

2018

AVANZAMENTO PIANI DI SVILUPPO PRECEDENTI

TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA



VOLUME 1

Trasmettiamo energia



In copertina:
conduttore ad alta temperatura tipo ACSS con anima in acciaio ad alta resistenza
e mantello a conci di alluminio ricotto.

AVANZAMENTO
PIANI DI
SVILUPPO
PRECEDENTI



1.1. INTRODUZIONE

Il presente rapporto fornisce un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo inclusi nei Piani di Sviluppo (Piani) precedenti alla presente edizione.

Il documento è strutturato come segue:

nel capitolo 2 è descritta sinteticamente la classificazione degli interventi di sviluppo;

nel capitolo 3 sono elencati i principali studi in corso e/o pianificati;

nel capitolo 4 sono riportate le tabelle di sintesi sullo stato di avanzamento delle opere previste negli interventi con particolare riferimento:

- opere completate nel corso del 2017;
- opere in realizzazione;
- opere in autorizzazione;
- opere in concertazione.

nel capitolo 5 sono riportate le schede di dettaglio relativamente a interventi di sviluppo.

I dati riportati nel presente rapporto rappresentano l'informazione più aggiornata disponibile.

1.2. CLASSIFICAZIONE INTERVENTI DI SVILUPPO

Nel presente capitolo sono descritte sinteticamente le principali categorie all'interno del quale 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 a contributo della de-carbonizzazione: 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, qualità e resilienza: interventi volti a garantire un miglioramento della sicurezza e dell'affidabilità di alimentazione dei carichi, anche in condizioni di esercizio non ottimali.
- A questi si aggiunge l'obiettivo di sostenibilità così come declinata nel documento Piano di Sviluppo 2018.

Ogni intervento è classificato sulla base del beneficio principale noto che lo stesso può rispondere anche ad altre categorie.

Con Deliberazione 4 Novembre 2016 n. 627/2016/R/EEL e s.m.i "Disposizioni per la consultazione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica e approvazione di requisiti minimi del piano per le valutazioni di competenza dell'Autorità", l'Autorità per l'Energia Elettrica il gas ed il sistema idrico ha previsto che il Piano di Sviluppo a partire dall'edizione 2018 sia corredato da:

- un documento recante la descrizione degli scenari utilizzati nel medesimo Piano decennale, i cui contenuti sono riportati nel documento Piano di Sviluppo 2018;
- un documento recante la metodologia per l'analisi costi benefici applicata per la realizzazione degli obiettivi di cui al successivo comma ...*omissis*

ed ha previsto che la stessa metodologia per l'analisi costi benefici sia riportata in un apposito allegato al Codice di rete (allegato A74 del Codice di rete, approvato con Delibera n.856/17/R/EEL).

Tanto premesso, in merito alle finalità degli interventi di sviluppo, la stessa AEEGSI (oggi ARERA) individua 3 principali categorie rinviando al gestore la facoltà di declinarne altre nell'ambito del succitato documento metodologico; 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”

già previste nella succitata Delibera, con le seguenti precisazioni: gli interventi con finalità “sicurezza e qualità del servizio” possono includere anche un beneficio addizionale legato alla Resilienza (indicatore per il quale nel presente Piano è dettagliata l’implementazione della una nuova metodologia proposta per il calcolo dell’indicatore Resilienza) e gli interventi possono avere anche come finalità:

- l’Integrazione delle fonti rinnovabili (“Integrazione RES”): interventi di carattere puntuale che hanno l’obiettivo di massimizzare la penetrazione della produzione da fonte Rinnovabile
- integrazione ex 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 tale finalità si rimanda all’apposito allegato denominato “Interventi per la connessione alla RTN”;

sono altresì mappate nel testo gli interventi finalizzati all’incremento dell’affidabilità della rete in aree metropolitane”.

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 della

Data Avvio autorizzazione e/o altre attività

Data Avvio realizzazione

Data Completamento

Infine, tenuto anche conto delle esigenze manifestate dal Regolatore in ordine ad 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 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.

1.3. IPOTESI DI SVILUPPO ALLO STUDIO

Ulteriori possibilità di sviluppo, determinate principalmente da esigenze endogene della RTN, dall’import o dall’evoluzione del parco produttivo, richiedono ulteriori approfondimenti e, per essere completamente definite, si devono consolidare le ipotesi alla base delle decisioni da prendere.

Il presente capitolo riporta una sintesi dei risultati di studi di pianificazione svolti in ambito europeo o regionale o bilateralmente con altri gestori di sistemi di trasmissione e ulteriori studi avviati e/o da avviare nel breve termine.

1.3.1. Ipotesi di sviluppo allo studio – Studi completati

1.3.1.1. *Linea Italia- Austria:Rete e studio di fattibilità per la nuova interconnessione ad alta tensione in Corrente Alternata*

Driver: Market efficiency, De-carbonisation

L'incremento della capacità di trasporto tra Italia e Austria rappresenta un passo fondamentale verso la definizione di un importante asse per il corridoio pan-europeo Nord-Sud. Il progetto mira a rafforzare l'interconnessione tra l'Austria e l'Italia e contribuisce ad aumentare in modo significativo la capacità di trasmissione transfrontaliera.

Si è concluso a Giugno 2016 lo studio condotto di concerto con l'operatore Autriaco APG e finanziato dalla Commissione Europea, codice EU 2012-E319/12-ENER/12/TEN-E - SI2.661347, finalizzato a valutare i benefici legati all'aumento della capacità transfrontaliera, ed i conseguenti effetti su entrambi i sistemi. Alla luce della complessità della realizzazione della nuova linea 400 kV tra Lienz e Regione Veneto (IT) sono state valutate alternative di breve termine. Lo studio svolto si compone di:

- studi di rete: lo scopo degli Studi di Rete è stato quello di valutare i benefici del progetto e le possibili alternative alla soluzione 400kV;
- studi di fattibilità: lo scopo degli Studi di Fattibilità è stato quello di confrontare il corridoio di una nuova linea 400 kV con una rimozione di vincoli su asset 220 kV esistenti.

Gli esiti degli studi sono riflessi nel presente rapporto di avanzamento.

1.4. TABELLE DI SINTESI

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.

1.4.1. Ipotesi di sviluppo allo studio

1.4.1.1. Incremento della capacità di trasporto tra le sezioni Centro Sud – Centro Nord - Nord

Driver: Market efficiency, De-carbonisation

La crescente diffusione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili ed efficienti nel Sud e la conseguente riduzione di unità generatrici tradizionali in servizio permanente sul sistema per il soddisfacimento del bilancio, potrebbero portare a condizioni di instabilità di natura transitoria osservabili in determinate situazioni di rete, in tempo reale, e non facilmente prevedibili. Inoltre, la necessità di incrementare la capacità di scambio tra le zone di mercato Sud e Nord, allo studio nei piani precedenti, deve necessariamente tener in conto delle esigenze di conduzione in sicurezza e stabilità del sistema elettrico interconnesso.

In questo ambito sono stati sviluppati studi di dinamica sulla rete nazionale e in particolare sulla sezione critica Centro Sud-Centro Nord, focalizzate anche su particolari contingenze di rete di rilevanti direttrici AAT di collegamento, replicando situazioni registrate in tempo reale su scenari di transito previsionali che possono interessare gli scambi tra le zone di mercato.

La stabilità dinamica è intesa come l'attitudine del sistema di potenza di smorzare, in un dato punto di funzionamento, il propagarsi di oscillazioni elettromeccaniche che possono manifestarsi a causa di eventi perturbanti. In un sistema interconnesso e complesso, come quello italiano, le perturbazioni che possono verificarsi sono in gran parte disturbanti e di grande ampiezza. Per questi motivi, in fase di analisi sono state considerate contingenze autoestinguenti con un forte impatto sulla stabilità del sistema, in particolare nel regime transitorio. Infatti, la stabilità transitoria è comunemente riconosciuta come una componente fondamentale dell'affidabilità del sistema in regime transitorio, giustificando l'esigenza di condurre studi dettagliati e mirati per uno sviluppo adeguato del sistema.

Gli studi hanno evidenziato che il completamento del raddoppio della dorsale 380 kV adriatica con la realizzazione dell'elettrodotto 380 kV Foggia – Gissi (402-P) e la realizzazione del 380 kV Bisaccia – Deliceto (505-P), interventi già previsti in Piano di Sviluppo sulla sezione di mercato Sud-Centro Sud per incrementare il limite di transito e la produzione rinnovabile al Sud, possono portare un incremento non solo dei margini di stabilità statica ma anche di stabilità dinamica. Infatti, con questi interventi si sperimenta un incremento del margine di stabilità dinamico fino a valori pari a 3 volte quello attuale: l'incremento di transito sulla sezione critica in regime statico è del 30% mentre l'incremento in regime dinamico è del 21%.

Questi risultati in termini di miglioramento della stabilità di sistema, sono ancora più evidenti tenendo conto di altri interventi già previsti sul sistema elettrico, seppur con ben altre finalità, quali l'adozione di dispositivi di tipo FACTS (Flexible AC Transmission Systems) permette di aumentare la capacità di trasmissione sulle linee esistenti, il controllo indiretto sulle linee in parallelo a quella a cui afferiscono, l'aumento della stabilità transitoria e lo smorzamento delle oscillazioni del sistema.

Al fine di aumentare la capacità di transito sulle sezioni critiche e di mercato in esame e aumentare il margine di sicurezza dinamico, lo studio è stato esteso alla presenza di nuovi collegamenti in altissima tensione in corrente continua (High Voltage Direct Current – HVDC) di opportuna taglia. Si è ottenuto che questi dispositivi, connessi tra due nodi delle sezioni in esame, consentono di ottenere importanti benefici portando ad un incremento di transito pari al 65% in condizioni statiche e del 50% in condizioni dinamiche. Anche in termini di margine di stabilità transitoria si ha un incremento di circa tre volte rispetto al caso suindicato. In conclusione l'inserimento di connessioni HVDC, con una taglia di 1000 MW, tra Villanova (o Villavalle) e Fano (o Porto Tolle), consente di raggiungere un aumento di transito zonale di almeno 1.000 MW rispetto al limite attuale, non pregiudicando la stabilità del sistema.

In esito allo studio è stato previsto un nuovo intervento di sviluppo denominato “HVDC Centro Sud /Centro Nord”.

Non si esclude che ulteriori affinamenti degli studi già condotti, attraverso dispositivi di regolazione dei flussi di potenza e/o dynamic thermal ratings, non possano efficientare ulteriormente l'incremento del limite di transito tra le zone di mercato.

1.4.1.2. Interconnessione Italia – Austria in sinergia con le infrastrutture di trasporto

Driver: Market efficiency, De-carbonisation

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). La sicurezza di esercizio, attualmente vincolata da contingenze su porzioni di rete alla frontiera Slovenia, è anche garantita attraverso l'opportuno esercizio dei dispositivi di regolazione dei flussi di potenza installati nella stazione di Lienz (AT) e nella stazione di Greuth (AT).

Nonostante gli interventi previsti nel medio-lungo termine, la capacità di trasporto su tale frontiera si conferma carente e fortemente influenzata dai flussi di potenza nelle vicine sezioni Svizzera-Italia e Slovenia - Italia. Anche i differenziali di prezzo (registrati e previsti) con i mercati dell'energia dell'Austria e della Germania, indicano la frontiera Austriaca come potenzialmente la più competitiva su cui valutare un incremento della capacità di trasporto.

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).

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 per incrementare la capacità di trasporto e gli scambi di energia tra Italia e Austria, eventualmente valutando soluzioni tecnologiche in corrente continua.

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

Driver: Market efficiency, De-carbonisation

Al fine di massimizzare l'incremento di capacità di trasporto conseguibile attraverso l'integrazione nella RTN di progetti di interconnessione con l'estero sulle frontiere Austria e Slovenia, sono allo studio opportuni interventi di rinforzo della rete interna nell'area Nord-Est del Paese. In esito a tali studi, eventuali interventi di potenziamento della RTN potranno essere programmati in coordinamento con i TSO confinanti, anche in considerazione del percorso autorizzativo e dell'effettiva realizzabilità delle singole iniziative in progetto.

1.4.1.4. Riclassamento a 380 kV di direttrici 220 kV esistenti

Driver: Market efficiency, De-carbonisation

Nella ricerca di sinergie con infrastrutture esistenti e lo sfruttamento di corridoi energetici presenti sono allo studio attività finalizzate alla ricostruzione di linee a 220 kV al livello superiore di 380 kV.

Tali interventi, come ad esempio il riclassamento a 380 kV della direttrici 220 kV “Villavalle – Roma Nord”, “Dugale – Castegnaro – Stazione 1” e “Presenzano – Capriati – Popoli” verso S. Giacomo, consentirebbero di rimuovere alcune congestioni potenzialmente riscontrabili in scenari di lungo periodo, sfruttando infrastrutture esistenti ed evitando l'asservimento di nuove aree territoriali.

1.4.1.5. Razionalizzazione dei sistemi elettrici della Valchiavenna

Driver: Market efficiency, De-carbonisation, Sostenibilità

Nell'ambito del Comitato di Sorveglianza istituito presso il Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) per il monitoraggio della realizzazione delle attività di razionalizzazione correlate all'elettrodotto di interconnessione “San Fiorano–Robbia”, proseguono anche le attività di analisi di un elenco di

interventi di razionalizzazione della rete di trasmissione della Valchiavenna, potenzialmente interessata da una nuova linea di interconnessione a 380 kV con la Svizzera.

1.4.1.6. Riassetto rete AT a Sud di Belluno

Driver: Market efficiency, De-carbonisation

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.

1.4.1.7. Installazione di dispositivi di stabilizzazione dei profili di tensione

Driver: Security of supply, Market efficiency

Nel medio periodo lo sviluppo del parco produttivo in aree elettricamente distanti dal carico potrebbe determinare delle criticità dal punto di vista del dispacciamento economico e possibili violazioni delle condizioni di sicurezza del sistema elettrico, soprattutto per quanto riguarda i vincoli di stabilità della tensione. Queste nuove problematiche, tipiche delle analisi di sicurezza dinamica relative alla stabilità di tensione, vanno a sommarsi alle consuete necessità di controllo in condizioni di regime statico del profilo della tensione nelle ore di basso carico, dove i ridotti transiti e la riduzione della generazione tendono naturalmente ad incrementare la tensione sulla rete.

Al fine di far fronte a queste problematiche è allo studio la possibilità di utilizzare, ove ritenuto necessario, dei dispositivi di controllo rapidi della tensione quali STATCOM o SVC.

1.4.1.8. Direttrice AAT di collegamento fra le dorsali Adriatica e Tirrenica

Driver: Security of supply, Market efficiency

In relazione al possibile ulteriore incremento dei transiti in direzione da Sud a Nord, in particolare con riferimento alla sezione Centro Sud–Centro Nord è allo studio la possibilità di realizzare una nuova trasversale tra la costa adriatica. La soluzione allo studio sarà oggetto di approfondimenti qualora gli scenari analizzati trovino conferma negli orizzonti dei prossimi piani di sviluppo.

Nell'ambito di tali studi rientrano anche le valutazioni relative alla realizzazione di una nuova stazione di trasformazione in Molise, funzionale ad incrementare la magliatura tra la rete 150 kV e la rete 380 kV sfruttando gli asset in AAT esistenti nell'area di Termoli.

1.4.2. 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 (aggiornato al 23 Novembre 2017).

In particolare:

- le principali opere completate nel corso del 2017;
- 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 previsto¹;
- le principali opere in iter autorizzativo con procedimento avviato nel 2017 o negli anni precedenti al 2017 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.

Si rende necessario precisare che un intervento di sviluppo può essere composto da opere principali e da accessorie.

¹ Tali informazioni potranno subire variazioni alla luce della delibera 654/2015

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.

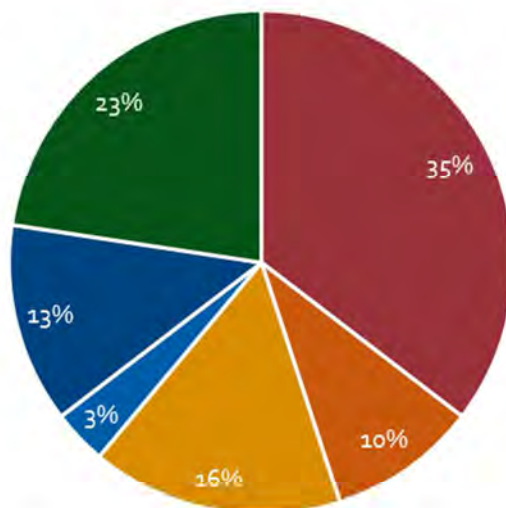
Pertanto, a seconda dello stato di avanzamento delle opere che lo compongono, uno stesso Intervento potrà essere richiamato in più tabelle. In relazione alle principali opere rappresentate nel Piano di Sviluppo, si riporta di seguito il monitoraggio delle stesse con riferimento al PdS 2018 che al PdS precedente (2017), utilizzando le seguenti milestone/fasi di avanzamento (come illustrato nell'Allegato 74 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

Di seguito viene riportata una sintesi:

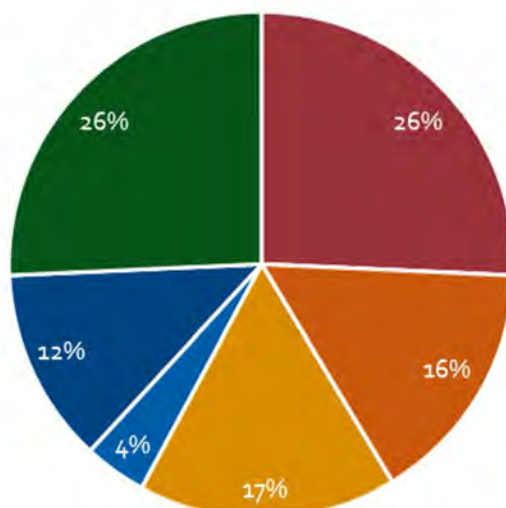
- dello stato di avanzamento delle opere del PdS, sia a livello complessivo (confronto PdS 2017 vs. PdS 2018) che per singola fase;
- dell'attività di monitoraggio dello stato degli interventi del PdS 2017 con avvio attività, avvio cantieri e completamento originariamente programmati per l'anno 2017, per i quali viene riportata anche la motivazione che ha comportato la necessità di una riprogrammazione temporale.

PdS 2017

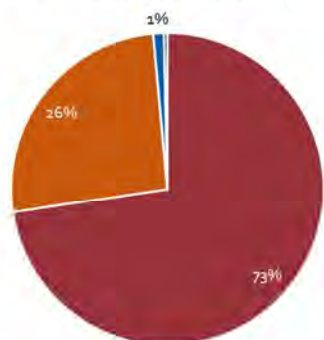


- F1 - Pianificazione
- F2 - Concertazione e/o prog.
- F3 - Autorizzazione
- F4 - Progettazione esecutiva
- F5 - Realizzazione
- Completata

PdS 2018

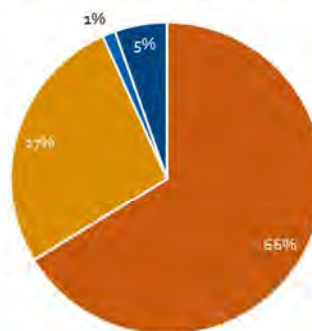


Avanzamento nel PdS18 delle opere in
F1 - Pianificazione nel PdS17



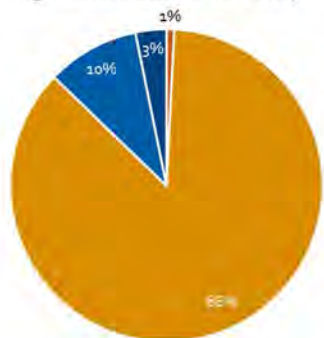
■ F1 - Pianificazione
■ F2 - Concertazione e/o prog.
■ F3 - Autorizzazione
■ F4 - Progettazione esecutiva
■ F5 - Realizzazione
■ Completata

Avanzamento nel PdS18 delle opere in
F2 - Concertaz. e/o progettaz. nel PdS17



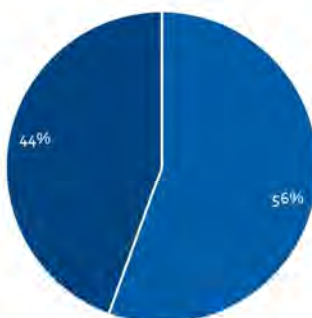
■ F1 - Pianificazione
■ F2 - Concertazione e/o prog.
■ F3 - Autorizzazione
■ F4 - Progettazione esecutiva
■ F5 - Realizzazione
■ Completata

Avanzamento nel PdS18 delle opere in
F3 - Autorizzazione nel PdS17



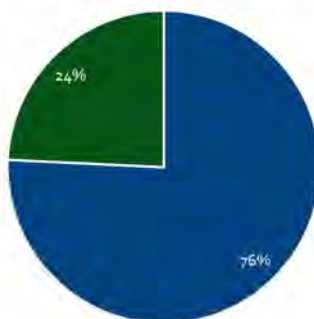
■ F1 - Pianificazione
■ F2 - Concertazione e/o prog.
■ F3 - Autorizzazione
■ F4 - Progettazione esecutiva
■ F5 - Realizzazione
■ Completata

Avanzamento nel PdS18 delle opere in
F4 - Prog. esecutiva nel PdS17

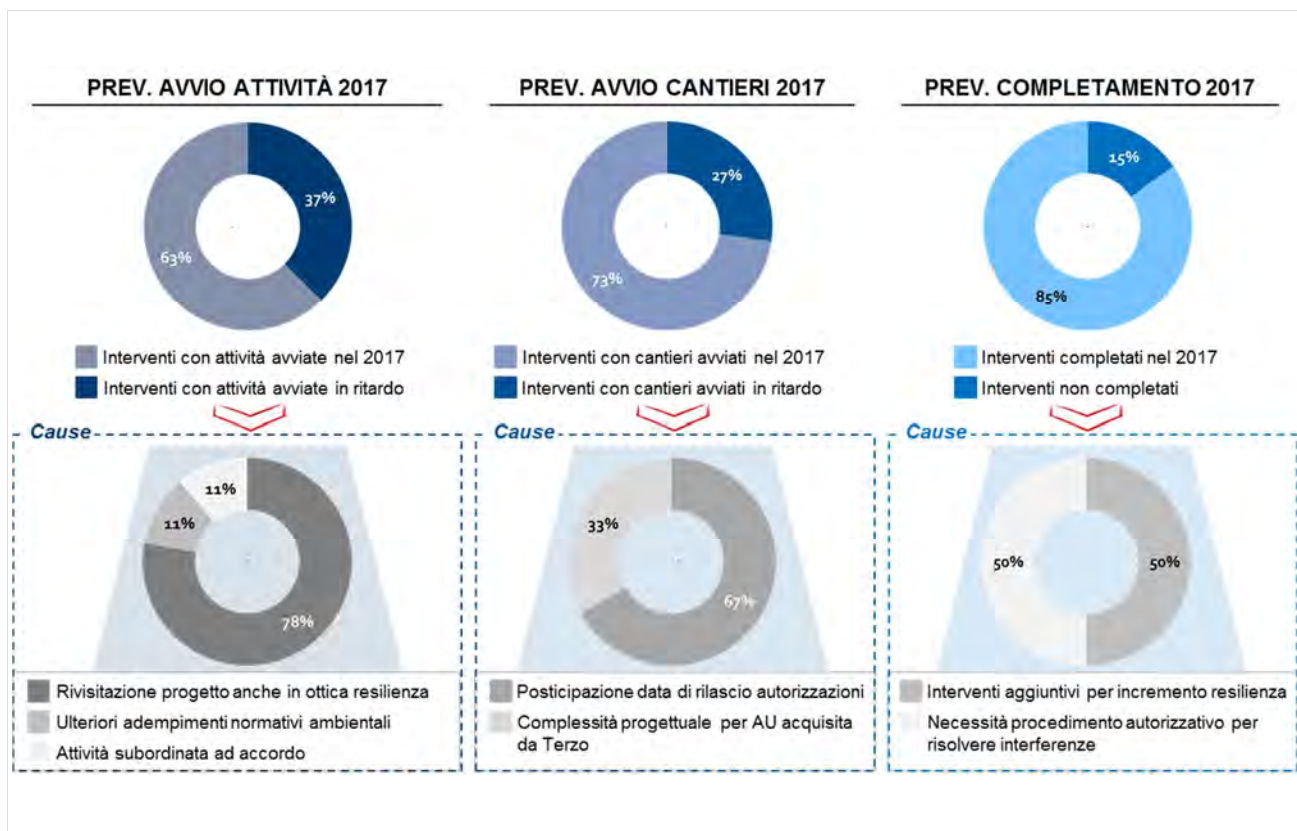


■ F1 - Pianificazione
■ F2 - Concertazione e/o prog.
■ F3 - Autorizzazione
■ F4 - Progettazione esecutiva
■ F5 - Realizzazione
■ Completata

Avanzamento nel PdS18 delle opere in
F5 - Realizzazione nel PdS17



■ F1 - Pianificazione
■ F2 - Concertazione e/o prog.
■ F3 - Autorizzazione
■ F4 - Progettazione esecutiva
■ F5 - Realizzazione
■ Completata



1.4.2.1.2. Opere di sviluppo ultimate nel corso del 2017

Nel corso del 2017 gli sforzi nell'implementazione degli interventi di sviluppo hanno portato alla realizzazione di nuovi impianti di trasmissione di significativa importanza per il funzionamento della rete.

In Tabella 1 sono riportati i nuovi impianti entrati in esercizio nel 2017.

Tabella 1 Principali interventi di sviluppo ultimati su elettrodotti e stazioni nel corso del 2017

Regione	Codice intervento	Codice di riferimento Dlb 579/17	Denominazione intervento	Denominazione opera	Stima pre-consuntivo [M€]
Campania	516-P	I-NPR1-2a	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Cavo 150kV Capri - Torre Centrale	63,8
		I-NPR1-2b		Stazione 150 kV Capri	18,2
		I-NPR1-2c		Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	0,9
Lombardia	115-P	I-NPR1-3b	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e stazione 220 kV di Musocco	Realizzazione cavo 220 kV Ricevitrice Nord/Gadio	14,7
Sicilia	608-P	I-NPR1-4a	Riassetto area metropolitana di Palermo	Ricostruzione stazione 150 kV Casuzze (nuova sez. 150 kV GIS)	25,8
		I-NPR1-4c		Ulteriori raccordi 150 kV a SE Casuzze	1,6
		I-NPR1-4d		Elettrodotto 150 kV Tommaso Natale-Pallavicino	7,6
		I-NPR1-4e		Rimozione limitazioni capacità di trasporto su direttrici 150 kV Caracoli - Bagheria - Casuzze	6,1
		I-NPR1-4f		Rimozione limitazioni capacità di trasporto su direttrici 150 kV Bellolampo - Casuzze	0,5
Friuli Venezia Giulia	207-P	I-NPR1-5a	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	80,7
		I-NPR1-5b		Stazione 380/220 kV Udine Sud	25,6
		I-NPR1-5c		Interventi in stazione Redipuglia	3,9
		I-NPR1-5d		Interventi in stazione Udine Ovest	1,7
		I-NPR1-5e		Variante elettrodotto 220 kV Udine Sud - Acciaierie Bertoli Safau	1,2
		I-NPR1-5f		Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	8,2
Abruzzo-Molise-Puglia	402-P	I-NPR1-6a	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	Elettrodotto 380 kV Villanova - Gissi	112,8
		I-NPR1-6b		Stazione 380 kV Villanova	43,4
		I-NPR1-6c		Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	6,8
Sicilia	603-P	I-NPR1-7a	Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	Stazione 380 kV Melilli	24,5
		I-NPR1-7b		Elettrodotto 380 kV "Melilli - Priolo"	24,0
		I-NPR1-7c		Stazione Melilli - installazione reattore	3,0
Lombardia	134-P	O-NPR1-1a	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica	Trasformazione in cavo interrato elettrodotto 220 kV Cedegolo - Taio nel tratto compreso tra Cedegolo e Sonico	61,9
		O-NPR1-1b		Dismissione linea 132 kV Cedegolo - Sonico e trasformazione in cavo interrato direttrice 132 kV tra CP S. Fiorano, Cedegolo	37,9
Campania	504-P	O-NPR1-2d	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Collegamento in classe 150 kV Castellammare - Sorrento der Vico	0,7
Campania	514-P	O-NPR1-3a	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Installazione reattore 220 kV SE Patria	2,5

Regione	Codice intervento	Codice di riferimento Dlb 579/17	Denominazione intervento	Denominazione opera	Stima pre-consuntivo [M€]
Veneto	227-P	O-NPR1-6a	Stazione 380 kV in Provincia di Treviso (Vedelago)	Rimozione limitazioni 132 kV Vellai - Caerano - Istrana - Scorzè	6,1
		O-NPR1-6b		Rimozione limitazioni 132 kV Dolo – Dolo CP - Scorzè	0,9
Sicilia	612-P	O-NPR1-7a	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania	Sost. cond. Viagrande - Giarre	1,3
Toscana-Abruzzo-Marche	432-P	O-NPR1-8a	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud – Centro Nord	Elettrodotto 132 kV CP Teramo - Cellino	1,3
Piemonte	8-P	O-NPR1-14a	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	Elettrodotto 380 kV Rondissone - Trino	9,3
Campania-Puglia	502-P	O-NPR1-17a	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento	Cavi 150 kV lato Benevento II	8,7
Toscana	314-P	O-NPR1-18a	Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia	Elettrodotto 132 kV Avenza-Massa Z.I.	4,2
		O-NPR1-18b		SE Avenza	0,4
Lazio	431-P	O-NPR1-19a	Installazione reattore SE Roma Sud	Installazione reattore SE Roma Sud	5,4
Veneto	219-P	O-NPR1-20a	Potenziamento rete AT Vicenza	Nuovo elettrodotto 132 kV "Vicenza MV – Vicenza VP"	11,9
		O-NPR1-20b		Raccordo linea 132 kV Sandrigo – Vicenza VP a Fusinieri SC e rimozione limitazioni	1,2
Lazio	404-P	-	Riaspetto area metropolitana di Roma	Elettrodotto 150 kV "Roma Nord – Monterotondo"	7,4
Campania	514-P	-	Riaspetto rete a 220 kV città di Napoli	Elettrodotto 220 kV "Poggioreale – Secondigliano"	18
Sicilia	501-P	-	Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi	Elettrodotto 150 kV "Villafranca SE – Villafranca CP"	2,2
Sardegna	711-P	-	Riaspetto rete AT area di Cagliari	Elettrodotto 150 kV "Gilla – Porto Canale"	4,6
Puglia	512-P	-	Stazione 380/150 kV di Palo del Colle	SE 380 kV Palo del Colle: realizzazione nuova sezione 150 kV-ATR 380/150 kV e raccordi 150 kV Modugno – Bitonto	28
Lazio	418-P	-	Riaspetto rete AT Roma Sud/Latina/Garigliano	Nuovo raccordo 150 kV tra SE Aprilia e l'elettrodotto "S. Rita–Campo di Carne"	1,8
Piemonte	14-P	-	Elettrodotto "Magliano Alpi - Fossano" e scrocio Murazzo	Scrocio Murazzo	0,3

1.4.2.1.3. 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 2017 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 ²	Data ottenimento autorizz.ne	Data prevista entrata in es.
			(rif. procedimento EL-n)		
Piemonte	3-P	Interconnessione HVDC Italia – Francia	Interconnessione in cavo HVDC denominata Piemonte-Savoia (EL-177)	Apr-11	2019
			Varianti: 239/EL-177/141/2011-VL1 239/EL-177/141/2011-VL2	Apr-16	2019
Piemonte	6-P	Razionalizzazione 220/132 kV Provincia di Torino	Riassetto degli ingressi delle linee a 220 kV alla S.E. Pianezza T.217 "Pianezza – Moncalieri", T.231 "Pianezza – Piossasco", T.233 "Pianezza – Pellerina", T.254 "Pianezza – Torino Nord"	Ott-16	2023
			Razionalizzazione Rete Elettrica 220 kV della città di Torino - Realizzazione della tratta in cavo interrato a 220 kV del nuovo collegamento T.213 "Pianezza - Grugliasco" e dei nuovi tratti delle linee aeree a 220 kV in ingresso alla S.E. Pianezza T.216 "Rosone - Pianezza" e T.231 "Piossasco - Pianezza"	Nov-17	2023
Liguria	10-P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova (Ex Razionalizzazione 132 kV Genova)	Realizzazione linee in cavo a 132 kV T.094 "S.E. Erzelli – Genova Termica" e T.891 "CAE (Iren) – Genova Termica" (EL-350)	Nov-16	2018
Lombardia	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Nuova stazione 220/132 kV di Agnosine ed opere connesse (EL-274)	Mag-14	2025
Lombardia	115-P	Razionalizzazione 220 kV città di Milano e Stazione di Musocco	Elettrodotto in cavo 220 kV - Gadio-Ricevitrice Ovest (EL-276)	Mar-14	2019

² Sono altresì presenti interventi di sviluppo sulla rete 150 kV in Sicilia, che seguono l'iter autorizzativo secondo il Decreto Legislativo 2 agosto 2007, n.140

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 ²	Data ottenimento autorizz.ne	Data prevista entrata in es.
			(rif. procedimento EL-n)		
			Elettrodotto in cavo 220 kV P. Venezia-PortaVolta (EL-276)	Mar-14	2020
Lombardia	109-P	Elettrodotto 132 kV Bergamo – Bas	Nuovo collegamento in cavo 132 kV Malpensata – Bergamo BAS (EL-255)	Mar-14	2018
Lombardia	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	Razionalizzazione RTN a 220 kV e 132 kV nell'area di Tavazzano T.035 - 221 - 223 - 576 - 590 / 591 (EL-204)	Nov-12	2021 ³
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	Elettrodotto in cavo 132 kV C.P. Sacca Serenella – C.P. Cavallino (EL-106)	Ago-09	2018
			Elettrodotto in cavo 132 kV Fusina – Sacca Fisola (EL-106)	Ago-09	2018
Veneto	224-P	Potenziamento della rete AT a nord di Schio	Potenziamento a 132 kV dell'elettrodotto Schio-Arsiero (EL-317)	Giu-15	2019
Veneto	214-P	Elettrodotto 132 kV Area Nord Ovest di Padova (Ex Razionalizzazione 220 kV Area a Nord Ovest di Padova)	Elettrodotti in cavo interrato 132 kV "CP Bassanello - CP Brentelle" e "CP Brentelle - CP Altichiero" 239/EL-333/238/2016	Mag-16	2019
Trentino Alto Adige	236-P	Stazione 220 kV Cardano	Autorizzazione provinciale per i raccordi e DIA ex d.l. 239/03 per installazione 2° ATR 220/132 kV	Giu - 2016	2019
Trentino Alto Adige	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vizze (IT) – Steinach (AT)	Stazione elettrica 132/110 kV di Brennero e raccordi aerei alla linea 132 kV Prati di Vizze – Confine di Stato (Autorizzazione della Provincia di Bolzano)	Feb - 2016	2018
Emilia Romagna	336-P	Stazione 132 kV nel Ravennate	Invio Istanza di Variante Localizzativa autorizzativa in riduzione della SE di Ravenna ZI (EL - 180)	Apr-2016	2018

³ Riferita all'ultima opera pianificata

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 ²	Data ottenimento autorizz.ne	Data prevista entrata in es.
			(rif. procedimento EL-n)		
Toscana	311-P	Elettrodotto 132 kV "Grosseto FS – Orbetello FS"	Raccordi a 132 kV della linea Piancastagnaio 2 - Acquapendente der. Piancastagnaio alla Centrale Piancastagnaio 3 (EL-320)	Ott-2015	2021
Abruzzo	401-P	Interconnessione Italia - Montenegro	Interconnessione in corrente continua HVDC Italia - Montenegro ed opere accessorie (EL-189) comprese opere lato Montenegro	Lug-11	2019
Abruzzo	417-P	Stazione 150 kV Celano	Nuova SE a 150 kV di Celano e relativi raccordi alla RTN (EL-239)	Gen-14	2021
Molise	405-P	Elettrodotto 150 kV Portocannone - S. Salvo Z.I. e nuovo smistamento	Nuova SE 150 kV San Salvo smistamento e relativi raccordi in entra-esce alla linea Gissi - Montecilfone e potenziamento della linea 150 kV di connessione alla CP San Salvo (EL-252)	Ott-14	2019
Lazio	404-P	Riassetto Area Metropolitana di Roma	Interramento elettrodotti in cavo 150 kV Roma Sud - Laurentina 1 e Roma Sud - Laurentina 2 cd Vitinia/Valleranello (EL-266)	Dic-14	2019
Campania/Puglia	502-P	Elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento II"	Potenziamento del collegamento 380 kV "Benevento II – Foggia" (per assetto definitivo)	Giu-11	2019
Campania	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	SE 220/150 kV di Scafati e raccordi aerei in semplice terna alle linee in ST 220 kV CP Torre nord - CP San Valentino e in DT 150 kV CP San Giuseppe Vesuviano - CP Scafati (EL-280)	Mag-14	2019
Campania	514-P	Riassetto e potenziamento rete città di Napoli	Nuovo elettrodotto in cavo interrato a 220 kV "Napoli Direzionale - S.E. Napoli Levante" e ricostruzione con potenziamento dell'elettrodotto in cavo a 220 kV "Napoli Direzionale - S.E. Castelluccia" (EL-197)	Mar-14	2018
			Raccordo misto aereo/cavo a 220kv della s.e. Castelluccia all'esistente elettrodotto "Napoli Levante-Casoria" e opere connesse 239/EL-342/237/2016	Giu-16	2018
Campania	516-P	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Interconnessione 150 kV Nuova SE Sorrento - SE Capri (EL-269)	Set-15	2019

