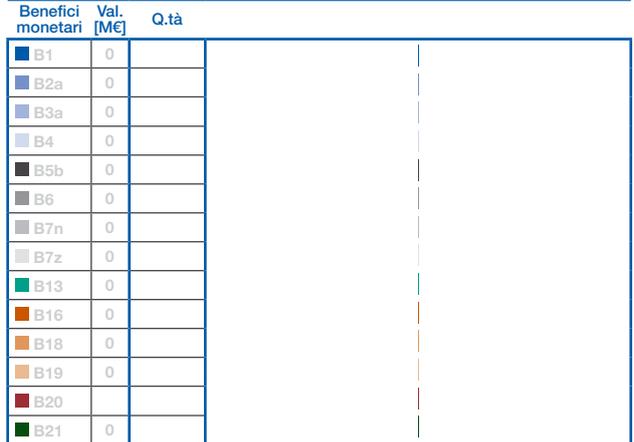
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	-35
I5 - Overgeneration [MWh]	294.850	I13 - Variazione resilienza	0

**DEC 2030**



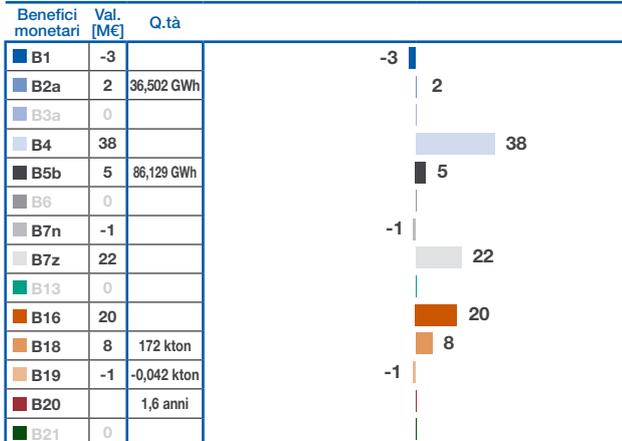
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**DEC 2040**



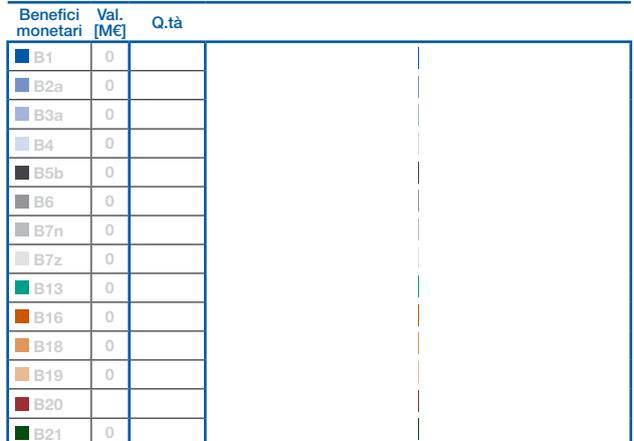
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2030**



Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	172
I5 - Overgeneration [MWh]	86.073	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2040**



Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [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<sub>2</sub>
- 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 SACO13 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 sincro.

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%		
Voci		WORST	FAIR	BEST
	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€
		BENEFICI TOTALI		
Risultati		WORST	FAIR	BEST
	VAN <sub>PDS</sub>	1.786 M€	1.999 M€	2.212 M€
	VAN <sub>COMPL</sub>	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%		
Voci		WORST	FAIR	BEST
	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€
		BENEFICI TOTALI		
Risultati		WORST	FAIR	BEST
	VAN <sub>PDS</sub>	546 M€	671 M€	794 M€
	VAN <sub>COMPL</sub>	638 M€	785 M€	932 M€
	IUS	1,7	2,0	2,3

HVDC CENTRO SUD / CENTRO NORD			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
436-P		338	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2018		Abruzzo/Marche	Centro Sud/Centro Nord/Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>La diminuzione continua di capacità termoelettrica della RTN sarà accompagnata dallo sviluppo e dall'integrazione di impianti di generazione da fonte rinnovabile eolica e solare, facendo sì che la capacità di generazione installata risulti in crescita in tutti gli scenari, seppur con tecnologie e trend differenti, raggiungendo i valori più elevati al 2040 in entrambi gli scenari di sviluppo PNIEC e DEC, così come descritti nel Cap. 3 del PdS 2020. In tutti gli scenari previsionali, inoltre, i principali flussi di energia sono attesi da Sud verso Nord, soprattutto nello scenario PNIEC, come rappresentato nel Cap 6 del PdS 2020. Un ulteriore elemento di attenzione è l'energia prodotta dagli impianti eolici e fotovoltaici, situati principalmente nel Sud Italia, la quale, quando necessario, necessita di essere trasportata in sicurezza verso le zone Nord e Centro-Nord di mercato, caratterizzate da valori più elevati di fabbisogno di energia elettrica.</p> <p>Negli scenari previsionali, in particolare PNEC e DEC, è atteso un trend di forte penetrazione di generazione da fonte rinnovabile non programmabile, che raggiunge anche i 95 GW nel DEC contro i 65 GW previsti nel BAU. Si prevede inoltre un incremento dei sistemi di accumulo, con 11.5 GW in più rispetto agli attuali. L'effetto di ciò, congiuntamente a un maggiore fabbisogno di energia elettrica, si traduce sia in un ingente flusso di energia da Sud verso Nord, con 17.3 TWh in direzione Centro Sud-Centro Nord nello scenario DEC e 12.8 TWh nello scenario BAU, che in un maggior numero di ore di congestione registrate nella sezione Centro Nord-Nord: 2000 h nello scenario DEC e 1200 h nello scenario BAU. Pertanto, l'evoluzione dei flussi di energia e delle ore di congestione dal 2030 al 2040 è fortemente influenzata dai trend di crescita dell'installato assunti in ciascuno scenario.</p> <p>In aggiunta, l'analisi degli scenari di sviluppo e la presenza di un parco produttivo in aree elettricamente distanti dal carico potrebbe determinare possibili violazioni delle condizioni di sicurezza del sistema elettrico, soprattutto per quanto riguarda i vincoli di stabilità della tensione e della frequenza. Per questi motivi sono stati individuati diversi interventi di sviluppo atti ad incrementare in sicurezza la capacità di scambio. In particolare sono già previste, nel breve/medio periodo, opere di sviluppo volte a incrementare la capacità di transito su tale sezione critica di rete, le quali tuttavia non consentiranno di raggiungere i target di produzione da fonte rinnovabile previsti nelle Policy europee e nazionali. Pertanto, data l'esigenza di incrementare ulteriormente, ed in sicurezza, la capacità di trasporto sulla sezione critica nell'orizzonte di Piano, sarà realizzato un nuovo HVDC tra le zone di mercato Centro Sud e Centro Nord, funzionale anche a garantire la piena efficacia e sinergia con altri interventi di piano (indicati nella sezione interdipendenze in calce) per il perseguimento degli obiettivi totali attesi.</p> <p>L'elettrodotto HVDC sarà connesso ai nodi elettrici di Villanova e Fano sulla base delle disponibilità dei nodi e dei siti più idonei per la realizzazione delle Stazioni di conversione, inoltre la sua potenza nominale dovrà essere di almeno 1.000 MW.</p> <p>La realizzazione del sistema HVDC, in sinergia con gli interventi già previsti sul sistema elettrico, consentirà di incrementare in sicurezza la capacità di trasporto in tale area, nonché di migliorare la stabilità della tensione e della frequenza in una porzione di rete particolarmente critica.</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 <sup>6</sup>	AVVIO CANTIERI <sup>7</sup>	COMPLETAMENTO	
2023	2026	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
432-P, 338-P, 302-P			
<p>Il collegamento HVDC Centro Sud / Centro Nord risponde alle esigenze di adeguatezza, sicurezza e flessibilità del sistema elettrico nazionale, caratterizzato da elevati livelli di trasporto tra il Sud ed il Nord Italia a causa di una crescente penetrazione di generazione rinnovabile nel Sud. Il nuovo collegamento farà sinergia con gli altri interventi di sviluppo previsti in PdS che aiutano a migliorare la capacità di trasporto tra le sezioni di mercato interessate dal progetto, impedendo la creazione di colli di bottiglia e l'insorgenza di problematiche di sicurezza.</p> <p>Nello specifico si segnala l'interdipendenza con i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Stazione 380 kV a nord di Grosseto (338-P)</li> <li>• Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord (432-P)</li> <li>• Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga (302-P)</li> </ul>			
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	228		
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

<sup>6</sup> La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione tecnologica e il coordinamento con altri progetti pianificati in HVDC.

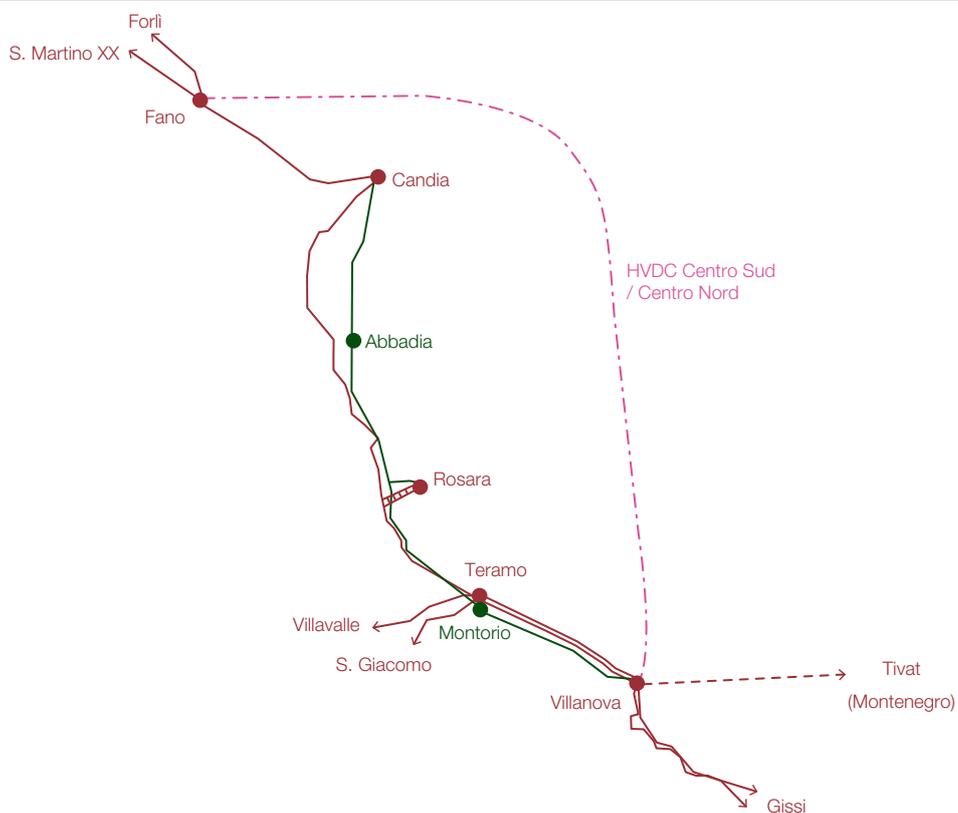
<sup>7</sup> Nell'eventualità di strumenti normativi straordinari di accelerazione dell'iter autorizzativo, la data può subire anticipazioni – nota valida per tutte le schede.

SCHEMA RETE

INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO



FOCUS INQUADRAMENTO RTN



AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI									
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)			
	PDS '20	PDS '19							
Collegamento HVDC Villanova - Fano	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2030				
Stazione di conversione HVDC Fano	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2030				
Stazione di conversione HVDC Villanova	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2030				
Adeguamento SE 380 kV Fano	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2030				
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI									
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)				
<1 M€ / 1.115 M€ (OPEX= 0.25%/anno)	PNIEC 2025, PNIEC 2030 <b>DEC 2030, DEC 2040,</b> BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, <b>BAU 2030, BAU 2040</b>		PNIEC 2025, PNIEC 2030 <b>DEC 2030, DEC 2040,</b> BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, <b>BAU 2030, BAU 2040</b>		
	IUS	2,1	IUS	1,0	IUS	2,4	IUS	1,2	
	$VAN_{PDS}$	870 M€	$VAN_{PDS}$	18 M€	$VAN_{PDS}$	1.130 M€	$VAN_{PDS}$	177 M€	
	$VAN_{COMPL}$	1.263 M€	$VAN_{COMPL}$	27 M€	$VAN_{COMPL}$	1.672 M€	$VAN_{COMPL}$	263 M€	
					B20	324 M€	B20	174 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. Val.

I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**DEC 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	18	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	10	159,957 GWh
B6	0	
B7n	0,12	
B7z	55	
B13	0	
B16	0	
B18	11	259 kton
B19	-5	-0.349 kton
B20		3 anni
B21	0	

Altri benefici non monetari Val. Val.

I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000 - 1150	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	259
I5 - Overgeneration [MWh]	193.016	I13 - Variazione resilienza	0

**DEC 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	80	
B2a	0	
B3a	37	0,922 GWh
B4	0	
B5b	17	240,503 GWh
B6	0	
B7n	2	
B7z	45	
B13	0	
B16	0	
B18	11	490 kton
B19	-4	-0,261 kton
B20		3 anni
B21	0	

Altri benefici non monetari Val. Val.

I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000 - 1150	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	490
I5 - Overgeneration [MWh]	584.360	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	16	
B2a	0	
B3a	0,08	0,002 GWh
B4	0	
B5b	1	25,771 GWh
B6	0	
B7n	-0,12	
B7z	28	
B13	0	
B16	0	
B18	7	159 kton
B19	-3	-0,232 kton
B20		3 anni
B21	0	

Altri benefici non monetari Val. Val.

I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000 - 1150	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	159
I5 - Overgeneration [MWh]	40.603	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	42	
B2a	0	
B3a	0,38	0,009 GWh
B4	0	
B5b	3	40,828 GWh
B6	0	
B7n	-1	
B7z	42	
B13	0	
B16	0	
B18	9	270 kton
B19	-4	-0,24 kton
B20		3 anni
B21	0	

Altri benefici non monetari Val. Val.

I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000 - 1150	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	270
I5 - Overgeneration [MWh]	273.844	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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

APPROFONDIMENTI TECNICI

**Approfondimenti tecnici sul progetto**

Al fine di definire la soluzione che permetta di risolvere le problematiche legate ai limiti di transito sulla sezione in oggetto, sono state condotte ulteriori analisi finalizzate alla definizione dei benefici di sistema introdotti dal collegamento HVDC Villanova – Fano. Gli studi finora elaborati - rappresentativi di valutazioni preliminari dell'opera, così come riportate nella presente sezione - hanno evidenziato quanto segue:

- Aumento della capacità di transito.** L'aumento della capacità di transito ottenuta è principalmente sulla sezione CS – CN. L'incremento di transito sulla sezione in oggetto potrebbe portare a un maggior numero di congestioni sulla sezione CN – N, che tuttavia vengono risolte con l'intervento Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga. Inoltre, è stata condotta un'analisi volta alla valutazione dell'aumento, per la dorsale adriatica, della c.d. **loadability** (o caricabilità), ossia la capacità di una linea di trasmissione di garantire il trasporto di potenza attiva in specifiche condizioni di esercizio. I risultati presentati in alcuni studi tecnici hanno mostrato l'incremento della massima potenza trasmissibile dalla direttrice Adriatica a 400 kV tra Villanova e Fano in assenza e in presenza del nuovo collegamento HVDC Adriatico.
- Dettagli dell'opera:** le analisi condotte hanno evidenziato che la soluzione marina sia quella da preferire sia per il minore consumo di suolo che per favorire nuove soluzioni tecnologiche con alte performance e ridotto numero di guasti. Inoltre, questo progetto porta a maggiori benefici e a considerare non più prioritario l'intervento "Fano – Teramo", che è stato interessato da un lungo processo di concertazione con gli Enti Locali. Sono in corso le attività di approfondimento tecnico e di condivisione con gli Enti interessati.
- Dettagli sui benefici aggiuntivi:** Le analisi condotte hanno mostrato che il collegamento HVDC Villanova – Fano con una potenza di almeno 1000 MW può portare ulteriori benefici – oltre quelli monetizzati ai sensi della delibera 627/16 - sul sistema elettrico che sono di seguito elencati:
  - Miglioramento della stabilità dinamica della rete con una significativa incidenza sulla risposta del sistema a perturbazioni a Nord della sezione critica CS-CN. Le Analisi statiche e dinamiche condotte hanno mostrato che a seguito dello scatto più gravoso nella sezione in esame il collegamento HVDC, opportunamente caricato, riesce a rispondere prontamente al guasto migliorando le performance del sistema sia in termini di stabilità della frequenza e delle tensioni, che dell'angolo.
  - Miglioramento della flessibilità del sistema elettrico come mostrato sinteticamente nel paragrafo 4.1.2 del PdS 2020. In particolare, sono state condotte analisi che hanno evidenziato, con il calcolo di diversi indicatori presenti nella letteratura scientifica, come il collegamento in corrente continua adriatico possa permettere un significativo aumento dell'integrazione rinnovabile.

**Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati**

Il beneficio prevalente del progetto è il B7, infatti, si evince una riduzione dei costi di MSD zonale, ottenuta attraverso simulazioni previsionali di mercato. In particolare, l'intervento consente di ridurre i costi per la movimentazione dei gruppi a salire nella zona di mercato Nord. Il contributo del SEW registra i valori più elevati al 2040 DEC poiché tale scenario è caratterizzato dalla maggiore penetrazione da fonti rinnovabili non programmabili, per cui la riduzione dell'Overgeneration è ancora più evidente.

Infine, si osserva un contributo importante dell'intervento all'adeguatezza del sistema nello scenario 2040 DEC, in quanto tale progetto aumenta il limite di scambio dal Sud verso il Nord del Paese, contribuendo alla riduzione dell'ENF nelle zone Centro-Nord e Nord.

**B20**

Il beneficio B20 valorizza il ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale consistenti nella realizzazione in cavo delle opere previste in quanto eventuali soluzioni alternative avrebbero comportato la presenza di elettrodotti in un contesto fortemente urbanizzato. 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 all' HVDC Centro Sud / Centro Nord, si stima un valore AAC tenuto conto della totalità delle opere non ancora completate.

**I21: Zone di mercato interessate**

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

Il nuovo collegamento consentirà di trarre un incremento della capacità di scambio di 1000 MW tra Centro Sud e Centro Nord.

**SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO**

**SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO DEC 2030, DEC 2040**

		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	<b>Investimento</b>	1.227 M€	1.115 M€	1.004 M€
	<b>B1 SEW attualizzato PdS</b>	609 M€	677 M€	745 M€
	<b>B1 SEW attualizzato anno di completamento</b>	867 M€	964 M€	1.060 M€
		BENEFICI TOTALI		
		WORST	FAIR	BEST
Risultati	<b>VAN<sub>PDS</sub></b>	978 M€	1.130 M€	1.281 M€
	<b>VAN<sub>COMPL</sub></b>	1.448 M€	1.672 M€	1.896 M€
	<b>IUS</b>	2,1	2,4	2,8

**SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO BAU 2030, BAU 2040**

		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	<b>Investimento</b>	1.227 M€	1.115 M€	1.004 M€
	<b>B7z Costo evitato MSD zonale attualizzato PdS</b>	363 M€	403 M€	444 M€
	<b>B7z Costo evitato MSD zonale attualizzato anno di completamento</b>	517 M€	574 M€	632 M€
		BENEFICI TOTALI		
		WORST	FAIR	BEST
Risultati	<b>VAN<sub>PDS</sub></b>	53 M€	177 M€	302 M€
	<b>VAN<sub>COMPL</sub></b>	78 M€	263 M€	447 M€
	<b>IUS</b>	1,1	1,2	1,4

# Area Nord – Est



11

Interventi per la Decarbonizzazione

13

Interventi per la Sostenibilità



#### 4.1.1 Schede interventi Pianificati Area Nord Est

RAZIONALIZZAZIONE 380 kV FRA VENEZIA E PADOVA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
203-P			RIP 2017
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2004	Tab. 1	Veneto	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio, la flessibilità e l'economicità del servizio della rete veneta, anche in relazione alla esistente capacità produttiva efficiente nell'area ed agli scenari previsti, verrà realizzato un riassetto rete tra le stazioni di Camin, Dolo, Malcontenta e Fusina. Il riassetto rete interesserà i livelli di tensione 380 kV, 220 kV e 132 kV e sfrutterà, laddove possibile, porzioni di linee già esistenti associando alle esigenze di sviluppo della rete elettrica quelle di salvaguardia del territorio.</p> <p>Il polo produttivo di Fusina è attualmente collegato mediante un unico collegamento in antenna alla stazione elettrica di Dolo; tale configurazione non garantisce la necessaria ridondanza della rete infatti il fuori servizio di tale collegamento priva il sistema elettrico nazionale dell'intera produzione di Fusina con riflessi negativi sia in termini di economicità della copertura del fabbisogno sia in termini di regolazione delle tensioni nell'area.</p> <p>Il riassetto prevede la realizzazione di:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• un nuovo elettrodotto 380 kV in cavo interrato tra le stazioni di Dolo e Camin;</li> <li>• un nuovo collegamento 380 kV, parzialmente in cavo interrato ed utilizzando le infrastrutture esistenti, tra la stazione elettrica di Fusina2 e di Dolo;</li> <li>• i necessari collegamenti 380/220 kV tra la centrale di Fusina e la stazione di Fusina 2 (Gr. 1-2 e 3-4) in funzione dello schema di connessione della centrale;</li> <li>• il rifacimento dei raccordi alla nuova stazione di Malcontenta, elettrodotti a 220 kV "S.E. Malcontenta – Stazione I / S.E. Scorzè" e "S.E. Malcontenta – S.E. Villabona / S.E. Dolo";</li> <li>• le varianti in cavo interrato a 132 kV "S.E. Camin - C.P. Rovigo P.A." e "C.P. Camin – C.P. Conselve";</li> <li>• i nuovi elettrodotti in cavo interrato a 220 e 132 kV "S.E. Fusina 2 - S.E. Malcontenta", "S.E. Fusina 2 - Staz. V" e "Staz. V - S.E. Malcontenta" e a 132 kV "S.E. Fusina 2 - Alcoa";</li> <li>• un nuovo elettrodotto in cavo interrato a 220 kV tra la Stazione Elettrica IV e la Stazione di Fusina 2;</li> <li>• le varianti in cavo interrato a 132 kV "S.E. Villabona - S.E. Azotati" e "S.E. Fusina 2 - C.P. Fusina" e "S.E. Fusina 2 - C.P. Sacca Fisola".</li> </ul> <p>Alla nuova stazione 380/220/132 kV di Fusina 2 saranno connessi i gruppi di produzione di Fusina; la stazione sarà dotata di adeguata trasformazione 380/220 kV; sarà inoltre installata una nuova trasformazione 380/132 kV per collegare l'afferente rete a 132 kV incrementando così la sicurezza e affidabilità dell'alimentazione della laguna mediante la realizzazione di due collegamenti in cavo marino "Fusina – Sacca Fisola" e "Cavallino – Sacca Serenella".</p> <p>Presso la stazione di Malcontenta saranno installate apparecchiature di compensazione del reattivo funzionali alla regolazione dei profili di tensione peraltro aggravati dall'impiego di elettrodotti in cavo interrato.</p> <p>Nell'ambito dell'intervento saranno realizzate le rimozioni delle limitazioni sulla rete esistente 380, 220 kV e 132 kV (ivi inclusi gli adeguamenti presso alcuni elementi in Cabine Primarie), gli adeguamenti delle stazioni 220 kV esistenti.</p> <p>In correlazione con tale riassetto rete, verranno realizzati alcuni interventi di razionalizzazione dell'area a cavallo delle province di Padova e Venezia con conseguente eliminazione di un considerevole numero di km di elettrodotti.</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	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	70		2
Dismissione	72		5
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 220 kV Stazione IV – Malcontenta – der. Stazione V	compl.	compl.	16.03.2009 (EL-283)	2014	2015	
Elettrodotto 220 kV Stazione IV – Stazione V	Fase 4	Fase 4	23.05.2017 (EL-372)	2019	2021	In data 29.10.2018 è stato autorizzato l'intervento.
Elettrodotto 380 kV Dolo - Camin	Fase 2	Fase 3	2020	2022	2025	In data 30.05.2018 è stato ritirato il procedimento VIA. È in corso la rivalutazione del progetto per tener conto delle esigenze territoriali. In data 01.07.2019 è stato ritirato il procedimento EL-362 al MiSE.
Elettrodotto 220 kV Fusina – Stazione IV	Fase 2	Fase 3	2019	2021	2025	
Elettrodotto 220 kV Fusina – Stazione V	Fase 2	Fase 3	2019	2021	2025	
Elettrodotto 220 kV Fusina – Malcontenta	Fase 2	Fase 3	2019	2021	2025	
Stazione 380/220/132kV Fusina	Fase 2	Fase 3	2019	2021	2025	
Stazione 220 kV Malcontenta	Fase 2	Fase 3	2019	2021	2025	
Adeguamenti stazioni 220 kV esistenti	Fase 2	Fase 3	2019	2021	2025	
Rimozione limitazioni rete 380 kV, 220 kV e 132 kV	Fase 2	Fase 2	2020	2022	2024	
Rimozione limitazioni Cabine Primarie						
Elettrodotto 132 kV Fusina - Sacca Fisola	compl.	Fase 5	6.08.2009 (EL-106)	2013	2018	
Elettrodotto 132 kV Cavallino - Sacca Serenella	compl.	Fase 5	6.08.2009 (EL-106)	2013	2018	
In data 07 aprile 2011 il MISE ha autorizzato le opere relative al nuovo elettrodotto 380 kV Dolo-Camin e le opere connesse. Il Consiglio di Stato (Sezione Sesta) con sentenza n. 03205/2013.REG.PROV.COLL., rilevando che "non appare congruamente motivato" il parere emesso dalla Direzione Generale per il Paesaggio, l'Architettura e l'Arte Contemporanee, con prot. DGPBAAC/34.19.04/7126 del 20 ottobre 2009, ha annullato il provvedimento di compatibilità ambientale n. DVA-DEC-2010-0000003 del 2 febbraio 2010 ed il successivo decreto di autorizzazione alla costruzione ed esercizio n. 239/EL-105/143/2011 del 07 aprile 2011. La realizzazione delle opere relative al nuovo elettrodotto 380 kV Dolo-Camin e le opere connesse sono momentaneamente sospese. In data 23.12.2016, è stato avviato l'iter autorizzativo del progetto Razionalizzazione 380 kV Venezia – Padova al netto degli interventi già autorizzati.						
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Razionalizzazione rete AT	Fase1	Fase1	2024	2029	2032	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>9</sup>						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO				BENEFICI		
91 M€/ 370 M€ <sup>10</sup>				2020, 2025, 2030		
				IUS	1,1	
				VAN	34 M€	

<sup>8</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

<sup>9</sup> Per gli ulteriori indicatori B20 e B21 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

<sup>10</sup> Il costo tiene conto del contributo in conto capitale stimato in 50 milioni in assenza del quale lo IUS è minore di 1.

ELETTRODOTTO 220 kV INTERCONNESSIONE ITALIA - AUSTRIA									
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP			IDENTIFICATIVO RIP		
204-P				375					
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE			ZONE DI MERCATO		
2001				Veneto			Nord/Austria		
DESCRIZIONE INTERVENTO									
<p>L'attuale elettrodotto 220 kV Soverzene – Lienz, in considerazione del proprio stato di vetustà ed affidabilità, necessita di interventi finalizzati ad incrementarne la resilienza. È pertanto prevista la ricostruzione dell'elettrodotto 220 kV che collega la rete di trasmissione nazionale al nodo di Lienz, in Austria. Le attività comprendono anche interventi di adeguamento dei dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza per tener conto della adeguata capacità di interconnessione.</p> <p>Tali interventi saranno sviluppati in sinergia con le esigenze di lungo periodo per l'interconnessione del sistema di trasmissione Italiano e quello Austriaco. Potranno altresì essere definiti opportuni interventi di razionalizzazione della rete AT esistente nelle aree interessate, al fine di combinare le esigenze di sviluppo della rete con quelle di salvaguardia del territorio. Il progetto, a conclusione del finanziamento per studi di carattere europeo (TEN – E 319/12), è stato identificato con un perimetro di interventi piuttosto ampio ed un orizzonte di implementazione di lungo termine.</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			
2023			2028			2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE									
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI					
				Dipendenza dagli accordi da sottoscrivere con il TSO confinante					
IMPATTI TERRITORIALI <sup>11</sup>									
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]			I24 [KM]		
Realizzazione		32		31			3		
Dismissione		32		26			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						
El. 220 kV Lienz (AT) – Nuova SE (IT)		Fase 1	Fase 1	2023	2028	2030	La nuova pianificazione tiene conto della necessità di attivare le attività di concertazione nell'area interessata		
Nuova SE (IT)		Fase 1	Fase 1	2023	2028	2030			
AVANZAMENTO ALTRE OPERE									
NOME OPERA		STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
		PDS '20	PDS '19						
Razionalizzazione rete AT		Fase 1	Fase 1	2027	2029	2032			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI									
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO		BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
2 M€ / 83 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		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	2,2	IUS	1,2	IUS	2,1	IUS	1,3
		VAN <sub>PDS</sub>	85 M€	VAN <sub>PDS</sub>	13 M€	VAN <sub>PDS</sub>	79 M€	VAN <sub>PDS</sub>	20 M€
		VAN <sub>COMPL</sub>	126 M€	VAN <sub>COMPL</sub>	20 M€	VAN <sub>COMPL</sub>	117 M€	VAN <sub>COMPL</sub>	30 M€

<sup>11</sup> Dati riferiti ai km ricadenti in territorio italiano.

**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		
B21	0	

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

**DEC 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	-1	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	2	28,97 GWh
B6	0	
B7n	19	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	-1	-34.78 kton
B19	1	0.08 kton
B20		
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	520	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	-35
I5 - Overgeneration [MWh]	-60.727	I13 - Variazione resilienza	0

**DEC 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	5	
B2a	0	
B3a	6	0,312 GWh
B4	0	
B5b	0,21	2,89 GWh
B6	0	
B7n	1	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	-2	-73,81 kton
B19	1	0.06 kton
B20		
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	520	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	-74
I5 - Overgeneration [MWh]	-88.019	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	-1	
B2a	0,26	4,732 GWh
B3a	0,06	0,003 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	11	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	-5	-107,65 kton
B19	1	0.06 kton
B20		
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	520	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	-108
I5 - Overgeneration [MWh]	-32.884	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	-9	
B2a	1	11,243 GWh
B3a	0,16	0,008 GWh
B4	0	
B5b	1	17,66 GWh
B6	0	
B7n	14	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	1	40 kton
B19	1	0.06 kton
B20		
B21	0	

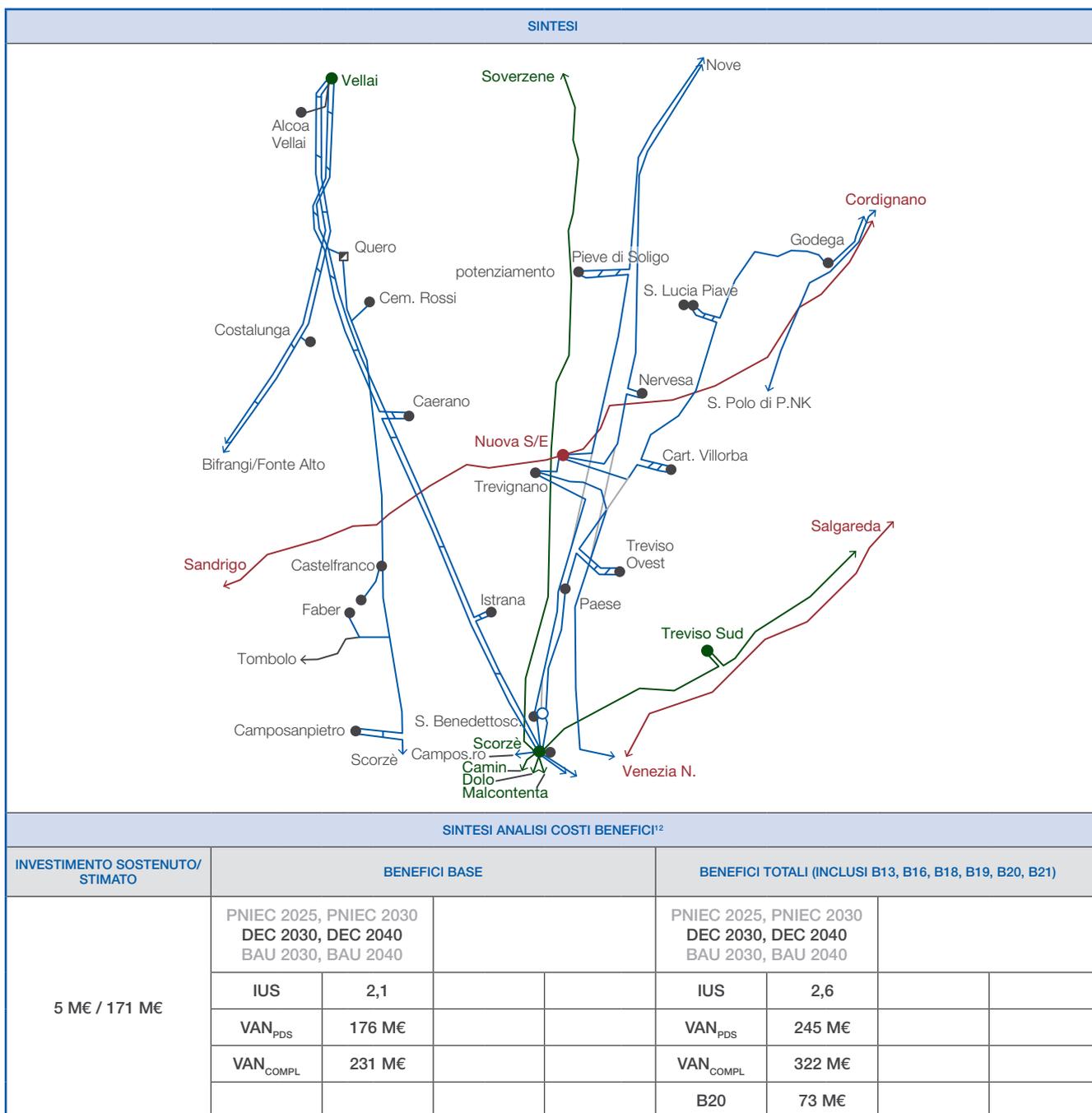
  

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	520	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	40
I5 - Overgeneration [MWh]	3.171	I13 - Variazione resilienza	0

- 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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

STAZIONE 380 kV VOLPAGO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
206-P			RIP 2017
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2006		Veneto	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Le porzioni di rete 220 kV tra i nodi di Soverzene e Scorzè e la rete 132 kV tra i nodi di Polpet, Cordignano, Scorzè e Venezia Nord, presentano ridotti margini di sicurezza di esercizio ed inadeguata capacità di trasporto per l'alimentazione dei carichi vincolando l'esercizio rete ad assetti radiali e/o a determinati assetti smagliati che non consentono di avere adeguati margini di copertura del rischio di disservizi diffusi nell'area. In particolare, le condizioni attuali di esercizio della rete 132 kV, confermano l'esigenza di realizzare una nuova iniezione di potenza verso la rete 132 kV attraverso la realizzazione di una nuova stazione 380/220/132 kV, equipaggiata di trasformazioni 380/132 kV, connessa in entra-esce all'elettrodotto</p> <p>380 kV Sandrigo – Cordignano ed opportunamente raccordata alla rete 132 kV del trevigiano. Presso la nuova stazione sarà valutata anche l'installazione di dispositivi di compensazione necessari a garantire il miglioramento dei profili di tensione lungo tutta la dorsale 380 kV. La stazione 380/132 kV sarà munita anche di una sezione 220 kV in doppia sbarra e di relative trasformazioni 380/220 kV a cui sarà raccordato in entra – esce l'esistente elettrodotto 220 kV Soverzene – Scorzè, sul quale sono anche previsti adeguati interventi puntuali di rimozione delle limitazioni o in alternativa sarà studiato uno schema rete di analoghe prestazioni che consenta di garantire adeguata magliatura tra la rete 380 e 220 kV.</p> <p>L'intervento è particolarmente importante ed urgente in relazione alle attuali difficoltà di esercizio ed ai livelli non ottimali di qualità del servizio sul sistema di trasmissione primario nell'area in questione, interessato da elevati transiti di potenza e caratterizzato da una insufficiente magliatura di rete, con numerose stazioni inserite su collegamenti relativamente lunghi.</p> <p>L'intervento prevede anche lavori di rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV tra le future stazioni 220/132 kV di Polpet e 380/132 kV di Volpago.</p> <p>Infine saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie di distribuzione presenti lungo le direttrici 132 kV coinvolte nei lavori e saranno installati dispositivi di sezionamento automatizzato presso la derivazione rigida che alimenta l'impianto S.Benedetto.</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	
		2027	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	27		1
Dismissione	18		3
Dismissione e Realizzazione	124	13	3

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Nuova stazione 380/220/132 kV Volpago e riassetto rete	Fase 2	Fase 2	2021	2024	2027	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione localizzativa degli impianti a valle degli incontri che si sono svolti nel 2017 con il territorio (Open Day). Nel corso del 2018, gli incontri con il territorio, hanno imposto la necessità di rivedere le tempistiche per tener conto delle esigenze territoriali. Nel corso del 2019 si sono riscontrate difficoltà di accettazione dell'impianto nel territorio. Sono in corso azioni per individuare soluzioni impiantistiche di compromesso.
Rimozione limitazioni 220 kV Soverzene - Scorzè	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2025	
Rimozione limitazioni rete 132 kV tra Polpet e Volpago	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2025	
Rimozione limitazioni Cabine Primarie						
Sezionamento automatizzato S. Benedetto	Fase 2	Fase 2	2018	2019	2020	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2025	2029	2032	



<sup>12</sup> Il beneficio B20 valorizza il ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale consententi nella realizzazione in cavo di una parte delle opere previste. 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 all'area di Treviso 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 dismettere asset esistenti sul territorio e di ridurre l'impatto sul territorio attraverso il ricorso a varianti in cavo.

**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		
B21	0	

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

**DEC 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	2	39,903 GWh
B3a	23	0,564 GWh
B4	0	
B5b	0,22	3,559 GWh
B6	0	
B7n	1	
B7z	0	
B13	1	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20		2,7 anni
B21	4	

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

**DEC 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	1	9,384 GWh
B3a	25	0,637 GWh
B4	0	
B5b	1	16,58 GWh
B6	0	
B7n	2	
B7z	0	
B13	1	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20		2,7 anni
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	30	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [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		
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

ELETTRODOTTO 380 kV UDINE OVEST - REDIPUGLIA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
207-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2002	Tab. 2	Friuli Venezia Giulia	Nord/Slovenia
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione primario nell'estremo Nord Est del Paese e di ridurre alcuni vincoli sulla produzione locale e sull'importazione dai Paesi dell'Est Europa, è necessario rinforzare la rete afferente alla stazione a 380 kV di Redipuglia, su cui converge la potenza importata dalla Slovenia e la produzione delle centrali presenti nell'area.</p> <p>La rete a 380 kV del Friuli Venezia Giulia è stata potenziata con la realizzazione di un elettrodotto in doppia terna a 380 kV tra le stazioni di Udine Ovest e Redipuglia, sfruttando in gran parte l'esistente collegamento a 220 kV "Redipuglia – Udine NE – der. Safau".</p> <p>In stretta correlazione con il nuovo elettrodotto, è stata realizzata una nuova stazione elettrica 380 kV denominata "Udine Sud", alla quale è stato collegato in entra – esce il futuro elettrodotto in doppia terna a 380 kV tra Udine Ovest e Redipuglia; presso la stessa è stato attestato mediante un breve raccordo l'esistente collegamento 220 kV "Redipuglia – Udine NE – der. Safau", rendendo così possibile la demolizione della linea 220 kV "Redipuglia – Udine NE – der. Safau" nel tratto compreso tra Udine Sud e Redipuglia. Sempre presso la nuova stazione Udine Sud si prevede l'installazione di una trasformazione dedicata e la realizzazione di un collegamento per l'utente Safau, consentendo così di ridurre l'impegno sulla direttrice 220 kV tra la SE Udine Sud e l'impianto di Somplago (UD).</p> <p>Presso la stazione di Redipuglia è prevista l'installazione di n.2 ATR 380/220 kV che, unitamente ai lavori di rimozione limitazioni della porzione di rete 380 e 220 kV interconnessa alla rete della Slovenia, adeguando i dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza, consentirà di migliorare l'affidabilità e la flessibilità di esercizio.</p> <p>È inoltre previsto un piano di razionalizzazione della rete nell'area compresa tra le province di Udine e Gorizia.</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	
		2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	27	0	2
Dismissione	40	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 elettrodotto 380 kV Udine O. – Udine S. – Redipuglia ed opere connesse	compl.	compl.	13.11.2008 (EL-146)/ 06.11.2015 (EL-146bis)	2013/2017	2017	In data 14.2.2017 è stata ri-autorizzata l'opera.
Stazione 380/220 kV Udine Sud	compl.	compl.	13.11.2008 (EL-146)/ 06.11.2015 (EL-146bis)	2013/2017	2017	
Stazione 380 kV Redipuglia	compl.	compl.	2008	2013	2015	
Stazione 380 kV Udine Ovest	compl.	compl.	2008	2013	2015	
Elettrodotto 220 kV Udine Sud –Safau	Fase 4	Fase 4	16.06.2015 (EL-368)	2019	2020	In data 13.11.2017 è stata autorizzata l'opera. L'intervento è correlato a opere da realizzare a cura dell'utente presso il proprio impianto. La nuova pianificazione tiene conto dei ritardi nell'ottenimento delle servitù.
Rimozione limitazioni rete 380 e 220 kV interconnessa alla Slovenia	Fase 2	Fase 2	2021	2022	2028	La nuova pianificazione tiene conto della necessità di allineare temporalmente tale attività con opere da realizzare in sinergia con il TSO sloveno.
<p>In data 12 marzo 2013 il Ministero dello Sviluppo Economico ha autorizzato Terna alla realizzazione del nuovo collegamento 380 kV "Udine Ovest – Redipuglia" e delle relative opere accessorie. Il Consiglio di Stato con sentenza del 23 luglio 2015 ha annullato il decreto di autorizzazione alla realizzazione della linea elettrica, a fronte del quale è stata avviato proced. aut. di rideterminazione. Il 06.11.2015 il MiSE ha avviato il procedimento autorizzativo. Il 13.11.2015 è stata inviata al MATTM richiesta di rideterminazione della VIA. Il 06.09.2016 è stato emanato nuovo decreto di compatibilità ambientale. Il 18.10.2016 è stata effettuata con esito positivo la Conferenza dei Servizi.</p>						
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
380 kV Monfalcone - Redipuglia	Fase 3	Fase 3	13.11.2017 (EL-390)	2020	2023	La nuova pianificazione tiene conto dei ritardi derivanti dalle richieste di chiarimento ricevute in data 29.10.2018.
132 kV Udine FS – Udine Sud	Fase 3	Fase 3	12.10.2017 (EN-ELR-1719.1)	2020	2022	In data 13.06.2018 è stata autorizzata l'opera.
132 kV Redipuglia FS – Strassoldo FS	Fase 3	Fase 3	13.12.2017	2020	2022	In data 16.10.2018 è stata autorizzata l'opera.
132 kV Redipuglia - Ca' Poia	Fase 3	Fase 3	10.08.2017 (EN-ELR-1715.1)	2022	2022	
132 kV Redipuglia – Schiavetti	compl.	Fase 5	13.11.2008 (EL-146)/ 06.11.2015 (EL-146bis)	2013/2017	2018	
132 kV Redipuglia - Manzano	compl.	Fase 4	11.05.2017 (3509/AMB)	2018	2018	In data 20.11.2017 è stata autorizzata l'opera.
132 kV Udine Sud - Cartiere Romanello	Fase 3	Fase 3	12.07.2017 (EN-ELR-1714.1)	2020	2022	In data 14.05.2018 è stata autorizzata l'opera.
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>1314</sup>						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO				BENEFICI		
150 M€ / 177 M€				2020, 2025		
				IUS		10,8-8,6
				VAN		2.089-1.632 M€

<sup>13</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

<sup>14</sup> Per gli ulteriori indicatori B20 e B21 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

ELETTRODOTTO 132/110 kV PRATI DI VIZZE (IT) – STEINACH (AT)			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
208-P		336	RIP 2017
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2003	Tab.1	Trentino Alto Adige	Nord/Austria
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine di aumentare la capacità di scambio di energia elettrica tra Italia ed Austria, sarà realizzato un collegamento a 132/110 kV con la Regione austriaca del Tirolo attraverso il valico del Brennero.</p> <p>Il collegamento a 132/110 kV su lato italiano sarà realizzato mediante sfruttamento dell'elettrodotto Prati di Vizze – Brennero, attualmente esercito in media tensione.</p> <p>Per consentire la connessione delle reti Italiana ed Austriaca, esercite a tensioni differenti, è prevista la realizzazione di una nuova stazione 132 kV connessa in entra-esce alla linea 132 kV "Prati di Vizze – Steinach", a cui sarà connesso il distributore territorialmente competente. All'interno della suddetta nuova stazione è prevista l'installazione di una macchina trasformatore/PST 110/132 kV.</p> <p>Tenuto conto della potenza in import trasportata sulla futura linea di interconnessione Prati di Vizze – Steinach e della ulteriore capacità produttiva attuale e prevista sulla porzione di rete interessata, sarà potenziata la magliatura della locale rete a 132 kV. In particolare l'impianto Hydros di Marleno, oggi connesso all'elettrodotto 132 kV S.Leonardo – Mezzocorona, sarà riaccolto alla direttrice 132 kV Castelbello – Bolzano all.</p> <p>Infine saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie di distribuzione e stazioni presenti lungo le direttrici 132 kV.</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	
		2023	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		Dipendenza da accordo con Tinetz, distributore austriaco	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	3		1
Dismissione	2		0
Dismissione e Realizzazione	14		

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 Prati di Vize - Steinach	compl.	compl.	10.11.2003	2013	2014	
Stazione 132/110 kV Brennero (incluso trasformatore/PST)	Fase 5	Fase 5	22.12.2014	2016	2020	In data 25.02.2016 sono stati autorizzati gli interventi di realizzazione della S/E Brennero, incluso trasformatore/PST. La tempistica di completamento potrebbe subire variazioni derivanti dalle condizioni meteorologiche nell'area e quindi in funzione dei tempi utili in cui è possibile realizzazione gli interventi.
Raccordi 132 kV SE Marleno	Fase 2	Fase 2	dic-2018	2020	2023	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio. A dicembre 2018 è stata effettuata la presentazione preliminare del progetto propedeutica alla presentazione dell'istanza presso gli uffici della Provincia Autonoma di Bolzano.
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2019	2021	2023	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>15</sup>						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO				BENEFICI		
23 M€ / 52 M€				2020, 2025		
				IUS	8,1-6,7	
				VAN	424-340 M€	
SENSITIVITY ANALISI COSTI BENEFICI <sup>16</sup>						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO				BENEFICI		
23 M€ /52 M€				2020, 2025		
				IUS	15,3-11,3	
				VAN	856-616 M€	

<sup>15</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

<sup>16</sup> L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio dell'intervento con vista del solo consumatore.