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 ²	Data ottenimento autorizz.ne	Data prevista entrata in es.
			(rif. procedimento EL-n)		
Puglia	512-P	Stazione 380/150 kV di Palo del Colle	SE 380 kV Palo del Colle: realizzazione nuova sezione 150 kV e raccordi a 150 kV alla linea 150 kV Bitonto – Modugno e nuovo el. in cavo 150 kV Palo del Colle – Bari Termica (EL-133)	Nov-13	2019
Basilicata	520-P	Interventi sulla rete AT per raccolta di produzione rinnovabile in Basilicata	Rifacimento elettrodotti 150 kV Matera-Grottole, Grottole-Salandra cd Salandra FS e Salandra -San Mauro Forte (EL-163/2009)	Apr-15	2023
Calabria/ Basilicata	509-P	Riassetto rete Nord Calabria	Realizzazione SE 220 kV Rotonda	Mag-10	2017/ 2018
Sicilia	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa	Raccordi in cavo interrato 380 kV tra le SE di Priolo, Gargallo e Melilli ed opere connesse (EL-165)	Gen-11	2017
Sicilia	608-P	Riassetto area metropolitana di Palermo	Raccordi SE Casuzze in e-e a elettrodotto 150 kV Ciminna – Mulini (Autorizzato con DLgs. 140/07)	Ott-15	2018
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV S.Teresa - Buddusò	Stazione Elettrica 150 kV Santa Teresa ed opere connesse (EL-297)	Mag-14	2020
Sardegna	711-P	Riassetto rete 150 kV area Cagliari	Elettrodotto a 150 kV in cavo interrato tra la CP di Quartu e la CP di Quartucciu (EL-304)	Set-15	2019
Basilicata	523-P	Elettrodotto 150 kV Castrocuoco C.le e Maratea	Realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la c.le di Castrocuoco e la stazione elettrica di Maratea	Ago-17	2020
Emilia Romagna	323-P	Rete AT area di Modena	Nuovo collegamento 132 kV Modena N. - Modena E. - Modena Crocetta (EL-250)	Ott-17	2019
Campania /Puglia	505-P	"Bisaccia – Deliceto"	Nuovo collegamento 380 kV tra le stazioni di Bisaccia e Deliceto	Apr-17	2022

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 ²	Data ottenimento autorizz.ne	Data prevista entrata in es.
			(rif. procedimento EL-n)		
Campania	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Nuova SE 220 kV Fuorigrotta e collegamenti 220 kV in cavo interrato alle esistenti Cabine Primarie di Astroni, Fuorigrotta e Napoli Centro (EL-288)	Nov-17	2022
Campania/ Puglia	502-P	El 380 kV Foggia – Benevento II	Raccordi aerei 150 kV alla SE 380/150 kV di Benevento III RTN (EL-290)	GIU 17	2018
Toscana	308-P	Riassetto rete area Livorno	Realizzazione della nuova stazione 132 kV di Collesalveti e relativi raccordi 132 kV	Mar-17	2020
Toscana	317-P	Rete metropolitana Firenze	Raccordo in cavo CP Sesto Fiorentino (rif. EL-347)	Lug 17	2019
Lombardia	106-P	Elettrodotto 220 kV Glorenza - Tirano -der. Premadio	Interramento parziale della linea a 220 kV T.225 "Glorenza - Tirano der. Premadio" e delle linee a 220 kV Lo1 "Premadio - Ric.Sud Milano" e Lo3 "Premadio - Grosio" (EL-349)	Giu-17	2022
Friuli Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto a 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Elettrodotto 220 kV Udine Sud - Safau	Nov-17	2020
Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Variante nel comune di Gudo Visconti (MI) dell'elettrodotto aereo a 380 kV T.383 in semplice terna S.E. di Baggio - S.E. di Pieve Albignola (EL 345)	Lug-17	2019
Lazio	418-P	Riassetto rete AT Roma Sud/Latina/Garigliano	Ampliamento della sezione 380 kV nella SE RTN di "Aprilia 380" e nuovi collegamenti in cavo interrato 150 kV e 20 kV alla vicina SE RTN di "Aprilia 150" (EL-337)	Dic-17	2021
Sardegna	715-P	Stazione a 150 kV di Selegas	Nuova stazione di smistamento in corrispondenza dell'incrocio delle direttrici "Goni – S-Miali" e "Villasor - Nurri"(EL-301)	Dic-17	2022
Sardegna	716-P	Stazione a 150 kV di Nuraminis	Nuova stazione di smistamento in entra-esce alla linea a 150 kV Villasor – Nurri (EL-298)	Dic-17	2022

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 ²	Data ottenimento autorizz.ne	Data prevista entrata in es.
			(rif. procedimento EL-n)		
Toscana	317-P	Rete metropolitana Firenze	Elettrodotto a 132 kV "Calenzano – Sesto Fiorentino" der. Unicem n°400	Lug17	2022

1.4.2.1.4. 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 2017 e quelle il cui iter autorizzativo è stato avviato negli anni precedenti al 2017.

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 2016 e negli anni precedenti

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio Iter (M€)
Piemonte	6-P	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino	Realizzazione della tratta in cavo interrato a 220 kV del nuovo collegamento T.213 "Pianezza - Grugliasco" e dei nuovi tratti delle linee aeree a 220 kV in ingresso alla S.E. Pianezza T.216 "Rosone - Pianezza" e T.231 "Piossasco - Pianezza" (EL-353)	Feb-2016	26,2
Piemonte	14-P	Elettrodotto 132 kV "Magliano Alpi – Fossano" e scrocio di Murazzo	Elettrodotto 132 kV "Magliano Alpi – Fossano" (EL-322)	Dic-13	9
Piemonte/Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Variante 220 kV "Ponte-Verampio" (Razionalizzazione rete AT Val Formazza) (EL-275)	Set-11	76,8
Lombardia	127-P	Stazione 380 kV Mese	Nuova SE 380/220/132 kV di Mese e dei raccordi alla rete limitrofa (EL-332)	Giu-14	35
Lombardia	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	Riqualficazione a 380 kV dell'elettrodotto aereo "Cassano – Ric.Ovest Brescia" nella tratta compresa tra le città di Cassano d'Adda e Chiari ed opere connesse (EL-326)	Dic-13	49,3
Lombardia	113-P	Razionalizzazione provincia di Lodi	Razionalizzazione della rete AT in provincia di Lodi – Lotto 3 (EL-282)	Feb-12	25,8
Lombardia	119-P	Razionalizzazione 132 kV Cremona	Razionalizzazione 132 kV Cremona – Riassetto delle linee a 132 kV T.657 "Pessina - FS Cremona", T.181 "Pessina - Canneto sull'Oglio", T.184 "Asola - Canneto sull'Oglio" (EL-348)	Lug-15	9,8

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio Iter (M€)
Lombardia	126-P	Stazione 380 kV Magenta	Nuova sezione 380kV della S.E. Magenta, con associati nuovi raccordi alla linea 380kV Turbigo-Baggio e interramento parziale della rete a 132 kV. (EL-361)	Gen-16	33,9
Lombardia	8-P	Rimozioni limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	Variante nel comune di Chignolo Po (PV) dell'Elettrodotto aereo a 380 kV in semplice terna S.E. di Lacchiarella - Chignolo Po T.374 (EL-359)	Gen-16	115
Veneto	237-P	Stazione 220 kV Schio	SE 220/132 kV Malo e relativi raccordi (EL-325)	Dic-13	14,2
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete media valle del Piave	Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave - EL-251	Ago-11	37,9
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Dic-2016	183
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	5,1
Emilia Romagna	320-P	Razionalizzazione rete 132 kV area di Reggio-Emilia	Razionalizzazione rete 132 kV di Reggio Emilia (EL-278) ⁴	Dic-11	30
Emilia Romagna	307-P	Elettrodotto 220 kV Colunga-Este	Riassetto della rete 132 kV tra Colunga e Ferrara (EL-240)	Dic-10 (Decreto VIA emesso il 28/07/2016)	7,8
Emilia Romagna/Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga	SE Vaiano 380/132 kV e raccordi alla linea 380 kV Bargi – Calenzano (EL-323)	Dic-13	33,2
			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	65,2

⁴ Passaggio da VIA regionale a VIA nazionale

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio Iter (M€)
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	24
Toscana	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	Realizzazione cavo marino 132 kV Portoferraio – Colmata (EL-219)	Lug-10	86,3
Umbria	421-P	Razionalizzazione rete AT in Umbria	Elettrodotto 220 kV "Pietrafitta - Villavalle" (EL-314)	Mar-13	2,8
Umbria	421-P	Razionalizzazione rete AT in Umbria	Elettrodotto 220 kV "Villavalle" – Spoleto" Variante di tracciato (EL-344)	Mar-14	1,3
			Nuovo elettrodotto RTN 150 kV Cappuccini-Camerino e connessa variante all'elettrodotto Cappuccini-Preci tra il sostegno n.83 ed il portale della SE di Cappuccini (EL-306)	Nov-12	4,8
Molise	414-P	Stazione 380 kV Rotello	Elettrodotto aereo a 150 kV in semplice terna "SE Rotello – Rotello smistamento"(EL-321)	Dic-13	0,8
Abruzzo/Molise/Puglia	402-P	Elettrodotto 380 kV "Foggia – Villanova"	Elettrodotto aereo 380 kV in doppia terna "Gissi – Larino – Foggia" ed opere connesse (EL-285)	Lug-12	80
Lazio	419-P	Riassetto rete Roma Ovest -Roma Sud Ovest	Nuovo elettrodotto in cavo interrato 150 kV "CP Porto – CP Fiumicino" (EL-346)	Feb-15	6,5
Lazio	404-P	Riassetto area metropolitana di Roma	Realizzazione SE 380 kV di Roma Sud-Ovest (EL-223)	Lug-10	42,7
Lazio	404-P	Riassetto area metropolitana di Roma	Realizzazione SE 380 kV di Flaminia ed elettrodotto 380 kV Roma Nord - Flaminia - Roma Ovest (EL-230)	Nov-10	85

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio iter (M€)
Lazio	416-P	Stazione 380 kV Toscana	Raccordo aereo a 150 kV in doppia terna della linea 150 kV Canino - Arlena alla SE Toscana (EL-310)	Giu-13	2,9
Lazio	409-P	Potenziamento rete AT Terni - Roma	Ricostruzione e potenziamento dell'elettrodotto in singola terna 150 kV tipo misto denominato Nazzano-Fiano e conseguenti demolizioni dell'esistente elettrodotto (EL-286)	Lug-12	4,4
Lazio	408-P	Sviluppi di rete nell'area di Cassino	Nuova SE 150 kV di Pontecorvo e relativi raccordi e nuovo elettrodotto a 150 kV SE Pontecorvo - Cassino smist. (EL-271)	Feb-12	7,3
Campania	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Interconnessione a 150 kV Sorrento - Vico Equense - Agerola - Lettere (EL-307)	Dic-12	17
Campania	506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino - Avellino Nord - Benevento II	Realizzazione elettrodotto 380 kV Avellino Nord - Montecorvino (EL-209)	Apr-10	104,8
Campania	518-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania	Potenziamento elettrodotto 150 kV Campagna-Montecorvino - 2^ fase (EL-263)	Set-11	9,1
			Potenziamento elettrodotto AT 150 kV singola terna Buccino - Contursi (EL-174)	Set-09	1,7
Campania	510-P	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile nel Sud	Stazione elettrica 220/150 kV di Montesano e raccordi aereo/cavo per la connessione alla RTN (EL-351)	Set-15	9,6
Campania/Puglia	505-P	Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento	Nuovo elettrodotto a 380 kV tra la SE di Deliceto (FG) e la SE 380 kV di Bisaccia (AV) e opere connesse (EL-267)	Nov-11	17,1
			Nuovo elettrodotto a 150 kV doppia terna SE Troia - SE Roseto/Alberona (EL-233)	Dic - 2010	5,6

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio Iter (M€)
			Nuovo elettrodotto a 150 kV doppia terna SE Troia - SE Celle San Vito/Faeto (EL-224)	Ago-10	3,7
			Elettrodotto aereo 150 kV doppia terna SE Troia - CP Troia - SE Troia /EOS1 ed opere connesse (EL-291)	Lug - 12	4
Puglia	510-P	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud	Raccordi aerei a 150 kV in doppia terna dall'esistente elettrodotto "CP Palagiano - CP Gioia del Colle" alla Stazione Elettrica di Castellaneta (TA) (EL-335)	Giu-14	4,8
Puglia	512-P	Stazione 380/150 kV di Palo del Colle	Elettrodotto 150 kV Corato - Bari Ind. 2 (EL-151) e realizzazione SE 150 kV Bari Termica (DIA MiSE giu-2014)	Apr-09	6,1
Basilicata	520-P	Interventi sulla rete AT per raccolta di produzione rinnovabile in Basilicata	Potenziamento elettrodotto 150 kV Acquaviva delle Fonti – Matera (EL-218)	Lug-10	2,8
Calabria	509-P	Riaspetto rete nord Calabria	Elettrodotto a 150 kV in semplice terna "CP Feroletto - Soveria Mannelli" - Variante in cavo interrato in ingresso alla SE di Feroletto (EL-338)	Lug-14	3,6
			Razionalizzazione rete AT nel comune di Castrovillari (EL-260)	Lug-11	4
			Nuovo elettrodotto a 380 kV tra la linea esistente Laino - Rossano 1 e l'esistente Stazione Elettrica di Altomonte (EL-190)	Dic-09	3,8
Sicilia	616-P	Stazione 380 kV di Vizzini (ex SE Mineo)	Nuova stazione elettrica 380/150 kV di Vizzini (ex SE Mineo), raccordi aerei 380 e 150 kV alla RTN ed opere connesse (EL-316)	Dic-12	27,1
Sicilia	602-P	Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi - Ciminna	Realizzazione nuovo collegamento 380 kV tra le SE di Chiaramonte Gulfi e Ciminna (EL-279)	Dic-11	163,3

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio Iter (M€)
Sicilia	501-P	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi"	Nuovo collegamento 150 kV "SE Villafranca – CP Villafranca" (RS-003)	Nov-13	1,3
Sicilia	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo	Realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV tra la SE di Paternò e la nuova SE a 380 kV di Priolo (EL-227)	Ott-10	43,7
			Elettrodotto 150 kV Augusta – Augusta 2	Ott-11	6,3
			Cavo 150kV SE Melilli - Priolo CP e demolizioni degli elettrodotti 150kV aerei "S.E. Melilli - C.P. Priolo" e "S.E. Melilli - Priolo Sez."	Apr-14	6,1
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV S. Teresa – Buddusò	Elettrodotto 150 kV "Santa Teresa – Tempio – Buddusò" e nuove stazioni 150 kV di Tempio e Buddusò e relativi raccordi (EL-327)	Ott-14	35,7
Piemonte	-	Nuova Stazione Saluzzo	Stazione 220 KV Sedamyl e relativi raccordi all'elettrodotto 132 kV CP Saluzzo – CP Savigliano	Mag-17	6
Toscana	308-P	Riassetto area di Livorno	Nuovo raccordo in cavo Livorno Est	Mag-17	1,8
Liguria	10-P	Rafforzi 132kV area metropolitana di Genova	Elettrodotto 132 kV Molassana – Borgoratti (EL-380)	Lug-17	3,4
Piemonte	6-P	Razionalizzazione rete 220 kV città di Torino	Nuovo Raccordo aereo linea 132 kV Rosone – Torino SudOvest/Balangero (EL-381)	Giu-17	4,3
Lombardia	108-P	Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo	Rifacimento linea La Casella – Broni – Arena PO (EL-382)	Giu-17	4,8

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio Iter (M€)
Basilicata	510-P	Stazione 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel SUD	Raccordi 150 kV tra SE Melfi e la linea CP Melfi e Melfi Fiati	Giu-17	7,4
Toscana	317-P	Rete Metropolitana di Firenze	Riassetto rete AT area metropolitana di Firenze	Lug-17	14
Sicilia	613-P	Interventi sulla rete AT di Ragusa	Rimozione derivazione rigida SE Ragusa e la CP Modica	Giu-17	1,7
Campania	504-P	Riassetto rete AT Penisola Sorrentina	Connessione 150 kV Fincantieri e CP Castellammare	Ago-17	2,8
Campania	504 P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	150 kV CP Solofra-CP Mercato di San Severino-CP Baronissi	Set-17	18,5

1.4.2.1.5. 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
Veneto	215-P	Riassetto Alto Bellunese
Emilia Romagna	319-P	Anello 132 kV Riccione – Rimini
Emilia Romagna	337-P	Rete 132 kV tra Romagna e Toscana
Emilia Romagna	320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia
Abruzzo	420-P	Riassetto rete Teramo - Pescara
Campania	506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II (tratto Avellino Nord - Benevento II)
Sicilia	604-P 619-P	Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 – Villafranca
Sardegna	301-P	Interconnessione Sardegna - Corsica – Italia (SA-CO.I 3)

1.5. SCHEDE DEGLI INTERVENTI DEI PIANI DI SVILUPPO PRECEDENTI

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

Nord – Ovest (Valle d’Aosta, Piemonte e Liguria);
 Nord (Lombardia);
 Nord – Est (Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia);
 Centro – Nord (Emilia Romagna e Toscana);
 Centro (Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e Molise);
 Sud (Campania, Puglia, Basilicata e Calabria);
 Sicilia;
 Sardegna.

Per ogni area geografica è inoltre presente una sintesi dei bilanci energetici regionali e dello stato della rete.

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

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

In continuità con l’edizione di Piano precedente sono state predisposte delle schede per ogni intervento di sviluppo previsto.

La Tabella 5 presenta la lista degli interventi di sviluppo pianificati nei Piani precedenti al PdS 2018, indicando i driver di Piano (finalità) associati a ciascuno di essi.

Tabella 5 Driver di Piano associati agli interventi pianificati nei Piani di Sviluppo precedenti

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Nord	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia		●	●	
Nord	108-P	Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo		●		
Nord	109-P	Elettrodotto 132 kV Bergamo – Bas		●		●
Nord Ovest	10-P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova (Ex Razionalizzazione 132 kV Genova)		●		●
Nord	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi		●		●
Nord	114-P	Riassetto rete 132 kV Brescia		●		●
Nord	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco		●		●
Nord	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	●	●		●
Nord	119-P	Razionalizzazione 132 kV Cremona		●		
Nord	126-P	Stazione 380 kV Magenta		●		●
Nord	127-P	Stazione 380 kV Mese	●	●		●
Nord	130-P	Stazione 220 kV Vaiano Valle		●	●	
Nord	137-P	Stazione 380 kV Bovisio		●		
Nord	138-P	Stazione 380 kV Brugherio		●		
Nord Ovest	13-P	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella	●	●		●
Nord	142-P	Stazione 380 kV Tavazzano		●		
Nord	143-P	Stazione 380 kV Turbigo		●		
Nord	144-P	Stazione 380 kV S.Rocco		●		
Nord	145-P	Stazione 220 kV Grosotto		●		
Nord	147-P	Rete 132 kV Verderio - Ciserano		●		
Nord	149-P	Elettrodotto 132 kV Cedrate - Casorate		●		
Nord Ovest	14-P	Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi – Fossano e scroscio di Murazzo		●		●
Nord	151-P	Elettrodotto 132 kV tra le stazioni di Stazzona e Verderio	●	●		●

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Nord Ovest	15-P	Elettrodotto 132 kV "Imperia - S. Remo"		●		
Nord Ovest	18-P	Rete Sud Torino		●		
Nord Ovest	19-P	Rete Cuneo - Savona		●		
Nord Ovest	24-P	Stazione 220 kV Novara Sud		●		
Nord Ovest	26-P	Stazione 220 kV San Colombano		●		●
Sardegna / Centro Nord	301-P	Sviluppo interconnessione Sardegna – Corsica – Italia		●	●	●
Nord Ovest	3-P	Interconnessione Italia-Francia	●	●	●	●
Nord Ovest	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate		●		●
Nord Ovest	6-P	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino		●		●
Sardegna	706-P	Elettrodotto 150 kV Fiumesanto – Porto Torres	●	●		●
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò	●	●		●
Sardegna	708-P	Nuovo elettrodotto 150 kV Selargius – Goni	●	●		●
Sardegna	710-P	Potenziamento rete AT in Gallura		●		
Sardegna	711-P	Riassetto rete AT area di Cagliari		●		●
Sardegna	704-P	Elettrodotto 150 kV Taloro - Goni		●		●
Sardegna	715-P	Stazione 150 kV Selegas		●		
Sardegna	716-P	Stazione 150 kV Nuraminis		●		
Nord Ovest	7-P	Sviluppi rete nelle province di Asti ed Alessandria		●		
Nord Ovest	8-P	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	●	●	●	●
Nord Ovest	1-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●	●	●	●
Nord Ovest	2-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Francia sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●	●	●	●
Nord Ovest	23-P	Rete 132 kV provincia di Aosta		●		
Nord	152-P	Stazione 220 kV Tirano		●		
Nord	153-P	Riassetto rete 132 kV area Rho		●		

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Nord	106-P	Elettrodotto 220 kV Glorenza – Tirano – der.Premadio	●	●	●	●
Nord	110-P	Riassetto rete AT tra Lodi e Piacenza		●		
Nord Est	203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova		●	●	●
Nord Est	204-P	Elettrodotto 380 kV Italia-Austria	●		●	
Nord Est	206-P	Stazione 380 kV di Volpago		●	●	●
Nord Est	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia		●	●	●
Nord Est	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vizzi - Steinach	●		●	●
Nord Est	210-P	Elettrodotto 132 kV Redipuglia - Duino		●		
Nord Est	213-P	Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone		●		
Nord Est	214-P	Elettrodotto 132 kV area nord ovest Padova		●		●
Nord Est	215-P	Riassetto rete alto Bellunese	●	●		●
Nord Est	216-P	Razionalizzazione rete media valle del Piave	●	●		●
Nord Est	218-P	Potenziamento rete AT Padova		●		
Nord Est	220-P	Razionalizzazione rete AT nell'area di S.Massenza	●	●		
Nord Est	221-P	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud		●		
Nord Est	222-P	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	●	●		●
Nord Est	224-P	Potenziamento rete AT a nord di Schio		●		●
Nord Est	225-P	Potenziamento rete AT area Rovigo		●		
Nord Est	227-P	Stazione 380 kV in provincia di Treviso (Vedelago)		●		●
Nord Est	229-P	Stazione 380 kV Sandrigo		●		
Nord Est	235-P	Stazione 220 kV Ala		●		
Nord Est	236-P	Stazione 220 kV Cardano	●	●		●
Nord Est	237-P	Stazione 220 kV di Schio		●		●
Nord Est	238-P	Stazione 220 kV Glorenza	●	●		●

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Nord Est	239-P	Stazione 380 kV Dugale		●		
Nord Est	240-P	Stazione Bressanone	●	●		●
Nord Est	241-P	Stazione 132 kV Nove		●		
Nord Est	244-P	Elettrodotto 132 kV Castelfranco - Tombolo (ex elettrodotto 132 kV Castelfranco-Castelfranco Sud)		●		
Nord Est	245-P	Direttrice 132 kV Terme di Brennero - Bolzano FS - Mori	●	●		●
Nord Est	246-P	Direttrice 132 kV Opicina FS-Redipuglia			●	
Centro Nord	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano	●	●	●	●
Centro Nord	305-P	Rete AT di Arezzo		●		
Centro Nord	306-P	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca		●	●	
Centro Nord	307-P	Elettrodotto 220 kV Colunga - Este		●		
Centro Nord	308-P	Riassetto rete area Livorno		●	●	
Centro Nord	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente		●	●	●
Centro Nord	310-P	Elettrodotto 132 kV Borgonovo – Salsominore – Borgotaro	●	●		
Centro Nord	311-P	Elettrodotto 132 kV Grosseto FS – Orbetello FS	●	●		
Centro Nord	312-P	Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza – Farinello – Larderello	●	●		●
Centro Nord	313-P	Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – Larderello	●	●		●
Centro Nord	314-P	Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia		●		
Centro Nord	317-P	Rete metropolitana di Firenze		●		●
Centro Nord	318-P	Riassetto di Ferrara		●		
Centro Nord	319-P	Anello 132 kV Riccione - Rimini		●		●
Centro Nord	320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia		●		
Centro Nord	321-P	Rete area Forlì/Cesena		●		
Centro Nord	322-P	Rete Nord – Ovest Emilia		●		
Centro Nord	323-P	Rete AT area di Modena		●		

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Centro Nord	326-P	Riassetto rete AT a Nord di Bologna		●		●
Centro Nord	327-P	Elettrodotto 132 kV Laguna - Faenza		●		
Centro Nord	333-P	Stazione 380 kV Colunga		●		
Centro Nord	335-P	Stazione 220 kV Avenza		●		
Centro Nord	336-P	Stazione 132 kV nel Ravennate		●		
Centro Nord	337-P	Rete 132 kV tra Romagna e Toscana		●		
Centro Nord	338-P	Stazione 380 kV a nord di Grosseto		●		
Centro Nord	339-P	Direttrice 132 kV Talamello-Subbiano all.		●		
Centro Nord	340-P	Direttrice 132 kV Pian della Speranza-Subbiano all.		●		
Centro Nord	341-P	Direttrice 132 kV Pontremoli FS-Borgotaro FS-Berceto FS		●		
Centro Nord	342-P	Direttrice 132 kV Colunga CP-Beverara RFI-Grizzana RFI		●		
Nord Est	100-I	Incremento della capacità di interconnessione con l'Austria sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●		●	●
Nord Est	200-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●		●	●
Centro Nord	343-P	Direttrice 132 kV Martignone - Castelmaggiore		●		
Centro Nord / Centro Sud	432-P	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord	●	●	●	●
Centro	401-P	Interconnessione HVDC Italia - Montenegro	●		●	●
Centro	402-P	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	●	●	●	●
Centro	403-P	Rete AAT/AT medio Adriatico		●		●
Centro	404-P	Riassetto area metropolitana di Roma		●		●
Centro	405-P	Elettrodotto 150 kV Portocannone – S. Salvo Z.I. e nuovo smistamento		●		
Centro	406-P	Stazione 150 kV Mazzocchio derivazione		●		
Centro	407-P	Sviluppi di rete sulla direttrice Villavalle – Popoli		●		●
Centro	408-P	Sviluppi di rete nell'area di Cassino		●		
Centro	409-P	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma		●		●

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Centro	410-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Abruzzo e Molise	●	●		●
Centro	411-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Abruzzo e Lazio	●	●		●
Centro	412-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Campania e Molise	●	●		●
Centro	414-P	Stazione 380 kV Rotello	●	●		●
Centro	416-P	Stazione 380 kV Toscana		●		
Centro	417-P	Stazione 150 kV Celano	●	●		●
Centro	418-P	Riassetto rete AT Roma Sud – Latina - Garigliano		●		
Centro	419-P	Riassetto rete Roma Ovest - Roma Sud Ovest		●		●
Centro	420-P	Riassetto rete Teramo - Pescara		●		
Centro	421-P	Razionalizzazione rete AT in Umbria	●	●		●
Centro	428-P	Riassetto rete AT area Sud di Roma		●		●
Centro	430-P	Stazione 132 kV Cappuccini		●	●	
Sud	501-P	Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi	●		●	●
Sud	502-P	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento	●		●	●
Sud	503-P	Riassetto rete AT nell'area di Potenza	●	●		●
Sud	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina		●		●
Sud	505-P	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile: rinforzi rete AAT e AT nell'area tra Foggia e Benevento	●	●	●	●
Sud	506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	●	●	●	●
Sud	509-P	Riassetto rete nord Calabria	●	●	●	●
Sud	510-P	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud	●	●		●
Sud	511-P	Stazione 380 kV S. Sofia		●		●
Sud	512-P	Stazione 380/150 kV di Palo del Colle		●		●
Sud	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli		●		●
Sud	515-P	Stazione 220 kV Maddaloni		●		

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Sud	516-P	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	●	●	●	●
Sud	517-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Lazio e Campania	●	●		●
Sud	518-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile in Campania	●	●		●
Sud	519-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Puglia	●	●		●
Sud	520-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Basilicata	●	●		●
Sud	521-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Calabria	●	●		●
Sud	522-P	Elettrodotto a 150 kV Castrocuoco – Maratea	●	●		●
Sud	523-P	Elettrodotto 150 kV Sural – Taranto Ovest		●		
Sud	524-P	Anello 150 kV Brindisi Industriale		●		●
Sud	525-P	Rinforzi rete AT Calabria centrale ionica	●			●
Sud	526-P	Elettrodotto 150 kV Noci – Martina Franca		●		●
Sud	528-P	Elettrodotto 150 kV "Goletto – Avellino N."	●			●
Sud	529-P	Raccordi a 150 kV Brindisi Sud	●			●
Sud	530-P	Stazione 380 kV S.Maria Capua Vetere		●		
Sud	531-P	Nuovo elettrodotto 150 kV " SSE Benevento FS-CP Benevento Ind."	●			●
Sud	532-P	Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Potenza e Matera	●			●
Sud	533-P	Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Napoli e Caserta		●		●
Sud	534-P (ex 530-P)	Direttrice 150 kV "SE Foggia-SSE Termoli FS"	●			●
Sud	536-P (ex 516-P)	Interconnessione a 150 kV isola di Ischia		●		●
Sicilia	601-I	Nuova interconnessione Italia-Tunisia	●		●	●
Sicilia	602-P	Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna"	●	●	●	●
Sicilia	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	●	●	●	●
Sicilia	604-P e 619-P	Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 – Villafranca	●	●	●	●
Sicilia	608-P	Riassetto area metropolitana di Palermo		●		●

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Sicilia	609-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Sicilia	●	●		●
Sicilia	610-P	Elettrodotto 150 kV Paternò – Belpasso		●		
Sicilia	611-P	Interventi sulla rete AT nell'area di Catania		●		●
Sicilia	612-P	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania		●		●
Sicilia	613-P	Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	●	●		●
Sicilia	614-P	Rimozione derivazione rigida SE 150 kV Castel di Lucio	●			●
Sicilia	616-P	Stazione 380 kV Vizzini (ex S/E 380 kV Mineo)	●	●		●
Sicilia	618-P	Interventi sulla rete AT nell'area sud-orientale della Sicilia	●	●		●
Sicilia	621-P	Stazione 220 kV Partinico	●	●		●
Sicilia	622-P	Direttrice 150 kV "SE Caracoli-SSE Furnari FS"		●		
Centro	401-I	Incremento della capacità di interconnessione con il Montenegro ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●		●	●
Centro	433-P	Rimozione derivazione rigida S. Angelo		●		
Sud	535-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e Barletta	●			●

TEMPLATE SCHEDA INTERVENTO

Nome intervento			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
Descrizione intervento			
<div> <div>Finalità intervento</div> <div>Decarbonisation</div> </div> <div> <div>Obiettivo intervento</div> <div>Integration FCR</div> </div> <div> <div>Market Efficiency</div> <div>Sostenibilità</div> </div> <div> <div>Integrazione FCR</div> <div>Integrazione RTN</div> </div> <div> <div>Qualità del Servizio</div> <div>Risoluzione congestioni</div> </div> <div> <div>Revisione</div> <div>SLN 2017</div> </div>			
<div> <div>Previsione tempistica intervento</div> <div>Avvio attività</div> </div> <div> <div>Avvio cantiere</div> <div>Completamento</div> </div>			
<div> <div>Con altre opere</div> <div>Interdipendenza o correlazione</div> </div> <div> <div>Da accordi con terzi</div> </div>			
<div> <div>Impatti territoriali</div> <div>Attività</div> </div> <div> <div>Realizzazione</div> <div>Dimensione</div> </div> <div> <div>Dismissione e Realizzazione</div> <div>Avanzamento opere principali</div> </div> <div> <div>Nome Opera</div> <div>Stato avanzam. PdS 18 PdS 17</div> </div> <div> <div>Avvio autorizz.</div> <div>Avvio realizzaz.</div> </div> <div> <div>Completamento</div> <div>Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)</div> </div>			
<div> <div>Stato avanzamento altre opere</div> <div>Nome Opera</div> </div> <div> <div>Stato avanzam. PdS 18 PdS 17</div> <div>Avvio autorizz.</div> </div> <div> <div>Avvio realizzaz.</div> <div>Completamento</div> </div> <div> <div>Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)</div> </div>			
Schema rete			

Sintesi Analisi Costi Benefici									
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B18, B19)				
	Scenario ST	2020,2025,2030	Scenario DG	2020,2025,2030	Scenario ST	2020,2025,2030	Scenario DG	2020,2025,2030	IUS
	IUS		IUS		IUS		IUS		
	VAN		VAN		VAN		VAN		

Benefici di sistema									
2020 - Best Estimation									
Benefici monetari		Val. (M€)							
B1 - SEW		0							
B2a - Riduzione Perdite		20							
B3b - Riduzione ENF		20							
B4 - Costi evitati o differiti		20							
B5 - Integrazione rinnovabili		20							
B6 - Investimenti evitati		20							
B7 - Costi evitati MSD		20							
B13 - Incremento Resilienza		0							
B16 - Opex Evitati o differiti		0							
B18 - Riduzione CO ₂		20							
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		20							
Altri benefici non monetari		Val.							
I21 - TTC/Zone di mercato (MW)	10		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ (k ton)	0					
I5 - Overgeneration (MWh)	0		I3 - Variazione resilienza	10					

2025 - Sustainable Transition									
Benefici monetari		Val. (M€)							
B1 - SEW		20							
B2a - Riduzione Perdite		20							
B3b - Riduzione ENF		20							
B4 - Costi evitati o differiti		0							
B5 - Integrazione rinnovabili		20							
B6 - Investimenti evitati		20							
B7 - Costi evitati MSD		0							
B13 - Incremento Resilienza		20							
B16 - Opex Evitati o differiti		0							
B18 - Riduzione CO ₂		0							
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		20							
Altri benefici non monetari		Val.							
I21 - TTC/Zone di mercato (MW)	10		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ (k ton)	0					
I5 - Overgeneration (MWh)	0		I3 - Variazione resilienza	10					

2025 - Distributed Generation									
Monetari		Val. (M€)							
B1		0							
B2a		20							
B3b		0							
B4		20							
B5		20							
B6		20							
B7		0							
B13		20							
B16		0							
B18		20							
B19		20							
Altri		Val.							
I21 (MW)	10		I8 (k ton)	0					
I5 (MWh)	0		I3	10					

2030 - Sustainable Transition									
Benefici monetari		Val. (M€)							
B1 - SEW		0							
B2a - Riduzione Perdite		20							
B3b - Riduzione ENF		0							
B4 - Costi evitati o differiti		20							
B5 - Integrazione rinnovabili		20							
B6 - Investimenti evitati		20							
B7 - Costi evitati MSD		20							
B13 - Incremento Resilienza		0							
B16 - Opex Evitati o differiti		20							
B18 - Riduzione CO ₂		20							
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		20							
Altri benefici non monetari		Val.							
I21 - TTC/Zone di mercato (MW)	10		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ (k ton)	10					
I5 - Overgeneration (MWh)	10		I3 - Variazione resilienza	0					

2030 - Distributed Generation									
Monetari		Val. (M€)							
B1		0							
B2a		20							
B3b		0							
B4		20							
B5		20							
B6		20							
B7		0							
B13		20							
B16		20							
B18		20							
B19		20							
Altri		Val.							
I21 (MW)	0		I8 (k ton)	0					
I5 (MWh)	10		I3	10					

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:** codice identificativo del 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:
 - Decarbonisation;
 - Security of supply;
 - 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;
 - **Risoluzione congestioni:** 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;
 - **SEN 2017:** intervento finalizzato al raggiungimento degli obiettivi delineati nell'ambito della SEN 2017.
- **Previsione tempistica intervento:** relativamente all'intervento, si indicano le stime delle date di:
 - i. avvio iter autorizzativo e/o attività propedeutiche di progettazione della prima opera (in termini temporali) dell'intervento;
 - ii. avvio cantieri per la realizzazione della prima opera (in termini temporali) dell'intervento, successivamente alle attività al punto precedente;
 - iii. 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 (benefici):
 - **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 o accessorie**". Ciascuna tabella presenta i seguenti campi:
 - nome opera
 - stato di avanzamento opera sia con riferimento al PdS 2018 che al PdS precedente (2017), 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;
- **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	Programmate
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 150 kV	—	- - - -
			Linea aerea RTN in doppia terna a 132 kV	—	- - - -
			Linea aerea non RTN in d. t. a 150-132 kV	—	- - - -
			Linea in cavo RTN a 380 kV	—	- - - -
			Linea in cavo non RTN a 380 kV	—	- - - -
			Linea in cavo RTN a 220 kV	—	- - - -
			Linea in cavo non RTN a 220 kV	—	- - - -
			Linea in cavo RTN a 150 kV	—	- - - -
			Linea in cavo RTN a 132 kV	—	- - - -
			Linea in cavo non RTN a 150-132 kV	—	- - - -
			Dismissione linea a 380 kV	✕—✕	✕—✕
			Dismissione linea a 220 kV	✕—✕	✕—✕
			Dismissione linea a 150-132 kV	✕—✕	✕—✕

- **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. Per tali interventi, e con riferimento ad entrambi gli scenari Sustainable Transition (ST) e Distributed Generation (DG), sono riportati:

- l'Indice di Utilità per il Sistema (IUS);
- il Valore Attuale Netto (VAN);
- l'investimento sostenuto e l'investimento complessivo stimato a vita intera.