ELETTRODOTTO 132 kV REDIPUGLIA – DUINO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
210-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2009				Friuli Venezia Giulia		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Il collegamento a 132 kV "Redipuglia – Duino" presenta una limitata capacità di trasporto e comporta rischi di riduzione dell'affidabilità della rete e della qualità del servizio. Saranno pertanto rimosse le limitazioni del citato elettrodotto prevedendo anche interventi per incrementare la resilienza.						
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	
					2024	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	15		13		0	
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 Redipuglia - Duino	compl.	compl.	2016	2016	2018	La nuova previsione di completamento tiene conto della riprevisione delle attività di rifinitura nel 2018. La nuova previsione tiene conto delle difficoltà riscontrate nell'effettuare le servitù bonarie.
Elettrodotto 132 kV Redipuglia – Duino (resilienza)	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2024	Ritardi legati a difficoltà di accesso ai fondi per poter realizzare interventi di sviluppo.
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 3 M€						

RAZIONALIZZAZIONE RETE AAT/AT PORDENONE						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
213-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2009			Friuli Venezia Giulia/Veneto		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Al fine di garantire una trasversale tra le lunghe direttrici 380 kV Cordignano - Udine Ovest e 380 kV Venezia Nord – Salgareda – Planais, è prevista la realizzazione di una stazione 380/220/132 kV, presumibilmente presso l'esistente impianto 220/132 kV di Pordenone. La stazione, connessa in entrata all'elettrodotto 380 kV "Udine Ovest – Cordignano", consentirà di incrementare la flessibilità di esercizio e migliorare l'affidabilità della direttrice 220 kV Salgareda - Pordenone – Somplago sulla quale sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni.</p> <p>Inoltre saranno installati dispositivi di sezionamento automatizzato presso la derivazione rigida che alimenta la CP Sesto al Reghena. Sarà eventualmente previsto un piano di razionalizzazione della rete AT 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		
2020		2021		2027		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	2				0	
Dismissione	0					
Dismissione e Realizzazione	89		3		2	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Stazione 380/220/132 kV Pordenone e raccordi	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2027	
Rimozione limitazioni 220 kV Salgareda - Pordenone - Somplago	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2027	
Sezionamento automatizzato Sesto al Reghena	Fase 2	Fase 2	2020	2021	2021	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)		
12 M€ / 43 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	1,5			IUS	1,5
	VAN <sub>PDS</sub>	18 M€			VAN <sub>PDS</sub>	18 M€
	VAN <sub>COMPL</sub>	24 M€			VAN <sub>COMPL</sub>	24 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.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0,14	2,2 GWh		0,14
B3a	4	0,140 GWh		4
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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0,12	1,65 GWh		0,12
B3a	5	0,164 GWh		5
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 <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

RIASSETTO RETE ALTO BELLUNESE			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
215-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2010		Veneto/Trentino Alto Adige	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine superare gli attuali rischi per la sicurezza di esercizio locale, le limitazioni della capacità di trasporto delle linee esistenti ed al contempo garantire il pieno sfruttamento della produzione idrica dell'alto Bellunese, sono programmati sviluppi di rete nell'area dell'alto Bellunese del Comelico e del Cadore. In particolare l'intervento prevede la realizzazione dei seguenti rinforzi:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• una nuova stazione 220/132 kV connessa agli elettrodotti 220 kV Soverzene – Lienz e 132 kV Ponte Malon – Pelos – der. Campolongo;</li> <li>• due nuovi elettrodotti 132 kV "Somprade – Zuel" e "Zuel – Corvara".</li> </ul> <p>Gli interventi consentiranno di superare l'attuale alimentazione in antenna delle CP di Zuel e Corvara e i ridotti margini di sicurezza di esercizio dell'impianto di Somprade.</p> <p>Al contempo sono previsti interventi di installazione di dispositivi di sezionamento automatizzato presso la derivazione rigida che alimenta la CP Campolongo e di rimozione limitazioni sugli elettrodotti 132 kV presenti nell'area con l'obiettivo di adeguare le caratteristiche tecnologiche degli asset agli attuali standard. Tali interventi sono anche finalizzati ad incrementare la resilienza sugli elettrodotti 132 kV Saviner – Corvara, Saviner – Cencenighe, Calalzo – Pelos, Brunico – Dobbiaco, Somprade – Dobbiaco, Calalzo – Zuel, Pelos – Ponte Malon – der Campolongo e Ponte Malon – Somprade.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		Dipendenza da accordi con E-Produzione ed e-distribuzione	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	32	6	7
Dismissione	3	0	0
Dismissione e Realizzazione	124	18	26

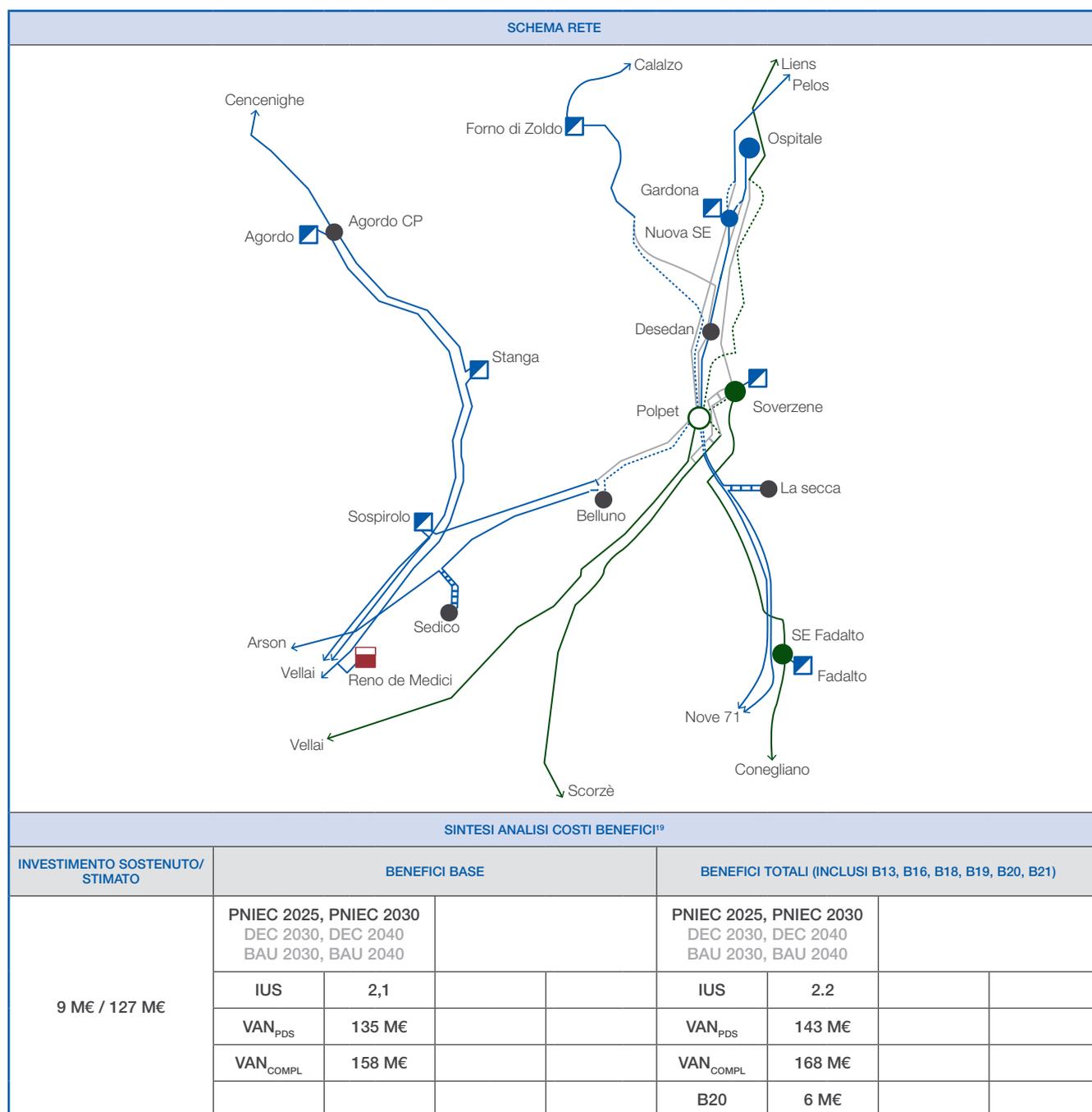
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
Nuova stazione 220/132 kV	Fase 4	Fase 3	16.06.2018 (EL-397)	2020	2023	Sono stati svolti nel 2017 incontri con il territorio (Open Day). A fine 2018 è stata inviata istanza al MISE per una variante al progetto con l'obiettivo di migliorare la soluzione territoriale. In data 26.07.2019 è stata autorizzata l'opera.	
Elettrodotto 132 kV Somprade - Zuel	Fase 5	Fase 4	16.06.2018 (EL-397)	2019	2020		
Elettrodotto 132 kV Corvara - Zuel	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028		
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028		
Rimozione limitazioni 132 kV Brunico - Dobbiaco	compl.	compl.	2016	2016	2016		
Sezionamento automatizzato CP Campolongo	Fase 2	Fase 2	2018	2020	2021		
Elettrodotti 132 kV Saviner - Corvara - Cencenighe	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2028		
Elettrodotti 132 kV Zuel - Calalzo - Pelos	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2028		
Elettrodotti 132 kV Brunico - Dobbiaco - Somprade - Ponte Malon	Fase 1	Fase 1	2020	2024	2028		
Elettrodotti 132 kV Pelos - Ponte Malon - der. Campolongo	Fase 1	Fase 1	2020	2024	2028		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>17, 18</sup>							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
10 M€ / 106 M€	Scenario ST2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,6			IUS	2,7	
	VAN	74 M€			VAN	226 M€	

<sup>17</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

<sup>18</sup> Per gli ulteriori indicatori B20 e B21 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

RAZIONALIZZAZIONE RETE MEDIA VALLE DEL PIAVE			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
216-P			RIP 2017
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
<2004		Veneto	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>La stazione di smistamento 132 kV di Polpet è funzionale a raccogliere e smistare la potenza proveniente dalle centrali idroelettriche dell'alto Bellunese verso il nodo di carico di Vellai. Per consentire il pieno sfruttamento di tale potenza, anche in condizioni di rete non integra, è prevista la realizzazione di una sezione 220 kV presso l'attuale stazione 132 kV di Polpet.</p> <p>Tale sezione sarà raccordata agli attuali elettrodotti 220 kV afferenti al nodo di Soverzene, realizzando i collegamenti 220 kV "Polpet – Lienz", "Polpet – Vellai", "Polpet – Scorzè" e "Polpet – Soverzene". Contestualmente è stato studiato un riassetto della afferente rete a 132 kV, che consentirà di migliorare l'affidabilità di rete e la qualità del servizio:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• realizzazione di un nuovo collegamento 132 kV "Desedan – Polpet", in sostituzione della linea esistente caratterizzata da limitata capacità di trasporto;</li> <li>• realizzazione di un nuovo collegamento 132 kV "Forno di Zoldo – Polpet – der. Desedan", mediante l'utilizzo di parte dell'esistente elettrodotto 132 kV "Forno di Zoldo-Desedan", intervenendo per incrementare la resilienza;</li> <li>• realizzazione di una nuova stazione 132 kV in prossimità dell'impianto idroelettrico di produzione Gardona e dei raccordi 132 kV tra la nuova stazione e gli elettrodotti 132 kV nell'area ottenendo i collegamenti verso Gardona c.le, Pelos, Desedan e Ospitale (quest'ultimo ottenuto collegando alla nuova stazione Gardona l'esistente linea Desedan-Ospitale e demolendo il restante tratto della stessa tra Gardona e Desedan);</li> <li>• realizzazione di un collegamento 132 kV Pelos – Gardona – Desedan - Polpet mediante l'utilizzo degli esistenti elettrodotti 132 kV, di nuovi raccordi all'impianto di Desedan e la demolizione dei restanti tratti non più utilizzati;</li> <li>• realizzazione di nuovi raccordi 132 kV alla sezione 132 kV della stazione di Polpet degli elettrodotti 132 kV Polpet – Nove, Polpet – La Secca e Polpet - Belluno;</li> <li>• realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV all'impianto di Belluno dell'esistente elettrodotto 132 kV Polpet – Sospirolo realizzando un collegamento diretto tra Belluno e Sospirolo (presso la CP Belluno sarà realizzato un ulteriore stallo 132 kV a cura e-distribuzione) ed effettuando gli interventi finalizzati ad incrementare la resilienza.</li> </ul> <p>Contestualmente verrà adeguato, di concerto con Enel Produzione, il montante linea Calalzo presso l'impianto di Forno di Zoldo.</p> <p>Al fine di non limitare la capacità di trasporto delle direttrici 132 kV, sono previsti interventi di rimozione limitazioni sulle linee esistenti 132 kV (incrementando la resilienza sugli elettrodotti 132 kV Calalzo - Forno di Zoldo, Desedan – Ospitale – der Sicut e Pelos - Polpet – der Gardona) e, a cura di e-distribuzione, presso alcuni elementi d'impianto nelle Cabine Primarie.</p> <p>Sono inoltre previsti anche lavori di rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 220 kV esistenti lungo le direttrici verso Salgareda e verso Vellai - in alternativa sarà valutato uno schema rete di analoghe prestazioni che consenta di garantire adeguata magliatura tra la rete 380 e 220 kV - con l'obiettivo di garantire il pieno utilizzo della capacità dei collegamenti.</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	2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		Dipendenza da accordi con e-distribuzione ed E-produzione	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	45	17	2
Dismissione	76	27	3
Dismissione e Realizzazione	78	18	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 220/132 kV Polpet	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2024	2028	La Commissione Tecnica VIA ha espresso parere positivo in data 18 maggio 2017. Il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo ha espresso parere negativo in data 21 luglio 2017. La Direzione Generale per la Valutazione Ambientale ha interessato il Gabinetto del Ministro perché si attivi con il Consiglio dei Ministri per l'espressione finale. La nuova pianificazione tiene conto dei ritardi autorizzativi.
Elettrodotto 132 kV Desedan - Polpet	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2024	2028	
Elettrodotto 132 kV Forno di Zoldo - Polpet - der. Desedan	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2024	2028	
Stazione 132 kV Gardona	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2024	2028	
Elettrodotto 132 kV Pelos - Gardona - Desedan - Polpet	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2024	2028	
Raccordi 132 kV alla stazione di Polpet degli elettrodotti 132 kV Polpet - Nove, Polpet - La Secca e Polpet - Belluno	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2024	2028	
Raccordi 132 kV alla CP Belluno	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2024	2028	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2024	2028	
Rimozione limitazioni rete 220 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2024	2028	
Interventi per resilienza	Fase 1	Fase 1	2019	2022	2025	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2024	2027	2030	



<sup>19</sup> Il beneficio B20 valorizza il ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale consistenti nella realizzazione in cavo di una parte delle opere previste. 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 all'intervento 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 dismettere asset esistenti sul territorio.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2a	0,07	1,135 GWh	0,07
B3a	6	0,32 GWh	6
B4	0		
B5b	0,01	0,17 GWh	0,01
B6	0		
B7n	1		1
B7z	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
B20		0,8 anni	
B21	2		2

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

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2a	7	89,542 GWh	7
B3a	13	0,625 GWh	13
B4	0		
B5b	0,1	1,39 GWh	0,1
B6	0		
B7n	2		2
B7z	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
B20		0,8 anni	
B21	0		

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [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			
B21	0		

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

BAU 2040

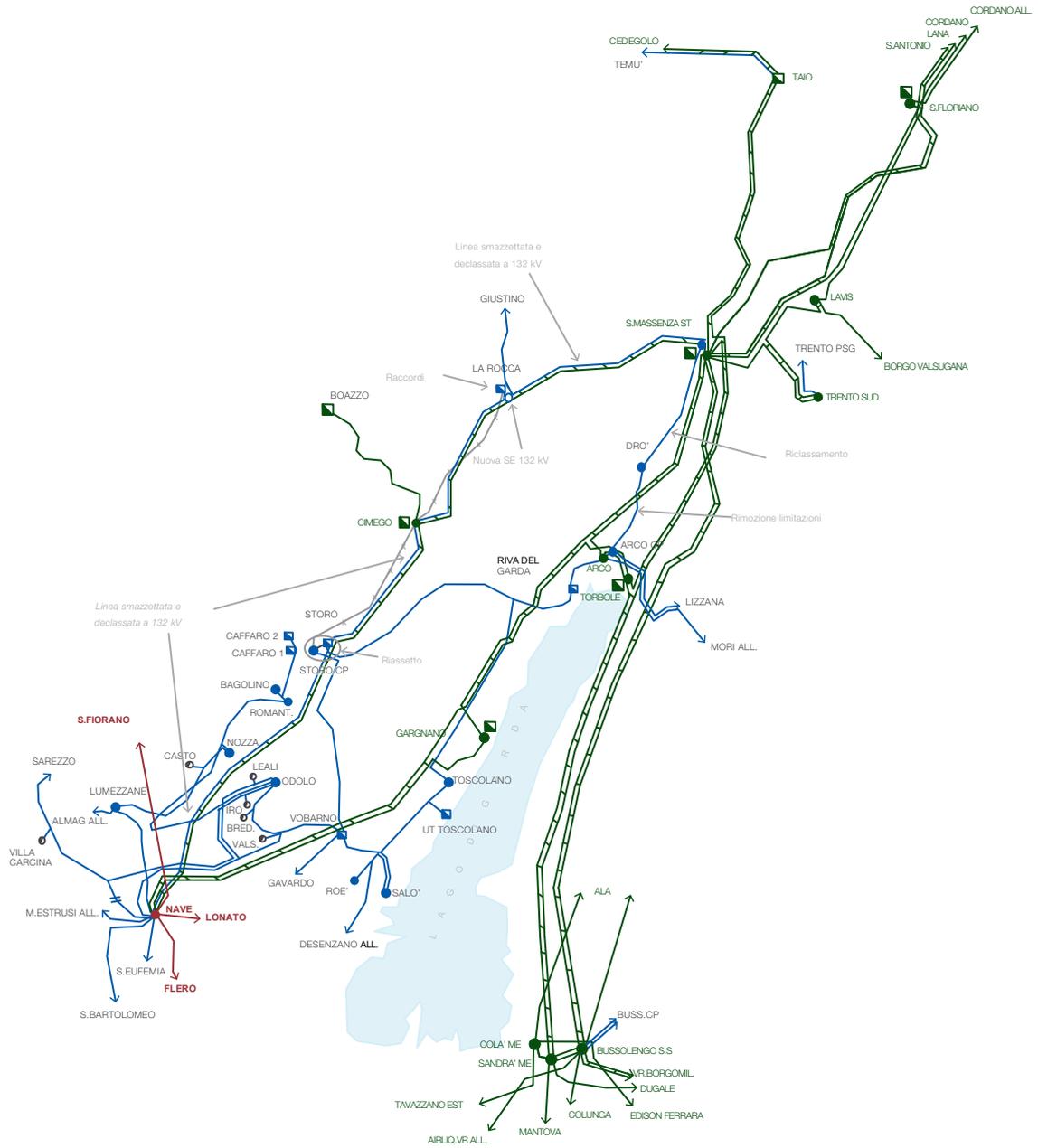
Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
B20			
B21	0		

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

RAZIONALIZZAZIONE RETE AT NELL'AREA DI S.MASSENZA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
220-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2008			Trentino Alto Adige	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>In considerazione della necessità di garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio di trasmissione è prevista la realizzazione di una direttrice a 132 kV tra le stazioni di Nave e Arco (TN). La direttrice si ottiene mediante il declassamento a 132 kV di una delle due terne 220 kV "S. Massenza – Cimego" e "Cimego – Nave", la connessione della Cabina Primaria La Rocca in entra-esce all'elettrodotto 132 kV declassato S.Massenza – Nave, interventi puntuali di rimozione limitazioni, ottenendo la direttrice 132 kV Nave – Storo – La Rocca – S.Massenza – Drò – Arco.</p> <p>È inoltre prevista l'installazione di un nuovo ATR 220/132 kV nella stazione di S.Massenza con i relativi lavori di adeguamento della sezione 132 kV e l'installazione di dispositivi per il controllo della tensione della rete nella Stazione 220 kV Taio, che consentiranno di incrementare la sicurezza locale ed i margini di qualità di esercizio nell'area.</p> <p>Inoltre sono previsti interventi finalizzati ad incrementare la resilienza sull'elettrodotto 132 kV La Rocca – Giustino.</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		
				2026		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
			Dipendenza da accordi con il distributore			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	1					
Dismissione	21				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 132 kV Nave - Storo - La Rocca - S.Massenza - Drò – Arco (fase 1)	compl.	compl.	2012	2013	2014	
Elettrodotto 132 kV Nave - Storo - La Rocca - S.Massenza - Drò – Arco (fase 2)	Fase 2	Fase 2	2020	2023	2026	L'avvio delle attività è stato riprogrammato in funzione di quanto in fase di coordinamento con il distributore locale che prevede una ottimizzazione delle infrastrutture da realizzare. La nuova pianificazione tiene in considerazione ritardi riconducibili ad azioni di coordinamento con distributore ed enti locali.
Stazione 220 kV Taio	compl.	compl.	2015	2015	2016	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2018	2022	2025	
Stazione 220 kV S. Massenza	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2026	

SCHEMA RETE



SINTESI

Investimento sostenuto/stimato: 7 M€ / 12 M€

RAZIONALIZZAZIONE 132 kV TRENTO SUD			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
221-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2003		Trentino Alto Adige	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine di aumentare la magliatura della rete a 132 kV e garantire un'adeguata riserva all'unico autotrasformatore presente presso la stazione 220/132 kV di Trento Sud, sono stati previsti interventi di riassetto della rete per consentire che la linea di trasmissione a 132 kV "Ora – der. S. Floriano – Mori " sia raccordata in entra – esce alla suddetta stazione.</p> <p>In particolare sarà realizzata la nuova stazione 132/60 kV di Cirè, che permetterà di ottenere, mediante brevi raccordi a 132 kV ed interventi di rimozione limitazioni, i collegamenti "Ora – der. S. Floriano – Cirè", "Cirè – Trento Sud", "Cirè – Caldonazzo - B.Valsugana" e "Trento Sud – Mori", anche finalizzati ad incrementare la resilienza di rete.</p> <p>Sono inoltre previsti ulteriori interventi sulla rete dell'area per incrementare la resilienza del sistema elettrico, oltre alla possibilità di superare l'attuale antenna 220 kV dalla Stazione B.Valsugana che alimenta l'utente Leali steel, previa verifiche di fattibilità dell'ampliamento dell'impianto d'utenza.</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	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		Dipendenza da accordi con il distributore	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	58	2	7
Dismissione	48	2	6
Dismissione e Realizzazione	34	1	2

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI <sup>20</sup>							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
Nuova stazione 132 kV Cirè	Fase 3	Fase 3	31.01.2014	2021	2023	In data 25 giugno 2014 è stato avviato dal MiSE l'iter autorizzativo relativo alla rete 220 kV. A dicembre 2014 è stato avviato l'iter autorizzativo relativo agli interventi sulla rete 132 kV presso la Provincia Autonoma di Trento. È in corso presso il MATTM la procedura di VIA per l'intero progetto. È stata ottenuta la VIA ad agosto 2017. Nel 2018 è stato ri-avviato il procedimento presso il MiSE, per gli interventi 220 kV, mentre per il riassetto 132 kV presso la provincia di Trento.	
Riassetto rete 220 e 132 kV	Fase 3	Fase 3	31.01.2014	2021	2023		
Elettrodotti Cirè – Caldonazzo – B.Valsugana	Fase 1	Fase 1	2024	2027	2030	La nuova pianificazione tiene conto della necessità di attendere la realizzazione della nuova stazione.	
Ulteriori interventi per la resilienza	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2030		
Soluzione antenna AT Leali steel	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2030		
AVANZAMENTO ALTRE OPERE							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2027	2029	2032		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)			
2 M€ / 34 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	3,1			IUS	3,4	
	VAN <sub>PDS</sub>	52 M€			VAN <sub>PDS</sub>	61 M€	
	VAN <sub>COMPL</sub>	77 M€			VAN <sub>COMPL</sub>	90 M€	
					B20	14	

<sup>20</sup> Il beneficio valorizza il ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale consistenti nella realizzazione in cavo di una parte delle opere previste. 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 all'area di Trento 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	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 <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	1	15,95 GWh
B3a	7	0,228 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20		1,8 anni
B21	0	

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

**BAU 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0,44	6,6 GWh
B3a	7	0,224 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20		1,8 anni
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

RIASSETTO RETE 220 kV TRENINO ALTO ADIGE						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
222-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2013				Trentino Alto Adige		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>La rete 220 kV che collega la parte Nord della Valcamonica alla Val Venosta è indispensabile al fine di garantire il pieno sfruttamento della produzione idrica dell'Alto Adige. Pertanto, al fine di superare le attuali limitazioni della rete esistente sarà incrementato il livello di magliatura della rete 220 kV fra gli impianti di Castelbello e Naturno, eventualmente prevedendo raccordi 220 kV per connettere l'elettrodotto 220 kV Castelbello – Maso Pill in entra-esce alla stazione 220 kV Naturno previa interventi di rimozione limitazioni.</p> <p>Sono inoltre previsti brevi raccordi 220 kV per connettere la stazione 220 kV Ponte Resia all'impianto 220 kV Maso Pill, di concerto con il titolare dell'impianto, e l'adeguamento degli impianti Maso Pill e Bolzano, quest'ultimo opportunamente raccordato alla rete 132 kV per superare le attuali derivazioni rigide. Si sta valutando anche la possibilità di migliorare l'attuale schema di alimentazione dell'Acciaieria Valbruna.</p> <p>Al fine di migliorare la qualità del servizio, la sicurezza di esercizio e la resilienza saranno rimosse le attuali derivazioni rigide presenti e saranno effettuati tutti i necessari interventi di adeguamento e potenziamento degli impianti esistenti per garantire la totale disponibilità delle nuove infrastrutture.</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	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	5				1	
Dismissione	7				1	
Dismissione e Realizzazione	169		12		4	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2028	
Raccordi 220 kV S/E Naturno	Fase 2	Fase 1	2020	2025	2027	
Adeguamento impianto 220 kV Maso Pill	Fase 2	Fase 2	2021	2025	2027	La nuova pianificazione tiene conto dei ritardi dovuti a difficoltà progettuali.
Adeguamento impianto Bolzano e rete afferente	Fase 2	Fase 2	2021	2026	2030	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2027	2029	2032	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)		
32 M€ / 86 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	1,6			IUS	1,6
	VAN <sub>PDS</sub>	43 M€			VAN <sub>PDS</sub>	43 M€
	VAN <sub>COMPL</sub>	64 M€			VAN <sub>COMPL</sub>	64 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.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [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	11	181,426 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 <sub>2</sub> [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	11	147,451 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 <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

POTENZIAMENTO RETE AT AREA ROVIGO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
225-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2011				Veneto		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Al fine di garantire flessibilità e sicurezza di esercizio della rete 132 kV in provincia di Rovigo, e il pieno sfruttamento della produzione da fonte rinnovabile presente nell'area, si collegherà l'attuale stazione 132 kV di S. Bellino, già raccordata alla linea 132 kV Este – Ferrara Focomorto, alla direttrice 132 kV Lendinara – Rovigo Z.I e sarà inoltre previsto l'incremento della capacità di trasformazione nella stazione 132 kV Este.</p> <p>Sulla direttrice 132 kV Este – Ferrara FM si provvederà anche a superare l'attuale schema di collegamento in derivazione rigida della CP Canaro mediante la realizzazione dei raccordi all'elettrodotto 132 kV Ferrara FS – Rovigo FS della nuova stazione di Canaro.</p> <p>Contestualmente sarà studiata la possibilità di rimuovere l'attuale derivazione rigida Lendinara allacciamento.</p> <p>Sarà eventualmente previsto un piano di razionalizzazione della rete AT nell'area, a seguito del quale si provvederà anche alla dismissione dell'elettrodotto 60 kV Ferrara Z.I. – S.Maria Maddalena.</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	
					2031	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
			Dipendenza da accordi con il distributore			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	1					
Dismissione	5		0		5	
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				
Raccordi 132 kV all'elettrodotto 132 kV Lendinara – Rovigo ZI	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2031	La nuova pianificazione tiene conto di ritardi dovuti a valutazione migliore soluzione progettuale.
Raccordi 132 kV della stazione 132 kV Canaro	Fase 3	Fase 2	20.11.2018	2021	2021	In data 20.11.2018 è stato avviato il procedimento autorizzativo.
Stazione 132 kV Este	compl.	compl.	2017	2018	2018	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 2 M€						

STAZIONE 380 kV IN PROVINCIA DI TREVISO (VEDELAGO)			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
227-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
<2001	Tab.1	Veneto	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Le condizioni attuali di esercizio della rete 132 kV confermano l'esigenza di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nell'area di Vedelago, da inserire in entra – esce all'elettrodotto 380 kV Sandrigo – Cordignano ed opportunamente raccordata alla rete 132 kV locale per consentire anche il superamento dell'antenna di Fonte; presso il nuovo impianto sarà valutata l'installazione di dispositivi di compensazione del reattivo, necessari a garantire il miglioramento dei profili di tensione.</p> <p>L'intervento ha tra le sue finalità quelle di evitare sovraccarichi in caso di fuori servizio di elementi della rete 132 kV, migliorare la qualità della tensione nell'area (caratterizzata da lunghe arterie di sezione limitata) e ridurre la necessità di potenziamento della locale rete 132 kV; a tal fine saranno rimosse le limitazioni sulle linee in doppia terna Vellai-Caerano/Istrana-Scorzè, in modo da realizzare un'arteria a 132 kV di adeguata capacità di trasporto.</p> <p>Le criticità di rete ed il ritardo nel completamento dell'iter autorizzativo rendono necessario anticipare la rimozione dei vincoli sulle direttrici Sandrigo - Tombolo e Scorzè - Dolo CP - Dolo.</p> <p>Saranno valutati anche interventi di razionalizzazione della locale rete AT, che coinvolgeranno anche le stazioni di trasformazione vicine, finalizzati a ridurre l'impatto della rete elettrica sul territorio regionale, nel rispetto degli obiettivi di continuità, affidabilità, sicurezza e minor costo del servizio elettrico.</p> <p>Infine saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 132 kV, sarà superata l'attuale antenna di alimentazione dell'utente SAPA, previa verifiche di fattibilità dell'ampliamento dell'impianto d'utenza.</p> <p>L'intervento nel suo complesso consente di incrementare la resilienza.</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	30		2
Dismissione	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 stazione 380/132 kV Vedelago e riassetto rete	Fase 2	Fase 2	2023	2027	2030	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è stata volontariamente aggiornata per consentire la migliore programmazione del totale interventi previsti nel Piano di Sviluppo.
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2024	
Rimozione limitazioni 132 kV Vellai - Caerano - Istrana - Scorzè	compl.	compl.	2014	2015	2018	
Rimozione limitazioni 132 kV Dolo - Dolo CP - Scorzè	compl.	compl.	2014	2015	2018	
Soluzione antenna utente SAPA	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2029	
L'opera, ai fini dell'utilizzo della procedura prevista dalla "Legge Obiettivo è stata inserita tra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001. In data 24 marzo 2003 è stato avviato l'iter autorizzativo presso il Ministero Infrastrutture e Trasporti; in data 3 dicembre 2014 Terna ha richiesto l'archiviazione della domanda di autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'intervento in oggetto.						
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2026	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>21 22</sup>						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO				BENEFICI		
10 M€ / 91 M€				2025, 2030		
				IUS	4,5	
				VAN	400 M€	

<sup>21</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

<sup>22</sup> Per gli ulteriori indicatori B20 e B21 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

STAZIONE 380 kV SANDRIGO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
229-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2012			Veneto	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Per garantire più ampi margini di sicurezza per l'alimentazione dei carichi della rete nell'area, sarà incrementata la potenza di trasformazione presso la stazione 380 kV di Sandrigo.						
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	2021			2022		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree stazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Stazione 380 kV Sandrigo (ATR 380/132 kV)	Fase 1	Fase 1	2020	2021	2022	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 / 4 M€						

STAZIONE 220 kV ALA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
235-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2008				Trentino Alto Adige		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Presso l'esistente stazione 220 kV di Ala è prevista la realizzazione di una nuova sezione a 132 kV con relativa trasformazione 220/132 kV. Alla nuova sezione 132 kV saranno connesse, mediante brevi raccordi, le lunghe direttrici a 132 kV che collegano la Val d'Adige con l'area di carico di Verona: in tal modo sarà garantita una migliore controalimentazione alle utenze nell'area compresa tra le stazioni elettriche di Trento Sud, Arco e Bussolengo. L'intervento coinvolgerà gli impianti di Mori e Colà per i quali è prevista un'ampia razionalizzazione peraltro mediante il rifacimento in doppia terna dell'esistente collegamento 220 kV Colà - Sandra.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione energetica	
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2020		2025			2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione	4				0	
Dismissione e Realizzazione	9				1	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Stazione 220 kV Ala, raccordi 132 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2028	
Riassetto rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2028	
Elettrodotto 220 kV d.t. Colà - Sandra	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2028	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2024	2028	2031	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 11 M€						

STAZIONE 220 kV SCHIO E POTENZIAMENTO RETE			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
237-P (include ex 224-P)			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2006	Tab.1	Veneto	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine di incrementare la potenza di trasformazione verso la rete 132 kV, garantire la sicurezza di esercizio locale e migliorare il profilo delle tensioni nell'area di carico ad ovest di Vicenza, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 220/132 kV. La nuova stazione sarà realizzata preferibilmente in prossimità degli elettrodotti 220 kV Ala – Vicenza Monteviale 132 kV “Schio - San Pietro Mussolino” e “Schio - Cornedo” ed opportunamente raccordata alla rete 132 kV locale per incrementare la flessibilità di esercizio. È inoltre prevista la richiusura della CP di Villaverla alla rete 132 kV locale ed un relativo riassetto rete funzionale al superamento delle derivazioni rigide nell'area incrementando al contempo la resilienza di rete, superando l'antenna 132 kV che alimenta l'utente Cart.Lugo, previa verifiche di fattibilità dell'ampliamento dell'impianto d'utenza.</p> <p>Contestualmente alla già prevista realizzazione della stazione 220 kV di Schio, è stato pianificato il riclassamento a 132 kV dell'attuale linea “Schio – Arsiero” preliminarmente attraverso interventi puntuali di rimozione limitazioni, prevedendone la richiusura verso la nuova stazione 220/132 kV. Successivamente, in sinergia con gli sviluppi futuri previsti dal distributore locale, è stato studiato il potenziamento della rete verso il nodo di Caldonazzo ed interventi puntuali di rimozione delle limitazioni nell'area a Nord della provincia di Vicenza, al fine di incrementare la sicurezza e la qualità del servizio. Le attività saranno realizzate sfruttando parzialmente le infrastrutture esistenti, attraverso interventi puntuali per garantire il pieno sfruttamento della capacità, riducendo così l'impatto ambientale della rete nell'area interessata. Infine saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto presenti lungo le direttrici 132 kV, prioritariamente sull'elettrodotto 132 kV Schio – Carpanè – Arsìe, finalizzati anche ad incrementare la resilienza, e successivamente interventi per incrementare la resilienza della direttrice Caldonazzo - Arsiero.</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	
		Dipendenza da accordi con e-distribuzione	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	17		
Dismissione	3		
Dismissione e Realizzazione	52	1	1

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Stazione 220/132 kV	Fase 3	Fase 3	23.12.2013 (EL-325)	2021	2023	La nuova previsione tiene conto del ritardo nell'ottenimento delle autorizzazioni.
Elettrodotto 132 kV Villaverla – Schio ZI e riassetto rete associato	Fase 2	Fase 2	2021	2026	2030	Lo slittamento volontario della nuova previsione tiene conto della necessità di programmare gli interventi ricadenti nell'area.
Elettrodotto 132 kV Schio - Arsiero	compl.	Fase 5	12.11.2013 (EL-317)	2016	2019	L'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio è stata ottenuta il 18.06.2015 (EL-317).
Elettrodotto 132 kV Arsiero - Caldonazzo	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2028	Lo slittamento volontario della nuova previsione tiene conto della necessità di programmare gli interventi ricadenti nell'area.
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2030	Lo slittamento volontario della nuova previsione tiene conto della necessità di programmare gli interventi ricadenti nell'area.
Rimozione limitazioni 132 kV Schio – Carpané - Arsié	compl.	compl.	2016	2016	2016	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>23</sup>						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
15 M€ / 135 M€	Scenario ST 2020, 2025, 2030			Scenario ST 2020, 2025, 2030		
	IUS	2,1		IUS	2,1	
	VAN	174 M€		VAN	174 M€	

<sup>23</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

STAZIONE 220 kV GLORENZA							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
238-P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2012				Trentino Alto Adige		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO							
Al fine di poter garantire una maggiore sicurezza della porzione di rete dell'Alto Adige è previsto il potenziamento della capacità di trasformazione presso la Stazione 220 kV di Glorenza, nonché la rimozione delle attuali limitazioni di rete finalizzati anche ad incrementare la resilienza dell'elettrodotto 220 kV Glorenza – Tirano – der Premadio. Inoltre sono previsti degli interventi per il superamento delle attuali derivazioni rigide 132 kV e 220 kV che alimentano l'impianto di Lasa.							
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	
						2024	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI							
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	0						
Dismissione							
Dismissione e Realizzazione	34		30		0		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
Stazione 220 kV Glorenza	compl.	compl.	2013	2013	2015		
Rimozione limitazioni 220 kV	Fase 2	Fase 2	2020	2022	2024	La nuova previsione tiene conto delle difficoltà tecniche per consentire la realizzazione dello schema di rete.	
Rimozione limitazioni 132 kV	Fase 2	Fase 2	2020	2022	2024		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>24</sup>							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	2,4			IUS	2,4	
6 M€ / 28 M€	VAN	50 M€			VAN	50 M€	

<sup>24</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

STAZIONE 380 kV DUGALE						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
239-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2012				Veneto		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Presso l'impianto di Dugale è previsto il potenziamento della capacità di trasformazione per garantire più ampi margini di sicurezza per l'alimentazione dei carichi afferenti alla stazione elettrica.						
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		2024			2025	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Stazione 380 kV Dugale	Fase 1	Fase 1	2023	2024	2025	La nuova pianificazione tiene conto di ritardi dovuti a problematiche di adeguamenti tecnologici.
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 5 M€						

ELETTRODOTTO 132 kV CASTELFRANCO – TOMBOLO (EX ELETTRODOTTO 132 kV CASTELFRANCO – CASTELFRANCO SUD)						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
244-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2009				Veneto		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di garantire flessibilità e sicurezza di esercizio della rete 132 kV, saranno rimosse le attuali derivazioni rigide lungo l'elettrodotto "Castelfranco – Tombolo" e ricostruito il tratto di linea compreso tra la CP Castelfranco e la derivazione rigida di Castelfranco valutando l'utilizzo di sostegni in doppia 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 TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2021		2026			2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
			Dipendenza da accordi con e-distribuzione per i lavori di ampliamento/ adeguamento presso le Cabine Primarie			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	6					
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Rimozione limitazioni 132 kV Castelfranco - Tombolo	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2030	Ritardi legati all'individuazione della migliore soluzione impiantistica.
Elettrodotto 132 kV d.t. Castelfranco – der. Castelfranco	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 4 M€						

STAZIONE BRESSANONE E DIRETTRICE 132 kV TERME DI BRENNERO – BOLZANO FS – MORI			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
245-P (include 240 – P)			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2016/2007		Trentino Alto Adige	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>La stazione di Bressanone è attualmente funzionale a raccogliere e smistare la produzione idrica dell'Alta Val d'Adige nonché ad alimentare i carichi di Bressanone e di Bolzano attraverso le linee Bressanone – Brunico Hydros – der. Bolzano Edison – Ponte Gardena e Bressanone – Bolzano Edison – der. Ponte Gardena. Successivamente all'entrata in esercizio della prevista linea di interconnessione a 132 kV Prati di Vizze – Steinach, la stazione sarà interessata dai flussi di potenza provenienti dall'Austria mediante la direttrice proveniente da Prati che sarà opportunamente adeguata.</p> <p>Al fine di migliorare la sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete, considerata anche la necessità di adeguare ai valori delle correnti massime di cortocircuito alcuni elementi di impianto, è prevista la completa ricostruzione con potenziamento della stazione (in anticipo sono stati realizzati interventi di adeguamento impianto per consentire il miglior sfruttamento degli asset esistenti e saranno previsti interventi di rimozione limitazioni alle linee 132 kV afferenti al nodo di Bressanone).</p> <p>L'intervento prevede l'ampliamento dell'impianto per consentire sviluppi e connessioni alla rete 220 kV, con adeguata potenza di trasformazione ed in sinergia con altri interventi previsti nell'area. Anticipatamente si prevede un ulteriore stallo linea a cui attestare un secondo breve raccordo di collegamento alla linea Brunico-derivazione Bressanone-Bolzano, che risulta in tal modo collegata in entra-esce a Bressanone. Questo permette l'ottenimento di due collegamenti distinti Bressanone-Brunico e Bressanone-Bolzano, con conseguente incremento della continuità, sicurezza e flessibilità di esercizio della rete elettrica in un'area particolarmente soggetta a perturbazioni atmosferiche.</p> <p>Inoltre, sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Terme di Brennero, Bolzano FS e Mori, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Tale esigenza integra la Rete Srl tenendo conto delle condizioni di vetusta di alcune linee presenti nell'area Sud di Bolzano e in particolare delle linee a 132 kV che collegano S.Michele a Trento Ponte San Giorgio, Bolzano ad Ora e Ora a Mori, realizzando opportuni interventi di magliatura. Gli interventi previsti mirano al riassetto delle linee a Sud di Bolzano con la dismissione della doppia terna 132 kV Bolzano-Mezzocorona e la definizione di esercizio in isole di carico del tratto di linee a 132 kV tra Bolzano e Trento Sud.</p> <p>Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti.</p> <p>Sono peraltro previsti interventi finalizzati ad incrementare la resilienza degli elettrodotti 132 kV Bressanone – Bolzano, Marleno – S.Leonardo, Prati – S.Leonardo, Terme di Brennero – Fleres e Scillar – Bolzano RT. In anticipo ai precedenti interventi sono previste varianti in cavo alla S/E Bressanone.</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	
		2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	3		3
Dismissione	74	3	6
Dismissione e Realizzazione	43		3

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 Terme di Brennero – Bolzano FS	Fase 1	Fase 1	2020	2024	2028		
Riassetto rete 132 kV Bolzano FS - Mori	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2028	Ritardi legati all'individuazione della migliore soluzione impiantistica.	
Stazione 132 kV Bressanone (fase 1)	compl.	compl.	2013	2013	2016		
Stazione 132 kV Bressanone (fase 2)	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2028	La nuova pianificazione tiene in considerazione ritardi legati a problematiche di concertazione con il territorio.	
Adeguamenti impianti 132 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2028	Ritardi legati all'individuazione della migliore soluzione impiantistica.	
Interventi rimozione limitazioni al nodo di Bressanone	Fase 2	Fase 2	2020	2025	2027		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>25</sup>							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)			
5 M€ / 50 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	1,8			IUS	2,2	
	VAN <sub>PDS</sub>	37 M€			VAN <sub>PDS</sub>	53 M€	
	VAN <sub>COMPL</sub>	51 M€			VAN <sub>COMPL</sub>	73 M€	
					B20	14 M€	

<sup>25</sup> Il beneficio B20 valorizza il ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale consistenti nella realizzazione in cavo di una parte delle opere previste. 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 all'area di Bressanone 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	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 <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [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	6	93,861 GWh	6	
B6	5		5	
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20		2,4 anni		
B21	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [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	7	94,818 GWh	7	
B6	5		5	
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20		2,4 anni		
B21	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

DIRETRICE 132 kV OPICINA FS – REDIPUGLIA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
246-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2016			Friuli Venezia Giulia	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Opicina e Redipuglia, adeguandola opportunamente agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio, si attueranno inoltre interventi di rimozione limitazioni. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti.						
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		
2021		2022		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	31		31			
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 Opicina FS – Redipuglia	Fase 1	Fase 1	2021	2022	2025	La nuova pianificazione tiene conto della necessità di coordinare tali attività con una più ampia attività di razionalizzazione nell'area.
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 7 M€						

STAZIONE 220/132 kV S.FLORIANO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
249-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2018				Trentino Alto Adige		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>L'attuale configurazione di rete non consente di avere adeguati margini di sicurezza di esercizio e il pieno sfruttamento della produzione idroelettrica efficiente nell'area.                      È necessario pertanto realizzare, nell'attuale stazione 220 kV S.Floriano, una nuova sezione 132 kV ed installare opportuna trasformazione 220/132 kV, connettendo opportunamente la sezione 132 kV alla rete AT locale ed alla Rete Srl (acquisita da RFI).                      L'intervento si configura in sinergia con le opere di sviluppo pianificate nell'intervento 245-P.</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		2026			2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE								
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI					
245-P								
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 220/132 kV S.Floriano	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2028			
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2028			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)				
0 M€ / 15 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	5,9			IUS	5,9		
	VAN <sub>PDS</sub>	63 M€			VAN <sub>PDS</sub>	63 M€		
	VAN <sub>COMPL</sub>	94 M€			VAN <sub>COMPL</sub>	94 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				
B21	0			

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

**DEC 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	1	12,1 GWh		1
B3a	0			
B4	0			
B5b	5	83,805 GWh		5
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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**DEC 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	1	11,55 GWh		1
B3a	0			
B4	0			
B5b	7	92,865 GWh		7
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 <sub>2</sub> [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				
B21	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

RIASSETTO RETE CANEVA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
250-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2018				Veneto / Friuli Venezia Giulia		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Con l'obiettivo di garantire adeguati margini di flessibilità e sicurezza di esercizio, è previsto un riassetto rete AT tra gli impianti di Nove 71, Caneva e Cordignano, funzionale anche al superamento delle derivazioni rigide presenti.</p> <p>In particolare è previsto un riassetto delle linee afferenti l'impianto Caneva di E-Produzione al fine di realizzare le direttrici 132 kV Budoia – Caneva – Cordignano, Nove 71 – Porcia e Castelletto Sacile RT.</p> <p>Inoltre sono previsti:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- due brevi raccordi dell'elettrodotto 132 kV Sacile – Lancerigo – der. S.Polo di Piave alla sezione 132 kV della stazione 380/132 kV Cordignano;</li> <li>- uno scrocio in corrispondenza dell'area di incrocio per ottenere gli elettrodotti 132 kV Porcia – Casarsa e Sacile RT – Villa Rinaldi.</li> </ul> <p>L'intervento consente anche l'integrazione con la Rete Srl (acquisita da RFI).</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		2026			2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	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				
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2030	Lo slittamento volontario della previsione tiene conto della necessità di programmare il monte opere presenti in PdS.
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 4 M€						

STAZIONE 132 kV VIPITENO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
251-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2018				Trentino Alto Adige		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Con l'obiettivo di garantire adeguati margini di flessibilità e sicurezza di esercizio, soprattutto per impianti di rete significativamente magliati con funzione di smistamento, è previsto l'adeguamento e la ricostruzione in doppia sbarra dello smistamento 132 kV Vipiteno. L'intervento consentirà il miglior sfruttamento degli asset esistenti e l'integrazione con la Rete Srl (acquisita da RFI).						
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	
2021		2026			2029	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
Interventi relativi alle sole aree di stazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Stazione 132 kV Vipiteno	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2029	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 3 M€						

INTERCONNESSIONE AT DOBBIACO - AUSTRIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
252-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2018				Trentino Alto Adige				
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Il sistema di interconnessioni con l'Austria si presenta fortemente limitato in conseguenza di una non adeguata capacità di trasmissione, garantita oggi da due soli elettrodotti (220 kV e 132 kV). Nonostante gli interventi già previsti, si conferma l'esigenza di incrementare il livello di magliatura della Rete di Trasmissione Nazionale con la frontiera Austriaca, con l'obiettivo di aumentare la capacità di trasporto e migliorare l'utilizzo di quella esistente. È stato quindi ipotizzato, di concerto con il gestore di rete di trasmissione austriaco (APG) ed il distributore locale austriaco (Tinetz), di realizzare un nuovo collegamento transfrontaliero tra il nodo di Dobbiaco e il/i nodi di Sillian e Lienz. Ulteriori analisi consentiranno di definire i nodi di connessione e gli opportuni sistemi di regolazione/trasformazione.</p> <p>Il nuovo collegamento, in sinergia con gli altri sviluppi previsti nell'area, garantirà anche una terza via di alimentazione alla porzione di rete 132 kV italiana, con evidenti ulteriori vantaggi da un punto di vista della resilienza del sistema elettrico.</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		2026			2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
215P								
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione		12						
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 AT Dobbiaco – Sillian/Lienz	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2030	Slittamento volontario per tener conto delle verifiche in corso con il distributore locale ed il distributore austriaco.		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
0 M€ / 52 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		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		2,8		IUS		2,9	
	VAN <sub>PDS</sub>		78 M€		VAN <sub>PDS</sub>		84 M€	
	VAN <sub>COMPL</sub>		115 M€		VAN <sub>COMPL</sub>		124 M€	
				IUS		6,0		
				VAN <sub>PDS</sub>		219 M€		
				VAN <sub>COMPL</sub>		324 M€		
				IUS		6,1		
				VAN <sub>PDS</sub>		225 M€		
				VAN <sub>COMPL</sub>		333 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.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**DEC 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0,21			0,21
B2a	2	31.410 GWh		2
B3a	0			
B4	0			
B5b	0,23	3.730 GWh		0,23
B6	0			
B7n	2			2
B7z	0			
B13	14			14
B16	0			
B18	-1	-27.16 kton		-1
B19	1	0.04 kton		1
B20	0			
B21	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	-27
I5 - Overgeneration [MWh]	64.411	I13 - Variazione resilienza	0

**DEC 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	3			3
B2a	0			
B3a	7	0,247 GWh		7
B4	0			
B5b	1	10,45 GWh		1
B6	0			
B7n	2			2
B7z	0			
B13	14			14
B16	0			
B18	-1	-38.63 kton		-1
B19	0,2	0.01 kton		0,2
B20	0			
B21	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	-39
I5 - Overgeneration [MWh]	-22.178	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	-2			-2
B2a	0			
B3a	1	0,027 GWh		1
B4	0			
B5b	2	27,36 GWh		2
B6	0			
B7n	3			3
B7z	0			
B13	14			14
B16	0			
B18	-0,002	-0.04 kton		-0,002
B19	0,25	0.02 kton		0,25
B20	0			
B21	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	-9.190	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	-2			-2
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	7	104,91 GWh		7
B6	0			
B7n	10			10
B7z	0			
B13	14			14
B16	0			
B18	-1	-30 kton		-1
B19	0,05	0.03 kton		0,05
B20	0			
B21	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	-30
I5 - Overgeneration [MWh]	-3.677	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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

STAZIONE 220/132 kV PADRICIANO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
253-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2018				Friuli Venezia Giulia		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>La porzione di rete che alimenta l'area di Trieste è attualmente servita dalla sola stazione di trasformazione 220/132 kV Padriciano, peraltro funzionale a interconnettere la Rete di Trasmissione Nazionale con la Slovenia, dotata di due trasformazioni rispettivamente da 250 e 160 MVA. Con l'obiettivo di incrementare la capacità di trasformazione e garantire la piena fruibilità della stazione di trasformazione, incrementando la sicurezza di esercizio, è prevista la sostituzione dell'autotrasformatore da 160 MVA con uno da 250 MVA. Al contempo, si rendono necessari interventi di riassetto rete atti a garantire isole di esercizio pienamente funzionali a sfruttare le macchine 220/132 kV, valutando la possibilità di utilizzare/acquisire gli asset di terzi riconducibili all'elettrodotto 132 kV Padriciano – Servola c.le (ex Elettra) ed alla stazione 132 kV Servola c.le (ex Elettra), incrementando così anche la resilienza di una porzione di rete particolarmente esposta a severi eventi atmosferici.</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		2026			2029	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
			Dipendenza da accordi con altri gestori di rete ed altri titolari di asset AT			
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				
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2029	
Stazione 220/132 kV Padriciano	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2029	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 11 M€						

ELETTRODOTTO 380 kV VENEZIA NORD - SALGAREDA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
254-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2019			Veneto	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La porzione di rete 380 kV del Triveneto è oggi interessata dai flussi di potenza in import dalla Slovenia che causano situazioni di elevato transito sull'elettrodotto 380 kV Venezia Nord – Salgareda, anche in situazioni di rete non integra. Per consentire il pieno sfruttamento della rete di trasmissione sono previsti interventi che consentiranno di superare le attuali limitazioni dell'elettrodotto 380 kV Venezia Nord - Salgareda, incrementando la sicurezza di esercizio e riducendo le congestioni di rete.						
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		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	31		1		0	
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 Venezia Nord - Salgareda	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2030	La nuova pianificazione tiene conto del fatto che la soluzione di rimozione limitazioni puntuale non è perseguibile, da studiare soluzione più idonea a riguardare il superamento delle limitazioni.
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 14 M€						

ELETTRODOTTO 132 kV PREDAZZO - MOENA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
255-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2019				Trentino Alto Adige		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Con l'obiettivo di incrementare la resilienza della rete anche a seguito degli eventi estremi che si stanno verificando è stata prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto in cavo 132 kV tra gli impianti di Predazzo e Moena che, in sinergia con gli altri interventi previsti anche a seguito di richieste di modifica delle connessioni ricevute dai distributore locali, consentirà di rinforzare la magliatura della rete nell'area incrementando pertanto la 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 TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2021		2025			2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
Interventi di connessione previsti nell'area			Altri titolari degli impianti			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	8				2	
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 132 kV Predazzo - Moena	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 13 M						

RISOLUZIONE ANTENNA UTENTE FERRIERE NORD						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
256-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2019			Friuli Venezia Giulia	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di incrementare la qualità del servizio dell'utente connesso alla rete 220 kV, limitando il fenomeno dei buchi di tensione, è prevista la risoluzione dell'attuale connessione in antenna. L'intervento provvederà anche alla riduzione del rischio dell'ENF, fornendo una seconda via di alimentazione all'utente in questione.						
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			
			Coordinamento con utente Ferriere Nord			
IMPATTI SIGNIFICATIVI						
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				
Risoluzione antenna	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2027	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/9 M€						

## 4.1.2 Interventi in valutazione (Area Nord Est)

### Elettrodotto 132 kV Palmanova – Vittorio Veneto

**Cod. 212-S**

Sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni sulla la direttrice a 132 kV tra la CP di Palmanova e la CP Vittorio Veneto e contestualmente, ove possibile, saranno superati gli attuali schemi di collegamento in derivazione rigida delle utenze.