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** e **B19**.

A seconda dell'intervento considerato viene riportata l'indicazione dei benefici elettrici attesi, secondo opportuni range, in termini di:

1) **Benefici monetari (espressi i Euro milioni):**

- **B1** - variazione (incremento) 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 (riduzione) 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;
- **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);
- **B7** - variazione (riduzione o incremento) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento;
- **B13** - riduzione dell'energia non fornita legata ad accadimento di eventi estremi;
- **B18** - variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento delle emissioni di CO₂, ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nel beneficio B1 mediante il prezzo della CO₂;
- **B19** - variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO₂ né gas effetto serra;

2) **Altri benefici non monetari:**

- **I5** - overgeneration [MWh];
- **I8** - variazione di emissioni di CO₂ [kton];
- **I13** - variazione resilienza [valore assoluto];
- **I21** - TTC/Zone di mercato [MW].

Per 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 2017).

- **Investimento sostenuto/stimato:** rappresentano le più aggiornate informazioni disponibili relative ai costi sostenuti e agli investimenti previsti. Si rappresenta che, in linea con la delibera 856/17, solo una parte del costo degli interventi è stata valutata applicando la nuova metodologia costi standard di cui al "Documento Metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici al Piano di Sviluppo 2018".

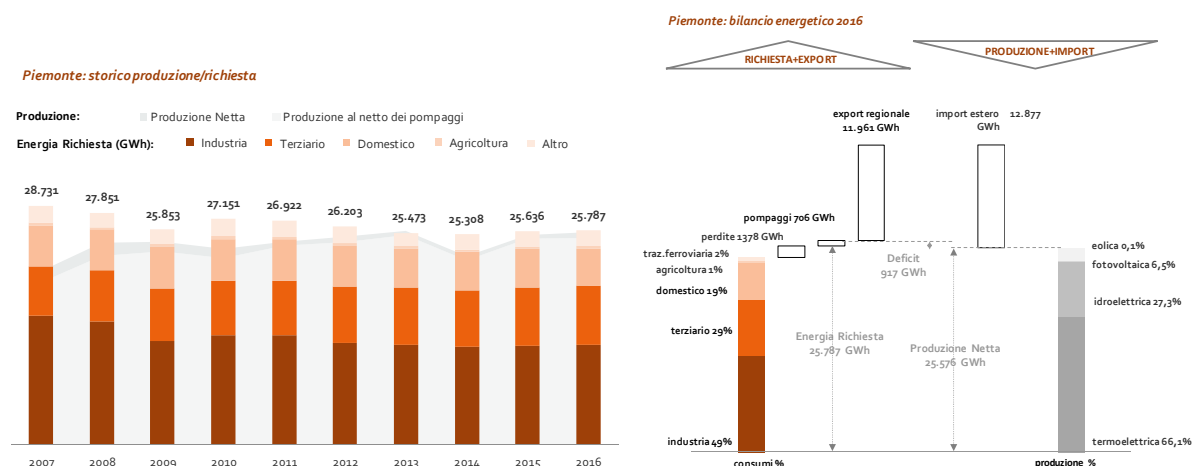
1.5.1. Area Nord Ovest



1.5.1.1. Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Nord Ovest

Piemonte

L'energia richiesta dal Piemonte nel 2016 è stata pressochè stabile, in linea con l'anno precedente, attestandosi a circa 25,8 TWh. I consumi regionali sono rappresentati dall'industria (49%), dal terziario (29%), dal domestico (19%), dalla trazione ferroviaria (2%) e dal settore agricolo (1%).



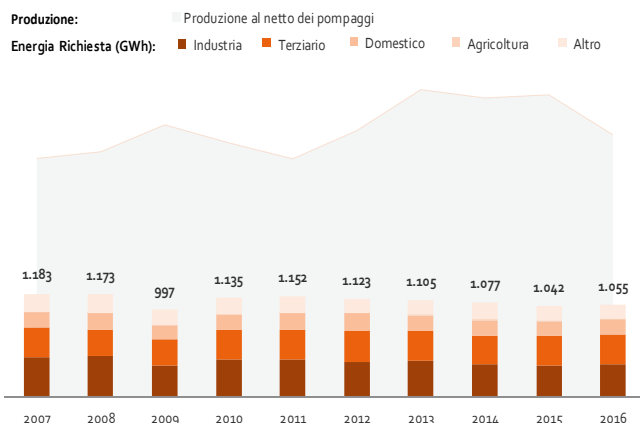
La produzione netta registra lieve aumento rispetto all'anno precedente (+1,3%), in particolare nel 2016 si osserva un decremento di circa il 15 % della produzione idroelettrica, assieme all'eolico ed al fotovoltaico rispettivamente del -0,7% e -2,8%, compensati da un aumento della produzione termoelettrica pari a circa il + 11%. Si conferma l'importa dall'estero e l'export verso le regioni confinanti pari a circa 12 GWh.

Valle D'Aosta

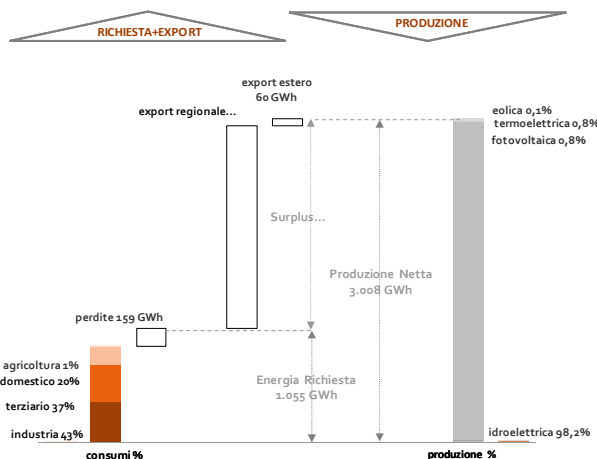
La richiesta di energia della Regione Valle d'Aosta nell'anno 2016 è stata pari a circa 1 TWh, in linea con i consumi dell'anno precedente.

I consumi regionali sono rappresentati dall'industria (43%), dal terziario (37%), dal domestico (20%) e dal settore agricolo (1%).

Valle d'Aosta: storico produzione/richiesta



Valle d'Aosta: bilancio energetico 2016



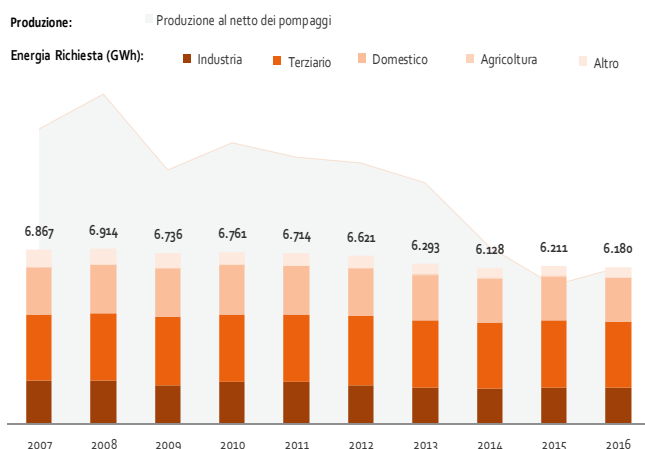
La produzione regionale, quasi totalmente idroelettrica, con una piccola parte di termoelettrico (0.8%) eolico (0.1%) e fotovoltaico (0.8%). La regione conferma il suo carattere fortemente esportatrice di energia verso i centri di consumo delle regioni confinanti.

Liguria

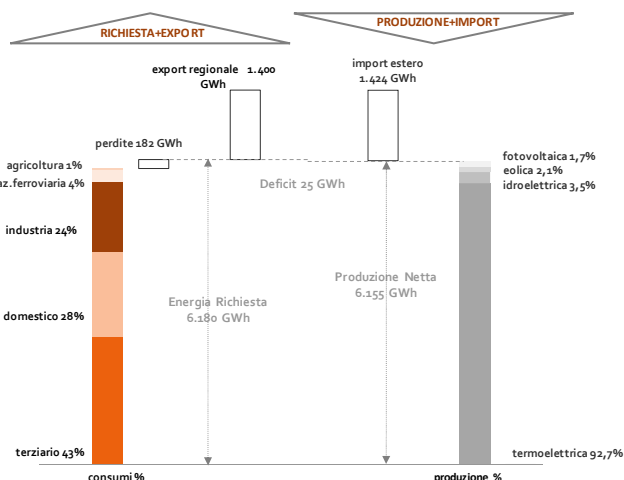
Il fabbisogno di energia elettrica della Liguria per l'anno 2016 risulta essere pari a 6.2 GWh, in linea con i consumi dell'anno precedente. Per quanto riguarda i consumi, la quota maggiore è rappresentata dal settore terziario (43%), il domestico (28%), l'industria (24%), la trazione ferroviaria (4%) e l'agricoltura (1%).

La produzione risulta essere prevalente da fonte termica (93%) e in minima parte da quella idroelettrica (3.5%), eolica (2.1%) e fotovoltaica (1.7%).

Liguria: storico produzione/richiesta



Liguria: bilancio energetico 2016



1.5.1.2. Schede interventi pianificati Area Nord-Ovest

Interconnessione Italia-Francia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
3-P		2.5.1		Project: 21		Investment ID: 55
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵
2004		Tab.2		Piemonte		Nord
Descrizione intervento						
Al fine incrementare la capacità di scambio con la Francia è prevista la realizzazione, in sinergia con le infrastrutture di trasporto, di una nuova interconnessione in cavo in corrente continua "Grande'Ile – Piossasco". La nuova interconnessione garantirà una maggiore capacità di mutuo soccorso fra il sistema Italiano e quello Francese e, allo stesso tempo, permetterà la piena integrazione dei due mercati, con un conseguente incremento della sicurezza e dell'adeguatezza della copertura della domanda, e una maggiore possibilità per l'Italia di approvvigionarsi da impianti di generazione maggiormente convenienti. Presso la stazione di Piossasco saranno, inoltre, realizzate le opere necessarie alla connessione del cavo in corrente continua e, in considerazione del previsto aumento del carico, sarà incrementata la potenza di trasformazione installata di 250 MVA e verrà adeguato il sistema di sbarre per consentire il miglioramento della flessibilità di esercizio.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Rimozioni limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest (cod. 8-P)			In data 30 novembre 2007 è stato siglato tra Terna e RTE (Gestore di trasmissione elettrica francese) un Memorandum of Understanding per la realizzazione delle opere previste, necessarie ad incrementare la capacità di interconnessione di energia elettrica tra Italia e Francia e consentire una sempre maggiore sicurezza negli scambi energetici tra Italia e Francia per il futuro.			
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		89		2		9
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
SE 380 kV Piossasco	Compl.	Compl.	2009	2011	2013	In data 19 Gennaio 2010 è stato conseguito il permesso a costruire nella stazione di Piossasco
Grande'Ile – Piossasco	Fase 5	Fase 5	19/10/2009 (EL-177)	2011	2019	
	Fase 5	Fase 5	(239/EL-177/141/201011-VL)	2016	2019	
	Fase 5	Fase 5	(239/EL-177/141/2011-VL2)	2017	2019	
SE conversione Piossasco	Fase 5	Fase 5	19/10/2009 (EL-177)	2015	2019	

⁵ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Sintesi Analisi Costi Benefici ⁶		
Investimento sostenuto/stimato	Benefici	
174M€/356 M€	2020, 2025, 2030	
	IUS	4,2-4,4
	VAN	2184-2306 M€
Investimento sostenuto/stimato ⁷	Benefici	
174 M€/356 M€	2020, 2025, 2030	
	IUS	7,9-9
	VAN	4595-5327 M€

⁶ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

⁷ L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio perseguibile dall'intervento per il consumatore italiano anziché il beneficio cumulativo (delibera AEEGSI 627/2016/R/EEL art 12.5)

Rimozioni limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
8 - P				Project: 21		922,923,924	
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁸	
2007/2013		Tab.1		Piemonte		Nord	
Descrizione intervento							
Al fine di consentire l'utilizzo della piena capacità di trasporto e di conseguenza il pieno sfruttamento in sicurezza dell'import dalla frontiera Nord-Ovest, saranno superati gli attuali vincoli di portata presenti sulla rete 380 kV dell'area. In particolare, in aggiunta a quanto già fatto sull'elettrodotto "Vignole – La Spezia", saranno rimosse le limitazioni sulle linee: "Rondissone-Trino"; "Vignole-Vado"; "Lacchiarella-Chignolo Po". Contestualmente sarà esaminata la necessità di intervenire sulla rete 220 kV presente nell'area.							
Finalità intervento				Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
					2019		
Interdipendenze o correlazione							
Con altre opere				Da accordi con terzi			
Interconnessione Italia – Francia (cod. 3-p)							
Impatti territoriali							
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione		6					
Dismissione		6					
Dismissione e Realizzazione		101		5			
Avanzamento opere principali							
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)	
	PdS '18	PdS '17					
Lacchiarella – Chignolo Po	Fase 5	Fase 5	2016	2017	2019		
Rondissone-Trino	Compl.	Fase 5	2016	2016	2017		
Vignole – La Spezia	Compl.	Compl.	2013	2013	2015		
Vignole - Vado	Fase 5	Fase 2	2017	2018	2019		
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁹							
Investimento sostenuto/stimato					Benefici		
71 M€/91 M€					2020, 2025, 2030		
					IUS		3,9-3,9
					VAN		321-327 M€
Investimento sostenuto/stimato ¹⁰					Benefici		
71 M€/91 M€					2020, 2025, 2030		
					IUS		8,1-9,2
					VAN		793-926 M€

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

⁹ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

¹⁰ L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio perseguibile dall'intervento per il consumatore italiano anziché il beneficio cumulativo (delibera AEEGSI 627/2016/R/EEL art 12.5)

Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
4-P							
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ¹¹	
2004				Piemonte/Lombardia		Nord	
Descrizione intervento							
Nei termini stabiliti e con le modalità definite negli accordi sottoscritti con gli Enti Locali a valle dell'autorizzazione conseguita in data 17 novembre 2010 ai sensi della legge 239/04 dell'elettrodotto 380 kV "Trino-Lacchiarella", entrato in servizio nel gennaio 2014, sono previsti una serie di interventi di razionalizzazione, finalizzati anche a minimizzare la presenza di infrastrutture nel territorio.							
Finalità intervento				Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
					Lungo Termine		
Impatti territoriali							
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione		69		19		3	
Dismissione		80		19		6	
Dismissione e Realizzazione							
Avanzamento opere principali							
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)	
	PdS '18	PdS '17					
Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Compl.	Compl.	Feb-2009 (EL-147)	2010	2014	In data 17 Novembre 2010 è stato autorizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico il nuovo collegamento 380 kV in d.t.Trino–Lacchiarella (239/EL-147/130/2010)	
Stato avanzamento altre opere							
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)	
	PdS '18	PdS '17					
Variante aerea dell'elettrodotto a 380 kV Baggio - Pieve Albignola nell'ambito del territorio del Comune di Gudo Visconti	Fase 5	Fase 4	Feb-2015 (EL-345)	2018	2019	In data 31/07/2017 è stata conseguita l'autorizzazione	
Riaspetto delle linee esistenti nella Val Formazza mediante variante aerea delle due linee a 220 kV Ponte V.F. - Verampio	Fase 3	Fase 3	Sett-2011 (EL-275)	Lungo termine	Lungo termine	Processo di VIA integrato con il progetto interconnector Italia-Svizzera (cfr. scheda 1-I)	
Interramento della linea a 132 kV Ponte V.F. – Fondovalle							
Variante aerea della linea 220 kV Rosone – Grugliasco	Compl.	Compl.	Sett-2011 (EL-258)	2014	2015	In data 19 Giugno 2013 l'opera è stata autorizzata dal Ministero dello Sviluppo Economico (239/EL-258/187/2013)	

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

Demolizione 132 kV, "Garlasco - Tavazzano Est All" ¹²	Fase 1	Fase 1	2018	2025	Lungo Termine	
Demolizione linea a 132 kV "Mercallo - Somma Lombardo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione 132 kV "Casorate S. - Mercallo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione tratto linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Ricostruzione doppia terna tratto linee a 132 kV "Casorate S - Mercallo" e "Somma Lombardo - Mercallo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Ricostruzione doppia terna raccordi 132 kV CP di Somma Lombardo delle linee "Mercallo - Somma Lombardo" e "Somma Lombardo - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e variante aerea	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione e ricostruzione in doppia terna tratto linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e 132 kV "Malpensa All. - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 220 kV "Trino - Vercelli"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 132 kV "Fontanetto All-Trino CP"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 132 kV "Sannazzaro - Groppello All", "Alagna - Groppello All" e "Alagna - Vigeveno Est"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento 132 kV di "CP Mortara - CP Robbio" e "CP Robbio - Vercelli"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 132 kV "CP Mede - SIT CS SIT (Mortara)"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento 132 kV "CP Mortara - SIT CS Mortara"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante in cavo 132 kV "Mercallo - Cameri" e demolizione 220 kV tra "Mercallo-Cameri" e "Magenta-Pallanzano"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento tratto 132 kV doppia terna "Tornavento - dep. S. Antonino CS" e	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	

¹² Riassetto rete 132 kV Comune di Vellezzo e Bellini e Certosa Pavia.

"Malpensa CP - Turbigo ST"						
Interramento tratto linea 132 kV in doppia terna "Malpensa CP - Turbigo ST" e "Tornavento - Turbigo Sup All".	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento linea 132 kV dalla CP di Vercelli SUD alla centrale ATEL	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione parziale 132 kV Edison Novara - Nerviano previa realizzazione della richiusura della CP Nerviano sulla rete AT della Regione Lombardia e ricollegamento dell'impianto di Edison Novara (Novel) su rete AT novarese	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante in cavo per l'ingresso alla CP Tortona linea a 132 kV Tortona - San Bartolomeo	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento 132 kV "Reno de Medici - SARPOM"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
interramento dell'elettrodotto a 132 kV Borgomanero Nord - Borgomanero Est	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi¹³						
Investimento sostenuto/stimato: 180 M€/380 M€						

¹³ Le attività in corso si riferiscono ad opere di razionalizzazione associate all'opera principale già entrata in servizio, conseguenti alla necessità di ottemperare a prescrizioni autorizzative e/o concertative quindi non soggette ad Analisi Costi Benefici.

Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
6-P			Investment ID: 101 (RIPs)
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato ¹⁴
2006		Piemonte	Nord
Descrizione intervento			
<p>L'alimentazione del carico della città di Torino avviene, analogamente ad altre grandi realtà urbane, tramite una rete di distribuzione 220 kV, che nel corso degli anni, per far fronte alla crescita e allo sviluppo della stessa città è stata sviluppata al fine di migliorarne la qualità, la continuità e la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione nell'area urbana di Torino.</p> <p>In dettaglio:</p> <ul style="list-style-type: none"> - lungo la ex direttrice 220 kV "Sangone – Martinetto – Pianezza" che attraversa la città di Torino per l'alimentazione in entra – esce delle CP Torino Ovest e Levanna è stata inserita la nuova SE 220 kV di Pellerina a cui si raccordano tutti gli elettrodotto 220 kV in ingresso a Martinetto e un nuovo cavo verso una nuova SE di Politecnico; - quest'ultima è poi ricollegata tramite cavi 220 kV, opportunamente potenziati, ai nodi di Stura (attraverso l'impianto di To Centro) e di Sangone (attraverso gli impianti di To Centro e To sud); - sempre dalla SE di Pellerina si diramano due nuove direttrici che collegano la nuova SE con gli impianti di Sangone, attraverso i nodi di To Ovest e Salvemini (opportunamente potenziato), e di Grugliasco, attraverso sempre i nodi di To Ovest, Salvemini e la nuova SE di Gerbido. <p>In questo modo la parte centrale della città di Torino sarà alimentata attraverso due direttrici 220 kV, di opportuna capacità di trasporto, che collegano alcune fra le principali cabine primarie di proprietà del Distributore locale.</p> <p>Sempre al fine di aumentare l'efficienza del servizio di trasmissione, riducendo le congestioni e favorendo l'alimentazione, in sicurezza, del carico cittadino occorrerà un miglioramento generale dell'anello 220 kV su cui sono inserite le stazioni di trasformazioni della RTN che supportano la parte più periferica della città di Torino.</p> <p>È previsto il raccordo delle direttrici in cavo a 220 kV "Sangone – Stura" e "Moncalieri – Sangone" (in particolare su quest'ultima è stato effettuato un potenziamento) sul versante orientale dell'anello 220 kV e, analogamente, sul versante opposto si procederà a raccordare l'impianto di Pianezza alle direttrici comprese fra gli impianti di Rosone e Grugliasco.</p> <p>Contestualmente si provvederà all'installazione, sempre presso l'impianto di Pianezza, di una reattanza sulla sezione 220 kV al fine di ottimizzare i profili di tensione sulla rete di trasmissione della città, specie nelle ore di basso carico, mentre nella SE di Rosone saranno previste le necessarie attività di ampliamento e adeguamento dell'impianto.</p> <p>Gli interventi sopra descritti permetteranno, in definitiva, un miglioramento considerevole della rete 220 kV di trasmissione, che però non potrebbe essere pienamente sfruttata in assenza di una serie di attività sulla rete sottesa.</p> <p>In particolare la rete a 132 kV dell'area Nord – Ovest della provincia di Torino non è pienamente capace di rispondere alle esigenze di esercizio in condizioni di sicurezza ed affidabilità, nonché di continuità della fornitura elettrica. Si rende quindi necessario un riassetto generale della stessa rete 132 kV, sfruttando anche le opportunità derivanti dal potenziamento della trasformazione nella stazione di Biella Est e da alcune attività che consentiranno di realizzare un assetto di esercizio più flessibile, con due isole di carico meno estese: una alimentata dalle stazioni di Stura, Pianezza e Leyni e l'altra da Châtillon, Rondissone e Biella Est.</p> <p>Si prevederanno, quindi, i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la connessione in entra – esce della CP Lucento alla nuova direttrice a 132 kV "Pianezza – Lucento – Borgaro", mediante realizzazione di un nuovo raccordo; successivamente saranno dismessi l'elettrodotto a 132 kV "Martinetto – Lucento" e l'elettrodotto a 132 kV "Pianezza – Stura", nel tratto tra la CP Lucento e la SE Stura (in occasione della disconnessione dalla RTN della cabina utente Air Liquide) e a seguire saranno avviate anche le analisi di fattibilità del potenziamento della linea a 132 kV "Borgaro – Lucento"; - la sostituzione nella stazione 220 kV Pianezza dell'ATR 220/132 kV da 160 MVA con un altro da 250 MVA; - la realizzazione di un nuovo stallo linea presso la CP di Borgaro (a cura del Distributore locale) per l'eliminazione del T rigido attualmente presente sulla linea a 132 kV "Borgaro – Leini – der. Venaria", al fine di ottenere gli elettrodotto a 132 kV "Borgaro – Venaria" e "Leini – Borgaro"; - il bypass presso l'impianto Ceat dell'elettrodotto 132 kV "Smat Torino – Cimenà" ed il superamento dell'attuale T rigido presente sull'elettrodotto 132 kV "Rondissone – Leini – der. Michelin Stura" attraverso la realizzazione di un breve raccordo all'impianto Ceat; - ricostruzione con potenziamento degli elettrodotto 132 kV "Rivoli-Paracca" e "Paracca-der.Metro". <p>Inoltre, per migliorare la producibilità, in condizioni di sicurezza N-1, degli impianti idroelettrici presenti nell'area, sono previsti i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - il raccordo alla CP di Balangero del tratto in uscita da Rosone della linea 132 kV in doppia terna "Rosone – Torino Sud – Ovest"; - a cura del distributore la realizzazione delle opere necessarie presso la CP di Balangero per il collegamento dell'attuale linea "Rosone – Sud Ovest" (in alternativa si valuterà la realizzazione di uno smistamento 132 kV); - ricostruzione secondo gli standard attuali dell'elettrodotto 132 kV "Rosone – Bardonecchia"; - ricostruzione secondo gli standard attuali dell'elettrodotto 132 kV "Crot-Fucine-der.Lemie"; - ricostruzione secondo gli standard attuali dell'elettrodotto 132 kV "Fucine-Funghera"; - ricostruzione secondo gli standard attuali dell'elettrodotto 132 kV "Crot-Eni SpA-der.Lemie"; - lo scrocio degli elettrodotto 132 kV "ENI SpA-Leyni" e "Ciriè-Venaria", ottenendo i due nuovi collegamenti a 132 kV "ENI SpA-Venaria" e "Ciriè-Leyni" ed il potenziamento del tratto compreso tra l'impianto ENI SpA e l'attuale punto di incrocio delle linee. <p>In seguito alle opere sopra descritte, è prevista la dismissione dell'elettrodotto 132 kV "Rosone – TO Sud Ovest" nel tratto compreso fra le stazioni di Balangero e TO Sud Ovest e solo a valle della realizzazione della sezione 220 kV e dell'installazione delle necessarie trasformazioni 220/132 kV presso l'impianto di Salvemini, consentendo quindi una riduzione dell'impatto ambientale e territoriale degli impianti di trasmissione, anche in relazione alla notevole porzione di territorio.</p>			

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

Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri		Completamento		
				Lungo Termine		
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	3				1	
Dismissione	31		9		5	
Dismissione e Realizzazione	70		4		1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuova stazione 220 kV Gerbido	Compl.	Compl.	Gen-2007 (EL-099/2007)	2009	Gen-2011	In data 10-Ott-2008 l’opera è stata autorizzata (239/EL-99/ 66 /2008)
Elettrodotto Gurgliasco - Gerbido e T.981 Gerbido – Salvemini”	Compl.	Compl.				
Elettrodotto 220 kVSalvemini - TO Ovest	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-110/2008)	2010	Mar-2011	In data 8-Mag-2009 l’opera è stata autorizzata (239/EL-110/91/2009)
Stazione 220 kV Salvemini	Compl.	Compl.	Mag-2008 (EL-124/2008)	2009	Feb-2011	In data 8-Mag-2009 l’opera è stata autorizzata (239/EL-124/93/2009)
Elettrodotto 220 kVSangone-TO Sud	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-111/2008)	2009	Apr-2010	In data 8-Mag-2009 l’opera è stata autorizzata (239/EL-111/92/2009)
Elettrodotto 220 kVSangone - Salvemini	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-109/2008)	2010	Mar-2011	In data 8-Mag-2009 l’opera è stata autorizzata (239/EL-109/90/2009)
Stazione 220 kVPellerina	Compl.	Compl.	Mag-2009 (EL-158)	2010	Nov-2012	In data 09-Ago-2010 l’opera è stata autorizzata (239/EL-158/111/2010)
Elettrodotto 220 kV in cavo Pellerina-Levanna	Compl.	Compl.	Mag-2009 (EL-159)	2011	Nov-2012	In data 2-Set-2010 l’opera è stata autorizzata (239/EL-159/119/2010)
Elettrodotto 220 kVTO Ovest – Pellerina	Compl.	Compl.	Mag-2009 (EL-161)	2011	Nov-2012	In data 2-Set-2010 l’opera è stata autorizzata (239/EL-161/120/2010)
Elettrodotto 220 kVPianezza-Pellerina	Compl.	Compl.	Giu-2011 (EL-236)	2013	Dic-2015	In data 22-Nov-2012 l’opera è stata autorizzata (239/EL-236/176/2012)
Elettrodotto 220 kVPellerina – Martinetto	Compl.	Compl.	Mag-2009 (EL-341)	2011	Nov-2012	In data 2-Set-2010 l’opera è stata autorizzata (239/EL-162/121/2010)
Elettrodotto 220 kVPellerina-Politecnico	Compl.	Compl.	Mag-2009 (EL-160)	2012	Mag-2014	In data 22-Dic-2010 l’opera è stata autorizzata (239/EL-160/135/2010)
Elettrodotto 220 kVMartinetto-Levanna	Compl.	Compl.	Mar-2011 (EL-234)	2013	Dic-2014	In data 22-Nov-2012 l’opera è stata autorizzata (239/EL-234/175/2012)
Elettrodotto 220 kVStura- TO Centro	Compl.	Compl.	22-Set-2009 (EL-171)	2012	Ott-2013	In data 30-Gen-2011 l’opera è stata autorizzata (239/EL-171/122/2010-VL1)
Stazione 220 kV Politecnico	Compl.	Compl.	Mag-2010 (EL-207)	2012	Mag-2014	In data 23-Mag-2012 l’opera è stata autorizzata (239/EL-207/164/2012)

Elettrodotto 220 kVTO Centro-Politecnico	Compl.	Compl.	Mag-2010 (EL-208)	2013	Set-2014	In data 23-Mag-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-208/165/2012)
Elettrodotto 220 kVPolitecnico-TO Sud	Compl.	Compl.	Mar-2011 (EL-237)	2013	Set-2014	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-237/177/2012)
Stazione 220 kV di Grugliasco	Compl.	Compl.	2010	2010	Gen-2011	
Raccordi 132 kV alla CP Lucento	Compl.	Compl.	Giu-2011 (EL-235)	2012	Nov 2012	In data 23-Mag-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-235/167/2012)
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Riassetto degli ingressi delle linee a 220 kV alla S.E. Pianezza T.217 "Pianezza – Moncalieri", T.231 "Pianezza – Piossasco", T.233 "Pianezza – Pellerina", T.254 "Pianezza – Torino Nord"	Fase 5	Fase 5	Set-2014 (EL-341)	2018	2023	In data 7-Ott-2016 l'opera è stata autorizzata
Razionalizzazione Rete Elettrica 220 kV della città di Torino - Realizzazione della tratta in cavo interrato a 220 kV del nuovo collegamento T.213 "Pianezza - Grugliasco" e dei nuovi tratti delle linee aeree a 220 kV in ingresso alla S.E. Pianezza T.216 "Rosone - Pianezza" e T.231 "Piossasco - Pianezza"	Fase 4	Fase 3	Dic-2015 (EL-341)	2019	2023	
Elettr. 132 kV "Rivoli – Paracca"	Fase 1	Fase 1	2018	2025	Lungo termine	
Elettr.132 kV "Paracca – der.Metro"	Fase 1	Fase 1	2018	2025	Lungo termine	
Elettr.132 kV "Fucine - Funghera"	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Elettr.132 kV "Crot-Agip Robassomero – der Lemie"	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Elettr. 132 kV "Agip Robassomero – Venaria"	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Elettr. 132 kV "Ciriè – Leini"	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Elettr. 132 kV "Rosone – Balangero"	Fase 3	Fase 3	Giu 2017/EL381	2022	2025	
Elettr. 132 kV "Rosone – Bardonetto"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Raccordo 220 kV "Moncalieri - Sangone" alla SE Sangone	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Ampliamento e adeguamento Se Rosone	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Reattore 220 kV Pianezza	Fase 1	Fase 1	2019	2022	Lungo termine	

Stazione 220 kV Novara Sud						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
24-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ¹⁶
2007				Piemonte		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di migliorare la flessibilità di esercizio, incrementare l'affidabilità e la continuità di servizio dell'area di Novara sarà prevista la ricostruzione in doppia sbarra della sezione 220 kV della stazione di Novara Sud.						
Note: in relazione al permanere di alcune limitazioni di esercizio nell'area l'intervento è stato pianificato nell'orizzonte di Piano.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2018			2021	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Ampliamento e adeguamento SE 220 kV Novara Sud	Fase 2	Fase 1	2018	2018	2021	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/7 M€						

¹⁶ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 220 kV San Colombano						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
26-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ¹⁷
2014				Liguria		Nord
Descrizione intervento						
Presso l'esistente stazione 220/132 kV di S. Colombano, al fine di garantire una maggiore affidabilità all'alimentazione dei carichi afferenti la sottostante rete AT, è previsto la ricostruzione in doppia sbarra della sezione 220 kV della stazione.						
Note: in relazione al permanere di alcune limitazioni di esercizio nell'area l'intervento è stato pianificato nell'orizzonte di Piano.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2018			2021	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Ampliamento e adeguamento SE 220 kV di San colombano	Fase 1	Fase 1	2018	2018	2021	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/10 M€						

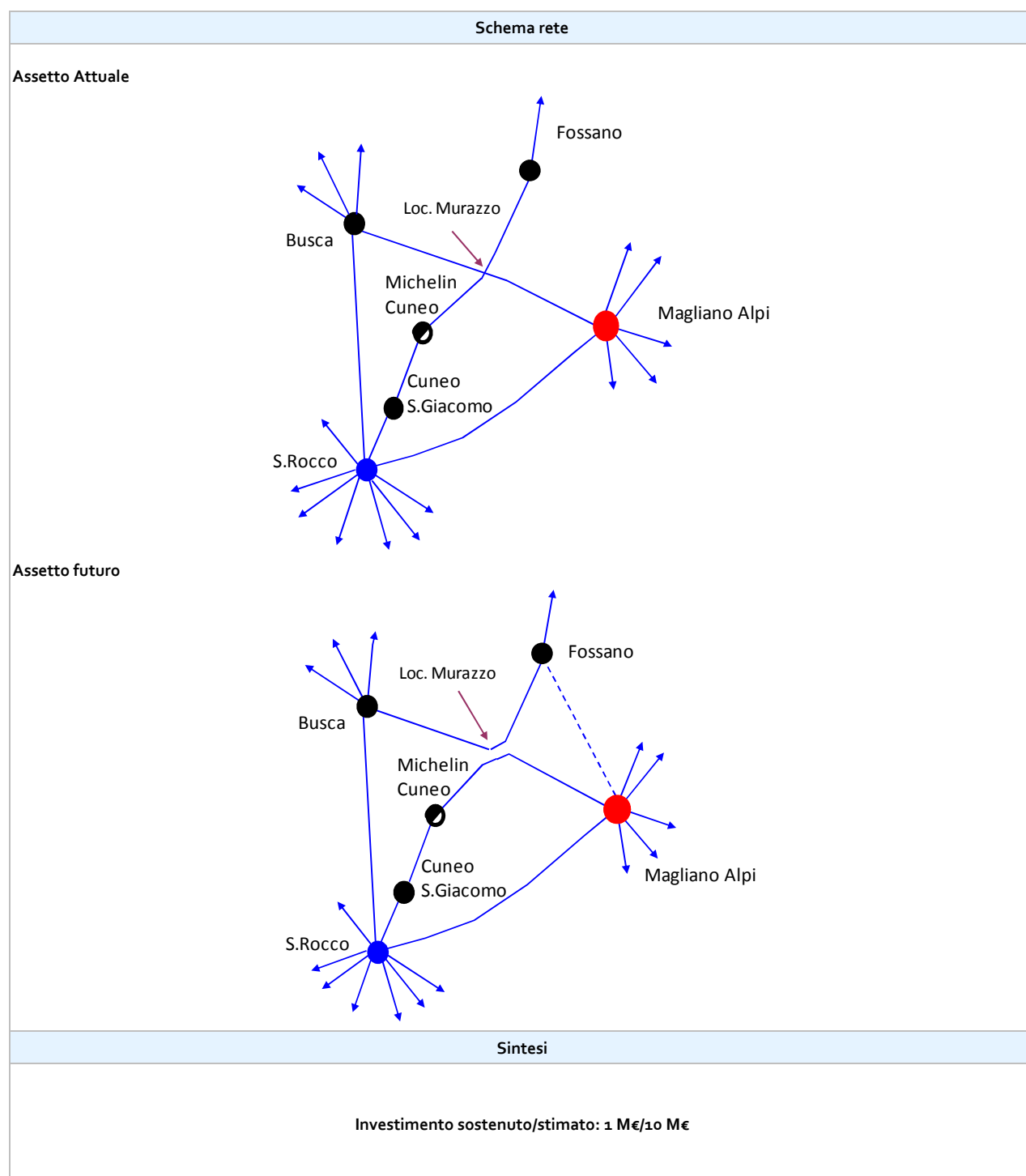
¹⁷ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Elettrodotto 132 kV “Imperia – S. Remo”						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
15-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ¹⁸
2005				Liguria		Nord
Descrizione intervento						
Per migliorare la sicurezza e l’affidabilità del servizio della rete 132 kV che alimenta la parte Ovest della costa ligure, è previsto il rinforzo dell’esistente direttrice 132 kV tra gli impianti di Imperia e di S. Remo. L’attività sarà realizzata sfruttando la sinergia con la rete ex-RFI, ora di proprietà Terna.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	27		1		1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Direttrice 132 kV “Imperia-Arma di Taggia-S.Remo”	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/7 M€						