**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 Cessalto-Caorle

**Cod. 223-S**

L'intervento prevede interventi di rimozione limitazioni del collegamento 132 kV Cessalto - Caorle.

**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 Vicenza Industriale

**Cod. 228-S**

L'intervento prevede la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV, nell'area industriale di Vicenza, da inserire in entra – esce all'elettrodotto 380 kV "Sandrigo – Dugale" e da raccordare alla locale rete AT.

**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 220 kV St. I

**Cod. 232-S**

L'intervento prevede l'incremento della capacità di trasformazione 220/132 kV nella stazione 220 kV "Stazione I", con contestuale superamento dell'attuale schema di connessione a tre estremi "Villabona – Stazione I – der. Azotati" mediante entra – esce della linea sulla sezione 132 kV della stazione "Stazione I".

**Motivazioni:** In relazione alla variazione degli scenari di generazione e carico previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

### Nuova stazione 220/132 kV a Nord Ovest di Padova

**Cod. 214-S**

Le attività prevedono una nuova stazione di trasformazione 220/132 kV, collegata in entra – esce all'elettrodotto 220 kV "Dugale – Marghera Stazione 1" e raccordata alla locale rete AT.

**Note:** Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Razionalizzazione 220 kV Area a Nord Ovest di Padova (cod. 214-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.

### Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia – Slovenia

**Cod. 205-S**

L'intervento prevede la realizzazione di una nuova linea di interconnessione 380 kV tra la futura stazione di Udine Sud (IT) ed Okroglo (SI).

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

## Interventi non più programmati (Area Nord Est)

### Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto

**Cod. 206-S**

L'intervento prevede la realizzazione di un collegamento a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo – Cordignano" e "Venezia Nord – Salgareda".

**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 sarà più programmata nel Piano.

### 4.1.3 Schede AREA NORD EST degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e S.M.I.

INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE CON L'AUSTRIA AI SENSI DELLA LEGGE 99/2009 E S.M.I.			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
100 - I		26	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2010		Trentino Alto Adige	Nord-Austria
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" e del decreto legge 3 del 2010 (coordinato con la legge di conversione 41 del 21 marzo 2010).</p> <p>Il progetto prevede un nuovo collegamento a 220 kV tra la futura stazione 380/220 kV di Nauders in Austria e l'esistente stazione 220 kV di Glorenza (BZ). La stazione di Nauders (nella quale sarà installato un PST per la regolazione dei flussi di potenza) sarà connessa in entra-esce all'elettrodotto 380 kV Pradella – Westiroll.</p> <p>Il nuovo interconnector dovrà essere associato ad opportuni interventi per la rimozione dei vincoli sulla rete esistente in territorio italiano.</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	
	2019	2022	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
Stazione 220 kV Glorenza (238 – P)		Dipendenza da accordi con il TSO austriaco APG <sup>26</sup> e con i soggetti finanziatori	
IMPATTI TERRITORIALI <sup>27</sup>			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	26		2
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

<sup>26</sup> Sottoscritto Cooperation Agreement fra Terna e il gestore austriaco APG in data 14 Dicembre 2017.

<sup>27</sup> Dati riferiti ai km ricadenti in territorio italiano.

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '20	PDS '19						
Elettrodotto 220 kV Nauders – Glorenza	Fase 5 <sup>28</sup>	Fase 3	02.02.2015 (EL-354)	2019	2022	In data 18/04/19 è stata ottenuta l'autorizzazione alla realizzazione del nuovo collegamento Italia – Austria e delle relative opere connesse ricadenti in territorio italiano.		
Rimozione limitazioni rete esistente	Fase 3	Fase 3	28.05.2018 (EL-396)	2019	2022	Iter autorizzativo in corso		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>29 30 31</sup>								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2020, 2025		Scenario DG 2020, 2025		Scenario ST 2020, 2025		Scenario DG 2020, 2025	
< 1 / 85 M€	IUS	16,7	IUS	6,2	IUS	23,5	IUS	13,4
	VAN	762 M€	VAN	254 M€	VAN	1.084 M€	VAN	599 M€
SENSITIVITY ANALISI COSTI BENEFICI <sup>32 33 34</sup>								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2020, 2025		Scenario DG 2020, 2025		Scenario ST 2020, 2025		Scenario DG 2020, 2025	
< 1 / 85 M€	IUS	24,9	IUS	20,4	IUS	31,6	IUS	27,8
	VAN	1.153 M€	VAN	939 M€	VAN	1.475 M€	VAN	1.284 M€

<sup>28</sup> In fase di avvio le attività di realizzazione.

<sup>29</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

<sup>30</sup> 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.

<sup>31</sup> Per gli ulteriori indicatori B20 e B21 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

<sup>32</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

<sup>33</sup> L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio dell'intervento con vista del solo consumatore.

<sup>34</sup> 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.

INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA AI SENSI DELLA LEGGE 99/2009 E S.M.I.									
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP			
200-I		3.21		150					
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO			
2010				Veneto		Nord-Slovenia			
DESCRIZIONE INTERVENTO									
<p>Ai sensi dell'articolo 32 della legge 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", sono stati condotti degli studi con il gestore sloveno ELES, che hanno portato alla definizione del progetto relativo a un nuovo collegamento HVDC in cavo da Salgareda alla rete Slovena di altissima tensione con le necessarie opere di decongestionamento interno della RTN. Al contempo si sta valutando un efficientamento del progetto attraverso lavori di rimozione limitazioni della porzione di rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla rete della Slovenia adeguando i dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza.</p> <p>Il nuovo interconnector consentirà di aumentare la capacità di trasporto alla frontiera nord, garantendo una maggiore capacità di scambio tra Italia e Slovenia.</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			2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE									
CON ALTRE OPERE					DA ACCORDI CON TERZI				
					Dipendenza da accordi con il TSO sloveno ELES e con i soggetti finanziatori				
IMPATTI TERRITORIALI <sup>35</sup>									
ATTIVITÀ		I22 [KM]			I23 [KM]			I24 [KM]	
Realizzazione									
Dismissione									
Dismissione e Realizzazione		38			2			2	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI									
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)			
	PDS '20	PDS '19							
HVDC Divaca - Salgareda	Fase3	Fase3	13.09.2012 (EL-308)	2022	2028	Iter autorizzativo in corso			
Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia	Fase1	Fase1	2021	2022	2028	La nuova pianificazione tiene conto della necessità di allineare temporalmente tale attività con opere da realizzare in sinergia con il TSO sloveno.			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>36</sup>									
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)				
< 1 M€ / 400-450 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		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	3,1	IUS	1,0	IUS	3,7	IUS	2,8	
	VAN <sub>PDS</sub>	325 M€	VAN <sub>PDS</sub>	3 M€	VAN <sub>PDS</sub>	419 M€	VAN <sub>PDS</sub>	273 M€	
	VAN <sub>COMPL</sub>	444 M€	VAN <sub>COMPL</sub>	4 M€	VAN <sub>COMPL</sub>	573 M€	VAN <sub>COMPL</sub>	374 M€	

<sup>35</sup> Si riferisce agli interventi di rimozione limitazioni della porzione di rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla rete slovena.

<sup>36</sup> 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.

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 <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	-3	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0,07	1,18 GWh
B6	0	
B7n	72	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	-2	-47,27 kton
B19	1	0,07 kton
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	-47
I5 - Overgeneration [MWh]	-34.420	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	-9	
B2a	0	
B3a	4	0,104 GWh
B4	0	
B5b	1	13,63 GWh
B6	0	
B7n	31	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	18	840,38 kton
B19	-5	-0,33 kton
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	840
I5 - Overgeneration [MWh]	188.424	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	1	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	5	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0,35	7,59 kton
B19	1	0,06 kton
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	8
I5 - Overgeneration [MWh]	-5.619	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	-8	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	1	20,18 GWh
B6	0	
B7n	24	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	42	1310 kton
B19	-6	-0,42 kton
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	1310
I5 - Overgeneration [MWh]	155.563	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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity



# Area Centro - Nord



5

Interventi per la Decarbonizzazione

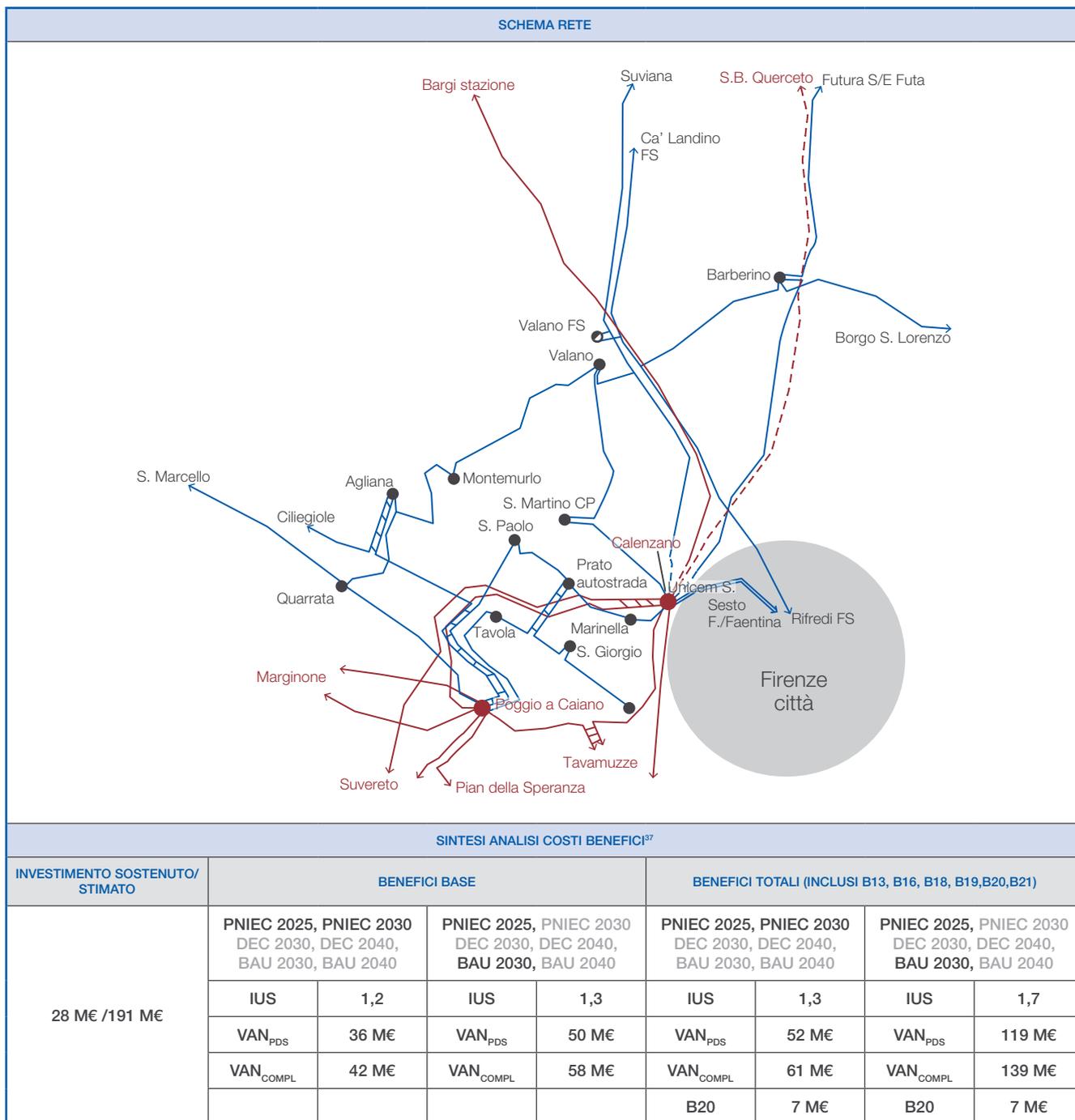
6

Interventi per la Sostenibilità

## 4.2.1 Schede interventi Pianificati Area Centro Nord

ELETTRODOTTO 380 kV COLUNGA – CALENZANO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
302-P		33	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2005		Emilia Romagna/Toscana	Nord/Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine di ridurre i vincoli presenti tra le aree Nord e Centro Nord del mercato elettrico italiano, si ricostruiranno a 380 kV le attuali linee a 220 kV "Calenzano – S. Benedetto del Querceto" e "S. Benedetto del Querceto – Colunga".</p> <p>Il nuovo elettrodotto a 380 kV sarà collegato in entra – esce alla stazione di S. Benedetto del Querceto (BO), già realizzata in classe 380 kV, presso la quale dovrà pertanto essere installato un ATR 380/132 kV, in sostituzione dell'attuale ATR 220/132 kV.</p> <p>In aggiunta ai benefici relativi alla risoluzione delle congestioni di rete su una delle sezioni critiche del sistema elettrico nazionale, l'intervento consentirà anche una notevole riduzione delle perdite di rete.</p> <p>Con tale rinforzo di rete infine si ridurranno le congestioni in direzione Sud-Nord che limitano la produzione degli impianti da fonte rinnovabile.</p> <p>Nell'ottica di migliorare la sicurezza locale e la qualità del servizio della rete sarà realizzata una trasformazione RTN 380/132 kV nella stazione 380 kV di Bargi (in alternativa all'area di Vaiano) intervenendo con un riassetto rete locale che, tra gli interventi principali, prevede il riassetto della connessione di alcuni impianti, un breve raccordo 132 kV tra i nodi di Bargi e Suviana ed un nuovo elettrodotto 132 kV Ca' Landino - Roncobilaccio. La trasformazione 380/132 kV nella stazione di Bargi, collegata in entra – esce all'elettrodotto 380 kV "Bargi – Calenzano" sul quale sono previsti interventi puntuali di rimozione delle limitazioni, consentirà unitamente agli altri interventi di incrementare la resilienza e l'integrazione con la rete ex RFI. In corrispondenza delle derivazioni rigide che alimentano Vaiano FS, saranno installati dispositivi di sezionamento automatizzato.</p> <p>Inoltre, saranno potenziati gli elettrodotti AT che alimentano l'area di Prato e Firenze, prevedendo anche interventi finalizzati ad incrementare la resilienza dell'elettrodotto 132 kV Tavola – Prato Autostrada.</p> <p>Al fine di migliorare l'affidabilità della rete AT, incrementando la resilienza, e superare le criticità legate alla derivazione rigida verso Firenzuola, Monte Carpinaccio e Roncobilaccio, saranno installati, in anticipo rispetto agli altri interventi, dispositivi di sezionamento automatizzato presso le derivazioni rigide, e successivamente sarà realizzata una stazione 132 kV di smistamento (Futa) per superare le derivazioni rigide presenti.</p> <p>Sono altresì previste ulteriori opere di riassetto della rete AAT/AT dell'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	2035	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	129	27	3
Dismissione	108	16	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				
Elettrodotto 380 kV Calenzano - S.B. Querceto - Colunga	Fase 3	Fase 3	29.10.2009 (EL-173)	2021	2023	In data 17/11/2014 è stato emesso il decreto VIA per l'elettrodotto 380 kV Calenzano-Colunga. Sono attualmente in corso le ottemperanze alle prescrizioni in fase pre-autorizzativa.
Stazione 380 kV S.B. Querceto	Fase 3	Fase 3	29.10.2009 (EL-173)	2021	2023	
Stazione 380 kV Calenzano	Fase 2	Fase 2	2009	2021	2023	
Stazione 380 kV Colunga	Fase 2	Fase 2	2009	2021	2023	
Nuova stazione 132 kV (Futa)	Fase 3	Fase 3	29.10.2009 (EL-173)	2021	2023	
Sezionamento automatizzato Vaiano (1)	Fase 4	Fase 2	2018	2020	2021	
Sezionamento automatizzato Vaiano (2)	Fase 4	Fase 2	2019	2021	2022	
Sezionamento automatizzato Firenzuola	Fase 4	Fase 2	2018	2020	2021	
Sezionamento automatizzato Roncobilaccio	Fase 4	Fase 2	2018	2020	2021	
Elettrodotto 132 kV Tavola - Prato Autostrada	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2027	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Stazione 380/132 kV Bargi	Fase 1	Fase 1	2023	2024	2025	
Elettrodotto 132 kV Ca' Landino - Roncobilaccio	Fase 1	Fase 1	2023	2028	2035	
Elettrodotto 380 kV Bargi - Calenzano	Fase 4	Fase 3	15.05.2018 (EL-395)	2020	2023	È stata chiusa la conferenza dei servizi con richiesta di rilascio intesa regione.
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2023	2028	2035	



<sup>37</sup> Il beneficio B20 valorizza il ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale consistenti nella realizzazione in cavo di una parte delle opere previste. 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 all'area tra Colunga e Calenzano 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	6	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	1	9,019 GWh
B6	0	
B7n	-2	
B7z	3	
B13	0	
B16	0	
B18	2	43,8 kton
B19	-3	-0,197 kton
B20		1 anno
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	44
I5 - Overgeneration [MWh]	9.131	I13 - Variazione resilienza	0

**PNIEC 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	6	
B2a	0	
B3a	0,32	0,008 GWh
B4	0	
B5b	5	65,944 GWh
B6	0	
B7n	0,45	
B7z	6	
B13	0	
B16	0	
B18	2	42,9 kton
B19	-1	-0,055 kton
B20		1 anno
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	43
I5 - Overgeneration [MWh]	61.745	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 <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	9	
B2a	0	
B3a	0,08	0,002 GWh
B4	0	
B5b	1	19,035 GWh
B6	0	
B7n	0,01	
B7z	9	
B13	0	
B16	0	
B18	7	158 kton
B19	-1	-0,09 kton
B20		1 anno
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	158
I5 - Overgeneration [MWh]	24.877	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 <sub>2</sub> [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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

RETE AT DI AREZZO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
305-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2009				Toscana		Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>L'area di carico compresa fra le stazioni in AAT di S. Barbara, Arezzo C e Pian della Speranza presenta alcune criticità di esercizio in sicurezza della rete. Alla luce di tali criticità saranno realizzati i seguenti lavori:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV "S. Barbara – Montevarchi – Levane – La Penna – Arezzo C";</li> <li>rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV "Arezzo C – Arezzo A";</li> <li>rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV "Arezzo C – Arezzo B";</li> <li>incremento della resilienza dell'elettrodotto 132 kV Arezzo A – Arezzo B.</li> </ul> <p>Inoltre, per migliorare i profili di tensione, è stata installata una batteria di condensatori 220 kV presso la Stazione 220 kV di Arezzo C, di cui si prevede, infine, la ricostruzione in doppia sbarra.</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	
					2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
			Dipendenza da accordi con e-distribuzione per i lavori di adeguamento presso le Cabine Primarie			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	57		8		6	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Stazione 220 kV Arezzo C (batteria condensatori)	compl.	compl.	2015	2015	2015	
Stazione 220 kV Arezzo C (ricostruzione doppia sbarra)	Fase 4	Fase 1	2019	2020	2022	
Elettrodotto 132 kV S. Barbara – Montevarchi – Levane – La Penna – Arezzo C	Fase 1	Fase 1	2023	2025	2028	Sono necessari ulteriori approfondimenti progettuali
Elettrodotto 132 kV Arezzo C – Arezzo A	Fase 1	Fase 1	2023	2025	2028	Sono necessari ulteriori approfondimenti progettuali
Elettrodotto 132 kV Arezzo C – Arezzo B	Fase 1	Fase 1	2023	2025	2028	Sono necessari ulteriori approfondimenti progettuali
Elettrodotto 132 kV Arezzo A – Arezzo B	Fase 1	Fase 1	2023	2025	2028	Sono necessari ulteriori approfondimenti progettuali
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 7 M€						

RIASSETTO RETE 380 E 132 kV AREA DI LUCCA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
306-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2008		Toscana	Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Per migliorare la qualità del servizio e i profili di tensione sulla rete dell'area compresa tra le province di Pisa e Lucca, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nei pressi della CP Filettole.</p> <p>La nuova stazione RTN, attrezzata con due ATR 380/132 kV, sarà raccordata in entra – esce all'elettrodotto 380 kV La Spezia – Acciaiole e alle attuali linee 132 kV Filettole CP – Viareggio, Filettole CP – Pisa P tra Mare e Filettole CP – Montuolo all. - Lucca Ronco, sulle quali sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni. Sarà studiata, inoltre, la possibilità di sfruttare le direttrici Massa FS – Cascina FS e Viareggio FS – Cascina FS.</p> <p>Oltre a migliorare la qualità del servizio nell'area in questione, gli interventi previsti consentiranno di:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ridurre gli impegni della rete a 132 kV che dalle stazioni di trasformazione di Marginone, Acciaiole ed Avenza alimenta l'area di Lucca e Pisa;</li> <li>• ridurre l'elevato impegno delle trasformazioni di Marginone, Acciaiole ed Avenza;</li> <li>• garantire la copertura del fabbisogno anche a fronte della crescita del carico ed in relazione all'evoluzione del sistema elettrico e della mutata disponibilità di generazione nell'area compresa tra le Province di Massa, Livorno, Lucca e Firenze;</li> <li>• evitare consistenti interventi di potenziamento della rete in AT compresa tra le due province toscane.</li> </ul> <p>Inoltre, sono previsti interventi finalizzati ad incrementare la resilienza degli elettrodotti 132 kV "Diecimo – Pian della Rocca", "Pian della Rocca – Fornaci di Barga" e "Pescia – Villa Basilica".</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	2026	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	2		
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	32		2

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
Stazione 380/132 kV area di Lucca	Fase 3	Fase 3	23.01.2014 (EL-324)	2020	2024	In data 27.07.2016 Terna ha inoltrato al MATTM le controdeduzioni alle osservazioni pervenute. In data 29.03.2018 il parere CT VIA ha prescritto l'alternativa B1. In data 10.04.2018 è stato ricevuto parere negativo del MIBACT. In corso l'avvio del procedimento per richiedere l'intervento del Consiglio dei Ministri per superare il contrasto tra i Ministeri. Al momento della stesura del presente PdS il procedimento è in fase di valutazione da parte della Presidenza del Consiglio dei Ministri.	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 3	Fase 1	2019	2021	2023		
Elettrodotto 132 kV Diecimo – Pian della Rocca	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2026		
Elettrodotto 132 kV Pian della Rocca – Fornaci di Barga	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2026		
Elettrodotto 132 kV Pescia – Villa Basilica	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2026		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)			
2 M€ / 62 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	2,3			IUS	2,3	
	VAN <sub>PDS</sub>	76 M€			VAN <sub>PDS</sub>	76 M€	
	VAN <sub>COMPL</sub>	89 M€			VAN <sub>COMPL</sub>	89 M€	