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

Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi – Fossano e scrocio di Murazzo						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
14 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ¹⁹
2003				Piemonte		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di garantire la sicurezza di esercizio sulla rete a 132 kV del Cuneese sarà realizzata una nuova linea 132 kV tra la stazione di Magliano Alpi e la CP di Fossano. L'intervento descritto consentirà anche di ottenere un miglioramento dell'esercizio e delle condizioni di sicurezza della rete a 132 kV dell'area. A valle della realizzazione del nuovo elettrodotto si provvederà inoltre allo "scrocio" degli elettrodotti a 132 kV "Fossano – Michelin Cuneo" e "Magliano Alpi – Busca", in località Murazzo, ottenendo così le nuove linee 132 kV "Magliano Alpi – Michelin Cuneo" e "Busca – Fossano".						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività			I22 [km]	I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione			15	2		
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuovo elettrodotto Magliano Alpi – Fossano	Fase 3	Fase 3	Dic-2013 (EL-322)	2020	2022	
Scrocio loc. Murazzo	Compl.	Fase 5	Ago-2005 (EL-025/2005)	2017	2017	In data 26-Gen-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-25/20/2007-PR)

¹⁹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

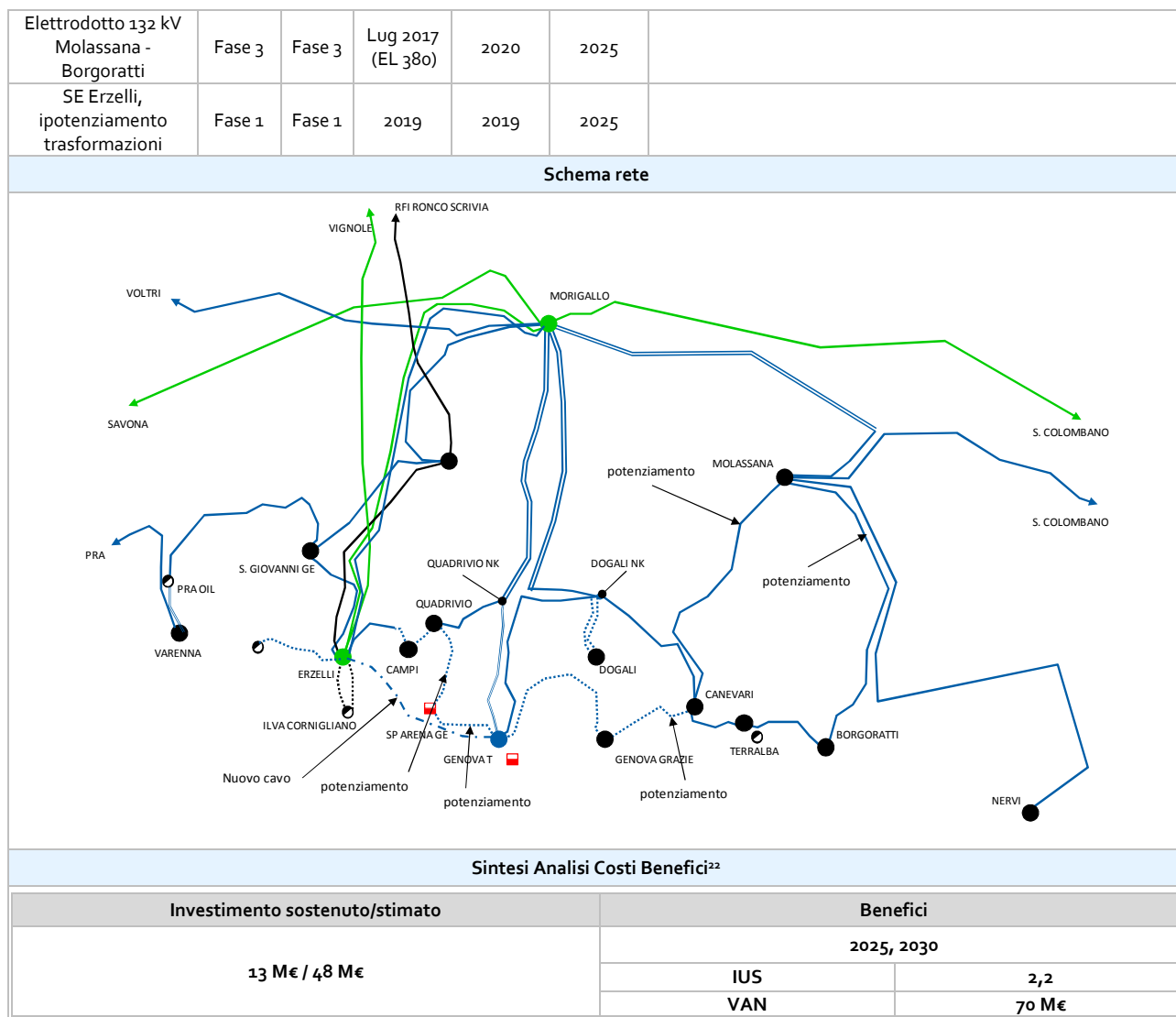


Sviluppi rete nelle province di Asti ed Alessandria						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
7 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ²⁰
2004				Piemonte		Nord
Descrizione intervento						
La rete a 132 kV che alimenta l'area compresa fra le province di Asti e di Alessandria, presenta alcune limitazioni all'esercizio, dovute in particolare alla limitata magliatura della stessa alla portata limitata di alcune linee presenti nell'area in esame. Al fine quindi di ottimizzare il più possibile l'infrastruttura esistente, si procederà alla rimozione dei vincoli di portata dei seguenti elettrodotti 132 kV:						
<ul style="list-style-type: none">• "Bistagno – Canelli"• "Incisa-Montegrosso"• "Asti Sud-Montegrosso"• "Asti Nord-Asti Sud"• "Balzola – Valenza".						
Contestualmente, al fine di migliorare la flessibilità di esercizio (specie in corrispondenza di condizioni climatiche/ambientali non ottimali) di alcune delle utenze presenti nell'area, si valuterà, di concerto con il Distributore l'installazione di un appositi dispositivi presso l'impianto di Villanova.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	71		3		1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elett.132 kV Bistagno-Canelli	Fase 5	Fase 5	2013	2014	2020	
Elett.132 kV Incisa-Montegrosso	Fase 1	Fase 1	2019	2019	2021	
Elett. 132 kV Asti Sud-Montegrosso	Fase 5	Fase 5	2016	2016	2021	
Elett. 132 kV Asti Nord-Asti Sud	Fase 5	Fase 5	2017	2017	2020	
Elett. 132 kV Balzola-Valenza	Fase 5	Fase 5	2013	2014	2019	
Installazione dispositivi automatici presso CP Villanova	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 5 M€/13 M€						

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

Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova						
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP			
10 - P						
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato ²¹			
2007		Liguria	Nord			
Descrizione intervento						
<p>La rete di trasmissione a 132 kV della città di Genova è caratterizzata, ad oggi, da alcuni vincoli all’esercizio, in particolare nella porzione di rete fra gli impianti di Erzelli e Canevari, dove si collocano buona parte delle cabine primarie che alimentano l’area metropolitana e fra gli impianti di Molassana, Canevari e Borgoratti, dove sono invece presenti limitazioni di esercizio che possono comportare una riduzione dei margini di sicurezza.</p> <p>Sono pertanto in programma una serie di interventi di riassetto e potenziamento della rete, finalizzati a garantire una maggiore continuità di alimentazione dei carichi metropolitani e migliorare la sicurezza ed affidabilità dell’alimentazione dei carichi cittadini fra i quali:</p> <ul style="list-style-type: none">- la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo fra i nodi di Genova T. ed Erzelli, e il potenziamento dell’attuale direttrice 132 kV “Genova T. – Quadrivio”;- il potenziamento dei collegamenti “Borgoratti – Molassana”, “Molassana – Canevari”. <p>In aggiunta, sempre al fine di garantire una copertura della domanda con maggiori margini di adeguatezza, saranno potenziate le trasformazioni presenti nella SE Erzelli, con contestuale adeguamento della stessa stazione.</p> <p>Sarà valutata, inoltre, l’opportunità di ottimizzare, attraverso la sinergia con la ex rete RFI (ora di proprietà Terna), l’impatto dell’infrastruttura elettrica nell’area di Genova. In particolare di concerto con il Distributore sarà studiato il collegamento diretto dell’impianto RFI Trasta in antenna sull’omonima CP e successiva demolizione dell’attuale linea “Erzelli – RFI Trasta”.</p>						
Finalità intervento		Obiettivo intervento				
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio			
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni			
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza			
		Integrazione RFI	SEN 2017			
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento			
			Lungo Termine			
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere		Da accordi con terzi				
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]			
Realizzazione	4		1			
Dismissione	5		1			
Dismissione e Realizzazione	15		7			
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Genova T - Quadrivio	Compl.	Compl.	Ago-2006 (EL-066/2006)	2008	2010	In data 10-Ott-2007 l’opera è stato autorizzata (239/EL-66/ 41 /2007)
Elettrodotto 132 kV Genova T-Canevari					2011	
Elettrodotto 132 kV Genova T – Iren	Fase 4	Fase 4	3- Sett-2015 (EL 350)	2017	2019	In data 22-Novembre 2016 l’opera è stato autorizzata 239/EL-350/ 242 /2016)
Nuovo collegamento in cavo 132 kV Genova T - Erzelli					2025	
Elettrodotto 132 kV Molassana – Canevari	Fase 5	Fase 5	2017	2017	2025	

²¹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità



²² Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
13 - P							
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ²³	
Piano triennale di sviluppo 2003-2005				Piemonte		Nord	
Descrizione intervento							
Al fine di migliorare l'affidabilità del servizio e garantire la sicurezza di esercizio della rete a 132 kV nelle province di Novara e Biella, in aggiunta a quanto già realizzato sull'elettrodotto "Cerreto Castello – Biella Est" si provvederà al potenziamento delle linee 132 kV "Borgoticino – Arona" e "Borgomanero Nord – Bornate". Gli interventi consentiranno di incrementare flessibilità di esercizio della rete a 132 kV compresa tra le stazioni di Mercallo, Novara Sud e Biella e di sfruttare con margini di sicurezza maggiori la produzione idroelettrica della Val d'Ossola verso l'area di carico del biellese.							
Finalità intervento				Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio		
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza		
				Integrazione RFI	SEN 2017		
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
					Lungo termine		
Interdipendenze o correlazione							
Con altre opere				Da accordi con terzi			
Impatti territoriali							
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione							
Dismissione							
Dismissione e Realizzazione	29			7		2	
Avanzamento opere principali							
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)	
	PdS '18	PdS '17					
Potenziamento elettrodotto 132 kV Borgomanero Nord-Bornate	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine		
Potenziamento elettrodotto 132 kV Borgoticino-Arona	Fase 1	Fase 1	2019	2020	2025		
Potenziamento elettrodotto 132 kV Cerreto Castello-Biella Est	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-118)	2012	2013	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-118/173/2012)	
Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)	
8 M€/16M€	Scenario ST 2025, 2030					Scenario ST 2025, 2030	
	IUS	1,3				IUS	1,3
	VAN	5 M€				VAN	5 M€

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

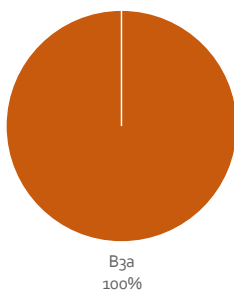
Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3a - Riduzione ENF		0	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabili		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3a - Riduzione ENF	2		
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabili		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

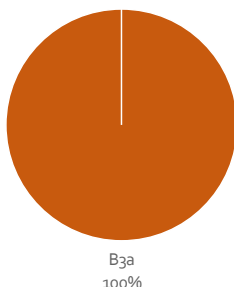


2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2b		0	
B3a		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		0	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3a - Riduzione ENF	2		
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabili		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0



2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2b		0	
B3a		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		0	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

Rete Sud Torino						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
18-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ²⁴
2010				Piemonte		Nord
Descrizione intervento						
La rete 132 kV a Sud di Torino, è caratterizzata, a oggi, da importanti limitazioni all'esercizio, in particolare nell'area compresa fra la stazione di Piossasco e la zona Sud – Ovest del Piemonte. Pertanto, in aggiunta ai lavori già previsti sulle linee "Casanova – Poirino – Villanova" e "Villanova – Villafranca", saranno rimosse le attuali limitazioni alla portata sulle direttrici 132 kV "Piossasco – Airasca – SKF Airasca – Stella" e "Casanova – Valpone - Castagnole".						
Tali interventi consentiranno, una volta completati, un sensibile miglioramento della flessibilità e qualità del servizio.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2025	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	37					
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "Villanova - Villafranca"	Fase 5	Fase 5	2013	2014	2018	
Rimozione limitazioni della direttrice 132 kV "Casanova – Poirino - Villanova"	Compl.	Compl.	2012	2013	2014	
Rimozione limitazioni della direttrice 132 kV "Casanova-Valpone	Compl.	Compl.	2014	2015	2015	
Rimozione limitazioni della direttrice 132 kV Valpone- Castagnole"	Fase 2	Fase 1	2020	2020	2025	
Rimozione limitazioni della direttrice 132 kV "Piossasco – Airasca – SKF Airasca – Stella"	Fase 2	Fase 1	2020	2020	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 3 M€/11 M€						

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

Rete Cuneo - Savona							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
19-P							
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ²⁵	
2010				Piemonte/Liguria		Nord	
Descrizione intervento							
La porzione di rete tra le province di Cuneo e Savona presenta, ad oggi, alcuni vincoli alla trasmissione nell'area compresa fra la stazione di Magliano e l'area di carico Ligure, che non consentono, in alcune condizioni di rete, un esercizio con adeguati margini di sicurezza. Pertanto al fine di incrementare la qualità del servizio è prevista la rimozione di tali limitazioni sugli elettrodotti 132 kV "Magliano – Carrù", "Carrù – Ceva" e "Ceva – Cairo".							
Finalità intervento				Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
					2022		
Interdipendenze o correlazione							
Con altre opere				Da accordi con terzi			
Impatti territoriali							
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione							
Dismissione							
Dismissione e Realizzazione		39		2			
Avanzamento opere principali							
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)	
	PdS '18	PdS '17					
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "Magliano-Carrù"	Compl.	Compl.	2014	2014	2015		
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "Carrù-Ceva"	Fase 5	Fase 5	2017	2017	2022		
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "Ceva-Cairo"	Fase 5	Fase 5	2017	2017	2021		
Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)	
2 M€/16 M€		Scenario ST 2025, 2030			Scenario ST 2025, 2030		
		IUS	1,3		IUS	1,3	
		VAN	5 M€		VAN	5 M€	

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

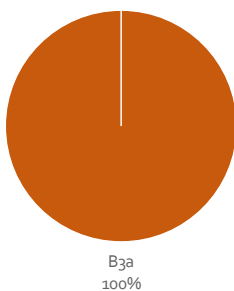
Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3a- Riduzione ENF		0	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3a- Riduzione ENF	2		
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

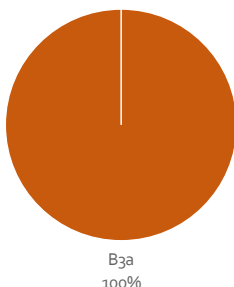


2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2b		0	
B3a		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		0	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3a- Riduzione ENF	2		
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0



2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2b		0	
B3a		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		0	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

Rete 132 kV provincia di Aosta						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
25-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ²⁶
2017				Valle d'Aosta		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di garantire un adeguato livello di affidabilità e flessibilità di esercizio nella rete 132 kV dell'area di Aosta, sarà superata l'attuale gestione a tre estremi nei tratti "Rhins – Signayes – Aosta Ovest" e "Ponte Pietra – Preoil Pollai all. – Nus all.". gli interventi garantiranno un sensibile miglioramento della gestione, sicurezza di alimentazione dei carichi locali.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2025		Lungo termine			Lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Interventi presso Signayes all.	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interventi presso Preoil Pollai all.	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/2 M€						

²⁶ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

1.5.1.3. Schede interventi in valutazione Area Nord Ovest

Elettrodotto 132 kV Mercallo-Cameri

Cod. 12-S

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

***Motivazioni:** Le attività saranno ricomprese nell'ambito della razionalizzazione connessa all'elettrodotto 380 kV "Trino – Lacchiarella"*

Elettrodotto 380 kV Casanova – Asti – Vignole

Cod. 7-S

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

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

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

Razionalizzazione rete 132 kV tra Val d'Aosta e Piemonte

Cod. 11-S

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

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

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

Stazione 380 kV Castelnuovo

Cod. 20-S

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

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

Stazione 380 kV S. Colombano

Cod. 9-S

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

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

Riaspetto 132 kV Area Est di Genova

Cod. 10-S

Le attività prevedono i seguenti interventi:

- realizzazione di un nuovo collegamento in cavo a 132 kV tra le CP Dogali e Canevari;
- il potenziamento dell'elettrodotto "Morigallo-Molassana";
- realizzazione di un raccordo tra la linea a 132 kV "Genova T. – Quadrivio all." ed il tratto compreso tra Quadrivio all. e Dogali della linea a 132 kV "Genova T. – Dogali";
- successiva demolizione della linea 132 kV "Canevari – Dogali all." e del collegamento aereo a 132 kV "Genova T. – Dogali" nel tratto compreso tra Genova T. e Quadrivio allacciamento.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Razionalizzazione 132 kV Genova".

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 Valle d'Aosta

Cod. 5-S

Le attività prevedono la ricostruzione della direttrice a 220 kV "Avisé – Villeneuve – Châtillon".

L'intervento prevede inoltre interventi sull'arete 132 kV, in particolare:

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

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

Elettrodotti 132 kV "Vetri Dego – Spigno" e "Bistagno – Spigno"

Cod. 16-S

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

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

Sviluppi rete nelle province di Asti ed Alessandria

Cod. 7-S

L'intervento prevede le seguenti attività:

- potenziamento della dorsale a 132 kV compresa tra gli impianti di Valenza e Castelnuovo;
- potenziamento della linea a 132 kV Mede – Castelnuovo;
- raccordi della CP Acqui alla linea 132 kV Edison Cairo – Sezzadio.

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.

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

Incremento della capacità di interconnessione con la Francia ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ²⁷		Identificativo RIP
2 - I		2.5.1		Project: 21		Investment ID: 55
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2010				Piemonte		Nord - Francia
Descrizione intervento						
L'intervento è previsto ai sensi dell'articolo 32 della legge 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia". Il progetto prevede la realizzazione lato Italia di un bipolo HVDC tra il nodo di Piossasco (IT) e il confine di Stato, parte italiana di un modulo del collegamento Piossasco – Grande Ile. In data 6 Aprile 2017 la società veicolo Piemonte Savoia Srl (PI.SA.) ha ricevuto dal MISE la notifica di esenzione (della durata di 10 anni e per una capacità di importazione e esportazione pari a 350 MW), tenuto conto del Decreto MISE 20/07/2016 e del parere positivo rilasciato dalla Commissione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 714/2009. In attuazione della legge 99/2009, in data 4 Luglio 2017 il Gruppo Terna e il consorzio che raggruppa imprese private cosiddette "energivore" hanno sottoscritto i contratti di mandato per la realizzazione (EPC) e per l'esercizio e manutenzione (O&M) del collegamento privato ²⁸ .						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
L'interconnector Italia-Francia verrà realizzato in sinergia con l'intervento relativo alla nuova interconnessione pubblica HVDC Piossasco – Grand'Ile						
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	132,02		19,06		15,30	
Dismissione	42,61		16,37		2,87	
Dismissione e Realizzazione	26,77		2,44		1,90	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Grande'Ile – Piossasco	Fase 5	Fase 5	16/10/2009 (EL-177)	2015	2019	
SE conversione Piossasco	Fase 5	Fase 5		2015	2019	
Sintesi						
Investimento sostenuto				Investimento stimato:		
100 M€ / 415 M€				Capacità convenzionale in esenzione: 350 MW		

²⁷ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2018 paragrafo 4.3.2.4 "Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016".

²⁸ La sottoscrizione dei contratti di mandato è avvenuta alla stipula dell'Accordo Quadro, con cui la Società veicolo Piemonte Savoia Srl è stata ceduta dal Gruppo Terna al Consorzio.

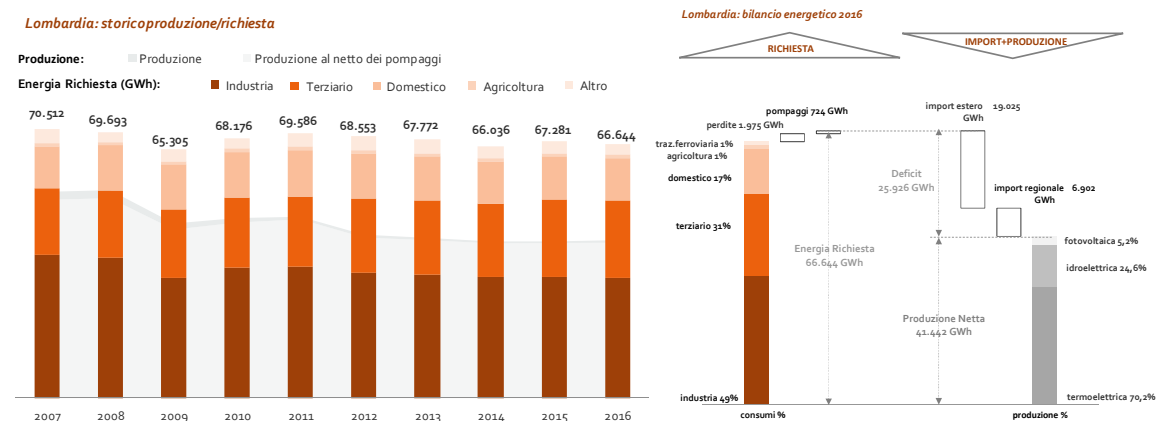
1.5.2. Area Nord



1.5.2.1. Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Nord

Lombardia

Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Lombardia per l'anno 2016 è stato pari a circa 67 TWh, in linea con i consumi degli anni precedenti. Per quanto riguarda i consumi, la quota maggiore è rappresentata dal settore industriale, che da solo copre circa la metà della domanda (49%), seguono il terziario (31%), il domestico (17%), l'agricoltura (1%) e la trazione ferroviaria (1%).



La produzione idroelettrica del 2016 è stata inferiore di circa il 2% rispetto all'anno precedente compensato da un equivalente incremento della produzione termoelettrica. Si conferma, invece, una situazione deficitaria della regione, con un *import* di circa 26 TWh dall'estero.

1.5.2.2. Schede interventi pianificati Area Nord

Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
4-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ²⁹
2004				Piemonte/Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Nei termini stabiliti e con le modalità definite negli accordi sottoscritti con gli Enti Locali a valle dell'autorizzazione conseguita in data 17 novembre 2010 ai sensi della legge 239/04 dell'elettrodotto 380 kV "Trino-Lacchiarella", entrato in servizio nel gennaio 2014, sono previsti una serie di interventi di razionalizzazione, finalizzati anche a minimizzare la presenza di infrastrutture nel territorio.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione	69			19		3
Dismissione	80			19		6
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Compl.	Compl.	Feb-2009 (EL-147)	2010	2014	In data 17 Novembre 2010 è stato autorizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico il nuovo collegamento 380 kV in d.t.Trino–Lacchiarella (239/EL-147/130/2010)
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Variante aerea dell'elettrodotto a 380 kV Baggio - Pieve Albignola nell'ambito del territorio del Comune di Gudo Visconti	Fase 5	Fase 4	Feb-2015 (EL-345)	2018	2019	In data 31/07/2017 è stata conseguita l'autorizzazione
Riassetto delle linee esistenti nella Val Formazza mediante variante aerea delle due linee a 220 kV Ponte V.F. - Verampio	Fase 3	Fase 3	Sett-2011 (EL-275)	Lungo termine	Lungo termine	Processo di VIA integrato con il progetto interconnector Italia-Svizzera (cfr. scheda 1-I)
Interramento della linea a 132 kV Ponte V.F. – Fondovalle						
Variante aerea della linea 220 kV Rosone – Grugliasco	Compl.	Compl.	Sett-2011 (EL-258)	2014	2015	In data 19 Giugno 2013 l'opera è stata autorizzata dal Ministero dello Sviluppo Economico (239/EL-258/187/2013)

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

Demolizione 132 kV, "Garlasco - Tavazzano Est All" ³⁰	Fase 1	Fase 1	2018	2025	Lungo Termine	
Demolizione linea a 132 kV "Mercallo - Somma Lombardo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione 132 kV "Casorate S. - Mercallo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione tratto linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Ricostruzione doppia terna tratto linee a 132 kV "Casorate S - Mercallo" e "Somma Lombardo - Mercallo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Ricostruzione doppia terna raccordi 132 kV CP di Somma Lombardo delle linee "Mercallo - Somma Lombardo" e "Somma Lombardo - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e variante aerea	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione e ricostruzione in doppia terna tratto linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e 132 kV "Malpensa All. - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 220 kV "Trino - Vercelli"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 132 kV "Fontanetto All-Trino CP"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 132 kV "Sannazzaro - Groppello All", "Alagna - Groppello All" e "Alagna - Vigeveno Est"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento 132 kV di "CP Mortara - CP Robbio" e "CP Robbio - Vercelli"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 132 kV "CP Mede - SIT CS SIT (Mortara)"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento 132 kV "CP Mortara - SIT CS Mortara"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante in cavo 132 kV "Mercallo - Cameri" e demolizione 220 kV tra "Mercallo-Cameri" e "Magenta-Pallanzeno"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento tratto 132 kV doppia terna "Tornavento - dep."	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	

³⁰ Riassetto rete 132 kV Comune di Vellezzo e Bellini e Certosa Pavia.

S.Antonino CS" e "Malpensa CP - Turbigo ST"						
Interramento tratto linea 132 kV in doppia terna "Malpensa CP - Turbigo ST" e "Tornavento - Turbigo Sup All".	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento linea 132 kV dalla CP di Vercelli SUD alla centrale ATEL	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione parziale 132 kV Edison Novara - Nerviano previa realizzazione della richiusura della CP Nerviano sulla rete AT della Regione Lombardia e ricollegamento dell'impianto di Edison Novara (Novel) su rete AT novarese	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante in cavo per l'ingresso alla CP Tortona linea a 132 kV Tortona - San Bartolomeo	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento 132 kV "Reno de Medici - SARPOM"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento dell'elettrodotto a 132 kV Borgomanero Nord - Borgomanero Est	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi³¹						
Investimento sostenuto/stimato: 180 M€/380 M€						

³¹ Le attività in corso si riferiscono ad opere di razionalizzazione associate all'opera principale già entrata in servizio, conseguenti alla necessità di ottemperare a prescrizioni autorizzative e/o concertative quindi non soggette ad Analisi Costi Benefici.

Rimozioni limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
8 - P				Project: 21		922,923,924
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ³²
2007/2013		Tab.1		Piemonte		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di consentire l'utilizzo della piena capacità di trasporto e di conseguenza il pieno sfruttamento in sicurezza dell' import dalla frontiera Nord-Ovest, saranno superati gli attuali vincoli di portata presenti sulla rete 380 kV dell'area. In particolare, in aggiunta a quanto già fatto sull'elettrodotto "Vignole – La Spezia", saranno rimosse le limitazioni sulle linee: "Rondissone-Trino"; "Vignole-Vado"; "Lacchiarella-Chignolo Po". Contestualmente sarà esaminata la necessità di intervenire sulla rete 220 kV presente nell'area.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Interconnessione Italia – Francia(cod. 3-p)						
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	6					
Dismissione	6					
Dismissione e Realizzazione	101		5			
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Lacchiarella – Chignolo Po	Fase 5	Fase 5	Gen-2016 (EL-359)	2017	2019	
Rondissone-Trino	Compl.	Fase 5	2016	2016	2017	
Vignole – La Spezia	Compl.	Compl.	2013	2013	2015	
Vignole - Vado	Fase 5	Fase 2	2017	2018	2019	
Sintesi Analisi Costi Benefici						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici		
71 M€/91 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS	3,9-3,9	
				VAN	321-327 M€	
Sensitivity Analisi Costi Benefici ³³³⁴						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici		
71 M€/91 M€				2020, 2025,2030		
				IUS	8,1-9,2	
				VAN	793-926 M€	

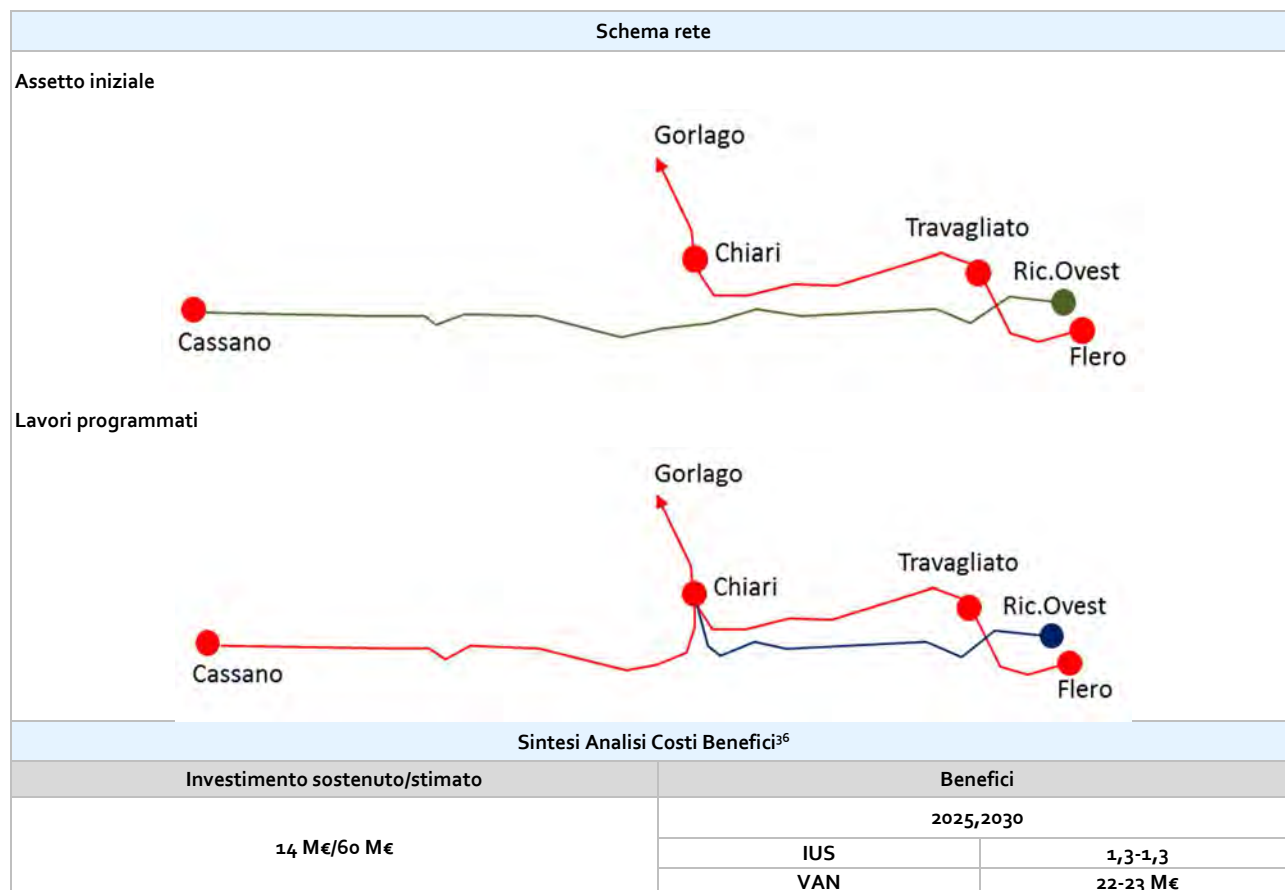
³² Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

³³ L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio perseguibile dall'intervento per il consumatore italiano anziché il beneficio cumulativo (delibera AEEGSI (oggi ARERA) 627/2016/R/EEL art. 12.5).

³⁴ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
104 - P				31		
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ³⁵
2010				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
<p>Nell'ottica di incrementare l'efficienza della rete elettrica che alimenta il carico della città di Brescia, l'elettrodotto 220 kV "Cassano – Ric. Ovest BS" sarà riclassato a 380 kV tra le stazioni di Cassano e di Chiari. L'intervento garantirà un migliore dispacciamento della produzione elettrica della Lombardia, aumentando così i margini di sicurezza e affidabilità dell'alimentazione.</p> <p>L'opera sarà realizzata in sinergia con il nuovo collegamento autostradale Brescia – Bergamo – Milano, garantendo un consumo più efficiente del suolo rispetto alla realizzazione delle nuove infrastrutture.</p> <p>A valle della realizzazione del nuovo collegamento 380 kV sarà possibile declassare a 132 kV il rimanente tratto tra la stazione di Chiari e l'impianto di Ric.Ovest BS.</p>						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2022	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione	67					1
Dismissione	55					1
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 380 kV Cassano-Chiari	Fase 3	Fase 3	Dic-2013 (EL-326)	2020	2022	
Ampliamento SE Chiari	Compl.	Compl.	Lug-2013 (EL-311)	Mar-2014	2016	In data 25-Mar-2014 l'opera è stata autorizzata (239/EL-311/203/2014)

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



³⁶ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Elettrodotto 220 kV Glorencia – Tirano – der.Premadio						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
106 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ³⁷
2010				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare l’affidabilità del servizio elettrico e di garantire un migliore sfruttamento della produzione idroelettrica dell’Alta Valtellina, sarà rimossa la derivazione rigida dell’impianto di Premadio sulla direttrice 220 kV Glorencia – Villa di Tirano, e contestualmente sarà valutata l’opportunità di rivedere l’assetto delle direttrici di trasmissione sottese alla stessa stazione di Premadio. Saranno contestualmente previste attività di adeguamento dell’impianto di Premadio al fine di garantire una maggiore flessibilità di esercizio.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2018			2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			In data 13 novembre 2009 con delibera comunale n.35 è stato approvato il Protocollo d’Intesa con il comune di Valdidentro per l’intervento in questione.			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	4				1	
Dismissione	2					
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuovo raccordo 220 kV in S/E Premadio	Fase 4	Fase 3	10-Ago-2015 (EL-349)	2018	2022	In data 20/06/2017 l’opera è stata autorizzata (239/EL-249/251/2017)
Nuovo stallo 220 kV in S/E Premadio	Fase 4	Fase 3				
Ampliamento e adeguamento S/E 220 kV Premadio	Fase 2	Fase 1	2018	2019	2022	
Sintesi						
<1 M€/14 M€						

³⁷ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
113 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ³⁸
2006		Tab.1		Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Nei termini stabiliti e con le modalità definite negli accordi sottoscritti con gli Enti Locali a valle dell'autorizzazione conseguita in data 13 Novembre 2009 ai sensi della legge 239/04 della direttrice 380 kV Chignolo Po-Maleo, entrato in servizio nel dicembre del 2011, sono previsti una serie di interventi finalizzati anche a minimizzare la presenza di infrastrutture nel territorio.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Risoluzione congestioni
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		SEN 2017
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		12				
Dismissione		29				4
Dismissione e Realizzazione		23				5
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 380 kV Chigolo Po-Maleo	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-108/2008)	2010	2011	In data 13-Nov-2009 è stata autorizzata l'opera (239/EL-108/101/2009)
SE Chignolo Po	Compl.	Compl.				
SE Maleo	Compl.	Compl.				
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
S. Rocco – Miradolo	Fase 3	Fase 3	Feb-2012 (EL-282)	2022	2025	
Casalpusterlengo – S.Rocco						
Casalpusterlengo-UT Lever	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
SE 220 Tavazzano	Fase 5	Fase 5	Lug-2010 (EL – 204)	2015	2019	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata
raccordi 220kV in cavo nel comune di Tavazzano con Villavesco	Fase 5	Fase 5		2018	2019	
Tavazzano Est-Sarmato n.221	Fase 5	Fase 5		2018	2021	
Tavazzano Est-Tavazzano n.222	Fase 5	Fase 5		2018	2021	
Tavazzano Est-Cesano n.223	Fase 5	Fase 4		2018	2021	
Tavazzano-Tavazzano Ovest-Cassano n.276	Fase 5	Fase 5		2017	2018	
Tavazzano Est-Tavazzano n.586	Fase 3	Fase 3		2018	2021	

³⁸ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

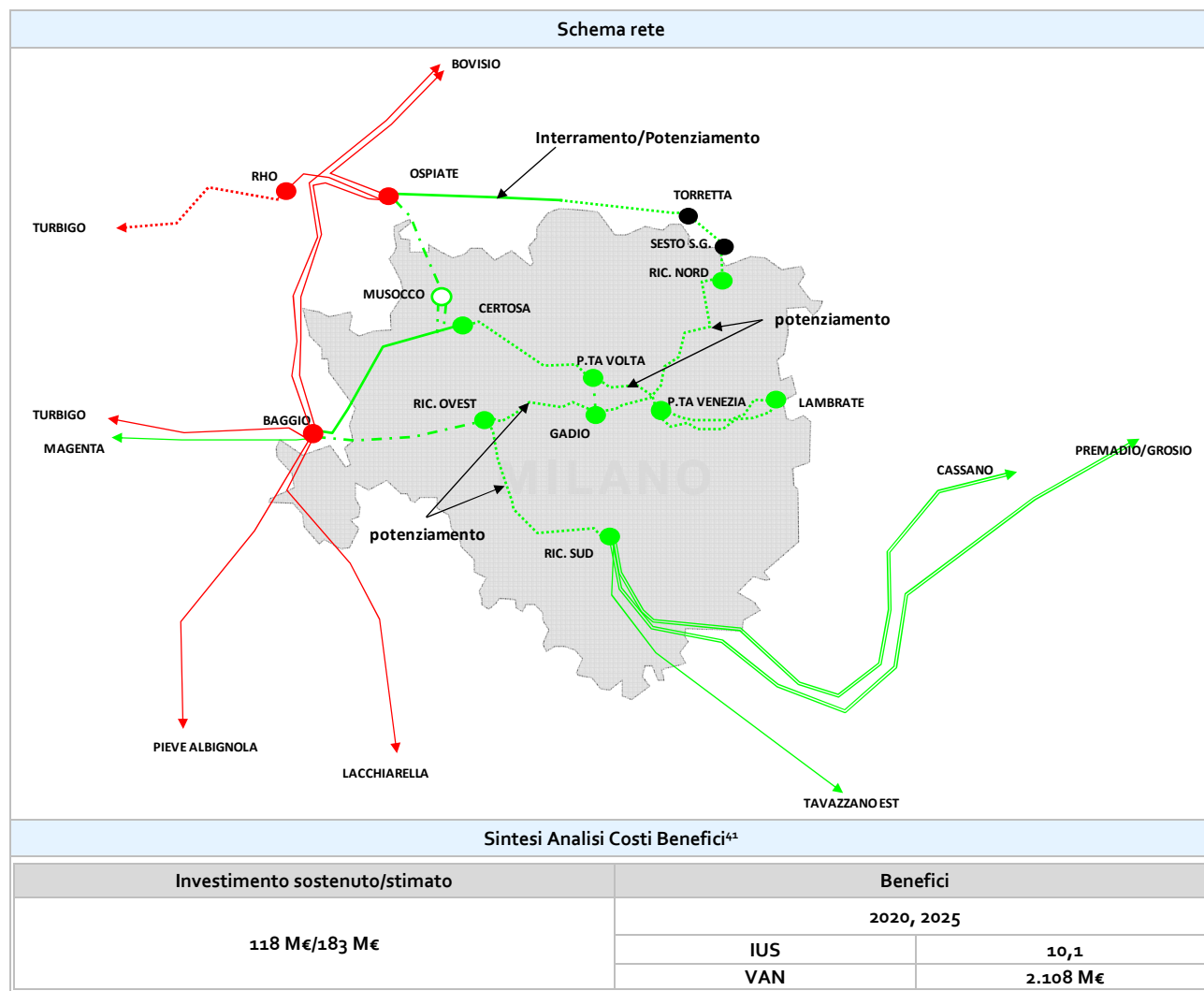
Tavazzano Ovest-Rise Sesto n.922	Compl.	Fase 5		2015	2017	
Tavazzano Est-Colà	Fase 3	Fase 3		2018	2021	
raccordo Tavazzano-Chiaravalle	Fase 3	Fase 3		2018	2021	
Tavazzano Est-Garlasco n.035-3	Fase 3	Fase 3		2018	2021	
Tavazzano Est-Chiaravalle n.031	Fase 3	Fase 3		2018	2021	
Tavazzano Est-Garlasco der SESEC n.035-3	Compl.	Fase 5		2015	2017	
Lodi – Lodi FS n.576	Fase 4	Fase 4				
Lodi – Brembio n.590	Fase 4	Fase 4	Lug-2010 (EL – 204)	2019	2021	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata, autorizzata con autorizzazione n. 239/EL204/178/2012 prorogata di ulteriori 2 anni
Lodi – Montanaso n.591	Fase 4	Fase 4				
Casalpusterlengo – Brembio	Fase 3	Fase 3	Feb-2012 (EL-282)	2022	2025	
Casalpusterlengo – Pizzighettone	Fase 3	Fase 3		2022	2025	
Lodi FS-Casalpusterlengo FS n.0241°	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Lodi FS-Melegnano FS n.023°	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Maleo – Pizzighettone	Compl.	Compl.		2010	2011	
S. Rocco-Maleo	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-108/2008)	2010	2011	Legato alla realizzazione sul 380 kV In data 13-Nov-2009 è stata autorizzata l'opera (239/EL-108/101/2009)
S. Rocco-Pizzighettone	Compl.	Compl.		2010	2011	
Sintesi ³⁹						
Investimento sostenuto/stimato: 127 M€/206 M€						

³⁹ Le attività in corso si riferiscono ad opere di razionalizzazione associate all'opera principale già entrata in servizio, conseguenti alla necessità di ottemperare a prescrizioni autorizzative e/o concertative quindi non soggette ad Analisi Costi Benefici.

Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
115 – P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁴⁰
2005		Tab.2		Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
<p>Considerato l’ingente carico della città di Milano, e gli elevati transiti sugli elettrodotti di trasmissione nell'area che ne derivano, è stata programmata una serie di opere di sviluppo della rete di trasmissione che interessano il territorio milanese.</p> <p>Il potenziamento della rete della città di Milano ha tra i suoi obiettivi quelli di:</p> <ul style="list-style-type: none">- garantire anche in futuro la sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche, diminuendo la probabilità di energia non fornita;- migliorare la connessione degli esistenti impianti di trasmissione, tradizionalmente gestiti come reti separate, in modo da incrementare l'affidabilità della rete;- assicurare un migliore deflusso della potenza generata. <p>A seguito della realizzazione dei collegamenti in cavo “Gadio – Porta Volta” e “Baggio – Ric. Ovest” è stata installata una nuova trasformazione 380/220 kV presso la SE di Baggio ed è stato potenziato il collegamento “Ricev. Ovest-Ricev.Sud”.</p> <p>Saranno inoltre potenziati i collegamenti esistenti in cavo interrato a 220 kV “Gadio - Ricev. Nord”, “Ricev. Ovest - Gadio”, “Porta Volta - Porta Venezia”, e “Ospiate - Torretta”.</p> <p>In correlazione con tali nuovi collegamenti, anche al fine di adeguare gli apparati delle stazioni di Ricevitrice Sud, Ricevitrice Nord e Gadio al futuro assetto di rete sarà previsto l’ampliamento ed il potenziamento di tali impianti.</p> <p>È stata prevista, inoltre, presso la SE Cassano, una nuova trasformazione 380/220 kV.</p> <p>Nell’ambito del Piano di Razionalizzazione della rete di alimentazione della città di Milano è stata anche realizzata una nuova stazione 220 kV, in prossimità dell’esistente impianto CP Musocco di proprietà del Distributore Locale, dotata di opportune trasformazioni 220/132 kV e raccordata agli esistenti impianti 220 kV di Baggio, Porta Volta e Ospiate, e alla linea 132 kV “Amsa Figino – Novate”.</p> <p>Contestualmente alla realizzazione dei raccordi 220 kV della nuova SE di Musocco è stata anche installata, presso l’impianto di Ospiate, una reattanza di compensazione al fine di contenere i profili di tensione nella città di Milano.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Risoluzione congestioni		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	SEN 2017		
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	29				19	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuovo cavo 220 kV “Gadio – P.ta Volta”	Compl.	Compl.	8-Sett-2008 (EL-137)	2010	Apr-2011	In data 05-Ago-2010 l’opera è stata autorizzata (239/EL-137/114/2010)
Nuovo cavo 220 kV “Ricev. Ovest – Baggio”	Compl.	Compl.	15-Mar-2010 (EL-193)	2012	Ago-2013	In data 18-Ott-2011 l’opera è stata autorizzata (239/EL-193/151/2011)

⁴⁰ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Nuova trasformazione 380/220 kV presso SE Baggio	Compl.	Compl.				
Potenziamento cavo 220 kV “Ricev. Ovest – Gadio”	Fase 4	Fase 4	06-Mar-2012 (EL-276)	2017	2019	In data 6-Mar-2014 l’opera è stata autorizzata (239/EL-276/200/2014)
Potenziamento cavo 220 kV “Ricev. Nord - Gadio”	Compl.	Fase 5		2016	2017	
Potenziamento cavo 220 kV “Ricev. Ovest - Ricev. Sud”	Compl.	Compl.		2014	2015	
Potenziamento cavo 220 kV “P.ta Volta - P.ta Venezia”	Fase 5	Fase 4		2018	2020	
Nuova reattanza 220 kV presso SE Ospiate	Compl.	Compl.	2013	2013	Dic-2014	
Nuova SE 220/132 kV Musocco	Compl.	Compl.	20-Dic-2011 (EL 265a/b)	2012	2015	In data 26-Sett-2012 sono state autorizzate le opere con n.procedimento EL 265a (239/EL-265/171/2012) In data 14-Mag-2013 sono state autorizzate le opere con n.procedimento EL 265b (239/EL-265/186/2013)
Raccordi 220 kV “Baggio – Musocco - P.ta Volta”	Compl.	Compl.				
Nuovo elettrodotto 220 kV “Musocco – Ospiate”	Compl.	Compl.				
Raccordi 132 kV “Amsa Figino - Musocco - Novate” ed interramenti linee 132 kV afferenti a SE Musocco	Compl.	Compl.				
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Potenziamento elettrodotto 220 kV Ospiate-Torretta	Fase 2	Fase 1	2018	2021	2025	
Adegaumento della SE Ricevitrice Sud	Fase 2	Fase 1	2019	2025	Lungo termine	
Adegaumento della SE Gadio	Fase 1	Fase 1	2018	2019	2021	
Nuova trasformazione 380/220 kV presso la SE Cassano	Compl.	Compl.	2014	2014	2015	In corso attività funzionali a separazione funzionale



⁴¹ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
116 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁴²
2010		Tab.1		Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
La rete elettrica della Valle Sabbia, è caratterizzata, ad oggi, da importanti vincoli all'esercizio dovuti alla presenza di limitazioni della portata degli elettrodotti presenti e a schemi di connessione non ottimali. Ciò ovviamente ha un riflesso sulla qualità dell'alimentazione nell'area e in particolare sulle utenze di carattere industriale. Pertanto, al fine di incrementare l'affidabilità e la qualità del servizio elettrico nell'area della Valle Sabbia, sono state definite una serie di attività quali:						
<div>- la realizzazione di una nuova stazione elettrica 220/132 kV in prossimità dell'area industriale di Odolo, e dei raccordi 220 kV e 132 kV alla rete afferente sarà garantita l'alimentazione in sicurezza e la magliatura della rete AT locale;</div> <div>- la rimozione delle limitazioni della dorsale 132 kV che attraversa la valle, tramite lo sfruttamento di asset già esistenti, e, contestualmente, la realizzazione di una nuova SE 132 kV presso l'impianto di Ponte Caffaro;</div>						
Sarà inoltre, di concerto con il Distributore, modificata la connessione della CP Lumezzane mediante un nuovo raccordo alla futura direttrice 132 kV verso Odolo. In anticipo alle attività sopra descritte, al fine di migliorare la flessibilità di esercizio (specie in corrispondenza di condizioni climatiche/ambientali non ottimali) saranno predisposti opportuni automatismi presso gli impianti di IRO Odolo e Valsabbia.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2018			2021	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	19				1	
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
S/E 220 kV Agnosine e raccordi	Fase 5	Fase 4	Feb-2012 (EL-274)	2018	2020	In data 14 maggio 2014 è stata autorizzata la SE 220/132 kV di Agnosine, i raccordi alla rete locale e le opere connesse (239/EL-274/211/2014)
S/E 132 kV di Ponte Caffaro, collegamenti alla RTN e opere connesse.	Fase 5	Fase 5	Dic-2015 (EL-360)	2019	2021	
Collegamento 132 kV Ferriera Valsabbia – Agnosine	Fase 1	Fase 1	2019	2020	2021	
Nuovo raccordo in DT 132 kV ingresso CP Lumezzane	Fase 1	Fase 1	2018	2020	2021	

⁴² Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Predisposizione dispositivi automatici presso gli impianti di IRO Odolo e Valsabbia	Fase 2	Fase 1	2018	2019	2021	
Predisposizione dispositivi automatici presso gli impianti di Valsabbia	Fase 2	Fase 1	2018	2019	2021	
Schema rete						
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁴³						
Investimento sostenuto/stimato			Benefici			
2 M€/56 M€			2025, 2030			
			IUS		4,4	
			VAN		233 M€	

⁴³ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Stazione 380 kV Mese							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
127 - P							
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁴⁴	
2008				Lombardia		Nord	
Descrizione intervento							
L'esistente stazione 220/132 kV di Mese è interessata dalle potenze importate dalla Svizzera attraverso il collegamento 220 kV Mese – Gorduno nonché dalle produzioni del nucleo idroelettrico della Valchiavenna. La stazione è poi connessa all'area di carico del comasco attraverso due lunghe arterie a 132 kV che, nei periodi di alta idraulicità, devono essere esercite al limite delle proprie capacità. Al fine, pertanto, di incrementare i margini di sicurezza e la necessaria flessibilità dell'esercizio della rete, si prevede di realizzare unanuova stazione elettrica 380 kV in prossimità dell'attuale stazione Mese che sarà collegata in entra – esce alla linea 380 kV "Bulciago – Soazza" e alla rete afferente all'esistente stazione.							
Finalità intervento				Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività			Avvio cantieri			Completamento	
			2022			2025	
Impatti territoriali							
Impatti non significativi							
Avanzamento opere principali							
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)	
	PdS '18	PdS '17					
SE 380 kV Mese e raccordi	Fase 3	Fase 3	Giu-2014 (EL-332)	2022	2025		
Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)	
<1 M€/36 M€	Scenario ST 2025, 2030					Scenario ST 2025, 2030	
	IUS	18,6				IUS	18,6
	VAN	781 M€				VAN	781 M€

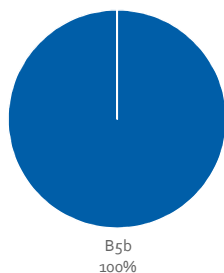
⁴⁴ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Benefici Totali di sistema
2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
<input type="checkbox"/> B1 - SEW		0	
<input type="checkbox"/> B2b - Riduzione Perdite		0	
<input type="checkbox"/> B3b - Riduzione ENF		0	
<input type="checkbox"/> B4 - Costi evitati o differiti		0	
<input type="checkbox"/> B5b - Integrazione rinnovabili		0	
<input type="checkbox"/> B6 - Investimenti evitati		0	
<input type="checkbox"/> B7 - Costi evitati MSD		0	
<input type="checkbox"/> B13 - Incremento Resilienza		0	
<input type="checkbox"/> B16 - Opex Evitati o differiti		0	
<input type="checkbox"/> B18 - Riduzione CO ₂		0	
<input type="checkbox"/> B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

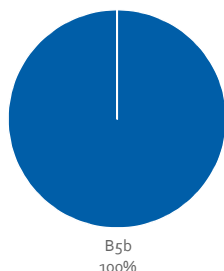
Benefici monetari		Val. [M€]	
<input type="checkbox"/> B1 - SEW		0	
<input type="checkbox"/> B2b - Riduzione Perdite		0	
<input type="checkbox"/> B3b - Riduzione ENF		0	
<input type="checkbox"/> B4 - Costi evitati o differiti		0	
<input checked="" type="checkbox"/> B5b - Integrazione rinnovabili		35	
<input type="checkbox"/> B6 - Investimenti evitati		0	
<input type="checkbox"/> B7 - Costi evitati MSD		0	
<input type="checkbox"/> B13 - Incremento Resilienza		0	
<input type="checkbox"/> B16 - Opex Evitati o differiti		0	
<input type="checkbox"/> B18 - Riduzione CO ₂		0	
<input type="checkbox"/> B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0


2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
<input type="checkbox"/> B1		0	
<input type="checkbox"/> B2b		0	
<input type="checkbox"/> B3b		0	
<input type="checkbox"/> B4		0	
<input type="checkbox"/> B5b		0	
<input type="checkbox"/> B6		0	
<input type="checkbox"/> B7		0	
<input type="checkbox"/> B13		0	
<input type="checkbox"/> B16		0	
<input type="checkbox"/> B18		0	
<input type="checkbox"/> B19		0	
Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
<input type="checkbox"/> B1 - SEW		0	
<input type="checkbox"/> B2b - Riduzione Perdite		0	
<input type="checkbox"/> B3b - Riduzione ENF		0	
<input type="checkbox"/> B4 - Costi evitati o differiti		0	
<input checked="" type="checkbox"/> B5b - Integrazione rinnovabili		57	
<input type="checkbox"/> B6 - Investimenti evitati		0	
<input type="checkbox"/> B7 - Costi evitati MSD		0	
<input type="checkbox"/> B13 - Incremento Resilienza		0	
<input type="checkbox"/> B16 - Opex Evitati o differiti		0	
<input type="checkbox"/> B18 - Riduzione CO ₂		0	
<input type="checkbox"/> B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0


2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
<input type="checkbox"/> B1		0	
<input type="checkbox"/> B2b		0	
<input type="checkbox"/> B3b		0	
<input type="checkbox"/> B4		0	
<input type="checkbox"/> B5b		0	
<input type="checkbox"/> B6		0	
<input type="checkbox"/> B7		0	
<input type="checkbox"/> B13		0	
<input type="checkbox"/> B16		0	
<input type="checkbox"/> B18		0	
<input type="checkbox"/> B19		0	
Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

Stazione 380 kV Magenta						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
126 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁴⁵
2009				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di aumentare l’affidabilità, la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete elettrica nell’area compresa tra le stazioni 380 kV di Turbigo e di Baggio, è prevista una nuova sezione 380 kV presso l’esistente impianto 220 kV di Magenta, con le relative trasformazioni e brevissimi raccordi all’elettrodotto 380 kV Turbigo – Baggio. Contestualmente sarà realizzato un riassetto generale della rete AT afferente la stazione.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			2022	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione	8					5
Dismissione	6					3
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuova sezione 380 kV e ATR 380/220 kV presso la SE 220 kV Magenta	Fase 3	Fase 3	Gen – 2016 (EL-361)	2019	2022	
Raccordi 380 kV alla linea “Turbigo – Baggio”	Fase 3	Fase 3				
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Interramento 132 kV "Magenta-Abbiategrosso T.040" e "Magenta -Vigevano est"	Fase 3	Fase 3	Gen – 2016 (EL-361)	2019	2022	
Ripristino doppia terna 132 kV "Magenta-Vittuone" e "Magenta-Gaggiano" e demolizione, parziale 132 kV "Magenta-Gaggiano"	Fase 3	Fase 3	Gen – 2016 (EL-361)	2019	2022	

⁴⁵ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

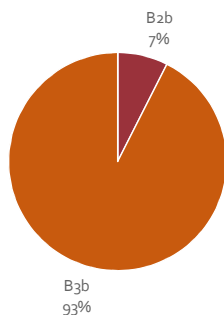
Interramento 132 kV "Magenta - Magenta CS T.480"	Fase 3	Fase 3	Gen – 2016 (EL-361)	2019	2022						
Interramento 132 kV "Magenta-Boffalora"	Fase 3	Fase 3	Gen – 2016 (EL-361)	2019	2022						
Sintesi Analisi Costi Benefici											
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)					
<1 M€/32 M€		Scenario ST 2025, 2030						Scenario ST 2025, 2030			
		IUS	5,9					IUS	5,9		
		VAN	194 M€					VAN	194 M€		

Benefici Totali di sistema
2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3b- Riduzione ENF		0	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

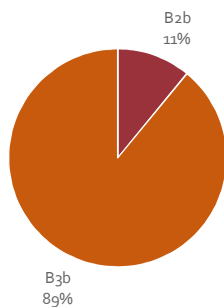
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		1	
B3b- Riduzione ENF		13	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0


2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2b		0	
B3b		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		0	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		2	
B3b- Riduzione ENF		14	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0


2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2b		0	
B3b		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		0	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

Stazione 380 kV Brugherio						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
138 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁴⁶
2007				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di Brugherio, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. I lavori saranno realizzati scaglionando le attività sulle apparecchiature per ordine di priorità.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2025	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Adeguamento della SE Brugherio	Fase 5	Fase 5	2015	2015	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/3 M€						

⁴⁶ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 380 kV Tavazzano						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
142 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁴⁷
2007				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di Tavazzano, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. I lavori saranno realizzati scaglionando le attività sulle apparecchiature per ordine di priorità.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2025	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Adeguamento SE Tavazzano	Fase 5	Fase 5	2015	2015	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 2 M€/3 M€						

⁴⁷ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 380 kV Bovisio						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
137 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁴⁸
2006 ⁴⁹ 2010 ⁵⁰				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di Bovisio, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. E' stata inoltre installata una reattanza di circa 285 MVar presso lo stesso impianto.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2025	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Adeguamento SE Bovisio	Fase 5	Fase 5	2013	2013	2025	
Installazione di un banco di reattanze trasversali da 285 MVar presso SE Bovisio	Compl.	Compl.	2013	2013	2015	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 4 M€/6 M€						

⁴⁸ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

⁴⁹ Si riferisce all'adeguamento impianto.

⁵⁰ Si riferisce all'installazione della reattanza.

Stazione 380 kV Turbigo						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
143 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵¹
2006 ⁵² 2010 ⁵³				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di Turbigo, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. Contestualmente è stata installata una reattanza di circa 285 MVar presso lo stesso impianto di Turbigo.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Risoluzione congestioni
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		SEN 2017
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Adeguamento della SE Turbigo	Fase 5	Fase 5	2025	2025	Lungo termine	
Installazione di un banco di reattanze trasversali da 258 MVar presso SE Turbigo	Compl.	Fase 5	2015	2016	2017	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 3 M€/10 M€						

⁵¹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

⁵² Si riferisce all'adeguamento impianto.

⁵³ Si riferisce all'installazione della reattanza.

Stazione 380 kV S.Rocco						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
144 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵⁴
2011				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di S. Rocco, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. I lavori saranno realizzati scaglionando le attività sulle apparecchiature per ordine di priorità.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2021	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Adeguamento della SE 380 kV S. Rocco	Fase 5	Fase 5	2015	2015	2021	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 2 M€/3 M€						

⁵⁴ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 220 kV Grosotto						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
145 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵⁵
2011				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di garantire migliori margini di sicurezza ed affidabilità di esercizio, sarà adeguata la potenza della capacità di trasformazione 220/132 kV presso la SE di Grosotto. Il nuovo trasformatore sarà inoltre dotato di variatore sotto carico, in modo tale da permettere una migliore regolazione di tensione sulla direttrice 132 kV sottesa alla stessa stazione di Grosotto.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuovo ATR 220/132kV Grosotto	Fase5	Fase 5	2017	2017	2019	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/4 M€						

⁵⁵ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 220 kV Tirano						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
152 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵⁶
2017				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di garantire un adeguato profilo di tensione sulle lunghe direttrici 220 kV che collegano l'alta Valtellina ai carichi dell'area di Milano si prevederà l'installazione presso la SE 220 di Tirano di un un banco di reattanze.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2019			2022	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Installazione reattore presso SE 220 kV Tirano	Fase 2	Fase 1	2019	2019	2022	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/2 M€						



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

Stazione 220 kV Vaiano Valle							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
130 - P							
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵⁷	
2006				Lombardia		Nord	
Descrizione intervento							
<p>La rete 132 kV dell'area Sud di Milano è alimentata principalmente attraverso lunghe direttrici che collegano in entra-esce le cabine primarie che raccordano, a loro volta, la sottostante rete di media tensione.</p> <p>Allo stato attuale tale rete 132 kV trova il suo unico punto di raccordo e smistamento nell'impianto di E-DISTRIBUZIONE di Vaiano Valle, per il quale la stessa E-DISTRIBUZIONE ha comunicato una perdita di interesse a causa della dismissione delle trasformazioni AT/MT.</p> <p>Un eventuale dismissione di tutto l'impianto comporterebbe la perdita di un importante nodo di smistamento e raccordo, riducendo sensibilmente la flessibilità di esercizio dell'area e l'affidabilità dell'alimentazione dei carichi sottesi.</p> <p>A ciò occorre aggiungere la necessità di garantire una migliore distribuzione dei transiti sulla rete 220 kV attualmente fortemente concentrata in quell'area presso la SE 220 kV di Ric.Sud</p> <p>Sarà pertanto prevista, di concreto con il Distributore, una nuova stazione di trasformazione 220/132 kV collegata in entra – esce alla direttrice 220 kV "Cassano – Ricevitrice Sud" e alla rete 132 kV afferente l'attuale impianto 132 kV di Vaiano Valle.</p>							
Finalità intervento				Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
2020		2023			Lungo Termine		
Interdipendenze o correlazione							
Con altre opere				Da accordi con terzi			
				Realizzazione vincolata al raggiungimento di un accordo tecnico-economico con E- Distribuzione relativamente all'acquisizione della Cabina Primaria di Vaiano Valle.			
Impatti territoriali							
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione		3					
Dismissione							
Dismissione e Realizzazione							
Avanzamento opere principali							
Nome Opera		Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
		PdS '18	PdS '17				
SE 220 kV Vaiano Valle e raccordi		Fase 1	Fase 1	2020	2023	Lungo Termine	
Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)	
3,5 M€/18 M€		Scenario ST 2020, 2025			Scenario ST 2020, 2025		
		IUS	1,6		IUS	1,6	
		VAN	14 M€		VAN	14 M€	

⁵⁷ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

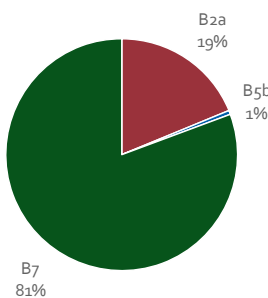
Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation












Benefici monetari		Val. [M€]
	B1 - SEW	0
	B2a - Riduzione Perdite	0
	B3a- Riduzione ENF	0
	B4 - Costi evitati o differiti	0
	B5b - Integrazione rinnovabili	0
	B6 - Investimenti evitati	0
	B7 - Costi evitati MSD	0
	B13 - Incremento Resilienza	0
	B16 - Opex Evitati o differiti	0
	B18 - Riduzione CO2	0
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0
Altri benefici non monetari		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza

2025 - Sustainable Transition

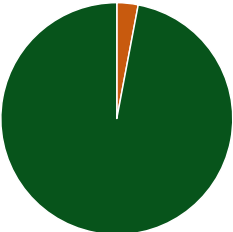
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	0	<table><tr><td>B2a</td><td>19%</td></tr><tr><td>B5b</td><td>1%</td></tr><tr><td>B7</td><td>81%</td></tr></table>	B2a	19%	B5b	1%	B7	81%
B2a	19%							
B5b	1%							
B7	81%							
B2a - Riduzione Perdite	<1							
B3a- Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabili	<1							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	<1							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					



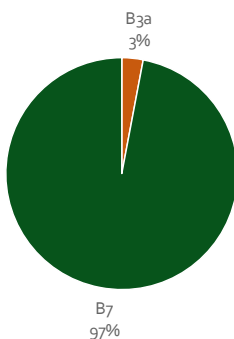
2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
	B1	0	
	B2a	0	
	B3a	0	
	B4	0	
	B5b	0	
	B6	0	
	B7	0	
	B13	0	
	B16	0	
	B18	0	
	B19	0	
Altri		Val.	
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	












2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]
B1 - SEW	0	
B2a - Riduzione Perdite	0	
B3a- Riduzione ENF	<1	
B4 - Costi evitati o differiti	0	
B5b - Integrazione rinnovabili	0	
B6 - Investimenti evitati	0	
B7 - Costi evitati MSD	3	
B13 - Incremento Resilienza	0	
B16 - Opex Evitati o differiti	0	
B18 - Riduzione CO2	0	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0



2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
	B1	0	
	B2a	0	
	B3a	0	
	B4	0	
	B5b	0	
	B6	0	
	B7	0	
	B13	0	
	B16	0	
	B18	0	
	B19	0	
Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

Elettrodotto 132 kV Bergamo – Bas						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
109 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵⁸
2008				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
La città di Bergamo è attualmente alimentata da due collegamenti a 132 kV “Curno – Bergamo CP” e “Malpensata – Bergamo CP – derivazione Bergamo Bas”; al fine di incrementare l'affidabilità del servizio elettrico sarà rimossa la suddetta derivazione rigida realizzando due collegamenti diretti: “Bergamo CP –Bergamo Bas”, ottenuto sfruttando gli impianti di rete esistenti, e “Malpensata –Bergamo Bas”, mediante un nuovo collegamento in cavo.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		SEN 2017
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2018	
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		3				1
Dismissione		3				1
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Realizzazione del nuovo elettrodotto 132 kV Malpensata - Bergamo Bas	Fase 5	Fase 5	Ago-2011 (EL-255)	2016	2018	In data 25-Mar-2014 l’opera è stata autorizzata (239/EL-255/202/2014)
Realizzazione nuovo stallo 132 kV presso SE Bergamo Bas	Fase 5	Fase 5				
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 4 M€/5 M€						

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

Elettrodotto 132 kV Verderio - Ciserano						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
147 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵⁹
2012				Lombardia		
Descrizione intervento						
La porzione di rete che alimenta l'area ovest della città di Bergamo, presenta limitazioni sull'esercizio della piena portata degli elettrodotti che già nel breve termine potrebbero ridurre i margini di affidabilità e sicurezza locale di esercizio. Sono stati perciò previsti interventi di rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV in uscita dalle stazioni di Verderio e Ciserano, che consentiranno di migliorare gli standard attuali e garantire più ampi margini di sicurezza, di esercizio e di garanzia di copertura dei prelievi di potenza dell'area.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2018			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		41		2		7
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Verderio-Chignolo d'Isola	Fase 1	Fase 1	2022	2022	Lungo termine	
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Verderio-Cisano	Fase 5	Fase 2	2018	2018	2025	
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Cisano-Locate	Fase 1	Fase 1	2020	2020	2025	
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Locate-Dalmine CP	Fase 1	Fase 1	2020	2020	2025	
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Ciserano-Dalmine CP	Fase 5	Fase 2	2018	2018	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/10 M€						

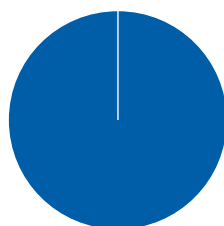
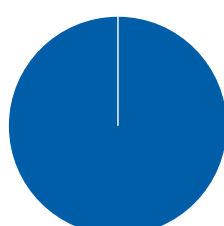
⁵⁹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Elettrodotto 132 kV Cedrate - Casorate						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
149 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶⁰
2013				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di garantire migliori standard di sicurezza di alimentazione del carico locale si rende necessario rimuovere le attuali limitazioni presenti sull'elettrodotto 132 kV "Cedrate - Casorate" in modo da consentire lo sfruttamento della linea alla piena potenza.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2025		Lungo Termine			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	7				1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Adeguamento portata elettrodotto 132 kV Cedrate – Casorate	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo Termine	Lungo Termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/7 M€						

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

Elettrodotto 132 kV tra le stazioni di Stazzona e Verderio						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
151-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶¹
2014				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di garantire migliori margini di sicurezza ed affidabilità di esercizio, saranno rimosse le attuali limitazioni sulla direttrice 132 kV che collega gli impianti di Stazzona e Verderio, funzionale al trasporto di parte della produzione idroelettrica della Valtellina. L'attività consentirà, a valle del suo completamento, una razionalizzazione dell'impegno dell'infrastruttura elettrica nel territorio.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]			l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione	5					
Dismissione	25					4
Dismissione e Realizzazione	110			18		2
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni sulla direttrice 132 kV di Stazzona e Verderio	Fase 5	Fase 5	2016	2016	2019	

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

Sintesi Analisi Costi Benefici										
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)				
13 M€/18 M€		Scenario ST 2020, 2025				Scenario ST 2020, 2025				
		IUS	3,7			IUS	3,7			
		VAN	59 M€			VAN	59 M€			
Benefici Totali di Sistema										
2020 - Best Estimation										
Benefici monetari		Val. [M€]								
	B1 - SEW		0	 B5b 100%						
	B2b - Riduzione Perdite		0							
	B3b- Riduzione ENF		0							
	B4 - Costi evitati o differiti		0							
	B5b - Integrazione rinnovabil		4							
	B6 - Investimenti evitati		0							
	B7 - Costi evitati MSD		0							
	B13 - Incremento Resilienza		0							
	B16 - Opex Evitati o differiti		0							
	B18 - Riduzione CO2		0							
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]			0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]						0
I5 - Overgeneration [MWh]			0	I13 - Variazione resilienza						0
2025 - Sustainable Transition										
Benefici monetari		Val. [M€]								
	B1 - SEW		0	 B5b 100%						
	B2b - Riduzione Perdite		0							
	B3b- Riduzione ENF		0							
	B4 - Costi evitati o differiti		0							
	B5b - Integrazione rinnovabil		5							
	B6 - Investimenti evitati		0							
	B7 - Costi evitati MSD		0							
	B13 - Incremento Resilienza		0							
	B16 - Opex Evitati o differiti		0							
	B18 - Riduzione CO2		0							
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]			0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]						0
I5 - Overgeneration [MWh]			0	I13 - Variazione resilienza						0
2025 - Distributed Generation										
Monetari		Val. [M€]								
	B1		0							
	B2b		0							
	B3b		0							
	B4		0							
	B5b		0							
	B6		0							
	B7		0							
	B13		0							
	B16		0							
	B18		0							
	B19		0							
Altri		Val.		Val.						
I21 [MW]			0	I8 [k ton]						0
I5 [MWh]			0	I13						0
2030 - Sustainable Transition										
Benefici monetari		Val. [M€]								
	B1 - SEW		0							
	B2b - Riduzione Perdite		0							
	B3b- Riduzione ENF		0							
	B4 - Costi evitati o differiti		0							
	B5b - Integrazione rinnovabil		0							
	B6 - Investimenti evitati		0							
	B7 - Costi evitati MSD		0							
	B13 - Incremento Resilienza		0							
	B16 - Opex Evitati o differiti		0							
	B18 - Riduzione CO2		0							
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]			0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]						0
I5 - Overgeneration [MWh]			0	I13 - Variazione resilienza						0
2030 - Distributed Generation										
Monetari		Val. [M€]								
	B1		0							
	B2b		0							
	B3b		0							
	B4		0							
	B5b		0							
	B6		0							
	B7		0							
	B13		0							
	B16		0							
	B18		0							
	B19		0							
Altri		Val.		Val.						
I21 [MW]			0	I8 [k ton]						0
I5 [MWh]			0	I13						0

Riassetto rete 132 kV area Rho						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
153 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶²
2017				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di aumentare l’affidabilità e la sicurezza della rete 132 kV sottesa fra le stazioni di Baggio e Ospiate sarà studiata la possibilità di realizzare una nuova stazione di smistamento in prossimità dell’attuale Cabina Primaria di Rho, raccordando anche la rete ex-RFI, e rimuovendo le limitazioni sugli attuali elettrodotti 132 kV “Ospiate – Lainate”, “Lainate – Rho” e “Rho – Settimo”.						
Le attività consentiranno un miglioramento degli attuali profili di tensione dell’area e un aumento dei margini di adeguatezza per la copertura dei carichi presenti e futuri.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2025		Lungo termine			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	11					3
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuova SE 132 kV presso la CP Rho	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo Termine	Lungo Termine	
Elettrodotto 132 kV “Ospiate - Lainate”	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo Termine	Lungo Termine	
Elettrodotto 132 kV “Lainate - Rho”	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo Termine	Lungo Termine	
Elettrodotto 132 kV “Rho - Settimo”	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo Termine	Lungo Termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 /13 M€						