**BENEFICI TOTALI DI SISTEMA**

**PNIEC 2025**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2b	1	3 MW	1
B3b	6	0,154 GWh	6
B4	1		1
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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**PNIEC 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2b	0		
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**DEC 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2b	0		
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**DEC 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2b	0		
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2b	2	5 MW	2
B3b	8	0,193 GWh	8
B4	1		1
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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2b	0		
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

- B1 - SEW
- B2b - Riduzione Perdite
- B3b- 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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

ELETTRODOTTO 220 kV COLUNGA - ESTE						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
307-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2001				Emilia Romagna		Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Per migliorare l'affidabilità della rete AT presente nel territorio compreso tra Ferrara e Bologna, il tratto a Sud di Ferrara della ex linea a 220 kV "Colunga – Este" declassata a 132 kV verrà raccordato ai seguenti impianti:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• alla CP di Ferrara Sud, mediante la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV;</li> <li>• alla CP di Altedo, mediante prolungamento degli attuali raccordi alla linea a 132 kV "Ferrara Sud – Colunga";</li> <li>• alla sezione a 132 kV della stazione di Colunga.</li> </ul> <p>Al fine di consentire l'esercizio in sicurezza della direttrice 132 kV "Colunga – Ferrara Focomorto", ove è anche inserita la centrale Centro Energia Ferrara, sarà ricostruito l'elettrodotto a 132 kV "Centro Energia – Ferrara Sud", prevedendo anche il superamento della derivazione rigida presente. I tronchi di linea non più utilizzati saranno demoliti successivamente alla realizzazione dei suddetti interventi.</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			2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	18				4	
Dismissione	64		1		8	
Dismissione e Realizzazione	28					
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 Ferrara Sud – Centro Energia	Fase 3	Fase 3	10.06.2011 (EL-240)	2022	2024	Parere MIBAC emesso in data 01/06/2016. Emanato decreto di VIA in data 28/07/2016. È stata richiesta la riattivazione del procedimento al MiSE in data 14.09.2018.
Elettrodotto 132 kV Ferrara Sud – Altedo	Fase 3	Fase 3	10.06.2011 (EL-240)	2021	2023	
Elettrodotto 132 kV Colunga – Altedo	Fase 3	Fase 3	10.06.2011 (EL-240)	2021	2023	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Razionalizzazione rete AT	Fase 2	Fase 1	2020	2025	2028	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 2 M€ / 13 M€						

RIASSETTO RETE AREA LIVORNO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
308-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2009		Toscana	Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>La rete nell'area di Livorno potrebbe presentare un aumento delle criticità di esercizio in termini di copertura in sicurezza del fabbisogno e di continuità del servizio, dovuto alle mutate condizioni di immissione di potenza da impianti convenzionali.</p> <p>Nell'ottica di preservare la sicurezza di esercizio locale e adeguare il livello di qualità del servizio agli standard attuali, l'intervento di sviluppo consta di due fasi. Prioritariamente è stato installato, in luogo della precedente macchina 220/132 kV, un ATR 380/132 kV presso la stazione Marginone per alimentare, mediante la linea 220 kV "Marginone – Livorno" declassata, la stazione 220/132 kV di Livorno Marzocco.</p> <p>Successivamente, al fine di realizzare migliori e adeguati livelli di sicurezza e continuità del servizio sulla porzione di rete in argomento, si prevede la realizzazione di una nuova stazione di smistamento 132 kV in area Collesalveti raccordata agli elettrodotti 220 kV "Livorno Marzocco – Marginone" (declassato), 132 kV "Guasticce – Cascina", 132 kV "Guasticce – Pisa P.M." e 132 kV "Guasticce – Acciaiole". Presso la nuova stazione è prevista l'installazione di una batteria di condensatori da 54 MVAR.</p> <p>Il progetto della suddetta nuova stazione possibilmente dovrà prevedere gli spazi per un eventuale futuro ampliamento dell'impianto, funzionale a rendere possibile l'utilizzo di trasformazioni.</p> <p>In tale contesto, presso gli impianti di Livorno FS, Livorno Lodolo e Livorno Est saranno effettuati i necessari raccordi alla rete AT per alimentare l'impianto Livorno Est dalla stazione 380/132 kV Acciaiole, nella quale sarà installato il terzo ATR 380/132 kV che richiederà contestualmente la riconfigurazione della stazione con la realizzazione di un secondo sistema di sbarre che possa garantire un miglioramento della qualità del servizio e l'esercizio secondo standard della nuova macchina.</p> <p>Inoltre, presso l'impianto di Livorno Est e di Livorno Lodolo, sarà necessario realizzare (a cura del distributore locale) alcuni lavori di adattamento al futuro assetto di rete.</p> <p>Sono inoltre previste attività di rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Larderello-Saline.</p> <p>Con il completamento delle attività, si potrà procedere alla dismissione della stazione 132 kV di Livorno Marzocco, giunta al termine della vita utile, e al riassetto delle linee a 132 kV ad essa afferenti in modo da renderle pienamente utilizzabili per l'alimentazione del carico locale attraverso la nuova stazione di trasformazione prevista.</p> <p>Infine, in aggiunta alle suddette attività, sono state rimosse le limitazioni presenti sulla linea 132 kV "Guasticce-Cascina".</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	
		Dipendenza da accordi con e-distribuzione per i lavori di ampliamento/ adeguamento presso le Cabine Primarie; Dipendenza da accordi con il titolare degli impianti Rosignano.	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	1		1
Dismissione	1		
Dismissione e Realizzazione	33	5	0

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '20	PDS '19						
Stazione 380 kV Marginone	compl.	compl.	2014	2014	2017			
Nuova stazione 132 kV Collesalveti	Fase 5	Fase 4	02.02.2015 (EL 343)	2019	2023	In data 15.03.2017 è stata autorizzata l'opera (23 P-EL/343). La nuova previsione di avvio attività tiene conto dello slittamento delle attività propedeutiche all'emissione dei contratti per l'avvio dei cantieri.		
Stazione 380 kV Acciaiole	Fase 4	Fase 2	2018	2020	2023			
Elettrodotto 132 kV Guasticce - Cascina	compl	Fase 5	2014	2014	2019			
Elettrodotto 132 kV Larderello - Saline	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2030			
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '20	PDS '19						
Riassetto Livorno Est	Fase 5	Fase 4	16.05.2017 (EL-376)	2018	2020	In data 18.10.2018 è stato autorizzato l'intervento.		
Raccordo Livorno RFI	Fase 4	Fase 2	2019 (EL-420)	2022	2025	In data 15.04.2019 è stato autorizzato l'intervento.		
Riassetto rete AT	Fase 2	Fase 1	2020	2025	2028			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>38</sup>								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030			
20 M€ / 48 M€	IUS	1,2			IUS	1,2		
	VAN	14 M€			VAN	14 M€		

<sup>38</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

ELETTRODOTTO 132 kV ELBA – CONTINENTE			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
309-P			RIP 2017
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2011		Toscana	Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Il carico dell'isola d'Elba non è sempre alimentato in condizioni di piena affidabilità in quanto, in caso di indisponibilità dell'unico collegamento 132 kV in gran parte in cavo sottomarino, "Piombino C. – Tolla Alta – Cala Telegrafo – S. Giuseppe" (sul quale sono previsti lavori di adeguamento), gli esistenti cavi in MT di collegamento con il continente e la C. le Turbogas di Portoferraio non riescono a far fronte all'intera potenza necessaria nelle condizioni di punta del carico.</p> <p>Sarà pertanto realizzato un secondo collegamento a 132 kV "Isola d'Elba – Continente", anch'esso in gran parte in cavo sottomarino che conetterà la CP Colmata (continente) con l'impianto di Portoferraio (Elba), che dovrà essere adeguato, al fine di garantire la connessione del cavo. Contestualmente sarà previsto, di concerto con il distributore locale, l'installazione di dispositivi di compensazione reattiva del nuovo collegamento funzionali anche alla regolazione dei profili di tensione sull'isola.</p> <p>Nell'ambito dei lavori di connessione Elba – Continente, la linea elettrica RTN a 132 kV "S. Giuseppe – Portoferraio" sarà ricostruita.</p> <p>Considerato il previsto incremento dei carichi nell'isola ed il ridotto tempo di vita utile dei citati cavi in MT e della C. le TG (risalenti agli anni '60), l'intervento è da considerare improrogabile.</p> <p>Presso l'impianto 380 kV di Suvereto è stata completata l'installazione di un terzo ATR 380/132 kV. L'intervento consente l'immissione in sicurezza sulla RTN della potenza prodotta nei poli produttivi di Larderello e di Piombino.</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	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		Dipendenza da accordi con e-distribuzione per i lavori di ampliamento/ adeguamento presso le Cabine Primarie	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	42	31	1
Dismissione	7		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 132 kV Colmata -Portoferraio	Fase 3	Fase 3	29.09.2010 (EL-219)	2023	2025	In data 24/08/2016 il MATTM ha richiesto a Terna nuovi studi di caratterizzazione. Inoltrato al MATTM a fine novembre il piano di caratterizzazione. In data 07.09.2018 il MATTM ha richiesto ulteriori integrazioni. In data 30.11.2018 Terna ha riscontrato le integrazioni. In data 12.06.2019 Terna ha inviato le integrazioni richieste in data 08.04.19 dalla DG PNM e dalla DG STA. In realizzazione ulteriori integrazioni richieste da DG PNM. La fase di realizzazione e completamento dell'opera sarà accelerata compatibilmente ai vincoli impiantistici, così da recuperare il più possibile i ritardi legati alla fase di concertazione e autorizzazione.
Elettrodotto 132 kV Portoferraio – S. Giuseppe	Fase 3	Fase 3	2.12.2008 (EL-409 ex EL-75)	2020	2023	In data 02 dicembre 2008 (Dec. Aut. 239/EL – 75/76/2008) è stato autorizzato e, successivamente, realizzato l'elettrodotto 132 kV "Porto Ferrario – S. Giuseppe". Non è stato completato il tratto aereo. Nel 2011 è stata richiesta l'autorizzazione per una variante localizzativa. Si è avviato il 20.11.2018 il procedimento presso il MiSE.
SCHEMA RETE						
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>39 40</sup>						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO				BENEFICI		
40 M€ / 143 M€				2025, 2030		
				IUS		6,8
				VAN		905 M€

<sup>39</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

<sup>40</sup> Per gli ulteriori indicatori B20 e B21 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

RETE 132 kV TRA BORGONOVO, SALSOMINORE E BORGOTARO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
310-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2003				Emilia Romagna		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Tenuto conto della limitata capacità di trasporto delle linee a 132 kV "Borgonovo-Bedonia", "Bedonia-Bardi" e "Bardi-Borgotaro", è necessario superare le limitazioni prevedendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• interventi sugli elettrodotti 132 kV Borgonovo – Bedonia, Bedonia – Bardi e Bardi – Borgotaro funzionali anche ad incrementare la resilienza;</li> <li>• la realizzazione di una nuova stazione per raccordare le linee verso Borgonovo ed un nuovo raccordo all'impianto Salsominore;</li> </ul> <p>In anticipo rispetto ai lavori previsti, è stato declassato a 132 kV un tratto dell'elettrodotto 220 kV Avenza – Sarmato per realizzare un collegamento 132 kV Bedonia – La Spezia.</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			
2019		2024			2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE								
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI					
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	15		2		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						
Elettrodotto 132 kV Bedonia – La Spezia (fase 1)	compl	Fase 1	2019	2019	2019			
Direttrice 132 kV Salsominore – nuova SE – Borgonovo (fase 2)	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2028			
Nuova stazione 132 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2028			
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			
	IUS	1,6			IUS	1,6		
	VAN <sub>PDS</sub>	12 M€			VAN <sub>PDS</sub>	12 M€		
	VAN <sub>COMPL</sub>	16 M€			VAN <sub>COMPL</sub>	16 M€		

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	2	0,112 GWh		2
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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	3	0,159 GWh		3
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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

- B1 - SEW
- B2b - Riduzione Perdite
- B3b - 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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

ELETTRODOTTO 132 kV GROSSETO FS – ORBETELLO FS						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
311-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2003				Toscana		Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza e senza sovraccarichi della direttrice di trasmissione a 132 kV "Grosseto FS-Manciano", saranno ricostruite le linee a 132 kV "Grosseto FS-Grosseto Sud", "Grosseto Sud-Montiano" e "Orbetello FS- Montiano", di proprietà ex RFI. Infine, per effettuare il by – pass della SE di Orbetello FS ed ottenere un collegamento diretto ed affidabile tra le cabine primarie di Montiano ed Orbetello, sarà realizzato un nuovo raccordo tra la CP di Orbetello e la linea 132 kV Montiano-Orbetello FS.</p> <p>Al termine dei lavori, la CP di Orbetello risulterà collegata alla SSE Orbetello FS, alla CP di Montiano ed alla CP di Manciano.</p> <p>L'intervento consentirà di:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• trasferire sulla rete a 132 kV la produzione degli impianti di Piombino e Larderello verso la bassa Maremma, il sud Toscana e l'Umbria;</li> <li>• assicurare la necessaria riserva a seguito dell'indisponibilità di altri collegamenti;</li> <li>• mantenere il parallelo con la rete nazionale dei gruppi di produzione dell'area di Piombino (nel caso di fuori servizio degli autotrasformatori 380/132 kV di Suvereto) e dei gruppi di generazione di Larderello e dell'Amiata.</li> </ul> <p>Presso la CP di Orbetello dovrà essere predisposto, a cura di e-distribuzione, un nuovo stallo linea a 132 kV per il raccordo del nuovo collegamento a 132 kV Montiano-Orbetello.</p> <p>Sulla medesima porzione di rete 132 kV, a seguito di conclusione lavori, è stato superato l'attuale schema di collegamento in derivazione rigida della centrale Piancastagnaio 3 di proprietà Enel Green Power, mediante la realizzazione di un secondo raccordo di entra – esce alla linea 132 kV "Piancastagnaio 2 – Acquapendente - Piancastagnaio 3" derivazione di proprietà Terna.</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	
		2024			2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
			Dipendenza da accordi con e-distribuzione per i lavori di ampliamento/ adeguamento presso le Cabine Primarie			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	44					
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 Grosseto FS-Grosseto Sud, Grosseto Sud-Montiano e Orbetello FS-Montiano	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	Necessità di approfondimenti progettuali
Raccordo 132 kV all'elettrodotto "Piancastagnaio 2 – Acquapendente – Piancastagnaio 3"	compl	compl	12.12.2013 (EL 320)	2018	2019	In data 20.10.2015 è stata autorizzata l'opera
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	
	IUS	1,1		IUS	1,1	
	VAN <sub>PDS</sub>	2 M€		VAN <sub>PDS</sub>	2 M€	
	VAN <sub>COMPL</sub>	3 M€		VAN <sub>COMPL</sub>	3 M€	
<1 M€ / 19 M€						

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

BAU 2030

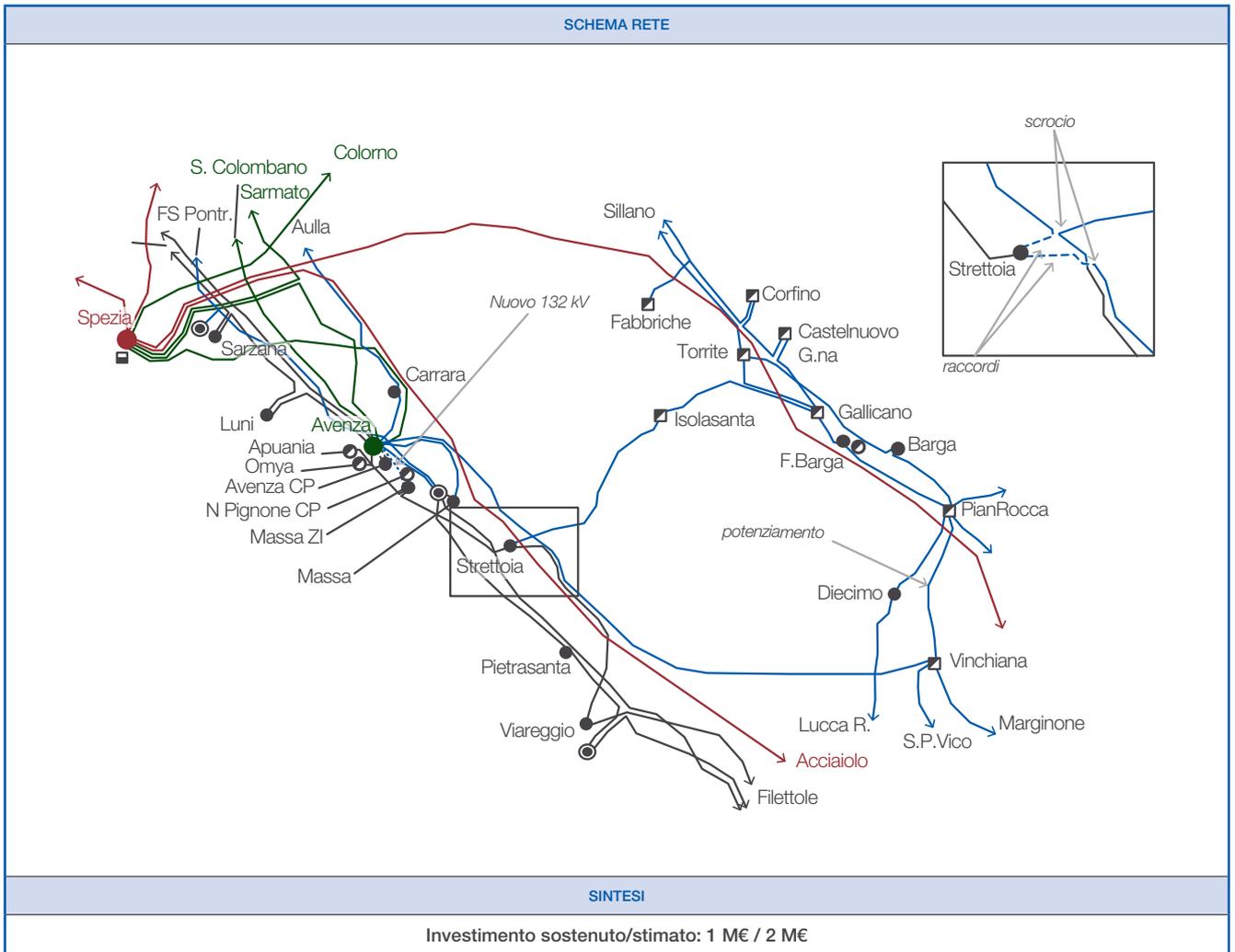
Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0,32	1 MW	0,32	
B3b	1	0,054 GWh	1	
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20	0			
B21	0			
Altri benefici non monetari		Val.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0,38	1 MW	0,38	
B3b	1	0,059 GWh	1	
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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

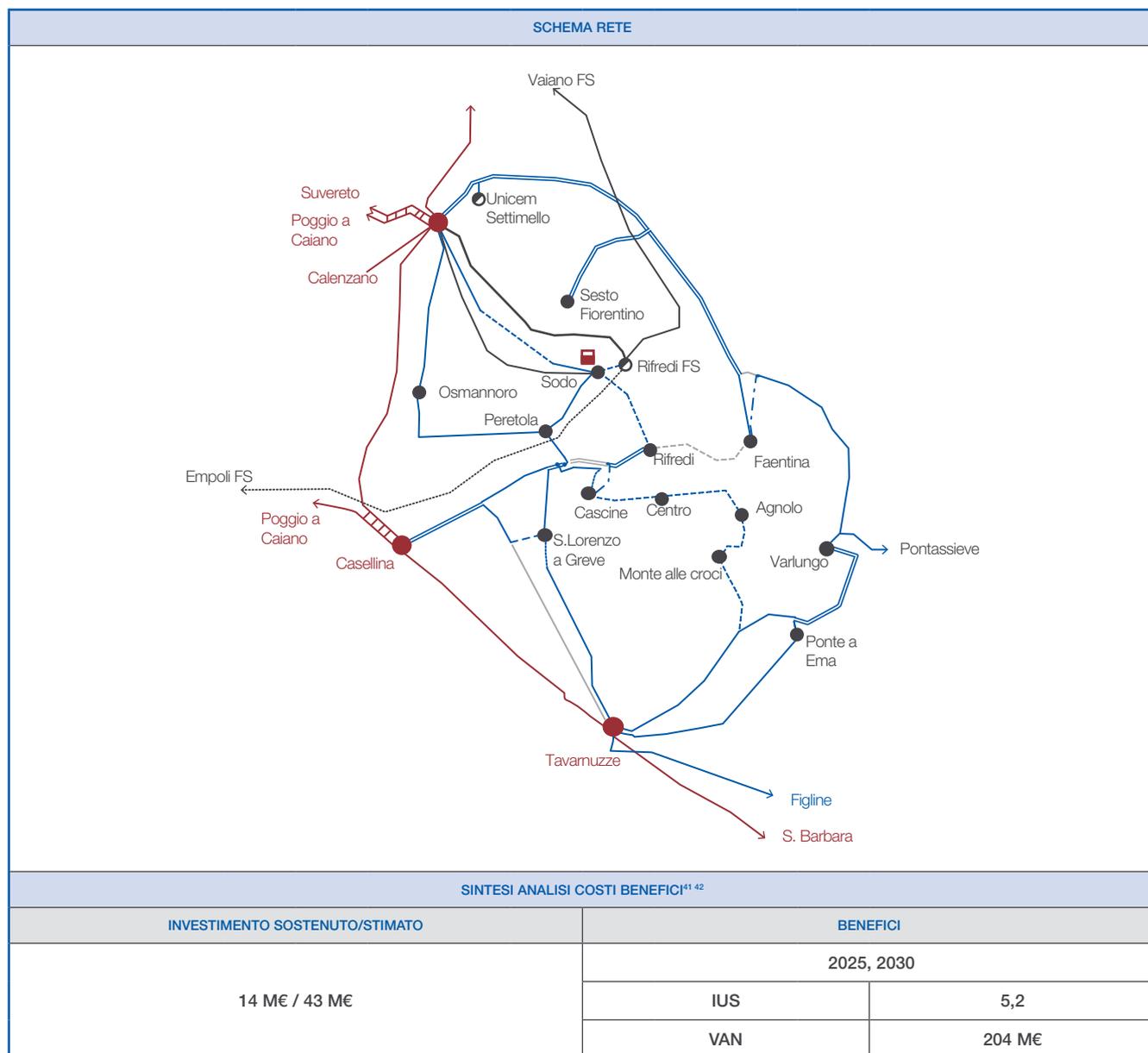
- B1 - SEW
- B2b - Riduzione Perdite
- B3b - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B13 - Incremento Resilienza
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

RETE AVENZA/LUCCA E RACCORDI 132 kV DI STRETTOIA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
314-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2011		Tab. 1		Toscana		Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Le attuali criticità di esercizio della rete a 132 kV della Versilia rendono necessari interventi di rinforzo e riassetto della magliatura di rete, finalizzati al miglioramento dell'affidabilità e della qualità del servizio e all'incremento della flessibilità di esercizio.</p> <p>È prevista la realizzazione di nuovi raccordi tra la linea 132 kV Avenza-Vinchiana e la CP di Strettoia di e-distribuzione ed un bypass, prevedendo i necessari interventi di incremento della resilienza ed ottenendo a fine lavori i collegamenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• elettrodotto 132 kV Avenza – Strettoia;</li> <li>• elettrodotto 132 kV Vinchiana – Strettoia;</li> <li>• elettrodotto 132 kV Isola Santa – Viareggio.</li> </ul> <p>Saranno, altresì, rimosse le eventuali limitazioni ai collegamenti sopra indicati, prevedendo eventualmente riassetto di rete finalizzati alla rimozione delle esistenti derivazioni rigide</p> <p>Anche alla luce di richieste puntuali di incremento di potenza di utenti di consumo, assieme al nuovo assetto di rete si rende necessario realizzare un nuovo collegamento 132 kV tra la stazione di Avenza e l'impianto Massa ZI contestualmente agli interventi presso l'impianto di Avenza (cfr. Stazione 220 kV di Avenza), oltreché interventi di rimozione limitazioni sulla porzione di rete ex RFI tra Avenza – Massa ZI - Strettoia.</p> <p>Successivamente, saranno rimosse le limitazioni ed effettuati gli interventi di incremento della resilienza sull' elettrodotto 132 kV Vinchiana – Pian Rocca.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione energetica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
					2025	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	23		1		4	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Raccordi 132 kV CP Strettoia	compl	Fase 5	16.2.2016 (EL-366)	2019	2019	In data 21.05.2018 è stato autorizzato l'intervento.
Elettrodotto 132 kV Avenza – Massa ZI	compl.	compl.	26.06.2011 (EL-253)	2014	2016	
Elettrodotto 132 kV Vinchiana – P. Rocca	Fase 3	Fase 1	2019	2021	2023	
Elettrodotto 132 kV Avenza – Massa ZI - Strettoia	Fase 2	Fase 1	2020	2023	2025	