⁶² Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Riassetto rete 132 kV Brescia							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
114-P							
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶³	
2008				Lombardia		Nord	
Descrizione intervento							
<p>L'area della città di Brescia rappresenta per la gestione e lo sviluppo della rete elettrica, un punto di particolare attenzione, per via della presenza d'importanti utenze industriali. In tal senso Terna, alla luce di alcune previste evoluzioni del carico aveva pianificato importanti interventi di riassetto e potenziamento che sono state poi descritte nei precedenti Piani di Sviluppo.</p> <p>Una volta venute meno tali evoluzioni si è resa necessaria una rivisitazione di quanto previsto, tenedo comunque presente la necessità di garantire ai carichi presenti nell'area un'alimentazione adeguata e sicura.</p> <p>In tal senso, anche considerando le limitazioni presenti su alcuni dei collegamenti 132 kV esistenti, sarà previsto il potenziamento degli attuali collegamenti "Ziziola – XXV Aprile" e "XXV Aprile – Ric.Nord".</p> <p>In anticipo alle attività sopra descritte, al fine di migliorare la flessibilità di esercizio (specie in corrispondenza di condizioni climatiche/ambientali non ottimali) di alcune delle utenze industriali presenti nell'area, saranno predisposti opportuni automatismi presso l'impianto di S. Bartolomeo</p>							
Finalità intervento				Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
2025		Lungo Termine			Lungo Termine		
Impatti territoriali							
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione							
Dismissione							
Dismissione e Realizzazione		7				5	
Avanzamento opere principali							
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)	
	PdS '18	PdS '17					
Potenziamento elettrodotto in cavo "Ziziola – XXV Aprile"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine		
Potenziamento elettrodotto in cavo "XXV Aprile – Ric.Nord"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine		
Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base			Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
<1 M€/20 M€		Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030	
		IUS	6			IUS	6
		VAN	123 M€			VAN	123 M€

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

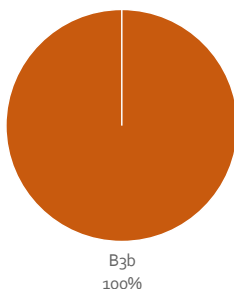
Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3b- Riduzione ENF		0	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabili		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3b- Riduzione ENF	9		
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabili		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

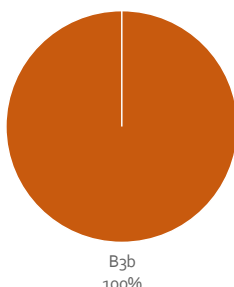


2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2b		0	
B3b		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		0	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3b- Riduzione ENF	9		
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabili		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0



2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2b		0	
B3b		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		0	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
108 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶⁴
2011				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
<p>Al fine di migliorare l'affidabilità e la sicurezza del servizio sono previsti interventi di riassetto rete tra gli impianti di La Casella e Castelnuovo, oltre alla realizzazione di una nuova linea 132 kV tra gli impianti di La Casella e di Arena Po. Gli interventi previsti, oltre che consentire di superare gli attuali collegamenti in derivazione rigida esistenti, permetterà di aumentare i margini di sicurezza per l'alimentazione delle utenze locali, attraverso la rimozione degli attuali vincoli di portata presenti sulla direttrice 132 kV fra l'impianto di La Casella e gli impianti di Castelnuovo e Copiano. Saranno contestualmente previste attività di riassetto della rete 66 kV ex RFI presente nell'area.</p>						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2020			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	10					
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	57				1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuovo elettrodotto 132 kV tra SE La Casella e Arena Po	Fase 3	Fase 2	Giu-2017 (EL-382)	2020	2025	
Rimozione della derivazione rigida sull'elettrodotto "CP Arena Po - CP Copiano"	Fase 3	Fase 2		2020	2025	
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "La Casella – CP Broni"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "CP Broni – CP Bressana"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	

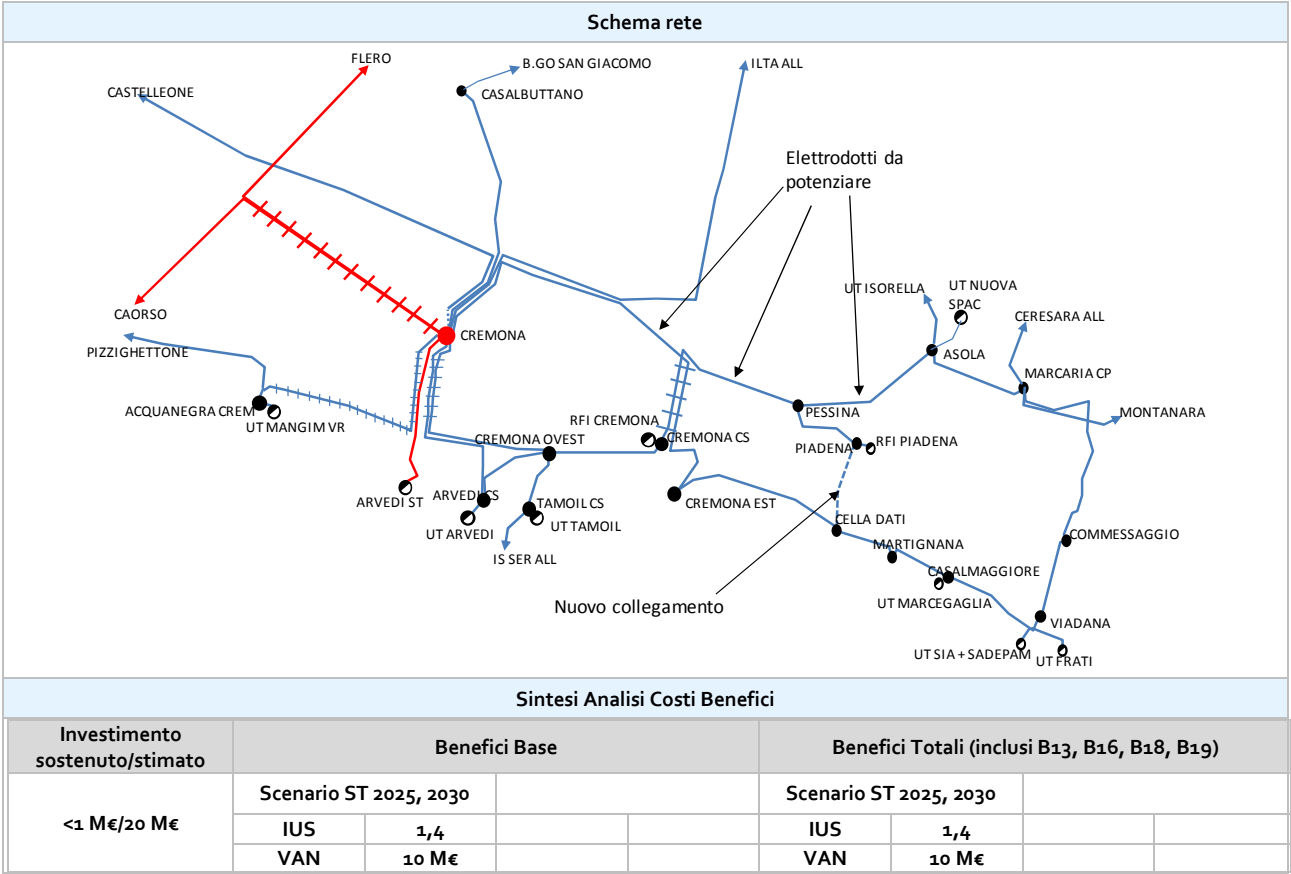
⁶⁴ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "CP Bressana – CP Voghera"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "CP Voghera - Castelnuovo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Schema rete						
<p>Eliminazione T-rigido COPIANO ALL</p> <p>LA CASELLA ST</p> <p>PAVIA TORRETTA</p> <p>PAVIA EST</p> <p>COPIANO</p> <p>CORTEOLONA CS</p> <p>ECOENERGIA</p> <p>S. ANGELO LODIG.</p> <p>MIRADOLO</p> <p>S. ROCCO</p> <p>Nuovo collegamento</p> <p>LA CASELLA</p> <p>ARENA PO</p> <p>Adeguamento di portata</p> <p>ripotenziamento</p> <p>BRESSANA</p> <p>BRONI</p> <p>DSM BAKERY</p> <p>VOGHERA</p> <p>CASTELNUOVO</p> <p>Adeguamento di portata</p>						

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
<1 M€/15 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,2			IUS	1,2	
	VAN	3 M€			VAN	3 M€	
Benefici Totali di Sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW			0				
B2a - Riduzione Perdite			0				
B3a- Riduzione ENF			0				
B4 - Costi evitati o differiti			0				
B5a - Integrazione rinnovabil			0				
B6 - Investimenti evitati			0				
B7 - Costi evitati MSD			0				
B13 - Incremento Resilienza			0				
B16 - Opex Evitati o differiti			0				
B18 - Riduzione CO ₂			0				
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM			0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]		0	
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0	
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW			0				
B2a - Riduzione Perdite			1				
B3a- Riduzione ENF			1				
B4 - Costi evitati o differiti			0				
B5a - Integrazione rinnovabil			0				
B6 - Investimenti evitati			0				
B7 - Costi evitati MSD			0				
B13 - Incremento Resilienza			0				
B16 - Opex Evitati o differiti			0				
B18 - Riduzione CO ₂			0				
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM			0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]		0	
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0	
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1			0				
B2a			0				
B3a			0				
B4			0				
B5a			0				
B6			0				
B7			0				
B13			0				
B16			0				
B18			0				
B19			0				
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]		0		I8 [k ton]		0	
I5 [MWh]		0		I13		0	
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW			0				
B2a - Riduzione Perdite			1				
B3a- Riduzione ENF			1				
B4 - Costi evitati o differiti			0				
B5a - Integrazione rinnovabil			0				
B6 - Investimenti evitati			0				
B7 - Costi evitati MSD			0				
B13 - Incremento Resilienza			0				
B16 - Opex Evitati o differiti			0				
B18 - Riduzione CO ₂			0				
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM			0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]		0	
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0	
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1			0				
B2a			0				
B3a			0				
B4			0				
B5a			0				
B6			0				
B7			0				
B13			0				
B16			0				
B18			0				
B19			0				
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]		0		I8 [k ton]		0	
I5 [MWh]		0		I13		0	

Razionalizzazione 132 kV Cremona						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
119 – P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶⁵
2010				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di aumentare la capacità di trasporto della rete AT, superare le criticità di esercizio nell’area di Cremona, sono stati pianificati interventi di potenziamento sulla rete AT afferente l’omonima SE 380 kV. In particolare si provvederà al potenziamento delle linee 132 kV “Cremona – Cremona Est”, “Cremona FS – Pessina” e “Pessina – Asola”. Al fine, inoltre, di aumentare la magliatura della rete sarà previsto un nuovo collegamento fra gli attuali impianti di Piadena e Cella Dati.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2020			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	47,78		0,95		0,54	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Potenziamento el. 132 kV “Cremona – Cremona Est”	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Potenziamento el. 132 kV “Cremona FS – Pessina”	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Potenziamento el. 132 kV “Pessina – Asola”	Fase 3	Fase 3	15-Lug-2015 (EL 348)	2020	2025	
Nuovo elettr. 132 kV “Piadena – Cella Dati”	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	

⁶⁵ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità



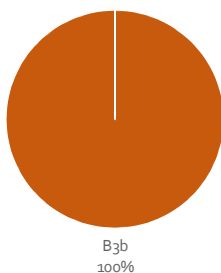
Benefici Totali di Sistema

2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3b - Riduzione ENF		0	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabili		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3b - Riduzione ENF		2	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabili		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

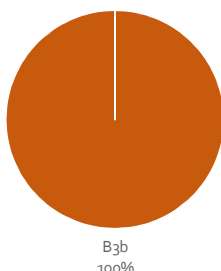


2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2b		0	
B3b		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		0	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3b - Riduzione ENF		2	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabili		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO ₂		0	
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0



2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2b		0	
B3b		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		0	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

Riassetto rete AT tra Lodi e Piacenza						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
110 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶⁶
2011				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
L'intervento prevede l'adeguamento delle due direttrici 132 kV che colleghano l'impianto di S.Rocco con i nodi di Piacenza Ovest e Piacenza Est; con contestuale superamento dell'attuale schema di rete in cui sono presenti le derivazioni rigide tra cui impianti Tecnoborgo e Siet. Saranno, inoltre, in anticipo, realizzate le necessarie attività per il miglioramento della flessibilità di esercizio sulle direttrici 132 kV "San Rocco – Piacenza RFI all – Casalbusterlengo" e "San Rocco – Fiorenzuola RFI all – Fiorenzuola".						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			Lungo termine	
Impatti territoriali						
Impatti non significativi						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
132 kV "San Rocco – Piacenza RFI all – Casalbusterlengo" e "San Rocco – Fiorenzuola RFI all – Fiorenzuola	Fase 2	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1/10 M€						

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

1.5.2.3. Schede interventi in valutazione Area Nord

Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza

Cod. 105-S

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

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

Elettrodotto 132 kV "Solaro – Arese"

Cod. 107-S

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

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

Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina (Fase B)

Cod. 112-S

L'intervento prevede la realizzazione dei seguenti impianti a livello 380 kV:

- nuove stazioni di trasformazione 380 kV di Grosio/Grosotto, Venina e Tirano;
- raccordi a 380 kV per inserire la stazione di Tirano in entra – esce alla d.t. "S. Fiorano – Robbia";
- raccordi a 380 kV per inserire la stazione di Grosio/Grosotto in entra – esce ad una delle linee della d.t. "S. Fiorano – Robbia";
- nuova direttrice a 380 kV "Tirano – Venina – Verderio".

Una volta realizzati i sopra descritti interventi sul livello 380 kV, verranno eseguite le seguenti attività, raggruppate secondo insiemi indipendenti l'uno dall'altro:

INSIEME B/1:

- collegamento alla nuova stazione di Grosio/Grosotto della linea di trasmissione in d.t. a 220 kV "Verderio – Grosio", nel tronco C.le Grosio – Grosio;
- successiva dismissione dalla RTN della suddetta linea "Grosio – Verderio".

INSIEME B/2:

- collegamento alla nuova stazione di Grosio/Grosotto della linea a 220 kV "Glorenza – Tirano";
- successiva dismissione dalla RTN del tratto della suddetta linea "Glorenza/Tirano – Cesano", compreso tra Grosio e Cesano e recupero del tratto a 220 kV tra Verderio e Cesano, quest'ultima da collegarsi alla linea 220 kV "Cislago – Dalmine".

INSIEME B/3:

- collegamento alla nuova stazione di Grosio/Grosotto della linea di trasmissione in d.t. a 220 kV "Premadio – Ric. Sud" e "Grosio – Ric. Sud";
- successiva dismissione dalla RTN della suddetta d.t. "Premadio – Ric. Sud" e "Grosio – Ric. Sud" nel tratto compreso tra Grosio e Cedegolo Edison e realizzazione dei raccordi a Cedegolo Edison per attuare il collegamento a 220 kV in d.t. "Cedegolo – Ric. Sud";
- successiva dismissione dalla RTN della linea a 132 kV "Cedegolo – Civate – Gorlago" nel tratto compreso tra Cedegolo e Pian Camuno (con conseguente raccordo a Pian Camuno del restante elettrodotto) previo adeguamento dell'altra doppia direttrice a 132 kV tra Cedegolo e Pian Camuno;
- è stata studiata l'installazione presso gli impianti di Cedegolo e Grosotto di reattanze di compensazione.

INSIEME B/4:

- adeguamento del collegamento a 132 kV tra Belviso e Venina;

- trasformazione in cavo interrato della linea a 132 kV tra Stazzona e Belviso;
- dismissione dalla RTN della linea in d.t. a 132 kV "Stazzona All. – Ric. Nord" e "Stazzona – Ric. Nord" nel tratto compreso tra Belviso (Stazzona All.) e Fusine e realizzazione del raccordo a Fusine per attuare il collegamento in d.t. a 132 kV "Fusine – Ric. Nord";
- dismissione dalla RTN della linea a 132 kV "Fusine – Lenna".

INSIEME B/5:

- realizzazione di due nuovi collegamenti 220 kV tra Sondrio e Venina per consentire il riassetto della rete 132 kV afferente ai due impianti;
- successiva dismissione della linea a 220 kV "Venina – Cassano" nel tratto compreso tra Venina e Dalmine e recupero del tratto a 220 kV tra Dalmine e Cassano.

***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.*

Nuova stazione 132 kV Ternate

Cod. 133-S

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

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

Elettrodotto 132 kV "Novara Sud – Magenta"

Cod. 110-S

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

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

Elettrodotto 132 kV Biassono - Desio

Cod. 111-S

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

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

Razionalizzazione 380 – 132 kV di Brescia

Cod. 114-S

Le attività prevedono un riassetto della rete a 132 kV con potenziamento della rete locale tra le stazioni di Nave e Travagliato.

L'intervento prevede in particolare al realizzazione di:

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

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

Riassetto rete 132 kV Monza/Brianza

Cod. 118-S

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

L'intervento prevede in particolare:

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

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

Nuova stazione 132 kV Civate

Cod. 911-S

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

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

Elettrodotto 132 kV Cesano B. – Corsico

Cod. 150-S

E' prevista la rimozione delle attuali limitazioni presenti sull'elettrodotto 132 kV "Cesano B. -Corsico".

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

Riassetto rete AT area Como

Cod. 120-S

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

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

Razionalizzazione rete AT Val Camonica/Val Seriana (BG)

Cod. 117-S

Per consentire il pieno sfruttamento, anche in condizioni di rete non integra, della produzione idroelettrica della Val Seriana è prevista la realizzazione del nuovo collegamento 132 kV tra il nodo elettrico di Pian Camuno e l'impianto di Dossi. Tale collegamento, che unirà la rete AT della Valcamonica con la rete AT della Val Seriana, garantirà un significativo aumento dell'affidabilità di alimentazione dei carichi locali.

Il collegamento, almeno parzialmente, potrebbe essere realizzato mediante potenziamento di infrastrutture esistenti.

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

Riassetto rete AT area Lecco (BG)

Cod. 121-S

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

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

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

Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ⁶⁷		Identificativo RIP
1 - I		2.15.1		Project: 31		Investment ID: 642
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2010				Lombardia/Piemonte		Nord - Svizzera
Descrizione intervento						
L'intervento è previsto ai sensi dell'articolo 32 della legge 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia". Il progetto prevede lo sviluppo di nuove linee di trasmissione fra Italia e Svizzera in parte in corrente alternata e in parte in corrente continua. In particolare sarà realizzato un collegamento a 380 kV in corrente alternata fra Airolo (All'Acqua) (CH) e la nuova stazione di Pallanzeno (IT), a cui si collegherà un sistema in corrente continua fino al nodo 380 kV di Baggio, per una distanza complessiva di oltre 160 km.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2020			2025	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza da accordi con TSO svizzero e con finanziatori privati ai sensi della Legge 99/2009		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	385,28		202,34		10,38	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Pallanzeno - Airolo	Fase 3	Fase 3	03-Ott-2012 (EL-330)	2020	2025	Iter autorizzativo in corso
Riclassamento HVDC						
Razionalizzazione rete AT nella Val Formazza	Fase 3	Fase 3	07- Set-2011 (EL-275)	2020	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/ Investimento stimato: <1M€ /1.000 ⁶⁸ M€					TTC: 1000/1100 MW Capacità convenzionale in esenzione: TBD	

⁶⁷ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2018 paragrafo 4.3.2.4 "Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016".

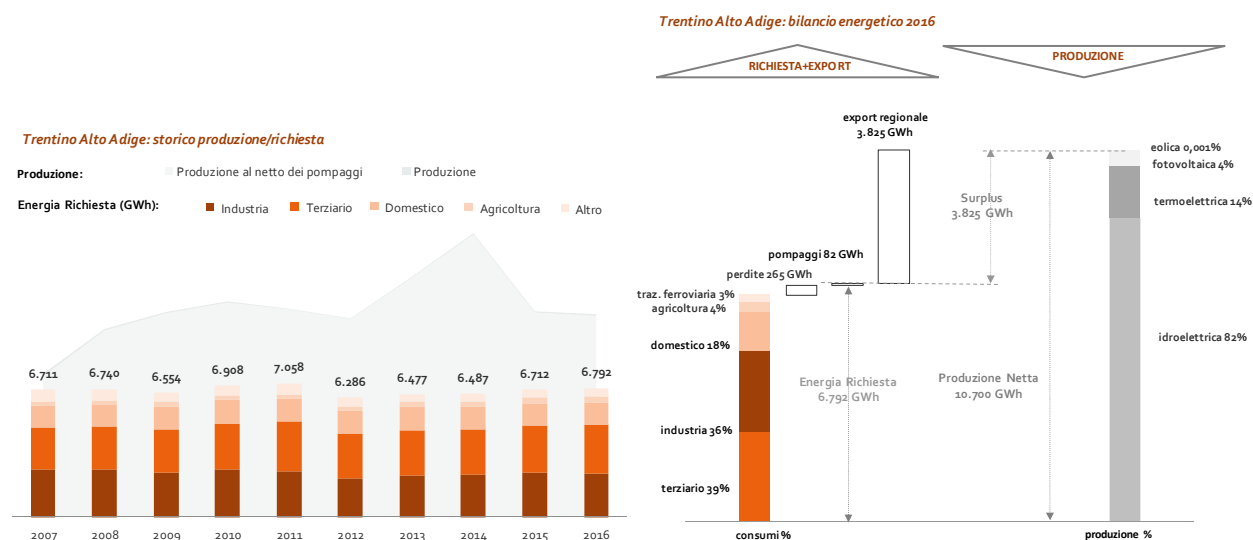
⁶⁸ Investimento privato

1.5.3. Area Nord Est



1.5.3.1. Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

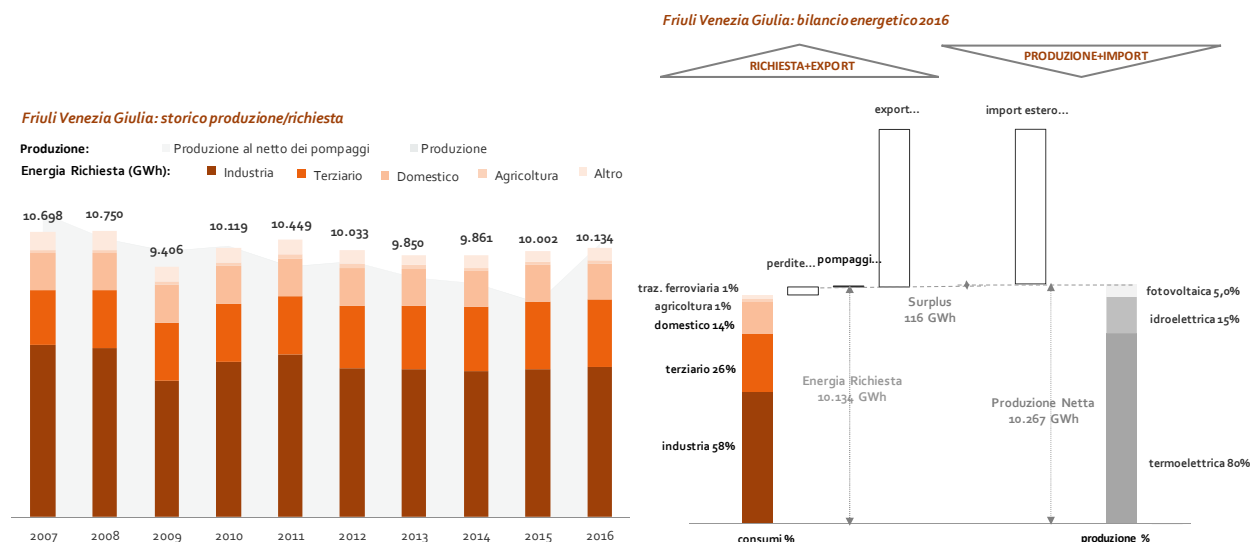
Trentino Alto Adige



Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Trentino Alto Adige per l'anno 2016 è stato pari a circa 6,8 TWh, in aumento rispetto all'anno precedente (+1,2%). I consumi regionali sono prevalentemente imputabili ai settori terziario (39%) e industriale (36%), seguiti dal domestico (18%), dall'agricoltura (4%) e dalla trazione ferroviaria (3%).

La produzione regionale, dopo l'evidente calo del 2015 dovuto alla diminuzione della produzione idroelettrica, si conferma costante. Il fabbisogno energetico del 2016 è infatti coperto per lo più da produzione idroelettrica (82%) seguita da quella termoelettrica (14%). La produzione interna riesce a coprire l'intero fabbisogno regionale, consentendo alla Regione di esportare verso le regioni limitrofe circa 3,8 TWh.

Friuli Venezia Giulia

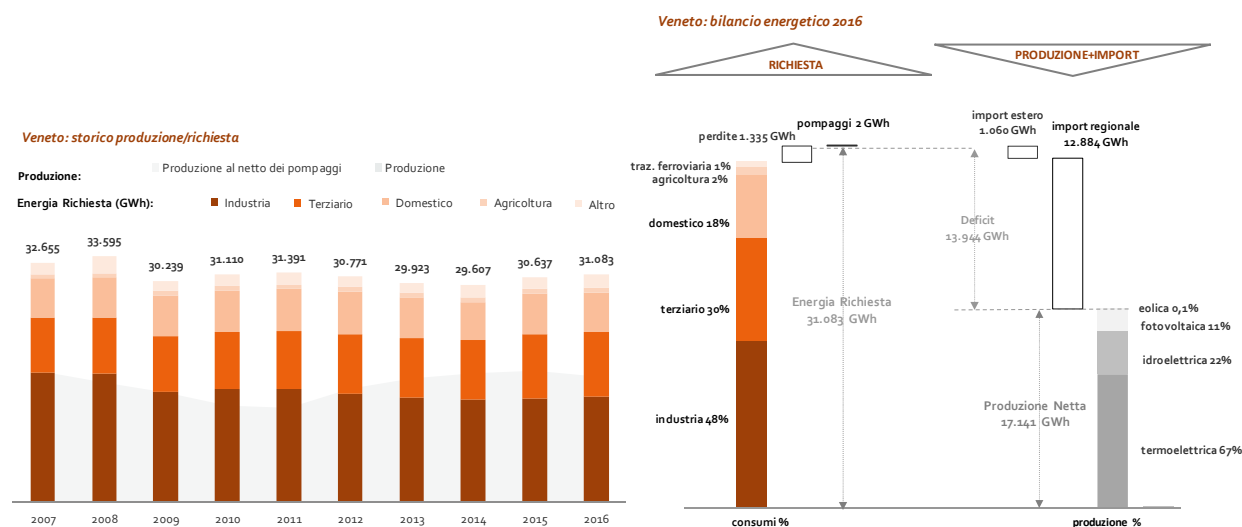


Il fabbisogno della Regione Friuli Venezia Giulia è caratterizzato da una quota prevalente di consumi industriali (58%), seguiti dal terziario (26%) e dal domestico (14%). Il totale del fabbisogno di energia elettrica della Regione per l'anno 2016 è stato pari a circa 10,1 TWh, in aumento rispetto all'anno precedente (+1,3%).

Le produzioni da fonte termoelettrica (80%) ed idroelettrica (15%) coprono quasi totalmente il fabbisogno regionale. La totale produzione risulta in incremento (+27%) rispetto all'anno precedente. Anche nel 2016 il Friuli Venezia Giulia copre i propri consumi elettrici con la produzione interna e con l'import estero.

Il sistema elettrico della Regione è interessato dai transiti delle potenze importate verso i centri di consumo delle regioni confinanti.

Veneto



Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Veneto per l'anno 2016 è stato pari a circa 31,1 TWh, registrando un incremento del 1,5% rispetto all'anno precedente. I consumi regionali sono prevalenti nei settori industriale (48%) e terziario (30%), seguiti dal domestico (18%), dall'agricoltura (2%) e dalla trazione ferroviaria (1%)

La produzione netta regionale (-4,4% rispetto al 2015) a copertura del fabbisogno è per il 67% da termoelettrico, 22% da idroelettrico.

1.5.3.2. Schede Interventi pianificati Area Nord Est

Elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia - Austria						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ⁶⁹		Identificativo RIP
204 - P				375		97
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2001				Veneto, Trentino Alto Adige		Nord-Austria
Descrizione intervento						
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 adeguamento dei dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza per tener conto della adeguata capacità di interconnessione. 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. 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.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019/2020		2024/2025			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza dagli accordi da sottoscrivere con il TSO confinante.		
Impatti territoriali ⁷⁰						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	43		37		1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
El. 220 kV Lienz (AT) – Nuova SE (IT)	Fase1	Fase1	2019/2020	2024/2025	lungo termine	
Nuova SE (IT)	Fase1	Fase1	2019/2020	2024/2025	lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Razionalizzazione rete AT	Fase1	Fase1	lungo termine	lungo termine	lungo termine	

⁶⁹ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2018 paragrafo 4.3.2.4 "Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016".

⁷⁰ Dati riferiti ai km ricadenti in territorio italiano.

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	10,2	IUS	13,8	IUS	11,5	IUS	17,2
1 M€ / 89 M€	VAN	1.011 M€	VAN	1.407 M€	VAN	1.151 M€	VAN	1.777 M€
Benefici Totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		0						
B2a - Riduzione Perdite		0						
B3a - Riduzione ENF		0						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabili		0						
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD		0						
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	11							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a - Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabili	0							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	54							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	18							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	19							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	520	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	20							
B2a	0							
B3a	0							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	57							
B13	0							
B16	0							
B18	20							
B19	11							
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]	520	I8 [k ton]	0					
I5 [MWh]	0	I13	0					
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	5							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a - Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabili	<1							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	68							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	3							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	520	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	8							
B2a	0							
B3a	0							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	94							
B13	0							
B16	0							
B18	17							
B19	5							
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]	520	I8 [k ton]	0					
I5 [MWh]	0	I13	0					

Sensitivity Analisi Costi Benefici ⁷⁴								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	19,1	IUS	25,1	IUS	20,4	IUS	28,5
1 M€ / 89 M€	VAN	1.990 M€	VAN	2.650 M€	VAN	2.129 M€	VAN	3.019 M€
Benefici Totali di Sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		0						
B2a - Riduzione Perdite		0						
B3a- Riduzione ENF		0						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabili		0						
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD		0						
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza		0				
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	77							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a- Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabili	0							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	54							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	18							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	19							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	520	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza		0				
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	126							
B2a	0							
B3a	0							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	57							
B13	0							
B16	0							
B18	20							
B19	11							
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]	520	I8 [k ton]		0				
I5 [MWh]	0	I13		0				
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	67							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a- Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabili	<1							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	68							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	3							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	520	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza		0				
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	81							
B2a	0							
B3a	0							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	94							
B13	0							
B16	0							
B18	17							
B19	5							
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]	520	I8 [k ton]		0				
I5 [MWh]	0	I13		0				

⁷⁴ L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio perseguibile dall'intervento per il consumatore italiano anziché il beneficio cumulativo (delibera AEEGSI (oggi ARERA) 627/2016/R/EEL art. 12.5).

Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vize (IT) – Steinach (AT)						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
208-P				336		613
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2003		Tab.1		Trentino Alto Adige		Nord-Austria
Descrizione intervento						
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. Il collegamento a 132/110 kV su lato italiano sarà realizzato mediante sfruttamento dell’elettrodotto Prati di Vize – Brennero, attualmente esercito in media tensione. 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 Vize – 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. Tenuto conto della potenza in import trasportata sulla futura linea di interconnessione Prati di Vize – Steinach e, anche in considerazione di ulteriore capacità produttiva attuale e prevista in servizio sulla porzione di rete interessata, sarà potenziata la magliatura della locale rete a 132 kV. In particolare sarà raccordata alla direttrice 132 kV Castelbello –Bolzano all. l’impianto Hydros di Marleno oggi connesso all’elettrodotto 132 kV S. Leonardo - Mezzocorona. Infine saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie di distribuzione e stazioni presenti lungo le direttrici 132 kV.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica 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	1					
Dismissione	74		3		6	
Dismissione e Realizzazione	14					
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Prati di Vize - Steinach	compl.	compl.	10.11.2003	2013	2014	
Stazione 132/110 kV Brennero (incluso trasformatore/PST)	Fase5	Fase5	22.12.2014	2016	2019	In data 25.02.2016 sono stati autorizzati gli interventi di realizzazione della S/E Brennero, incluso trasformatore/PST)
Raccordi 132 kV SE Marleno	Fase2	Fase2	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.
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase1	Fase1	2019	2021	2023	

Sintesi Analisi Costi Benefici ⁷²		
Investimento sostenuto/stimato	Benefici	
10 M€/30M€	2020, 2025	
	IUS	13-10,7
	VAN	447-362 M€
Sensitivity Analisi Costi Benefici ⁷³		
Investimento sostenuto/stimato	Benefici	
10 M€/30 M€	2020, 2025	
	IUS	24,6-18,1
	VAN	879-639 M€

⁷² Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

⁷³ L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio perseguibile dall'intervento per il consumatore italiano anziché il beneficio cumulativo (delibera AEEGSI (oggi ARERA) 627/2016/R/EEL art. 12.5).

Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ⁷⁴		Identificativo RIP
207 - P				148		92
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 ridurre alcuni vincoli sulla produzione locale e sull'importazione dai Paesi dell'Est Europa, è necessario rinforzare la rete afferente la 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 sarà pertanto 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 prevista la realizzazione di una nuova stazione elettrica 380 kV denominata "Udine Sud", alla quale sarà collegato in entra – esce il futuro elettrodotto in doppia terna a 380 kV tra Udine Ovest e Redipuglia; presso la stessa sarà 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 sarà installata una trasformazione dedicata e realizzato 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			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	73				1	
Dismissione	66		1		1	
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuovo elettrodotto 380 kV Udine O. – Udine S. – Redipuglia ed opere connesse	Fase5	Fase3	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	Fase5	Fase3	13.11.2008 (EL-146)/ 06.11.2015 (EL-146bis)	2013/2017	2017	

⁷⁴ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2018 paragrafo 4.3.2.4 "Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016".