RETE METROPOLITANA DI FIRENZE			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
317-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2010		Toscana	Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine di migliorare la sicurezza e la qualità del servizio della rete dell'area metropolitana di Firenze, si prevede un riassetto e potenziamento delle direttrici 132 kV tra le stazioni di Calenzano, Casellina e Tavarnuzze.</p> <p>È confermata l'esigenza di tre direttrici dalla stazione di Calenzano verso l'area di Firenze: una diretta verso le CP Sodo e Rifredi, una nuova attraverso la CP Sesto Fiorentino utilizzando anche porzioni di rete esistenti e un'altra attraverso le CP di Osmannoro, Peretola e Cascine; per tutte le direttrici è prevista la rimozione delle limitazioni all'utilizzo della piena capacità.</p> <p>Saranno realizzati, utilizzando porzioni di asset esistenti, due nuovi collegamenti in uscita dalla stazione di Casellina verso le CP di Cascine e S. Lorenzo a Greve, a loro volta collegate attraverso alla CP Rifredi e alla CP Peretola prevedendo su tutti gli elettrodotti degli interventi puntuali di rimozione limitazione.</p> <p>Inoltre, i collegamenti in uscita da Tavarnuzze verso S. Lorenzo a Greve, Monte alle Croci e Ponte a Ema, dovranno essere ricostruiti con adeguata capacità di trasporto, prevedendo in anticipo ed a seconda delle esigenze interventi puntuali di rimozione delle limitazioni.</p> <p>Inoltre, sarà realizzata una direttrice tra gli impianti Sesto Fiorentino, Faentina, Varlungo e Ponte a Ema, eventualmente sfruttando asset esistenti, ovvero rimuovendo le limitazioni di esercizio che oggi limitano la direttrice. Al contempo sono previsti interventi di installazione di dispositivi di sezionamento automatizzato presso le derivazioni rigide.</p> <p>L'intervento potrà anche consentire un riassetto della rete AT presente nell'area ed una significativa opera di razionalizzazione territoriale ed ambientale.</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	
		2024	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		Dipendenza da accordi con e-distribuzione per i lavori di adeguamento presso le Cabine Primarie	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	11		7
Dismissione	15		7
Dismissione e Realizzazione	3		1

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 Faentina – Pontassieve – der. Varlungo	compl.	compl.	08.10.2010 (EL-220)	2012	2014	In data 26.01.2012 è stata autorizzata l'opera (239/EL-220/158/2011)
Elettrodotto 132 kV Calenzano – Sesto F. - Faentina	Fase 5	Fase 5	22.06.2015 (EL-347)	2018	2020	In data 31.7.2017 è stata autorizzata l'opera (239/EL-347/EL)
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – M. Croci	compl.	compl.	2014	2014	2014	
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze P. Ema	compl.	compl.	2014	2014	2014	
Elettrodotto 132 kV Peretola - Sodo	compl.	compl.	2015	2015	2015	
Elettrodotto 132 kV Rifredi - Cascine	Fase 4	Fase 3	10.07.2017 (EL-385)	2020	2024	L'autorizzazione è stata rilasciata il 23 Aprile 2019 (Autorizzazione MiSE EL – 385)
Elettrodotto 132 kV Casellina - Cascine	Fase 4	Fase 3	10.07.2017 (EL-385)	2020	2024	
Elettrodotto 132 kV Casellina - SLGreve	Fase 4	Fase 3	10.07.2017 (EL-385)	2020	2024	
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - SLGreve	Fase 4	Fase 3	10.07.2017 (EL-385)	2020	2024	
Elettrodotto 132 kV SLGreve - Peretola	Fase 4	Fase 3	10.07.2017 (EL-385)	2020	2024	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 2	Fase 1	2020	2021	2024	
Sezionamenti automatizzati	Fase 2	Fase 1	2020	2022	2024	



<sup>41</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

<sup>42</sup> Per gli ulteriori indicatori B20 e B21 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

RIASSETTO DI FERRARA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
318-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2009		Emilia Romagna	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Alla luce dell'evoluzione della domanda e dell'offerta di energia del sistema elettrico locale, l'esistente rete AT presente nel territorio della provincia di Ferrara non risulta più sufficiente a garantire adeguati livelli di adeguatezza e sicurezza di esercizio.</p> <p>Pertanto, nell'ambito del riassetto di rete previsto, sarà ampliata l'esistente stazione elettrica a 380 kV di Ferrara Nord, con la realizzazione di una sezione 132 kV e l'inserimento di trasformazioni 380/132 kV che garantiranno una maggiore capacità di trasformazione verso l'area urbana di Ferrara ed un sensibile miglioramento dell'affidabilità di alimentazione, che attualmente grava quasi esclusivamente sulla stazione elettrica a 380 kV di Ferrara Focomorto.</p> <p>Alla nuova sezione 132 kV si attesterà:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• L'elettrodotto 220 kV (declassato a 132 kV) Bussolengo - Centro Energia Sezionamento realizzando un by-pass nei pressi dell'impianto di Centro Energia Sezionamento ottenendo un collegamento 132 kV Ferrara Nord – Ferrara Sud – der. Aranova;</li> <li>• L'elettrodotto 132 kV "Ferrara Cassana – Ferrara Z.I." sul quale sono previsti interventi di rimozione limitazioni;</li> <li>• L'elettrodotto 132 kV Ferrara RT – Rovigo, ottenendo un collegamento Rovigo – Ferrara Nord. Successivamente al raccordo sarà realizzato un riassetto nei pressi di Ferrara RT, finalizzato al miglioramento della Qualità del Servizio dell'area.</li> </ul> <p>La realizzazione delle opere previste consentirà una migliore distribuzione dei transiti verso l'area Sud di Ferrara, riducendo in particolare l'impiego delle attuali direttrici AT che collegano l'impianto di Ferrara Focomorto agli impianti di Ferrara ZI e Ferrara Sud, determinando un sensibile aumento dei margini di sicurezza della rete. Il nuovo assetto di rete permetterà inoltre un migliore sfruttamento delle risorse produttive presenti, con una riduzione complessiva degli oneri del sistema locale.</p> <p>Contestualmente, è previsto il ripristino del collegamento in doppia terna 132 kV Centro Energia – Ferrara ZI.</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	2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	2		2
Dismissione	0		0
Dismissione e Realizzazione	124	1	41

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Stazione 380 kV Ferrara Nord	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	Lo slittamento volontario della nuova previsione tiene conto della necessità di programmare gli interventi ricadenti nell'area.
Nuovo elettrodotto 132 kV Ferrara Nord - Bussolengo	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Nuovo elettrodotto 132 kV Ferrara Nord – Ferrara Sud – der. Aranova	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Elettrodotto 132 kV Ferrara Cassana – Ferrara Nord	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Elettrodotto 132 kV Ferrara Nord – Ferrara ZI	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Elettrodotto 132 kV Centro Energia – Ferrara ZI	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Elettrodotti 132 kV Ferrara F. – Ferrara ZI e Ferrara F. Portomaggiore	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Raccordo elettrodotto 132 kV Ferrara RT – Rovigo a Ferrara Nord	Fase 1		2022	2025	2028	
Riassetto nei pressi di Ferrara RT	Fase 1		2022	2025	2028	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)	
<1 M€ / 21 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	2,8			IUS	2,8
	VAN <sub>PDS</sub>	33 M€			VAN <sub>PDS</sub>	33 M€
	VAN <sub>COMPL</sub>	45 M€			VAN <sub>COMPL</sub>	45 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	1	2 MW		1
B3b	3	0,131 GWh		3
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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	1	3 MW		1
B3b	4	0,201 GWh		4
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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

- B1 - SEW
- B2b - Riduzione Perdite
- B3b - 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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

ANELLO 132 kV RICCIONE - RIMINI								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
319-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2009				Emilia Romagna		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>La sicurezza di esercizio della rete AT che alimenta prevalentemente i carichi dei comuni di Rimini e Riccione non è assicurata nella stagione estiva, durante la quale i prelievi di potenza risultano elevati ed ampiamente al di sopra della capacità di trasporto in sicurezza dell'anello 132 kV Riccione – Rimini. Sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV S. Martino in XX – Riccione e S. Martino in XX – Rimini Condotti ed interventi per incrementare la resilienza sugli elettrodotti Rimini Condotti – Rimini Sud e Rimini Sud - Riccione.</p> <p>Inoltre, saranno superate, razionalizzando la porzione di rete ex RFI nell'area, alcune criticità di esercizio e ambientali realizzando uno smistamento 132 kV e un riassetto 132 kV funzionale all'alimentazione della SE Riccione FS e delle CP Riccione e Riccione Mare, unitamente ai raccordi previsti agli impianti di Gambettola e S. Martino in XX.</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			
2019		2024			2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE								
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI					
			Dipendenza da accordi con e-distribuzione per i lavori di adeguamento presso le Cabine Primarie					
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	17				5			
Dismissione	41				8			
Dismissione e Realizzazione	19				2			
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 S. Martino in XX - Riccione	Fase 3	Fase 2	2019	2024	2028	L'istanza autorizzativa è stata inoltrata al MiSE a settembre 2019.		
Elettrodotto 132 kV S. Martino in XX - Rimini Condotti	Fase 3	Fase 2	2019	2024	2028			
Nuovo smistamento 132 kV	Fase 3	Fase 2	2019	2024	2028			
Riassetto rete 132 kV	Fase 3	Fase 2	2019	2024	2028			
Elettrodotto 132 kV Rimini Condotti - Rimini Sud	Fase 3	Fase 2	2019	2024	2028			
Elettrodotto 132 kV Rimini Sud - Riccione	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>43</sup>								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)			
	PNI EC 2025, PNI EC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040				PNI EC 2025, PNI EC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040			
<1 M€ / 38 M€	IUS		1,7		IUS		2,7	
	VAN <sub>PDS</sub>		23 M€		VAN <sub>PDS</sub>		60 M€	
	VAN <sub>COMPL</sub>		32 M€		VAN <sub>COMPL</sub>		82 M€	
					B20		8 M€	

<sup>43</sup> Il beneficio B20 valorizza il ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale consistenti nella realizzazione in cavo di una parte delle opere previste. 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 all'area tra Rimini e Riccione 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. Il beneficio, nell'ambito del presente intervento, si riferisce alla ipotesi progettuale individuata che consente di dismettere asset esistenti sul territorio peraltro in aree urbanizzate.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0,32	1 MW	0,32	
B3b	3	0,066 GWh	3	
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20		2,7 anni		
B21	22		22	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0,38	1 MW	0,38	
B3b	6	0,147 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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

- B1 - SEW
- B2b - Riduzione Perdite
- B3b - 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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

RAZIONALIZZAZIONE 132 kV AREA DI REGGIO EMILIA							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
320-P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2003				Emilia Romagna		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO							
<p>Con l'obiettivo di garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete a 132 kV che alimenta l'area di carico di Reggio Emilia, sarà connesso l'impianto di Reggio Nord in entra-esce all'elettrodotto 132 kV (Rete S.r.l.) Villa Cadè FS – Rubiera FS mediante la realizzazione di due brevi raccordi.</p> <p>L'intervento consentirà l'alimentazione in sicurezza della CP di Reggio Nord, demolendo tratti di linea nell'area non più funzionali al servizio di trasmissione. L'intervento nel suo complesso ha una significativa valenza sia dal punto di vista del miglioramento dell'impatto ambientale degli impianti a 132 kV sul territorio che dell'incremento della resilienza del sistema elettrico.</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		2024			2028		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI				
			Dipendenza con la connessione della CP Mancasale				
IMPATTI TERRITORIALI							
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione		34				6	
Dismissione		41				8	
Dismissione e Realizzazione		4					
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
Razionalizzazione 132 kV Reggio Emilia	Fase 2	Fase 2	2020	2024	2028	In data 19.03.2012 è stato avviato l'iter dell'opera (EL-278). In data 11.03.2016 il CT VIA ha espresso parere negativo sul progetto. È stata avviata nel 2018 la concertazione con gli EE.LL.	
Elettrodotto 132 kV Castelnuovo di Sotto-Mancasale	Fase 2	Fase 2	2020	2024	2028		
Elettrodotto 132 kV Mancasale-Reggio Nord	Fase 2	Fase 2	2020	2024	2028		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>44</sup>							
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		
5 M€ / 30 M€	IUS		3,5		IUS		5,6
	VAN <sub>PDS</sub>		61 M€		VAN <sub>PDS</sub>		110 M€
	VAN <sub>COMPL</sub>		84 M€		VAN <sub>COMPL</sub>		151 M€
					B20		13 M€

<sup>44</sup> Il beneficio valorizza il ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale consistenti nella realizzazione in cavo di una parte delle opere previste. 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 all'area di Reggio Emilia si stima un valore AAC tenuto conto della totalità delle opere non ancora completate.

Il beneficio 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 dismettere asset esistenti sul territorio e di ridurre l'impatto sul territorio attraverso il ricorso a varianti in cavo.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	4	0,093 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0,43	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20		3 anni
B21	25	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I18 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	10	0,238 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0,43	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20		3 anni
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I18 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

- B1 - SEW
- B2b - Riduzione Perdite
- B3b - 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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

RETE AREA FORLÌ/CESENA								
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP			
321-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO			
2010			Emilia Romagna		Nord			
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Sarà realizzata, sfruttando eventualmente gli asset già presenti nell'area, una direttrice 132 kV di adeguata capacità di trasporto fra gli impianti di Forlì VO e Gambettola funzionale a una migliore alimentazione delle CP Capocolle, Cesena Ovest e Cesena Nord. A tal scopo sono previsti interventi di rimozione limitazioni sugli elettrodotti RTN (anche di ex RFI), interventi di rimagliatura delle reti e di incremento della resilienza. Si studierà, inoltre, la possibilità di realizzare una seconda via di alimentazione dalla stazione 380/132 kV S. Martino XX verso la direttrice 132 kV che da Rimini Nord/S. Martino in XX si collega alla stazione 380 kV di Forlì.								
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		2025			2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE								
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI					
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	93				8			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '20	PDS '19						
Elettrodotti 132 kV- fra gli impianti di Forlì VO e Gambettola / S. Martino XX /Rimini N.-	Fase 2	Fase 2	2020	2025	2028			
Stazione 380 kV S. Martino XX	Fase 2	Fase 2	2020	2025	2028			
Interventi di rimagliatura delle reti	Fase 2	Fase 2	2020	2025	2028			
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			
<1 M€ / 35 M€	IUS	2,9		IUS		2,9		
	VAN <sub>PDS</sub>	60 M€		VAN <sub>PDS</sub>		60 M€		
	VAN <sub>COMPL</sub>	82 M€		VAN <sub>COMPL</sub>		82 M€		

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0,32	1 MW	0,32	
B3b	6	0,216 GWh	6	
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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	1	2 MW	1	
B3b	8	0,265 GWh	8	
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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

- B1 - SEW
- B2b - Riduzione Perdite
- B3b - 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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

RETE NORD – OVEST EMILIA							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
322-P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2010				Emilia Romagna		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO							
Al fine di incrementare la sicurezza locale e garantire una migliore continuità del servizio, si provvederà nell'area fra Modena e Bologna, a rimuovere le limitazioni sulle linee 132 kV "Martignone – Riale", "Riale – Morazzo", "Spilimberto – Solignano" e "Solignano – S. Damaso".							
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		2024			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		48				2	
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 Martignone – Riale	Fase 2	Fase 2	2020	2024	2028	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio. Il posticipo è dovuto ad esigenze di revisione del progetto.	
Elettrodotto 132 kV Riale – Morazzo	Fase 2	Fase 2	2020	2024	2028		
Elettrodotto 132 kV Spilimberto – Solignano	Fase 1	Fase 1	2023	2027	2030		
Elettrodotto 132 kV Solignano – S. Damaso	Fase 1	Fase 1	2023	2027	2030		
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		
<1 M€ / 16 M€	IUS	4,3		IUS		4,3	
	VAN <sub>PDS</sub>	42 M€		VAN <sub>PDS</sub>		42 M€	
	VAN <sub>COMPL</sub>	62 M€		VAN <sub>COMPL</sub>		62 M€	

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	2	0,055 GWh		2
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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	6	0,155 GWh		6
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 <sub>2</sub> [k ton]	0	
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	

- B1 - SEW
- B2b - Riduzione Perdite
- B3b- 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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

RETE AT AREA DI MODENA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
323-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2008				Emilia Romagna		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Al fine di garantire la piena affidabilità di alimentazione ai carichi della città di Modena, anche a fronte di eventuali indisponibilità di elementi di rete, sarà realizzato, prioritariamente, un nuovo collegamento a 132 kV tra gli impianti di Modena Nord e Modena Crocetta. Saranno ammazettati gli attuali collegamenti in doppia terna 132 kV S. Damaso – Modena Crocetta, rendendo disponibile uno stallo 132 kV funzionale al nuovo collegamento.</p> <p>Sarà invece predisposto un nuovo stallo linea presso l'impianto di Modena Nord. Il nuovo elettrodotto, che costituirà la chiusura dell'anelo di Modena, consentirà di connettere alla RTN la futura CP di Modena Est (gruppo HERA) e garantirà anche il conseguimento di una migliore magliatura della rete e il conseguente aumento della qualità del servizio.</p> <p>Successivamente saranno effettuati interventi sugli elettrodotti 132 kV Rubiera – Sassuolo e Sassuolo – Pavullo, incrementandone peraltro la resilienza, ottenendo un'adeguata riserva di alimentazione e migliorando la qualità del servizio, anche a fronte della indisponibilità di una delle linee afferenti alla stazione di Rubiera.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione energetica	
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
		2019		2024		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
			Dipendenza da accordi con Hera per i lavori di ampliamento/adeguamento presso le Cabine Primarie			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	6				0	
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	36		1		4	
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 Modena Nord – Modena Est - Modena Crocetta	Fase 5	Fase 4	19.10.2017 (EL-250)	2019	2022	Il progetto in autorizzazione è stato modificato su richiesta degli EE.LL. Consegnate integrazioni al MiSE il 15/02/2016. Il MiSE ha ri-avviato il 06/09/2016 il procedimento. In data 31.05.2017 è stata rilasciata l'intesa regionale. In data 19.10.2017 è stato autorizzato l'intervento.
Elettrodotto 132 kV S. Damaso – Modena Crocetta	Fase 4	Fase 4	19.10.2017 (EL-250)	2020	2022	
Elettrodotto 132 kV Rubiera - Sassuolo	Fase 2	Fase 1	2020	2022	2024	Attività anticipate per rilevanza ai fini resilienza
Elettrodotto 132 kV Sassuolo - Pavullo	Fase 2	Fase 1	2020	2022	2024	Attività anticipate per rilevanza ai fini resilienza
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>45 46</sup>						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)	
	Scenario ST 2025, 2030			Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	2,6		IUS	2,6	
3 M€ / 23 M€	VAN		41 M€	VAN		41 M€

<sup>45</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

<sup>46</sup> Per gli ulteriori indicatori B20 e B21 si rimanda alla Tabella 7 dell'Avanzamento.

RETE AT AREA DI PISTOIA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
324-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2008			Toscana	Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Sono previsti interventi sugli elettrodotti a 132 kV Poggio a Caiano CP – Quarrata e Quarrata – S. Marcello funzionali ad incrementare la resilienza del sistema.						
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			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	39					
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 Poggio a Caiano CP – Quarrata e Quarrata – S. Marcello	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 9 M€						

RIASSETTO RETE AT AREA DI BOLOGNA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
326-P (include ex 342-P e 343-P)			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2005/2016		Emilia Romagna	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Con l'obiettivo di migliorare la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio della rete 132 kV nell'area di Bologna, e nel contempo aumentare i margini di sicurezza per l'alimentazione delle utenze locali, anche in relazione alla vetustà dei collegamenti 60 kV, è stato previsto un riassetto della rete AT in alternativa alla realizzazione di una nuova stazione 380/132 kV a Nord di Bologna.</p> <p>In tale contesto si rende necessario dismettere i collegamenti 60 kV S. Donato – Contavalli – Ranuzzino – Battiferro prevedendo contestualmente l'alimentazione dei prelievi dalla rete 132 kV, di concerto con l'operatore e-distribuzione.</p> <p>Inoltre, con l'obiettivo di garantire una terza via di alimentazione alla direttrice Battiferro-Rastigliano ed al contempo migliorare la sicurezza di esercizio nell'area, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo 132 kV Giardini M. – S. Donato ed il superamento dell'attuale derivazione rigida S. Viola all. prevedendo di realizzare un breve raccordo dalla derivazione rigida per ottenere il collegamento 132 kV S. Viola – Tre Madonne.</p> <p>In tale contesto, si è valutato il declassamento a 132 kV dell'elettrodotta 220 kV Colunga – Bussolengo, opportunamente collegato alla rete 132 kV oltre ad interventi di rimozione limitazioni.</p> <p>Infine, sono previsti interventi di integrazione con la RTN delle direttrici 132 kV comprese tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore e tra gli impianti di Colunga CP – Bologna N - Beverara RFI – Grizzana RFI, opportunamente adeguate agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni, di magliatura con la RTN e di incremento della resilienza. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti realizzando le direttrici 132 kV Martignone – Tavernelle FS – Calderara – Castelmaggiore, Martignone - S. Viola – Beverara RT – Bologna N e Colunga - Grizzana, dismettendo i tratti di linea non più funzionali.</p> <p>Al fine di migliorare l'affidabilità della rete AT e superare le criticità legate alla derivazione rigida verso Grizzana, sarà installato, in anticipo rispetto agli altri interventi, un sezionamento automatizzato presso la derivazione rigida.</p> <p>L'intervento consente di garantire una migliore gestione delle isole di esercizio, attraverso l'incremento della potenza di trasformazione nelle stazioni 380 kV di Martignone e Colunga, opportunamente adeguate, e la connessione alla rete AT ed alla Rete SrL (ex RFI).</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	2025	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		Dipendenza da accordi con distributore locale	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	40		15
Dismissione	61	0	17
Dismissione e Realizzazione	58	2	7

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	NOME OPERA		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
Elettrodotto 132 kV Giardini M. – S. Donato	Fase 2	Fase 2	2020	2023	2025	È stato attivato un primo tavolo tecnico di concertazione con la Regione e gli EE.LL. interessati.	
Raccordo 132 kV der. S. Viola	Fase 2	Fase 2	2020	2023	2025		
Stazione 380 kV Martignone	Fase 2	Fase 2	2020	2023	2025		
Stazione 380 kV Colunga	Fase 2	Fase 2	2020	2023	2025		
Riassetto rete AT	Fase 2	Fase 2	2020	2023	2025		
Riassetto rete 132 kV Martignone - Castelmaggiore	Fase 2	Fase 2	2020	2023	2025		
Riassetto rete 132 kV Martignone – Beverara RFI – Bologna N	Fase 2	Fase 2	2020	2023	2025		
Riassetto rete 132 kV Colunga – Grizzana RT	Fase 2	Fase 2	2020	2023	2025		
Sezionamento automatizzato Grizzana	Fase 3	Fase 3	2018	2022	2023		
Interventi rimozione limitazioni	Fase 2	Fase 2	2020	2023	2025		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>47</sup>							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)		
<1 M€ / 66 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	3,1			IUS	3,9	
	VAN <sub>PDS</sub>	140 M€			VAN <sub>PDS</sub>	195 M€	
	VAN <sub>COMPL</sub>	171 M€			VAN <sub>COMPL</sub>	237 M€	
					B20	23 M€	

<sup>47</sup> Il beneficio B20 valorizza il ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale consistenti nella realizzazione in cavo di una parte delle opere previste. 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 all'area di Bologna si stima un valore AAC tenuto conto della totalità delle opere non ancora completate.

Il beneficio 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 dismettere asset esistenti sul territorio e di ridurre l'impatto sul territorio attraverso il ricorso a varianti in cavo.

**BENEFICI TOTALI DI SISTEMA**

**PNIEC 2025**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2b	0		
B3b	3	0,073 GWh	3
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
B20		2,7 anni	
B21	22		22

Altri benefici non monetari Val. Val.