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	Fase4	Fase3	16.06.2015 (EL-368)	2018	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.
Rimozione limitazioni rete 380 e 220 kV interconnessa alla Slovenia	Fase2	Fase2	2018/2019	2020	2022	
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.						
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
380 kV Monfalcone - Redipuglia	Fase3	Fase2	13.11.2017 (EL-390)	2019	2022	
132 kV Udine FS – Udine Sud	Fase3	Fase2	12.10.2017 (EN-ELR-1719.1)	2019	2022	
132 kV Redipuglia FS – Strassoldo FS	Fase3	Fase2	13.12.2017	2019	2022	
132 kV Redipuglia - Ca' Poia	Fase3	Fase2	10.08.2017 (EN-ELR-1715.1)	2019	2022	
132 kV Redipuglia – Schiavetti	Fase5	Fase3	13.11.2008 (EL-146)/ 06.11.2015 (EL-146bis)	2013/2017	2019	
132 kV Redipuglia - Manzano	Fase4	Fase2	11.05.2017 (3509/AMB)	2018	2022	In data 20.11.2017 è stata autorizzata l'opera.
132 kV Udine Sud - Cartiere Romanello	Fase3	Fase2	12.07.2017 (EN-ELR-1714.1)	2019	2022	
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁷⁵						
Investimento sostenuto/stimato					Benefici	
136 M€/ 166M€					2020, 2025	
					IUS	11,2-9,0
					VAN	2.097-1.640 M€

⁷⁵ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
203-P			93
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">• un nuovo elettrodotto 380 kV tra le stazioni di Dolo e Camin;• un nuovo collegamento 380 kV tra la stazione elettrica di Fusina2 e di Dolo;• un nuovo elettrodotto 220 kV tra la centrale di Fusina e la stazione di Fusina 2 (Gr. 1-2 e 3-4);• 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";• le varianti in cavo interrato a 123 kV "S.E. Camin - C.P. Rovigo P.A." e "C.P. Camin – C.P. Conselve";• 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";• un nuovo elettrodotto in cavo interrato a 220 kV tra la Stazione Elettrica IV e la Stazione di Fusina 2;• 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". <p>Alla nuova stazione 380/220/132 kV di Fusina 2 saranno connessi i gruppi di produzione di Fusina, alcuni mediante l'utilizzo di trasformazioni 380/220 kV di adeguata potenza nominale; 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	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		lungo termine	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	67	18	20
Dismissione	78	5	11
Dismissione e Realizzazione			


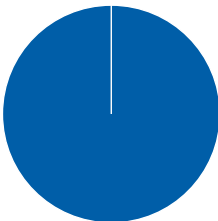











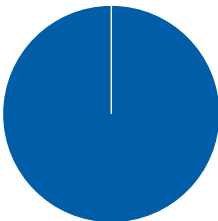






















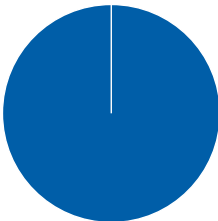





















Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 220 kV Stazione IV – Malcontenta – der. Stazione V	Fase5	Fase5	16.03.2009 (EL-283)	2014	2015	
Elettrodotto 220 kV Stazione IV – Stazione V	Fase4	Fase3	23.05.2017 (EL-372)	2019	2021	
Elettrodotto 380 kV Dolo - Camin	Fase3	Fase3	23.12.2016 (EL-362)	2021	2024	
Elettrodotto 220 kV Fusina – Stazione IV	Fase3	Fase3	23.12.2016 (EL-362)	2021	2024	
Elettrodotto 220 kV Fusina – Stazione V	Fase3	Fase3	23.12.2016 (EL-362)	2021	2024	
Elettrodotto 220 kV Fusina – Malcontenta	Fase3	Fase3	23.12.2016 (EL-362)	2021	2024	
Stazione 380/220/132kV Fusina	Fase3	Fase3	23.12.2016 (EL-362)	2021	2024	
Stazione 220 kV Malcontenta	Fase3	Fase3	23.12.2016 (EL-362)	2021	2024	
Adeguamenti stazioni 220 kV esistenti	Fase3	Fase3	23.12.2016 (EL-362)	2021	2024	
Rimozione limitazioni rete 380 kV, 220 kV e 132 kV	Fase2	Fase2	2020	2022	2024	
Rimozione limitazioni Cabine Primarie						
Elettrodotto 132 kV Fusina - Sacca Fisola	Fase5	Fase5	6.08.2009 (EL-106)	2013	2019	
Elettrodotto 132 kV Cavallino - Sacca Serenella	Fase5	Fase5	6.08.2009 (EL-106)	2013	2019	

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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Razionalizzazione rete AT	Fase1	Fase1	2024	lungo termine	lungo termine	
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁷⁶						
Investimento sostenuto/stimato					Benefici	
79 M€/ 240M€					2020, 2025, 2030	
					IUS	1,7
					VAN	203 M€

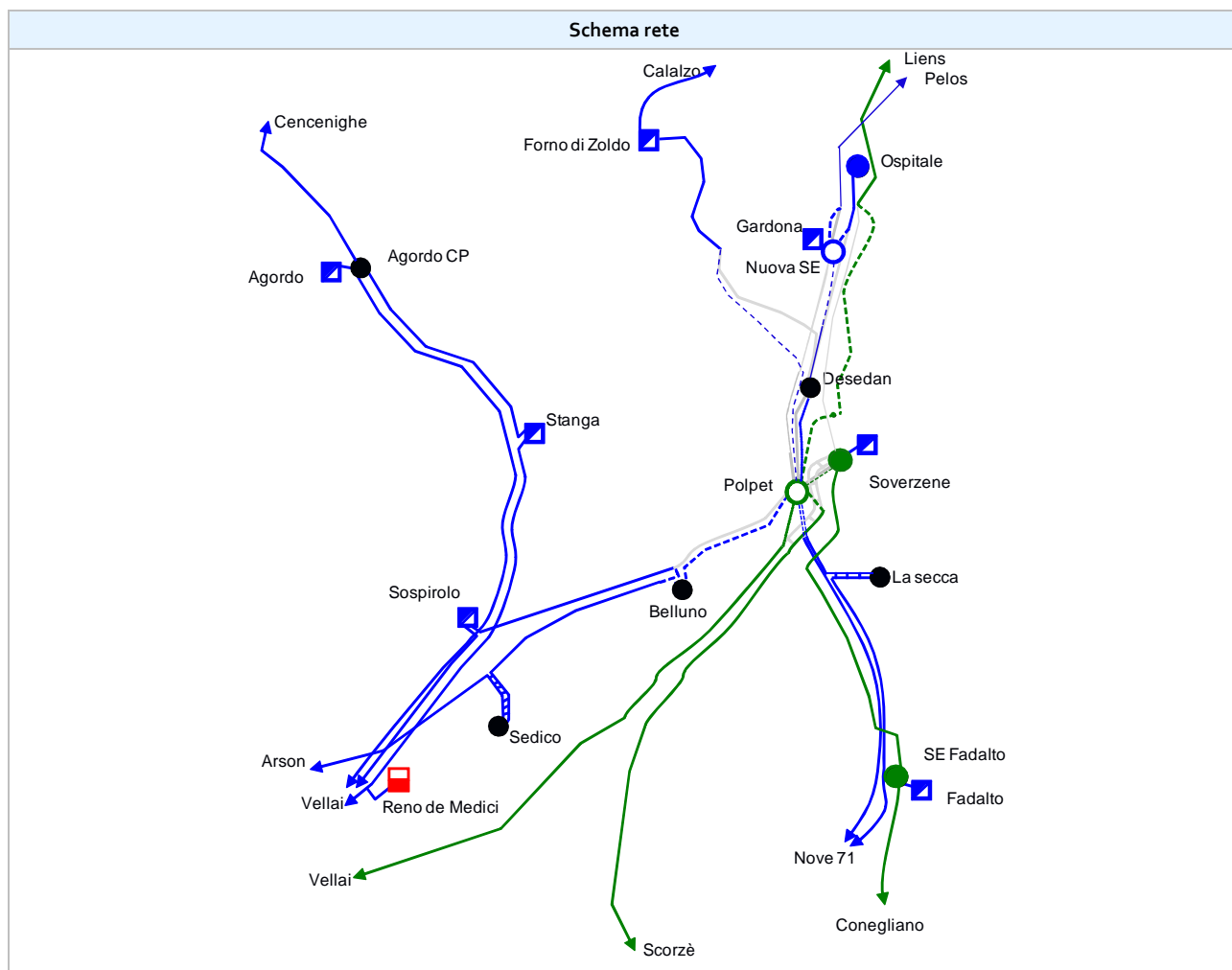
⁷⁶ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Riassetto rete 220 kV Trentino 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						
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.						
Sono inoltre previsti brevi raccordi 220 kV per connettere l'elettrodotto 220 kV Bolzano – Maso Pill in entra-esce alla stazione 220 kV Ponte Resia, di concerto con il titolare dell'impianto, e l'adeguamento degli impianti Maso Pill e Bolzano. Si sta valutando anche la possibilità di migliorare l'attuale schema di alimentazione dell'Acciaieria Valbruna.						
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.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			lungo termine	
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			11		4
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Adeguamento impianto 220 kV Maso Pill	Fase2	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Adeguamento impianto 220 kV Bolzano	Fase2	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Razionalizzazione rete AT	Fase1	Fase1	lungo termine	lungo termine	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
<1 M€ / 81 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	3,6			IUS	3,6	
	VAN	261 M€			VAN	261 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		0				
	B3b- Riduzione ENF		0				
	B4 - Costi evitati o differiti		0				
	B5b - Integrazione rinnovabil		0				
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]			0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0
I5 - Overgeneration [MWh]			0	I13 - Variazione resilienza			0
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		0				
	B3b- Riduzione ENF		0				
	B4 - Costi evitati o differiti		0				
	B5b - Integrazione rinnovabil	15					
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]			0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0
I5 - Overgeneration [MWh]			0	I13 - Variazione resilienza			0
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
	B1		0				
	B2b		0				
	B3b		0				
	B4		0				
	B5b		0				
	B6		0				
	B7		0				
	B13		0				
	B16		0				
	B18		0				
	B19		0				
Altri		Val.					
I21 [MW]			0	I8 [k ton]			0
I5 [MWh]			0	I13			0
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		0				
	B3b- Riduzione ENF		0				
	B4 - Costi evitati o differiti		0				
	B5b - Integrazione rinnovabil	25					
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]			0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0
I5 - Overgeneration [MWh]			0	I13 - Variazione resilienza			0
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
	B1		0				
	B2b		0				
	B3b		0				
	B4		0				
	B5b		0				
	B6		0				
	B7		0				
	B13		0				
	B16		0				
	B18		0				
	B19		0				
Altri		Val.					
I21 [MW]			0	I8 [k ton]			0
I5 [MWh]			0	I13			0


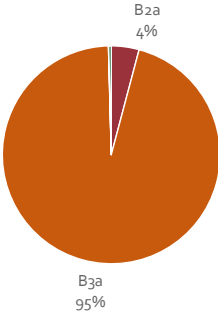











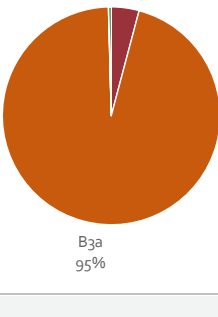






















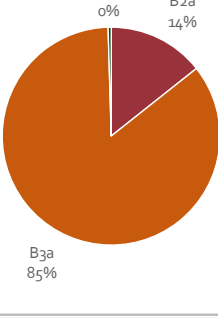





















Razionalizzazione rete Media Valle del Piave			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
216-P			97
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
<2004		Veneto	Nord
Descrizione intervento			
La stazione di smistamento 132 kV di Polpet 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. 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:			
<ul style="list-style-type: none">• realizzazione di un nuovo collegamento 132 kV "Desedan – Polpet", in sostituzione della linea esistente caratterizzata da limitata capacità di trasporto;• 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;• 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);• 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;• 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;• 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.			
Contestualmente verrà adeguato, di concerto con Enel Produzione, il montante linea Calalzo presso l'impianto di Forno di Zoldo. 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 Sicet e Pelos - Polpet – der Gardona) e, a cura di E-distribuzione, presso alcuni elementi d'impianto nelle Cabine Primarie. Sono inoltre previsti anche lavori di rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 220 kV esistenti lungo le direttrici verso Salgareda e verso Vellai con l'obiettivo di garantire il pieno utilizzo della capacità dei collegamenti.			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
	2019		lungo termine
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	91	31	1
Dismissione	98	30	3
Dismissione e Realizzazione	38	4	1

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuova stazione 220/132 kV Polpet	Fase3	Fase3	26.08.2011 (EL-251)	2019	2024	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.
Elettrodotto 132 kV Desedan - Polpet	Fase3	Fase3	26.08.2011 (EL-251)	2019	2024	
Elettrodotto 132 kV Forno di Zoldo – Polpet – der. Desedan	Fase3	Fase3	26.08.2011 (EL-251)	2019	2024	
Stazione 132 kV Gardona	Fase3	Fase3	26.08.2011 (EL-251)	2019	2024	
Elettrodotto 132 kV Pelos – Gardona – Desedan - Polpet	Fase3	Fase3	26.08.2011 (EL-251)	2019	2024	
Raccordi 132 kV alla stazione di Polpet degli elettrodotti 132 kV Polpet – Nove, Polpet – La Secca e Polpet - Belluno	Fase3	Fase3	26.08.2011 (EL-251)	2019	2024	
Raccordi 132 kV alla CP Belluno	Fase3	Fase3	26.08.2011 (EL-251)	2019	2024	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase1	Fase1	2020	2024	lungo termine	
Rimozione limitazioni rete 220 kV	Fase1	Fase1	2020	2024	lungo termine	
Interventi per resilienza	Fase1	Fase1	2019	2022	lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Razionalizzazione rete AT	Fase1	Fase1	2024	lungo termine	lungo termine	



Sintesi Analisi Costi Benefici									
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
9 M€ / 129 M€		Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030			
		IUS	6,3			IUS	6,3		
		VAN	847 M€			VAN	847 M€		
Benefici Totali di sistema									
2020 - Best Estimation									
Benefici monetari		Val. [M€]							
	B1 - SEW			o					
	B2a - Riduzione Perdite			o					
	B3a- Riduzione ENF			o					
	B4 - Costi evitati o differiti			o					
	B5b - Integrazione rinnovabil			o					
	B6 - Investimenti evitati			o					
	B7 - Costi evitati MSD			o					
	B13 - Incremento Resilienza			o					
	B16 - Opex Evitati o differiti			o					
	B18 - Riduzione CO2			o					
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM			o					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		o		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o				
I5 - Overgeneration [MWh]		o		I13 - Variazione resilienza	o				
2025 - Sustainable Transition									
Benefici monetari		Val. [M€]							
	B1 - SEW			o					
	B2a - Riduzione Perdite			o					
	B3a- Riduzione ENF			o					
	B4 - Costi evitati o differiti			o					
	B5b - Integrazione rinnovabil			o					
	B6 - Investimenti evitati			o					
	B7 - Costi evitati MSD	53							
	B13 - Incremento Resilienza			o					
	B16 - Opex Evitati o differiti			o					
	B18 - Riduzione CO2			o					
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM			o					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		o		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o				
I5 - Overgeneration [MWh]		o		I13 - Variazione resilienza	o				
2025 - Distributed Generation									
Monetari		Val. [M€]							
	B1			o					
	B2a			o					
	B3a			o					
	B4			o					
	B5b			o					
	B6			o					
	B7			o					
	B13			o					
	B16			o					
	B18			o					
	B19			o					
Altri		Val.		Val.					
I21 [MW]		o		I8 [k ton]	o				
I5 [MWh]		o		I13	o				
2030 - Sustainable Transition									
Benefici monetari		Val. [M€]							
	B1 - SEW			o					
	B2a - Riduzione Perdite	3							
	B3a- Riduzione ENF			o					
	B4 - Costi evitati o differiti			o					
	B5b - Integrazione rinnovabil			o					
	B6 - Investimenti evitati			o					
	B7 - Costi evitati MSD	64							
	B13 - Incremento Resilienza			o					
	B16 - Opex Evitati o differiti			o					
	B18 - Riduzione CO2			o					
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM			o					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		o		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o				
I5 - Overgeneration [MWh]		o		I13 - Variazione resilienza	o				
2030 - Distributed Generation									
Monetari		Val. [M€]							
	B1			o					
	B2a			o					
	B3a			o					
	B4			o					
	B5b			o					
	B6			o					
	B7			o					
	B13			o					
	B16			o					
	B18			o					
	B19			o					
Altri		Val.		Val.					
I21 [MW]		o		I8 [k ton]	o				
I5 [MWh]		o		I13	o				

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						
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 entra – esce 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. 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.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2020			lungo termine	
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	89		3		2	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 380/220/132 kV Pordenone e raccordi	Fase1	Fase1	2021	2025	lungo termine	
Rimozione limitazioni 220 kV Salgareda - Pordenone - Somplago	Fase1	Fase1	2021	2025	lungo termine	
Sezionamento automatizzato Sesto al Reghena	Fase2	Fase1	2019	2020	2021	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
<1 M€ / 38 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	3,0			IUS	3,0	
	VAN	95 M€			VAN	95 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW	0					
	B2a - Riduzione Perdite	0					
	B3a - Riduzione ENF	0					
	B4 - Costi evitati o differiti	0					
	B5b - Integrazione rinnovabili	0					
	B6 - Investimenti evitati	0					
	B7 - Costi evitati MSD	0					
	B13 - Incremento Resilienza	0					
	B16 - Opex Evitati o differiti	0					
	B18 - Riduzione CO2	0					
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW	0					
	B2a - Riduzione Perdite	<1					
	B3a - Riduzione ENF	8					
	B4 - Costi evitati o differiti	0					
	B5b - Integrazione rinnovabili	<1					
	B6 - Investimenti evitati	0					
	B7 - Costi evitati MSD	0					
	B13 - Incremento Resilienza	0					
	B16 - Opex Evitati o differiti	0					
	B18 - Riduzione CO2	0					
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
	B1	0					
	B2a	0					
	B3a	0					
	B4	0					
	B5b	0					
	B6	0					
	B7	0					
	B13	0					
	B16	0					
	B18	0					
	B19	0					
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0				
I5 [MWh]	0	I13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW	0					
	B2a - Riduzione Perdite	1					
	B3a - Riduzione ENF	8					
	B4 - Costi evitati o differiti	0					
	B5b - Integrazione rinnovabili	0					
	B6 - Investimenti evitati	0					
	B7 - Costi evitati MSD	0					
	B13 - Incremento Resilienza	0					
	B16 - Opex Evitati o differiti	0					
	B18 - Riduzione CO2	0					
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
	B1	0					
	B2a	0					
	B3a	0					
	B4	0					
	B5b	0					
	B6	0					
	B7	0					
	B13	0					
	B16	0					
	B18	0					
	B19	0					
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0				
I5 [MWh]	0	I13	0				

Stazione 380 kV Volpago						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
206-P						1039
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2006				Veneto		Nord
Descrizione intervento						
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 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 – Scorzé, sul quale sono anche previsti adeguati interventi puntuali di rimozione delle limitazioni. 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. 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. 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.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2019			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	27				1	
Dismissione	33		1		3	
Dismissione e Realizzazione	124		13		3	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuova stazione 380/220/132 kV Volpago e riassetto rete	Fase2	Fase1	2018	2022	2025	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione localizzativa degli impianti a valle degli che si sono svolti nel 2017 con il territorio (Open Day).
Rimozione limitazioni 220 kV Soverzene - Scorzè	Fase1	Fase1	2021	2023	2025	
Rimozione limitazioni rete 132 kV tra Polpet e Volpago	Fase1	Fase1	2021	2023	2025	

Rimozione limitazioni Cabine Primarie						
Sezionamento automatizzato S. Benedetto	Fase2	Fase1	2018	2019	2020	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Razionalizzazione rete AT	Fase1	Fase1	2025	lungo termine	lungo termine	
Schema rete						

Sintesi Analisi Costi Benefici															
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)										
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030								
	IUS	2,4	IUS	4,4	IUS	2,4	IUS	4,6							
4 M€ / 165 M€	VAN	289 M€	VAN	693 M€	VAN	297 M€	VAN	734 M€							
Benefici Totali di sistema															
2020 - Best Estimation															
Benefici monetari		Val. [M€]													
B1 - SEW		0													
B2a - Riduzione Perdite		0													
B3a - Riduzione ENF		0													
B4 - Costi evitati o differiti		0													
B5b - Integrazione rinnovabil		0													
B6 - Investimenti evitati		0													
B7 - Costi evitati MSD		0													
B13 - Incremento Resilienza		0													
B16 - Opex Evitati o differiti		0													
B18 - Riduzione CO2		0													
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0													
Altri benefici non monetari		Val.			Val.										
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0										
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza			0										
2025 - Sustainable Transition															
Benefici monetari		Val. [M€]													
B1 - SEW	1														
B2a - Riduzione Perdite	1														
B3a - Riduzione ENF	30														
B4 - Costi evitati o differiti	0														
B5b - Integrazione rinnovabil	0														
B6 - Investimenti evitati	0														
B7 - Costi evitati MSD	0														
B13 - Incremento Resilienza	0														
B16 - Opex Evitati o differiti	0														
B18 - Riduzione CO2	1														
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	<1														
Altri benefici non monetari									Val.			Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	30								I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0			
I5 - Overgeneration [MWh]	0								I13 - Variazione resilienza			0			
2025 - Distributed Generation															
Monetari		Val. [M€]													
B1	0														
B2a	0														
B3a	7														
B4	0														
B5b	<1														
B6	0														
B7	0														
B13	0														
B16	0														
B18	2														
B19	1														
Altri									Val.			Val.			
I21 [MW]	30								I8 [k ton]			0			
I5 [MWh]	0								I13			0			
2030 - Sustainable Transition															
Benefici monetari		Val. [M€]													
B1 - SEW	2														
B2a - Riduzione Perdite	3														
B3a - Riduzione ENF	11														
B4 - Costi evitati o differiti	0														
B5b - Integrazione rinnovabil	16														
B6 - Investimenti evitati	0														
B7 - Costi evitati MSD	0														
B13 - Incremento Resilienza	0														
B16 - Opex Evitati o differiti	0														
B18 - Riduzione CO2	0														
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	<1														
Altri benefici non monetari									Val.			Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	30								I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0			
I5 - Overgeneration [MWh]	0								I13 - Variazione resilienza			0			
2030 - Distributed Generation															
Monetari		Val. [M€]													
B1	1														
B2a	3														
B3a	42														
B4	0														
B5b	30														
B6	0														
B7	0														
B13	0														
B16	0														
B18	1														
B19	1														
Altri									Val.			Val.			
I21 [MW]	30								I8 [k ton]			0			
I5 [MWh]	0								I13			0			

Sensitivity Analisi Costi Benefici ⁷⁷								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	3,7	IUS	4,7	IUS	3,7	IUS	4,9
4 M€ / 165 M€	VAN	547 M€	VAN	750 M€	VAN	555 M€	VAN	791 M€
Benefici Totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		0						
B2a - Riduzione Perdite		0						
B3a- Riduzione ENF		0						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabili		0						
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD		0						
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.				Val.		
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]						0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza						0
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	11							
B2a - Riduzione Perdite	1							
B3a- Riduzione ENF	30							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabili	0							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	0							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	1							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	<1							
Altri benefici non monetari		Val.				Val.		
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	30	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]						0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza						0
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	7							
B2a	0							
B3a	7							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	0							
B13	0							
B16	0							
B18	2							
B19	1							
Altri		Val.				Val.		
I21 [MW]	30	I8 [k ton]						0
I5 [MWh]	0	I13						0
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	21							
B2a - Riduzione Perdite	3							
B3a- Riduzione ENF	11							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabili	16							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	0							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	<1							
Altri benefici non monetari		Val.				Val.		
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	30	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]						0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza						0
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	4							
B2a	3							
B3a	42							
B4	0							
B5b	30							
B6	0							
B7	0							
B13	0							
B16	0							
B18	1							
B19	1							
Altri		Val.				Val.		
I21 [MW]	30	I8 [k ton]						0
I5 [MWh]	0	I13						0

⁷⁷ L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio perseguibile dall'intervento per il consumatore italiano anziché il beneficio cumulativo (delibera AEEGSI (oggi ARERA) 627/2016/R/EEL art. 12.5).

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 opportunatamente raccordata alla rete 132 kV locale; presso il nuovo impianto sarà valutata l'installazione di dispositivi di compensazione del reattivo, necessari a garantire il miglioramento dei profili di tensione. 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 e saranno installati dispositivi di sezionamento automatizzato presso la derivazione rigida che alimenta la CP Costalunga per incrementare la resilienza.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2026	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	25		1			
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuova stazione 380/132 kV Vedelago e riassetto rete	Fase2	Fase1	2018/2019	2023	2026	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è stata modificata in sinergia con la riprogrammazione della tempistica dell'intervento Alto Bellunese.
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase1	Fase1	2020	2022	2024	
Rimozione limitazioni 132 kV Vellai - Caerano - Istrana - Scorzè	Fase5	Fase5	2014	2015	2018	

Rimozione limitazioni 132 kV Dolo – Dolo CP - Scorzè	Fase5	Fase5	2014	2015	2018	
Sezionamento automatizzato CP Costalunga	Fase1	Fase1	2020	2022	2024	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Razionalizzazione rete AT	Fase1	Fase1	2020	2023	2026	
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁷⁸						
Investimento sostenuto/stimato					Benefici	
9 M€/ 75 M€					2025, 2030	
					IUS	5,5
					VAN	421 M€

⁷⁸ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

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		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 380 kV Sandrigo (ATR 380/132 kV)	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1/3 M€						

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		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 380 kV Dugale	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 4 M€						


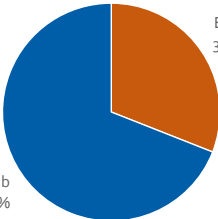











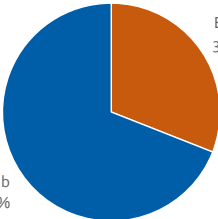






















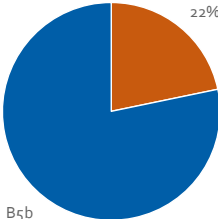





















Stazione 220 kV Ala						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
235-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2008				Trentino Alto Adige		Nord
Descrizione intervento						
Presso l'esistente stazione 220 kV di Ala 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 stazione 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.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione	4					
Dismissione e Realizzazione	9				1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 220 kV Ala, raccordi 132 kV	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Riassetto rete 132 kV	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Elettrodotto 220 kV d.t. Colà - Sandra	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Razionalizzazione rete AT	Fase1	Fase1	2024	lungo termine	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 11 M€						

Stazione 220 kV Cardano						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
236-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2007				Trentino Alto Adige		Nord
Descrizione intervento						
La stazione 220/132 kV di Cardano contribuisce a raccogliere parte della produzione idroelettrica altoatesina ed a trasferirla sulla rete a 220 e 132 kV verso le aree di carico locali e quelle situate più a sud. All’impianto sono direttamente connesse alcune unità idroelettriche. Al fine di superare le difficoltà di manutenzione associate all’attuale stato di consistenza dell’impianto e garantire adeguati livelli di affidabilità, flessibilità e continuità del servizio, è in programma un riassetto complessivo della stazione, mediante ricostruzione della sezione a 220 kV e della sezione a 132 kV, prevedendo l’installazione di n.2 ATR 220/132 kV da 250 MVA. Sarà inoltre garantita la separazione funzionale degli impianti di trasmissione da quelli dedicati alla produzione. Alla nuova sezione a 132 kV saranno inoltre raccordate in entra – esce due delle linee di trasmissione che collegano le stazioni di Bressanone e Bolzano, sulle quali sono previsti interventi di rimozione limitazioni, migliorando la connessione della centrale di Bressanone e garantendo in tal modo una riserva di alimentazione per parte dei carichi della città di Bolzano e per la rete RFI sottesa alla stazione di Cardano, opportunamente adeguata. Contestualmente sarà superato l’attuale schema di collegamento della centrale idroelettrica di Ponte Gardena connessa mediante derivazione alla linea a 132 kV Bressanone – Bolzano, utilizzando porzioni di rete esistenti. Il complesso degli interventi in programma consentirà un miglior dispacciamento della produzione sia dei gruppi direttamente connessi alla stazione 220 kV sia di quelli ubicati nell’area Nord del Trentino Alto Adige, oltre a incrementare la resilienza di rete.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con il titolare dell’impianto Hydros			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	4					
Dismissione	4					
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 220 kV Cardano e raccordi 132 kV	Fase5	Fase5	2012	2016	2019	A Giugno 2016 è stata ottenuta autorizzazione provinciale alla costruzione e all’esercizio.
Riassetto rete 132 kV P.Gardena	compl.	compl.	2015	2015	2015	
Rimozioni limitazioni rete 132 kV	Fase1	Fase1	2019	2019	2019	

Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Adeguamento rete RFI 132 kV	Fase1	Fase1	2019	2019	2019	
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁷⁹						
Investimento sostenuto/stimato					Benefici	
34 M€/ 36M€					2020, 2025	
					IUS	4,8
					VAN	170 M€

⁷⁹ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Stazione 220 kV Gloreza								
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 Gloreza, nonché la rimozione delle attuali limitazioni di rete finalizzati anche ad incrementare la resilienza dell'elettrodotto 220 kV Gloreza – 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			
Decarbonisation		Security of supply			Integrazione FER		Qualità del Servizio	
					Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency		Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza	
					Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento								
Avvio attività			Avvio cantieri			Completamento		
						2022		
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)		
	PdS '18	PdS '17						
Stazione 220 kV Gloreza	compl.	compl.	2013	2013	2015			
Rimozione limitazioni 220 kV	Fase2	Fase2	2018	2020	2022			
Rimozione limitazioni 132 kV	Fase2	Fase2	2018	2020	2022			

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
6 M€/ 23 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	3,0			IUS	3,0	
	VAN	57 M€			VAN	57 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		0				
	B3b- Riduzione ENF		0				
	B4 - Costi evitati o differiti		0				
	B5b - Integrazione rinnovabili		0				
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]			0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0
I5 - Overgeneration [MWh]			0	I13 - Variazione resilienza			0
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		0				
	B3b- Riduzione ENF		1				
	B4 - Costi evitati o differiti		0				
	B5b - Integrazione rinnovabili		3				
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]			0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0
I5 - Overgeneration [MWh]			0	I13 - Variazione resilienza			0
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
	B1		0				
	B2b		0				
	B3b		0				
	B4		0				
	B5b		0				
	B6		0				
	B7		0				
	B13		0				
	B16		0				
	B18		0				
	B19		0				
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]			0	I8 [k ton]			0
I5 [MWh]			0	I13			0
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		0				
	B3b- Riduzione ENF		1				
	B4 - Costi evitati o differiti		0				
	B5b - Integrazione rinnovabili		5				
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]			0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0
I5 - Overgeneration [MWh]			0	I13 - Variazione resilienza			0
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
	B1		0				
	B2b		0				
	B3b		0				
	B4		0				
	B5b		0				
	B6		0				
	B7		0				
	B13		0				
	B16		0				
	B18		0				
	B19		0				
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]			0	I8 [k ton]			0
I5 [MWh]			0	I13			0

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 incrementato al contempo la resilienza di rete.</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 – Arsiero, finalizzati anche ad incrementare la resilienza, e successivamente interventi per incrementare la resilienza della direttrice Caldonazzo - Arsiero.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
			lungo termine
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		dipendenza da accordi con E-distribuzione	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	17		
Dismissione	3		
Dismissione e Realizzazione	41	1	1

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 220/132 kV	Fase3	Fase3	23.12.2013 (EL-325)	2019	2022	
Elettrodotto 132 kV Villaverla – Schio ZI e riassetto rete associato	Fase2	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Schio - Arsiero	Fase5	Fase5	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	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Rimozione limitazioni 132 kV Schio – Carpané - Arsé	compl.	compl.	2016	2016	2016	

Sintesi Analisi Costi Benefici									
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base					Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2020, 2025, 2030					Scenario ST 2020, 2025, 2030			
	IUS	2,5				IUS	2,5		
8 M€ / 109 M€	VAN	201 M€				VAN	201 M€		
Benefici Totali di sistema									
2020 - Best Estimation									
Benefici monetari					Val. [M€]				
B1 - SEW					0				
B2b - Riduzione Perdite					1				
B3b- Riduzione ENF					14				
B4 - Costi evitati o differiti					0				
B5b - Integrazione rinnovabili					0				
B6 - Investimenti evitati					0				
B7 - Costi evitati MSD					0				
B13 - Incremento Resilienza					0				
B16 - Opex Evitati o differiti					0				
B18 - Riduzione CO2					0				
B19 - Rid. NOx, SOx, PM					0				
Altri benefici non monetari					Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]					0				
I5 - Overgeneration [MWh]					0				
					I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]				
					0				
					I13 - Variazione resilienza				
					0				
2025 - Sustainable Transition									
Benefici monetari					Val. [M€]				
B1 - SEW					0				
B2b - Riduzione Perdite					2				
B3b- Riduzione ENF					20				
B4 - Costi evitati o differiti					0				
B5b - Integrazione rinnovabili					0				
B6 - Investimenti evitati					0				
B7 - Costi evitati MSD					0				
B13 - Incremento Resilienza					0				
B16 - Opex Evitati o differiti					0				
B18 - Riduzione CO2					0				
B19 - Rid. NOx, SOx, PM					0				
Altri benefici non monetari					Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]					0				
I5 - Overgeneration [MWh]					0				
					I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]				
					0				
					I13 - Variazione resilienza				
					0				
2025 - Distributed Generation									
Monetari					Val. [M€]				
B1					0				
B2b					0				
B3b					0				
B4					0				
B5b					0				
B6					0				
B7					0				
B13					0				
B16					0				
B18					0				
B19					0				
Altri					Val.				
I21 [MW]					0				
I8 [k ton]					0				
I5 [MWh]					0				
I13					0				
2030 - Sustainable Transition									
Benefici monetari					Val. [M€]				
B1 - SEW					0				
B2b - Riduzione Perdite					4				
B3b- Riduzione ENF					20				
B4 - Costi evitati o differiti					0				
B5b - Integrazione rinnovabili					0				
B6 - Investimenti evitati					0				
B7 - Costi evitati MSD					0				
B13 - Incremento Resilienza					0				
B16 - Opex Evitati o differiti					0				
B18 - Riduzione CO2					0				
B19 - Rid. NOx, SOx, PM					0				
Altri benefici non monetari					Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]					0				
I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]					0				
I5 - Overgeneration [MWh]					0				
					I13 - Variazione resilienza				
					0				
2030 - Distributed Generation									
Monetari					Val. [M€]				
B1					0				
B2b					0				
B3b					0				
B4					0				
B5b					0				
B6					0				
B7					0				
B13					0				
B16					0				
B18					0				
B19					0				
Altri					Val.				
I21 [MW]					0				
I8 [k ton]					0				
I5 [MWh]					0				
I13					0				

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			
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: <ul style="list-style-type: none">una nuova stazione 220/132 kV connessa agli elettrodotti 220 kV Soverzene – Lienz e 132 kV Ponte Malon – Pelos – der. Campolongo;due nuovi elettrodotti 132 kV "Somprade – Zuel" e "Zuel – Corvara". 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. 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.			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
			lungo termine
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		Dipendenza da accordi con E-Produzione ed E-distribuzione	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	51	6	6
Dismissione	6	2	
Dismissione e Realizzazione	126	18	26

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuova stazione 220/132 kV	Fase2	Fase1	2018	2022	2025	La nuova previsione della tempistica (anticipo) di avvio attività è stata modificata in sinergia con la riprogrammazione dell'intervento Stazione 380 kV Vedelago. Sono stati svolti nel 2017 incontri con il territorio (Open Day).
Elettrodotto 132 kV Somprade - Zuel	Fase2	Fase1	2018	2022	2025	
Elettrodotto 132 kV Corvara - Zuel	Fase1	Fase1	lungo termine	lungo termine	lungo termine	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase1	Fase1	lungo termine	lungo termine	lungo termine	
Rimozione limitazioni 132 kV Brunico - Dobbiaco	compl.	compl.	2016	2016	2016	
Sezionamento automatizzato CP Campolongo	Fase2	Fase1	2018	2020	2021	
Elettrodotti 132 kV Saviner – Corvara - Cencenighe	Fase1	Fase1	2019	2023	lungo termine	
Elettrodotti 132 kV Zuel – Calalzo - Pelos	Fase1	Fase1	2019	2023	lungo termine	
Elettrodotti 132 kV Brunico – Dobbiaco – Somprade – Ponte Malon	Fase1	Fase1	2020	2024	lungo termine	
Elettrodotti 132 kV Pelos – Ponte Malon – der. Campolongo	Fase1	Fase1	2020	2024	lungo termine	

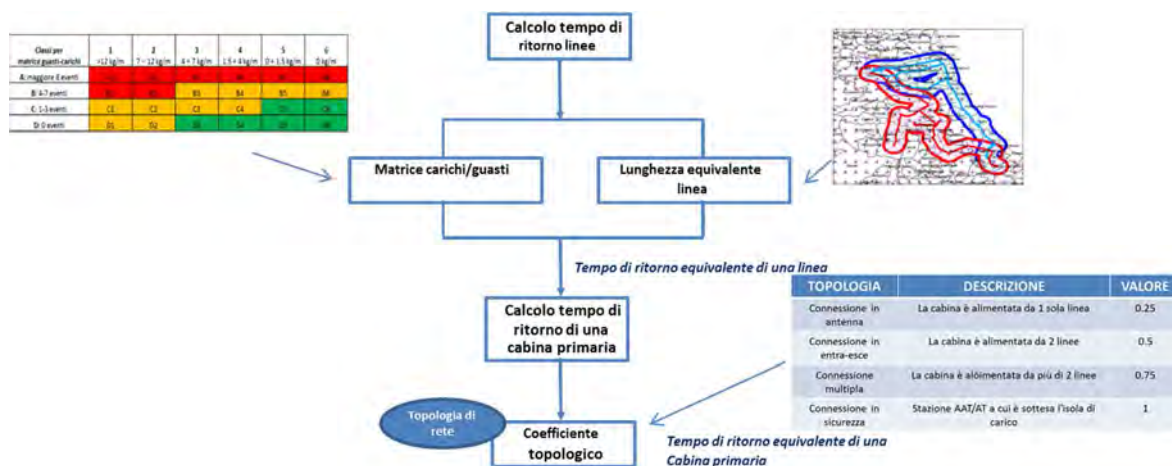
Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
2 M€ / 99 M€	Scenario ST2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,7			IUS	2,9	
	VAN	85 M€			VAN	237 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		0					
B3a - Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		<1					
B3a - Riduzione ENF		2					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		<1					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		<1					
B13 - Incremento Resilienza		10					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2a		0					
B3a		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]	0	I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]	0	I13		0			
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		0					
B3a - Riduzione ENF		2					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		5					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		9					
B13 - Incremento Resilienza		10					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza		0			
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2a		0					
B3a		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]	0	I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]	0	I13		0			

Beneficio Incremento Resilienza

L'analisi della resilienza è basata sull'analisi dei tempi di ritorno delle linee per le quali si ritiene necessario intervenire per garantire un adeguato standard. Peraltro, l'incremento della resilienza è stimato determinando un Indice di Rischio (IRI) di disalimentazione degli Utenti di una rete elettrica. Indice di Rischio (IRI) = NUD/TR

dove:

- TR è il tempo di ritorno equivalente della cabina primaria ovvero la probabilità che la stessa sia disalimentata a causa del fuori servizio delle linee elettriche direttamente connesse ad essa o di qualunque altra linea, appartenente alla porzione limitrofa di rete (isola di esercizio), che potrebbe determinare la disalimentazione delle utenze sottese alla Cabina stessa
- l'entità del danno è individuata come il numero di Utenti in bassa tensione disalimentati (NUD)



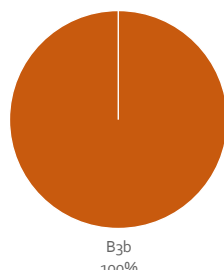
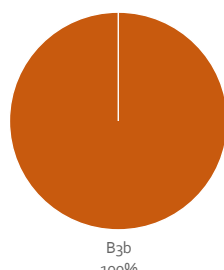
- A) **Matrice guasti/carichi** è la matrice costruita sulla combinazione dei carichi di neve (RSE) e della frequenza di accadimento degli eventi.
- B) **Lunghezza equivalente linea** rappresenta il rischio maggiore o minore di esposizione di una linea rispetto all'estensione geografica dei fenomeni meteorologici
- C) Il TR delle cabine primarie è pesato con il coefficiente topologico che rappresenta il grado di affidabilità di una cabina primaria rispetto alla tipologia di connessione che la caratterizza

Cabine Primarie	IRI [utenti/anno]		Impatto atteso	Beneficio [M€]
	pre	post		
Zuel	7655	102	-99%	6,0
Somprade CP	74	2	-98%	0,2
Ponte Malon	1438	43	-97%	0,6
Campolongo	4637	70	-98%	2,3
Calalzo	1815	91	-95%	0,7
Desedan	52	26	-50%	0,05

Il totale beneficio di incremento resilienza dell'intervento legato agli eventi neve e ghiaccio è di circa 10 M€/anno.