I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**PNIEC 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2b	0		
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**DEC 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2b	0		
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**DEC 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2b	0		
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2b	0,32	1 MW	0,32
B3b	18	0,442 GWh	18
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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	0		
B2b	0		
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

- B1 - SEW
- B2b - Riduzione Perdite
- B3b - 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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

ELETTRODOTTO 132 kV LAGUNA - FAENZA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
327-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2011				Emilia Romagna		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di ridurre l'impegno delle linee a 132 kV che alimentano i carichi dell'area di Faenza e Imola, consentendo di esercire la rete nell'area in condizioni di maggiore sicurezza e affidabilità è prevista la rimozione delle limitazioni sull'attuale elettrodotto 132 kV Laguna-Faenza.						
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			2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
			Dipendenza da accordi con Hera per i lavori di ampliamento/adequamento presso le Cabine Primarie, e dei lavori di connessione della CP Selice			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	14					
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 Laguna - Faenza	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2030	La programmazione dell'intervento è successiva alla realizzazione della CP Selice il cui iter autorizzativo è stato avviato il 24.10.2017.
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 4 M€ / 10 M€						

STAZIONE 380 kV COLUNGA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
333-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2012				Emilia Romagna		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Presso l'esistente stazione 380/220/132 kV di Colunga, per migliorare i profili di tensione della rete AT che concerne l'impianto in esame, è prevista l'installazione di una batteria di condensatori sulla sezione AT dell'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		2021			2024	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI		
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Stazione 380 kV Colunga (condensatori)	Fase 2	Fase 2	2020	2021	2024	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 1 M€						

STAZIONE 220 kV AVENZA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
335-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2005				Toscana		Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di garantire, nel lungo periodo, la sicurezza di esercizio e la continuità dell'alimentazione della locale rete a 132 kV, saranno potenziate le trasformazioni esistenti 220/132 kV presso la stazione di Avenza.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione energetica	
IMPATTI TERRITORIALI						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
		2023			2025	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '20	PDS '19				
Stazione 220 kV Avenza	Fase 4	Fase 4	2020	2023	2025	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 5 M€ / 10 M€						

RETE 132 kV TRA ROMAGNA E TOSCANA							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
337-P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2014				Emilia Romagna/Toscana		Nord/Centro Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO							
<p>La porzione di rete 132 kV che alimenta la provincia di Forlì, oggi servita dalle stazioni di trasformazione 380/132 kV di Forlì O. e S. Martino in XX, non garantisce adeguati standard di sicurezza di esercizio ed affidabilità della rete di trasmissione.</p> <p>Con l'obiettivo di incrementare i margini di esercizio e migliorare la sicurezza locale, sarà pertanto incrementata la magliatura della rete a 132 kV tra S. Martino in XX e le direttrici 132 kV afferenti al nodo di Talamello, prevedendo anche i necessari lavori di adeguamento presso la stazione 380/132 kV S. Martino in XX.</p> <p>Peraltro, saranno realizzati interventi sulla direttrice 132 kV "Faenza – Modigliana – Predappio – I. Ridracoli – Quarto – Talamello" funzionali alla rimozione delle limitazioni e all'incremento della resilienza, prevedendo anche la richiusura della direttrice attraverso una nuova trasversale 132 kV verso l'impianto di Forlì.</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			2025			2035	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI							
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	47		5		2		
Dismissione	21		2		0		
Dismissione e Realizzazione	95		2		0		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '20	PDS '19					
Elettrodotti 132 kV Faenza – Modigliana – Predappio – I. Ridracoli – Quarto – Talamello e nuova trasversale 132 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028	Le opere completate nel 2015 richiedono ulteriori interventi finalizzati all'incremento della resilienza.	
Stazione 380 kV S. Martino XX	Fase 2	Fase 2	2021	2025	2028		
Riassetto rete 132 kV S. Martino XX - Talamello	Fase 2	Fase 2	2024	2029	2035		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI <sup>48</sup>							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)		
<1 M€ / 36 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	3,0			IUS	3,3	
	VAN <sub>PDS</sub>	49 M€			VAN <sub>PDS</sub>	56 M€	
	VAN <sub>COMPL</sub>	88 M€			VAN <sub>COMPL</sub>	101 M€	
					B20	14 M€	

<sup>48</sup> Il beneficio B20 valorizza il ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale consistenti nella realizzazione in cavo di una parte delle opere previste. 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 all'intervento 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	
B2b	0	
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	6	0,151 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20		1,6 anni
B21	0	

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

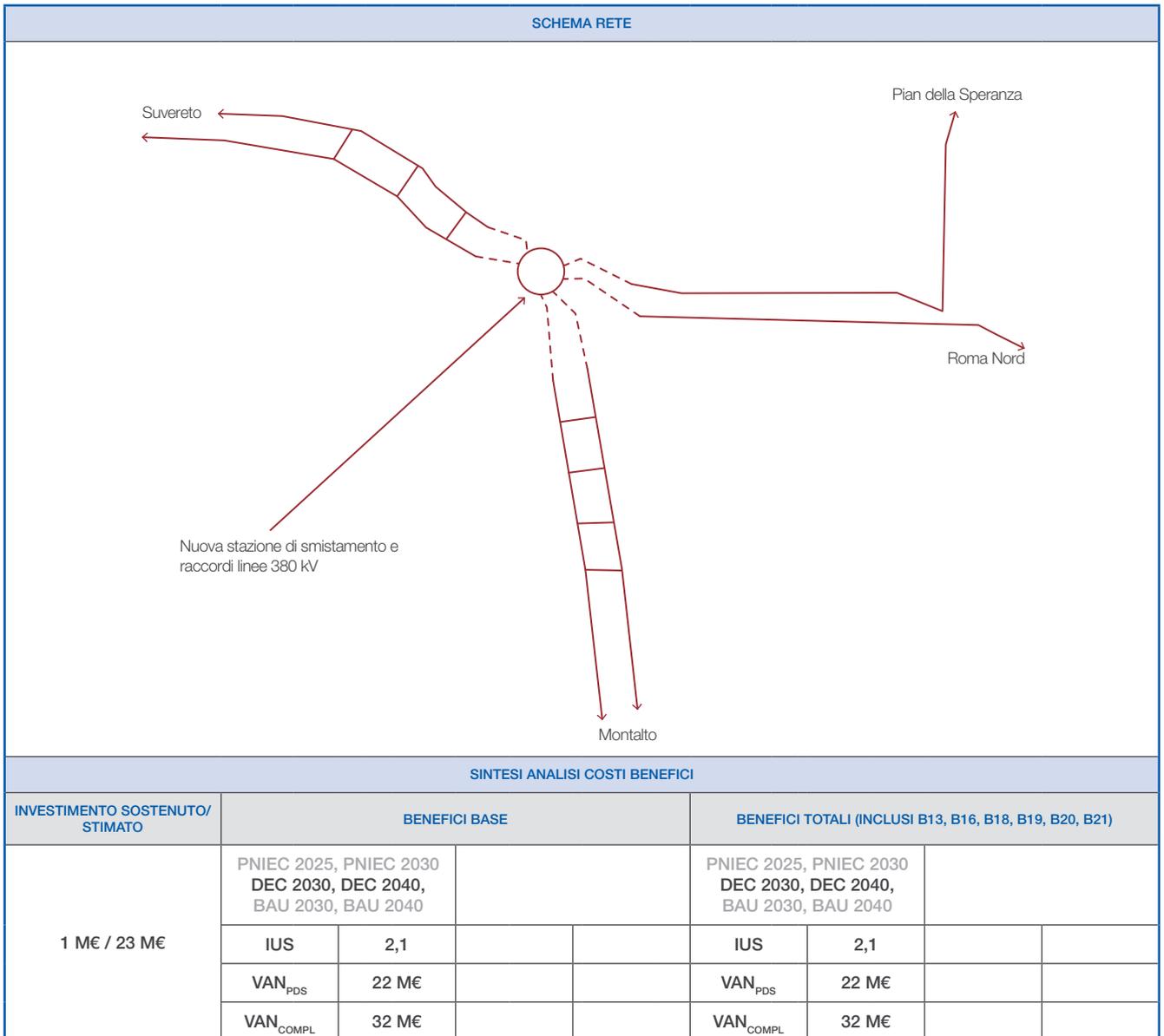
BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	8	0,212 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B13	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	
B20		1,6 anni
B21	0	

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

- B1 - SEW
- B2b - Riduzione Perdite
- B3b - 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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

STAZIONE 380 kV A NORD DI GROSSETO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI		IDENTIFICATIVO RIP	
338-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2014			Toscana		Centro Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Con l'obiettivo di rimuovere i vincoli di esercizio, aumentando la flessibilità operativa degli elettrodotti 380 kV Montalto – Pian della Speranza, Montalto – Suvereto e Suvereto – Roma Nord, costruiti in doppia terna per i tratti compresi tra le stazioni di Montalto e Suvereto, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di smistamento a 380 kV a cui raccordare i suddetti elettrodotti.</p> <p>La realizzazione di tale stazione è prevista possibilmente in prossimità dell'area in cui attualmente si incrociano le linee 380 kV, in modo da realizzare, attraverso i raccordi di entra – esce dei suddetti elettrodotti, dei collegamenti indipendenti verso i nodi di Montalto, Suvereto, Pian della Speranza e Roma Nord.</p> <p>Sui suddetti elettrodotti saranno quindi previsti interventi di rimozione delle limitazioni, mentre presso la stazione si valuterà l'installazione di opportuni apparati di compensazione reattiva e/o di regolazione dei flussi di potenza al fine di migliorare i profili di tensione sulla rete 380 kV dell'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		
2023		2028		2030		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	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				
Nuova stazione 380 kV	Fase 1	Fase 1	2023	2028	2030	
Interventi rimozione limitazioni	Fase 1	Fase 1	2023	2028	2030	
Apparati di compensazione e/o regolazione dei flussi di potenza	Fase 1	Fase 1	2023	2028	2030	



**BENEFICI TOTALI DI SISTEMA**

**PNIEC 2025**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**PNIEC 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**DEC 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	0	
B4	0	
B5b	0	
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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**DEC 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	5	5
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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2030**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**BAU 2040**

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	0	
B2b	0	
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

- B1 - SEW
- B2b - Riduzione Perdite
- B3b - 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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

DIRETTRICE 132 kV TALAMELLO – SUBBIANO ALL.						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
339-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2016				Toscana/Emilia Romagna		Centro Nord/Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Talamello e S. Sepolcro fino a Subbiano all., opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti. Inoltre, sono previsti interventi di incremento della resilienza sull'elettrodotto 132 kV Talamello – Badia Tedalda.						
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			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	48		4		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 Talamello – Subbiano all.	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028	
Elettrodotto 132 kV Talamello – Badia Tedalda	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 14 M€						

DIRETTRICE 132 kV PIAN DELLA SPERANZA – SUBBIANO ALL.						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
340-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2016			Toscana	Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Pian della Speranza e Subbiano fino a Subbiano all., opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti.						
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			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	93		16		14	
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 Pian della Speranza – Subbiano all.	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 14 M€						

DIRETTRICE 132 kV PONTREMOLI FS – BORGOTARO FS – BERCETO FS						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
341-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2016				Toscana		Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni e di magliatura con la RTN. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti.						
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			2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	1					
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	15				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 Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS	Fase 2	Fase 1	2020	2025	2028	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 7 M€						

STAZIONE 380/132 kV LARDERELLO							
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP			
345-P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE	DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO			
2018			Toscana				
DESCRIZIONE INTERVENTO							
Con l'obiettivo di garantire la piena produzione del polo geotermoelettrico di Larderello e la flessibilità di esercizio in occasione di indisponibilità di rete, si rende necessario realizzare una nuova stazione 380/132 kV nell'area di Larderello. La stazione sarà connessa in entra-esce all'elettrodotto 380 kV Poggio a Caiano – Suvereto, opportunamente raccordata alla rete 132 kV ed alla esistente stazione 132 kV Larderello con l'obiettivo di garantire un migliore esercizio dello smistamento 132 kV di Larderello ed una integrazione con gli impianti Rete S.r.l. (ex RFI).							
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				
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					
Stazione 380/132 kV Larderello e raccordi	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19, B20, B21)			
<1 M€ / 26 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	9,1			IUS	9,6	
	VAN <sub>PDS</sub>	190 M€			VAN <sub>PDS</sub>	201 M€	
	VAN <sub>COMPL</sub>	259 M€			VAN <sub>COMPL</sub>	275 M€	
					B20	17 M€	

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC 2025

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	0

PNIEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	0

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0,35	1 MW	0,35	
B3b	0			
B4	0			
B5b	16	264,5 GWh	16	
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20		1 anni		
B21	0			
Altri benefici non monetari			Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	0

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0,40	1 MW	0,4	
B3b	0			
B4	0			
B5b	19	278,3 GWh	19	
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B13	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			
B20		1 anni		
B21	0			
Altri benefici non monetari			Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	0

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	0

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2b	0			
B3b	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 <sub>2</sub> [k ton]	0	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	0

- B1 - SEW
- B2b - Riduzione Perdite
- B3b - 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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

STAZIONE 220 kV COLORNO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
346-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2018				Emilia Romagna		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
L'attuale configurazione di rete non consente di avere adeguati margini di sicurezza di esercizio e garantire la migliore gestione ad isole di esercizio, funzionali anche ad una integrazione con gli impianti ex RFI. È necessario pertanto realizzare, nell'attuale stazione 220 kV Colorno, una nuova sezione 132 kV ed installare opportuna trasformazione 220/132 kV, connettendo la sezione 132 kV in entra-esce all'elettrodotto 132 kV S. Quirico – SPIP. Non si esclude la realizzazione di nuovi impianti o nuove connessioni agli impianti 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	
IMPATTI TERRITORIALI						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2023		2026			2029	
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				
Stazione 220/132 kV Colorno	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2029	
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2029	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 9 M€						

ELETTRODOTTO 380 kV PARMA – S.ROCCO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
347-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2019				Emilia Romagna, Lombardia		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO						
In alcune condizioni di esercizio si hanno dei flussi di potenza elevati in import dalla frontiera Nord che potranno subire incrementi, alla luce dell'entrata in servizio del nuovo collegamento Italia – Francia. Per consentire il pieno sfruttamento della rete di trasmissione sono previsti interventi puntuali sull'elettrodotto 380 kV Parma – S.Rocco che consentiranno di superare le attuali limitazioni, incrementando la sicurezza di esercizio e riducendo le congestioni di rete.						
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						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	64		3		1	
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 Parma - S. Rocco.	Fase1	Fase1	2021	2024	2027	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ 13 M€						

RIMOZIONE LIMITAZIONI SEZIONE CENTRO SUD – CENTRO NORD																
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP										
432-P				33												
ANNO DI PIANIFICAZIONE		DELIBERA 579/2017		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO										
2014		Tab.1		Toscana, Umbria, Abruzzo, Marche		Centro Sud/Centro Nord										
DESCRIZIONE INTERVENTO																
<p>Al fine di incrementare gli scambi sulla sezione critica Centro Sud - Centro Nord, sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni di trasporto sugli esistenti elettrodotti 220 kV afferenti ai nodi di S. Barbara, Villavalle, Candia e Villanova che vincolano i transiti sulla sezione, nonché sulle relative trasformazioni 380/220 kV. Al contempo sono stati studiati interventi di compensazione reattiva e/o di regolazione dei flussi di potenza sulla direttrice 380 kV Candia – Teramo e 220 kV Villanova – Montorio - Candia.</p> <p>A complemento di tali attività, saranno rimosse le limitazioni presenti sulla rete adriatica 132 kV, compresa tra le SE di Candia, Rosara e Teramo, (nonché, laddove presenti, le limitazioni di trasporto esistenti in alcune cabine primarie previa verifica di fattibilità con i relativi gestori), interessata da fenomeni di trasporto della potenza sulla sezione indicata. L'intervento consentirà di ridurre le congestioni che già, attualmente, non consentono il pieno sfruttamento della produzione più efficiente compresa quella da fonte rinnovabile localizzata principalmente nell'Italia centro meridionale.</p>																
FINALITÀ INTERVENTO					OBIETTIVO INTERVENTO											
Decarbonizzazione		Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio									
					Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA									
Market Efficiency		Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza									
					Integrazione RFI		Transizione Energetica									
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO																
AVVIO ATTIVITÀ			AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO										
			2021			2026										
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE																
CON ALTRE OPERE					DA ACCORDI CON TERZI											
IMPATTI TERRITORIALI																
ATTIVITÀ		I22 [KM]			I23 [KM]			I24 [KM]								
Realizzazione		12														
Dismissione		13						2								
Dismissione e Realizzazione		443			34			6								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI																
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)										
	PDS '20	PDS '19														
Direttrice 220 kV "S. Barbara - Villavalle"	Fase 4	Fase 2	07/07/2014 (EL-314)	2021	2026	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio. In data 12/09/2019 il MISE ha emesso il decreto autorizzativo relativo alla variante 220 kV "Pietrafitta – Villavalle".										
Direttrice 220 kV "Candia - Villanova"	Fase 2	Fase 2	2021	2021	2026											
Stazioni S. Barbara, Villavalle, Villanova e Candia	Fase 2	Fase 2	2021	2021	2026											
Rimozioni limitazioni rete 132 kV	Fase 2	Fase 2	2021	2021	2026											
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI																
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)											
	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		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040							
3 M€ /74 M€ <sup>49</sup>	IUS		2		IUS		3,4		IUS		2,3		IUS		3,5	
	VAN <sub>PDS</sub>		69		VAN <sub>PDS</sub>		167		VAN <sub>PDS</sub>		90		VAN <sub>PDS</sub>		175	
	VAN <sub>COMPL</sub>		88		VAN <sub>COMPL</sub>		211		VAN <sub>COMPL</sub>		114		VAN <sub>COMPL</sub>		222	

<sup>49</sup> I costi si riferiscono agli interventi 305-P e 432-P.

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 <sub>2</sub> [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 <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	5	
B2a	0	
B3a	0,08	0,004 GWh
B4	0	
B5b	3	48,708 GWh
B6	0	
B7n	0,06	
B7z	3	
B13	0	
B16	0	
B18	4	96,9 kton
B19	-2	-0,105 kton
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	150-300	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	97
I5 - Overgeneration [MWh]	55.839	I13 - Variazione resilienza	0

DEC 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	13	
B2a	0	
B3a	0,28	0,014 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	-0,15	
B7z	-1	
B13	0	
B16	0	
B18	1	67,7 kton
B19	-0,35	-0,024 kton
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	150-300	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	68
I5 - Overgeneration [MWh]	84.458	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	4	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	4	72,358 GWh
B6	0	
B7n	-0,3	
B7z	15	
B13	0	
B16	0	
B18	1	22,6 kton
B19	-1	-0,062 kton
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	150-300	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	23
I5 - Overgeneration [MWh]	75.130	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà
B1	11	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	1	16,239 GWh
B6	0	
B7n	0,01	
B7z	5	
B13	0	
B16	0	
B18	2	60 kton
B19	-1	-0,06 kton
B20	0	
B21	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	150-300	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	60
I5 - Overgeneration [MWh]	56.299	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<sub>2</sub>
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM
- B20 - Anticipo Fruizione Benefici
- B21 - Visual Amenity

## 4.2.2 Interventi in valutazione (Area Centro Nord)

### Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena

#### Cod. 304-S

L'intervento prevede la realizzazione di un nuovo collegamento a 380 kV tra il polo produttivo della provincia di Mantova e i centri di carico del modenese.

**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.

### Rete AT provincia di Piacenza

#### Cod. 325-S

L'intervento prevede l'incremento della capacità di trasporto fra l'impianto 132 kV di Siet e il nodo 132 kV di Borgonovo sfruttando gli asset esistenti.

**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 Forlì 380 kV

#### Cod. 328-S

Presso l'impianto 380 kV di Forlì è prevista l'installazione di un nuovo ATR 380/132 kV, al fine di incrementare la capacità di trasformazione verso l'afferente rete AT.

**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 di Arezzo

#### Cod. 305-S

Nuova stazione 380 kV nell'area di Monte S. Savino nelle immediate vicinanze dell'elettrodotto 220 kV in doppia terna che alimenta la stazione 220 kV Arezzo C, connessa all'impianto 380 kV di S. Barbara mediante un nuovo elettrodotto 380 kV "S. Barbara – Monte S. Savino" che potrà sfruttare il tracciato dell'attuale linea 220 kV "Cintoia all. – Arezzo C." permettendo in seguito di dismettere i tratti a 220 kV non più necessari.

Alla nuova stazione sarà raccordata la direttrice 220 kV tra S. Barbara e Villavalle e gli elettrodotti 132 kV anche declassando a 132 kV l'attuale linea 220 kV in doppia terna verso Arezzo C e integrando la connessione della CP M.S. Savino.

Si otterranno così i seguenti collegamenti:

- Elettrodotto doppia terna 132 kV "M.S. Savino – Arezzo C";
- Elettrodotto doppia terna 132 kV "M.S. Savino – Foiano" e "M.S. Savino – Chiusi";
- Elettrodotti 132 kV "M.S. Savino – CP M.S. Savino" e "CP M.S. Savino - Ambra".

In alternativa alla realizzazione dei raccordi alla CP Montevarchi, potrà essere previsto un nuovo assetto di rete tra S. Barbara e Montevarchi funzionale alla riduzione dei nuovi stalli 132 kV.

È infine prevista la ricostruzione della doppia direttrice 132 kV Ambra – Chiusi.

**Motivazione:** In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni e a sopravvenute criticità autorizzative (in data 15/05/2014 il MATTM ha comunicato l'esito negativo del procedimento di VIA del progetto che prevede la realizzazione del nuovo collegamento 380 kV), l'attività non ha carattere prioritario.

### Riassetto rete area di Lucca

#### Cod. 306-S

Nella provincia di Lucca saranno realizzati i seguenti interventi:

- ricostruzione delle linee a 132 kV "Marginone – Pescia" (ad esclusione della breve derivazione per Pescia FS), "Marginone – Borgonuovo" e "Borgonuovo – Lucca Giannotti" (in futuro "Marginone – Lucca Giannotti");
- by – pass della CP Borgonuovo mettendo in continuità le linee a 132 kV "Lucca Giannotti – Borgonuovo" e "Borgonuovo – Marginone", allo scopo di ottenere un collegamento diretto tra la CP Lucca Giannotti e la SE Marginone;
- collegamento contestuale della CP di Borgonuovo in entra – esce alla linea a 132 kV "Marginone – Vinchiana", utilizzando gli stalli liberati, disponibili con il succitato by – pass;
- ricostruzione dell'elettrodotto 132 kV "Villa Basilica – Pian Rocca CP".

**Note:** le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca".

**Motivazioni:** In relazione alla variazione degli scenari di generazione e carico previsti nei prossimi anni e alla variazione delle condizioni al contorno (tenuto anche conto delle ulteriori attività di sviluppo recentemente pianificate nell'area), l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

### Rete AT area di Modena

#### Cod. 323- S

Riserva di alimentazione costituita da una nuova trasversale tra Sassuolo e Castellarano.

**Motivazioni:** In relazione alla variazione degli scenari di generazione e carico previsti nei prossimi anni e alla variazione delle condizioni al contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

### Stazione 380 kV Vaiano

#### Cod. 302- S

Nuova stazione RTN 380/132 kV nell'area di Vaiano, un nuovo collegamento 132 kV CP S. Paolo – CP S. Martino ed un riassetto rete locale.

**Motivazioni:** In relazione alle sopravvenute criticità autorizzative, l'attività non ha carattere prioritario essendo stati definiti interventi alternativi nell'area più a Nord.

### Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza – Farinello – Larderello

#### Cod. 312- S

L'intervento prevede la ricostruzione della direttrice di trasmissione a 132 kV Pian della Speranza – Farinello – Larderello. Per la realizzazione dell'intervento, sarà possibile consentire la necessaria indisponibilità di lunga durata della linea in oggetto, solo successivamente al completamento dei lavori per l'elettrodotto a 132 kV "Tavarnuzze – Larderello"(cfr. "Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Larderello).

**Motivazioni:** In relazione alla variazione degli scenari di generazione e carico previsti nei prossimi anni e alla variazione delle condizioni al contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

### Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – Larderello

#### Cod. 313- S

L'intervento prevede l'eliminazione dell'incrocio tra le linee di trasmissione a 132 kV "Certaldo – Poggibonsi" e "Tavarnuzze – Larderello" in località Casaglia, ottenendo così i due nuovi collegamenti "Larderello – Certaldo" e "Tavarnuzze – Poggibonsi". Sarà, quindi, ricostruito il tratto di accesso a Poggibonsi della nuova linea 132 kV "Tavarnuzze – Poggibonsi".

**Motivazioni:** In relazione alla variazione degli scenari di generazione e carico previsti nei prossimi anni e alla variazione delle condizioni al contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

### Rete Nord – Ovest Emilia

#### Cod. 322- S

Si provvederà alla rimozione delle limitazioni sull' elettrodotto 132 kV Fiorenzuola – Montale.

**Motivazioni:** L'attività non ha più carattere prioritario essendo stati definiti interventi alternativi nell'area.

## Annex

Nella tabella seguente si riportano i valori dei benefici B20 e B21 degli interventi relativi a DTNE 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€]
309 - P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	3,2	217	-
100 - I	Incremento della capacità di interconnessione con l'Austria ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	2,7	136	-
323 - P	Rete AT area di Modena	3,0	13	-
203 - P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	1,3	22	5
317 - P	Rete metropolitana di Firenze	2,7	36	300
215 - P	Riassetto rete alto Bellunese	2,4	39	2
227 - P	Stazione 380 kV in Provincia di Treviso (Vedelago)	2,7	88	3





Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Terna.

[www.terna.it](http://www.terna.it)

Mercurio GP  
Milano

Consulenza strategica  
Concept creativo  
Graphic design  
Impaginazione  
Editing

[www.mercuriogp.eu](http://www.mercuriogp.eu)



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

Stampa

[www.varigrafica.com](http://www.varigrafica.com)