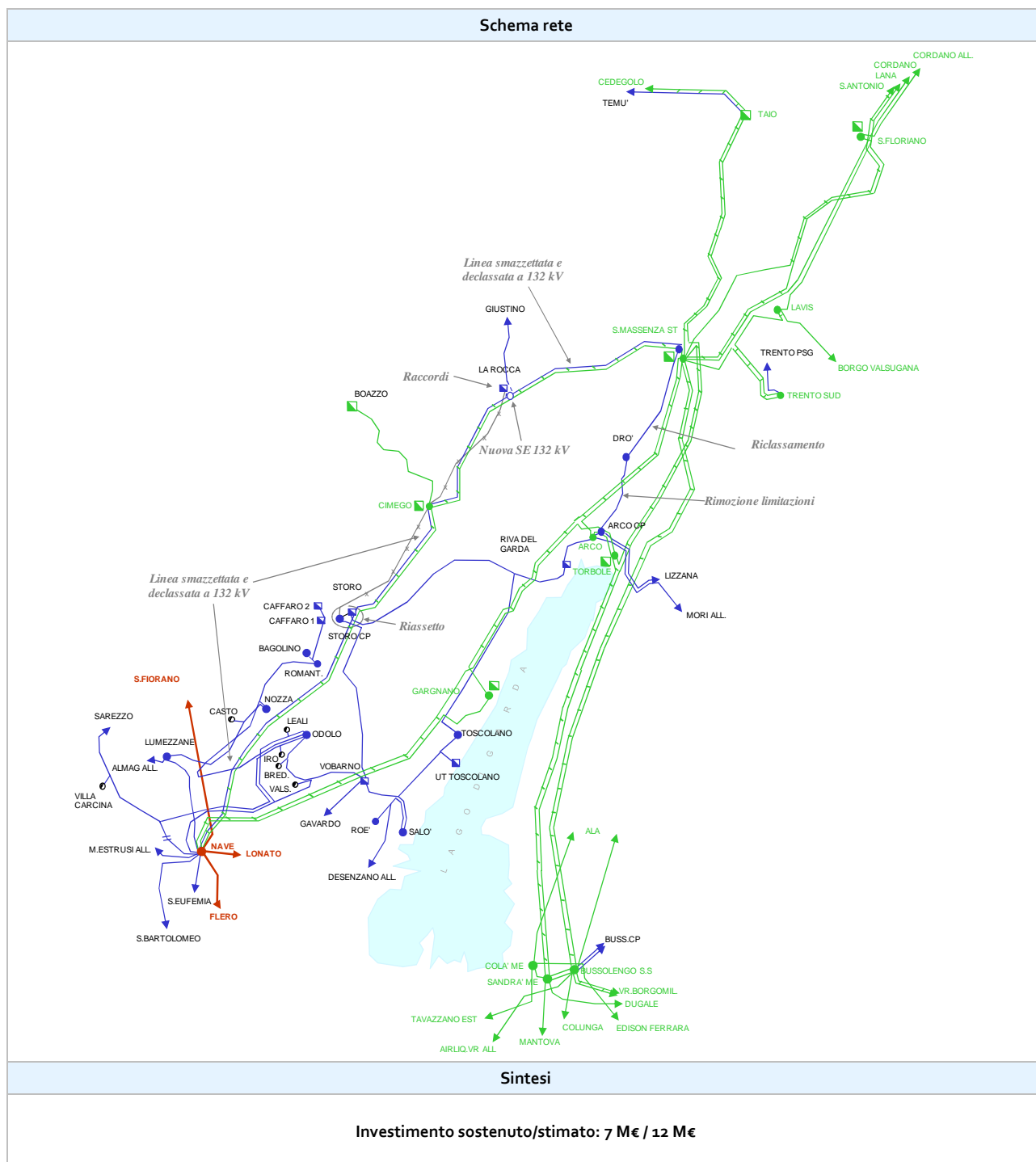
Elettrodotto 132 kV Redipuglia – Duino						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
210-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2009				Friuli Venezia Giulia		Nord
Descrizione intervento						
Il collegamento a 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		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2022	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Redipuglia - Duino	Fase5	Fase5	2016	2016	2018	La nuova previsione di completamento tiene conto della riprevisione delle attività di rifinitura nel 2018.
Elettrodotto 132 kV Redipuglia – Duino (resilienza)	Fase1	Fase1	2018	2020	2022	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 3 M€						

Elettrodotto 132 kV Area Nord-Ovest di Padova						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
214-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2006				Veneto		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di migliorare la sicurezza locale della rete che alimenta l'area metropolitana di Padova, incrementando la qualità e la continuità del servizio, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento 132 kV tra gli impianti di Altichiero e Bassanello e la rimozione delle limitazioni presso alcune Cabine Primarie dell'area.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2020	
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		10				2
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Altichiero - Brentelle	Fase5	Fase5	18.04.2014	2016	2017	Il 06/10/2016 è stato rilasciato decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio.
Elettrodotto 132 kV Brentelle - Bassanello	Fase5	Fase5	18.04.2014	2017	2020	Il 06/10/2016 è stato rilasciato decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio.

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
4 M€ / 15 M€	Scenario ST 2020, 2025				Scenario ST 2020, 2025			
	IUS	2,1			IUS	2,1		
	VAN	19 M€			VAN	19 M€		
Benefici Totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1 - SEW		0	 <p>B3b 100%</p>					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0						
<div></div> B3b- Riduzione ENF		2						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0						
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabil		0						
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0						
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0						
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0						
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0						
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1 - SEW		0	 <p>B3b 100%</p>					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0						
<div></div> B3b- Riduzione ENF		2						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0						
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabil		0						
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0						
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0						
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0						
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0						
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1		0						
<div></div> B2b		0						
<div></div> B3b		0						
<div></div> B4		0						
<div></div> B5b		0						
<div></div> B6		0						
<div></div> B7		0						
<div></div> B13		0						
<div></div> B16		0						
<div></div> B18		0						
<div></div> B19		0						
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]		0	I13		0			
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1 - SEW		0						
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0						
<div></div> B3b- Riduzione ENF		0						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0						
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabil		0						
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0						
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0						
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0						
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0						
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0			
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1		0						
<div></div> B2b		0						
<div></div> B3b		0						
<div></div> B4		0						
<div></div> B5b		0						
<div></div> B6		0						
<div></div> B7		0						
<div></div> B13		0						
<div></div> B16		0						
<div></div> B18		0						
<div></div> B19		0						
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]		0	I13		0			
























































Potenziamento rete AT Padova						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
218-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2010				Veneto		Nord
Descrizione intervento						
La limitata capacità di trasporto di alcuni collegamenti AT nell’area di Padova rendono difficile e ai limiti dei consueti margini di sicurezza, l’esercizio della rete nella zona in questione. Per incrementare, quindi, l’affidabilità e la sicurezza del servizio elettrico è prevista la rimozione delle limitazioni degli elettrodotti 132 kV Camin – Padova VT, Bassanello – Camin, Lonigo – Ponte Botti e Abano – Ponte Botti. Al contempo sarà realizzato uno scroccio sugli elettrodotti 132 kV Castagnero – Este e Abano - Ponte Botti per realizzare gli elettrodotti 132 kV Castagnero – Ponte Botti e Este - Abano. È prevista anche la rimozione delle limitazioni presso alcuni elementi d’impianto nella CP Bassanello, a cura di E-distribuzione.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2018	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				dipendenza da accordi con E-distribuzione		
Impatti territoriali						
Impatti non significativi						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotti 132 kV Camin – Padova VT, Bassanello – Camin, Lonigo – Ponte Botti e Abano – Ponte Botti	Fase5	Fase5	2014	2015	2018	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <5 M€ / 5 M€						

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						
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 sarà ottenuta 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. È inoltre prevista, previa attività di adeguamento, l’installazione di dispositivi per il controllo della tensione della rete nella Stazione 220 kV S. Massenza (o in alternativa nella Stazione 220 kV Taio), che consentiranno di incrementare i margini di qualità di esercizio nell’area. Inoltre sono previsti interventi finalizzati ad incrementare la resilienza sull’elettrodotto 132 kV La Rocca – Giustino.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2025	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Nave - Storo - La Rocca - S.Massenza - Drò – Arco (fase 1)	compl.	compl.	2012	2013	2014	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.
Elettrodotto 132 kV Nave - Storo - La Rocca - S.Massenza - Drò – Arco (fase 2)	Fase2	Fase2	2018	2022	2025	
Nuova stazione 132 kV	Fase1	Fase1	2018	2022	2025	
Stazione 220 kV S.Massenza (o Stazione 220 kV Taio)	compl.	compl.	2015	2015	2016	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase1	Fase1	2018	2022	2025	



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.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
	2021		lungo termine
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		dipendenza da accordi con il distributore	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	51	1	4
Dismissione	46	1	6
Dismissione e Realizzazione	6		

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuova stazione 132 kV Cirè	Fase3	Fase3	31.01.2014 (EL-328)	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.
Riassetto rete 220 e 132 kV	Fase3	Fase3	31.01.2014 (EL-328)	2021	2023	
Elettrodotti Cirè – Caldonazzo – B.Valsugana	Fase1	Fase1	2019	2023	lungo termine	
Ulteriori interventi per la resilienza	Fase1	Fase1	2019	2023	lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Razionalizzazione rete AT	Fase1	Fase1	lungo termine	lungo termine	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici									
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
2 M€ / 29 M€		Scenario ST2025, 2030			Scenario ST2025, 2030				
		IUS	2,2			IUS <th>2,2</th> <td></td> <td></td>	2,2		
		VAN	41 M€			VAN	41 M€		
Benefici Totali di sistema									
2020 - Best Estimation									
Benefici monetari		Val. [M€]							
	B1 - SEW	0							
	B2b - Riduzione Perdite	0							
	B3b- Riduzione ENF	0							
	B4 - Costi evitati o differiti	0							
	B5b - Integrazione rinnovabili	0							
	B6 - Investimenti evitati	0							
	B7 - Costi evitati MSD	0							
	B13 - Incremento Resilienza	0							
	B16 - Opex Evitati o differiti	0							
	B18 - Riduzione CO2	0							
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val. Val.							
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]				0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza				0		
2025 - Sustainable Transition									
Benefici monetari		Val. [M€]							
	B1 - SEW	0							
	B2b - Riduzione Perdite	1							
	B3b- Riduzione ENF	4							
	B4 - Costi evitati o differiti	0							
	B5b - Integrazione rinnovabili	0							
	B6 - Investimenti evitati	0							
	B7 - Costi evitati MSD	0							
	B13 - Incremento Resilienza	0							
	B16 - Opex Evitati o differiti	0							
	B18 - Riduzione CO2	0							
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val. Val.							
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]				0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza				0		
2025 - Distributed Generation									
Monetari		Val. [M€]							
	B1	0							
	B2b	0							
	B3b	0							
	B4	0							
	B5b	0							
	B6	0							
	B7	0							
	B13	0							
	B16	0							
	B18	0							
	B19	0							
Altri		Val. Val.							
I21 [MW]		0	I8 [k ton]				0		
I5 [MWh]		0	I13				0		
2030 - Sustainable Transition									
Benefici monetari		Val. [M€]							
	B1 - SEW	0							
	B2b - Riduzione Perdite	1							
	B3b- Riduzione ENF	4							
	B4 - Costi evitati o differiti	0							
	B5b - Integrazione rinnovabili	0							
	B6 - Investimenti evitati	0							
	B7 - Costi evitati MSD	0							
	B13 - Incremento Resilienza	0							
	B16 - Opex Evitati o differiti	0							
	B18 - Riduzione CO2	0							
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val. Val.							
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]				0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza				0		
2030 - Distributed Generation									
Monetari		Val. [M€]							
	B1	0							
	B2b	0							
	B3b	0							
	B4	0							
	B5b	0							
	B6	0							
	B7	0							
	B13	0							
	B16	0							
	B18	0							
	B19	0							
Altri		Val. Val.							
I21 [MW]		0	I8 [k ton]				0		
I5 [MWh]		0	I13				0		

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						
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. 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. Contestualmente sarà studiata la possibilità di rimuovere l'attuale derivazione rigida Lendinara allacciamento. Sarà eventualmente previsto un piano di razionalizzazione della rete AT nell'area.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			dipendenza da accordi con il distributore			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	2					
Dismissione	1					
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Raccordi 132 kV all'elettrodotto 132 kV Lendinara – Rovigo ZI	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Raccordi 132 kV della stazione 132 kV Canaro	Fase2	Fase1	2018	2019	2020	
Stazione 132 kV Este	Fase1	Fase1	2017	2018	2019	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 2 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		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni 132 kV Castelfranco - Tombolo	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV d.t. Castelfranco – der. Castelfranco	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 5 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. 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).</p> <p>Con l’occasione l’impianto sarà ampliato per consentire futuri sviluppi e connessioni alla rete 220 kV, con adeguata potenza di trasformazione, ed in sinergia con altri interventi previsti nell’area, prevedendo in anticipo un nuovo stallo linea a cui attestare un secondo breve raccordo di collegamento alla linea Brunico – derivazione Bressanone – Bolzano, che risulterà in tal modo collegata in entra – esce a Bressanone. Si otterranno così 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, Marlengo – S.Leonardo, Prati – S.Leonardo, Terme di Brennero – Fleres e Scillar – Bolzano RT.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
			lungo termine
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	3		3
Dismissione	2		
Dismissione e Realizzazione	43		3

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Direttrice 132 kV Terme di Brennero – Bolzano FS	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Riassetto rete 132 kV Bolzano FS - Mori	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Stazione 132 kV Bressanone (fase 1)	compl.	compl.	2013	2013	2016	
Stazione 132 kV Bressanone (fase 2)	Fase1	Fase1	2019/2020	2024	lungo termine	
Adeguamenti impianti 132 kV	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici										
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)					
5 M€ / 53 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030					
	IUS	1,5			IUS	1,5				
	VAN	34 M€			VAN	34 M€				
Benefici Totali di sistema										
2020 - Best Estimation										
Benefici monetari		Val. [M€]								
<input type="checkbox"/> B1 - SEW		0								
<input type="checkbox"/> B2b - Riduzione Perdite		0								
<input type="checkbox"/> B3b- Riduzione ENF		0								
<input type="checkbox"/> B4 - Costi evitati o differiti		0								
<input type="checkbox"/> B5b - Integrazione rinnovabili		0								
<input type="checkbox"/> B6 - Investimenti evitati		0								
<input type="checkbox"/> B7 - Costi evitati MSD		0								
<input type="checkbox"/> B13 - Incremento Resilienza		0								
<input type="checkbox"/> B16 - Opex Evitati o differiti		0								
<input type="checkbox"/> B18 - Riduzione CO2		0								
<input type="checkbox"/> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0								
Altri benefici non monetari		Val.						Val.		
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0						I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0					
2025 - Sustainable Transition										
Benefici monetari		Val. [M€]								
<input type="checkbox"/> B1 - SEW		0								
<input type="checkbox"/> B2b - Riduzione Perdite		0								
<input type="checkbox"/> B3b- Riduzione ENF		0								
<input type="checkbox"/> B4 - Costi evitati o differiti		0								
<input checked="" type="checkbox"/> B5b - Integrazione rinnovabili		3								
<input checked="" type="checkbox"/> B6 - Investimenti evitati		5								
<input type="checkbox"/> B7 - Costi evitati MSD		0								
<input type="checkbox"/> B13 - Incremento Resilienza		0								
<input type="checkbox"/> B16 - Opex Evitati o differiti		0								
<input type="checkbox"/> B18 - Riduzione CO2		0								
<input type="checkbox"/> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0								
Altri benefici non monetari		Val.						Val.		
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0						I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0					
2025 - Distributed Generation										
Monetari		Val. [M€]								
<input type="checkbox"/> B1		0								
<input type="checkbox"/> B2b		0								
<input type="checkbox"/> B3b		0								
<input type="checkbox"/> B4		0								
<input type="checkbox"/> B5b		0								
<input type="checkbox"/> B6		0								
<input type="checkbox"/> B7		0								
<input type="checkbox"/> B13		0								
<input type="checkbox"/> B16		0								
<input type="checkbox"/> B18		0								
<input type="checkbox"/> B19		0								
Altri		Val.						Val.		
I21 [MW]		0						I8 [k ton]		0
I5 [MWh]		0	I13		0					
2030 - Sustainable Transition										
Benefici monetari		Val. [M€]								
<input type="checkbox"/> B1 - SEW		0								
<input checked="" type="checkbox"/> B2b - Riduzione Perdite		1								
<input type="checkbox"/> B3b- Riduzione ENF		0								
<input type="checkbox"/> B4 - Costi evitati o differiti		0								
<input checked="" type="checkbox"/> B5b - Integrazione rinnovabili		6								
<input type="checkbox"/> B6 - Investimenti evitati		0								
<input type="checkbox"/> B7 - Costi evitati MSD		0								
<input type="checkbox"/> B13 - Incremento Resilienza		0								
<input type="checkbox"/> B16 - Opex Evitati o differiti		0								
<input type="checkbox"/> B18 - Riduzione CO2		0								
<input type="checkbox"/> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0								
Altri benefici non monetari		Val.						Val.		
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0						I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0					
2030 - Distributed Generation										
Monetari		Val. [M€]								
<input type="checkbox"/> B1		0								
<input type="checkbox"/> B2b		0								
<input type="checkbox"/> B3b		0								
<input type="checkbox"/> B4		0								
<input type="checkbox"/> B5b		0								
<input type="checkbox"/> B6		0								
<input type="checkbox"/> B7		0								
<input type="checkbox"/> B13		0								
<input type="checkbox"/> B16		0								
<input type="checkbox"/> B18		0								
<input type="checkbox"/> B19		0								
Altri		Val.						Val.		
I21 [MW]		0						I8 [k ton]		0
I5 [MWh]		0	I13		0					

Direttrice 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 FS e Redipuglia fino al nodo di Redipuglia FS, 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		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		SEN 2017
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Direttrice 132 kV Opicina FS – Redipuglia	Fase1	Fase1	2020	2025	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 7 M€						

Stazione 132 kV Nove						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
241-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2007				Veneto		Nord
Descrizione intervento						
La stazione di Nove è un nodo di raccolta della locale produzione idroelettrica che è poi smistata attraverso lunghe arterie verso l’area di carico del trevigiano. A seguito delle attività di adeguamento ai valori delle correnti massime di cortocircuito, saranno previste attività per la separazione funzionale degli annessi impianti di Enel Produzione (Nove 71 e Nove 75) per garantire i necessari livelli di sicurezza e flessibilità di esercizio, è prevista la completa ricostruzione con potenziamento dell’impianto.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2018	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 132 kV Nove	Fase5	Fase5	2014	2016	2018	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <6 M€ / 6 M€						

1.5.3.3. Schede interventi in valutazione 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 assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

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.*

1.5.3.4. 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		614
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2010				Trentino Alto Adige		Nord-Austria
Descrizione intervento						
L'intervento è previsto ai sensi dell'articolo 32 della legge 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" e del decreto legge 3 del 2010 (coordinato con la legge di conversione 41 del 21 marzo 2010). 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. Il nuovo interconnector dovrà essere associato ad opportuni interventi per la rimozione dei vincoli sulla rete esistente in territorio italiano.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			2021	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Stazione 220 kV Glorenza (238 – P)			Dipendenza da accordi con il TSO austriaco APG ⁸⁰ e con i soggetti finanziatori			
Impatti territoriali ⁸¹						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	24				2	
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	34		30			
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 220 kV Nauders – Glorenza	Fase3	Fase3	02.02.2015 (EL.354)	2019	2021	Iter autorizzativo in corso
Rimozione limitazioni rete esistente	Fase2	Fase1	2018	2019	2021	
Sintesi						
Investimento sostenuto /Investimento stimato: <1 M€ / 90-110M€					TTC: 300 MW	

⁸⁰ Sottoscritto Cooperation Agreement fra Terna e il gestore austriaco APG in data 14 Dicembre 2017

⁸¹ Dati riferiti ai km ricadenti in territorio italiano.

Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ⁸²		Identificativo RIP
200 - I		3.21		150		616
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2010				Veneto		Nord-Slovenia
Descrizione intervento						
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. Il nuovo interconnector consentirà di aumentare la capacità di trasporto alla frontiera nord, garantendo una maggiore capacità di scambio tra Italia e Slovenia.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			lungo termine	
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 ⁸³						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		38				
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
HVDC Divaca - Salgareda	Fase3	Fase3	13.09.2012 (EL-308)	2019	2025	Iter autorizzativo in corso
Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia	Fase1	Fase1	2018	2024	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/Investimento stimato: <1 M€ / 360-450 M€					TTC: 1.000 MW	

⁸² In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2018 paragrafo 4.3.2.4 "Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016".

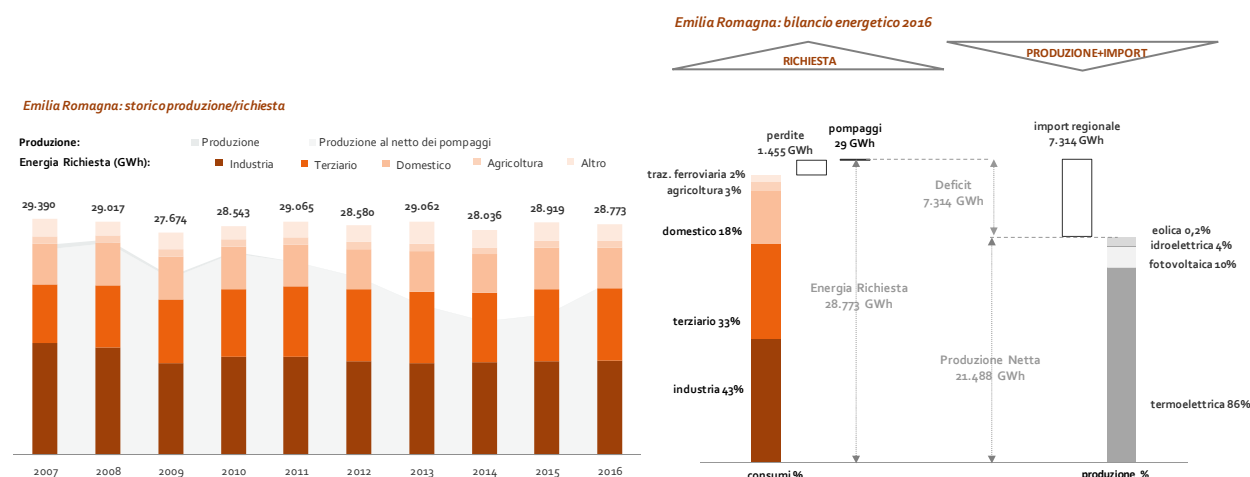
⁸³ Si riferisce agli interventi di rimozione limitazioni della porzione di rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla rete slovena.

1.5.4. Area Centro Nord



1.5.4.1. Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

Emilia Romagna

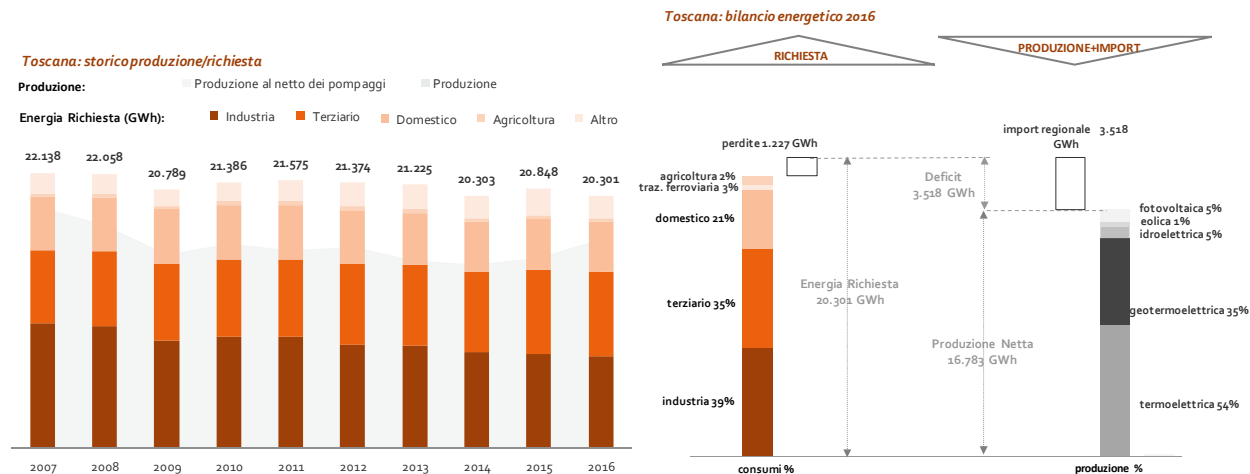


Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Emilia Romagna per l'anno 2016 è stato pari a circa 28,8 TWh, sostanzialmente in linea con l'anno precedente. I consumi regionali sono prevalentemente imputabili ai settori industriale (43%) e terziario (33%), seguiti dal domestico (18%), dall'agricoltura (3%) e dalla trazione ferroviaria (2%).

La produzione regionale, che registra un aumento del 23% rispetto al 2015, è caratterizzata dal cospicuo contributo degli impianti termoelettrici (86%).

La Regione si conferma deficitaria con un import dalle altre regioni pari a circa 7,3 TWh, in significativa riduzione (-36% rispetto all'anno precedente).

Toscana



Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Toscana per l'anno 2016 è stato pari a circa 20,3 TWh, registrando una riduzione del 3% rispetto all'anno precedente.

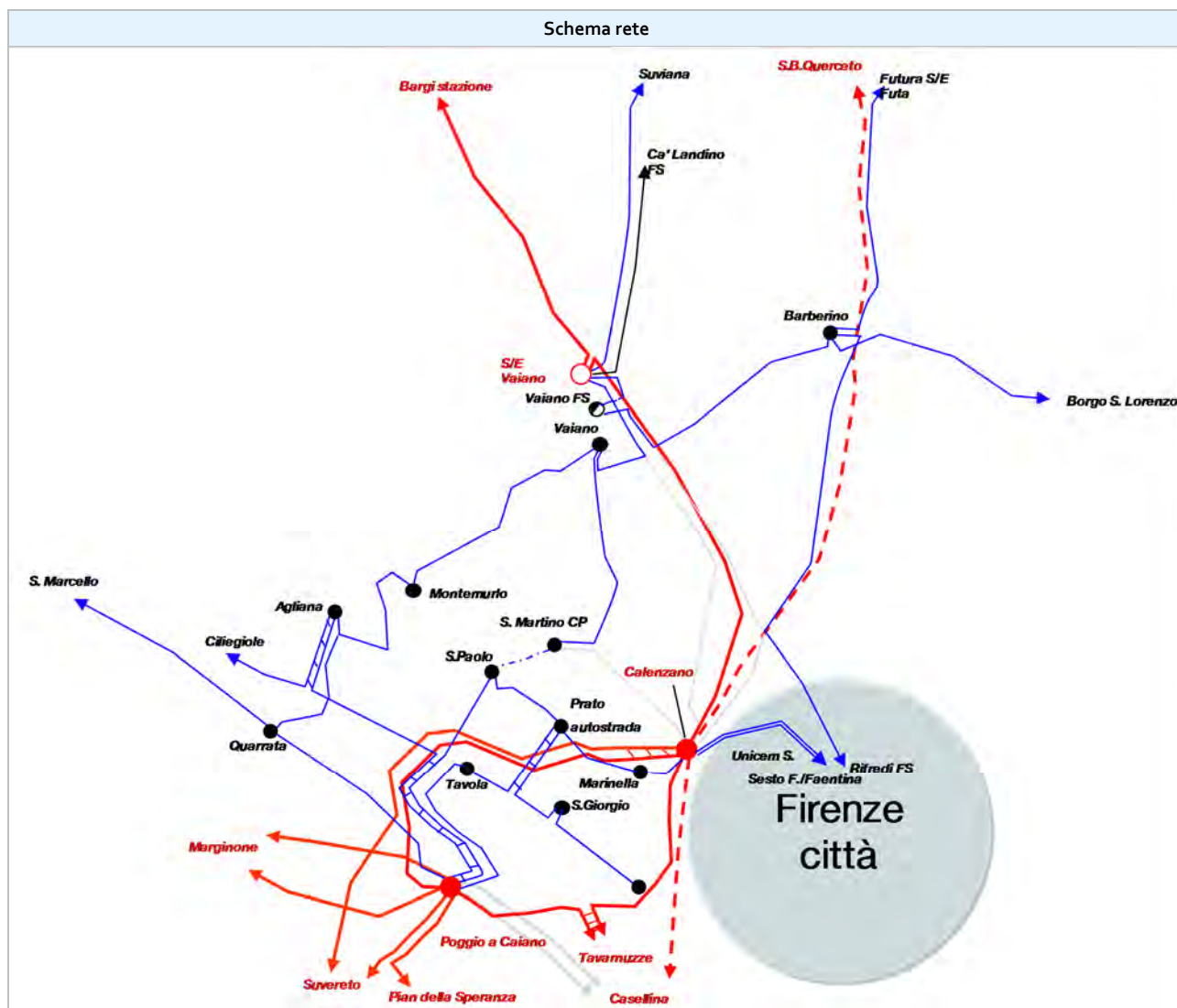
Nel 2016 la domanda si compone di un 39% di industria, 35% di terziario, 21% domestico e del 3% e 2% rispettivamente di trazione ferroviaria e agricoltura.

La produzione netta regionale, in aumento del 9,6% rispetto all'anno precedente, è pari al 54% da termoelettrico, 35% geotermoelettrico. Il deficit regionale di circa 3,5 TWh si è ridotto del 37% rispetto al 2015.

1.5.4.3. Schede Interventi pianificati Area Centro Nord

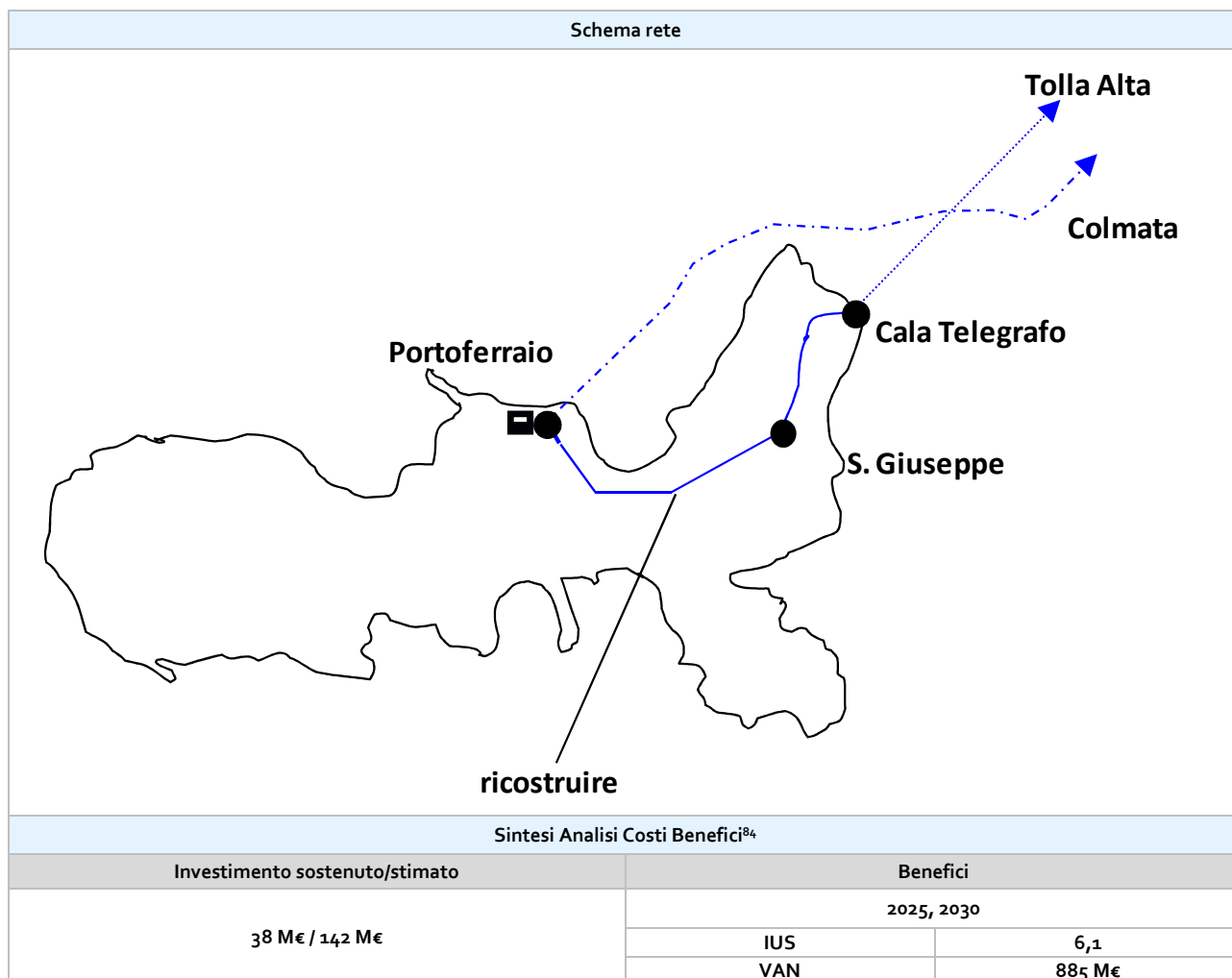
Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
302-P		33	90
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2005		Emilia Romagna/Toscana	Nord-Centro Nord
Descrizione intervento			
Al fine di ridurre 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". 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. 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. Con tale rinforzo di rete infine si ridurranno le congestioni in direzione Sud-Nord che limitano la produzione degli impianti da fonte rinnovabile. Nell'ottica di migliorare la sicurezza locale e la qualità del servizio della rete sarà realizzata una nuova stazione RTN 380/132 kV nell'area di Vaiano, o in alternativa valutate soluzioni di rinforzo rete migliorative e sinergiche. La sezione 380 kV della stazione sarà collegata in entra – esce all'elettrodotto 380 kV "Bargi – Calenzano", sul quale sono previsti interventi puntuali di rimozione delle limitazioni. Alla sezione 132 kV della nuova stazione saranno inoltre raccordate in entra – esce la linea RTN 132 kV "Vaiano – Barberino" e la linea RTN 132 kV di proprietà ex RFI "Calenzano – Suviana – der.Vaiano FS". In corrispondenza delle derivazioni rigide che alimentano Vaiano FS, saranno installati dispositivi di sezionamento automatizzato. Con la realizzazione del nuovo schema di rete si otterrà quindi il nuovo collegamento 132 kV "Nuova SE Vaiano – Suviana – der. Vaiano FS", mentre il tratto restante di elettrodotto 132 kV "Nuova SE Vaiano – Calenzano" risulterà non più funzionale alla RTN e alle esigenze del servizio elettrico e verrà pertanto dismesso dalla RTN. Inoltre sarà realizzato un nuovo collegamento tra le CP di S.Paolo e S.Martino e 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. 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 per superare le derivazioni rigide presenti. Sono altresì previste ulteriori opere di riassetto della rete AAT/AT.			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
	2019/2020		lungo termine
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	85	12	4
Dismissione	113	29	3
Dismissione e Realizzazione	47	15	1

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 380 kV Calenzano - S.B.Querceto - Colunga	Fase3	Fase3	29.10.2009 (EL-173)	2019/2020	2023	In data 17/11/2014 è stato emesso il decreto VIA per l'elettrodotto 380 kV Calenzano-Colunga.
Stazione 380 kV S.B.Querceto	Fase3	Fase3	29.10.2009 (EL-173)	2019/2020	2023	
Stazione 380 kV Calenzano	Fase2	Fase2	2009	2019/2020	2023	
Stazione 380 kV Colunga	Fase2	Fase2	2009	2019/2020	2023	
Nuova stazione 132 kV	Fase3	Fase3	29.10.2009 (EL-173)	2019/2020	2023	
Sezionamento automatizzato Vaiano (1)	Fase2	Fase1	2018	2020	2021	
Sezionamento automatizzato Vaiano (2)	Fase2	Fase1	2019	2021	2022	
Sezionamento automatizzato Firenzuola	Fase2	Fase1	2018	2020	2023	
Sezionamento automatizzato Roncobilaccio	Fase2	Fase1	2018	2021	2022	
Elettrodotto 132 kV Tavola – Prato Autostrada	Fase1	Fase1	2020	2023	lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 380/132 kV Vaiano	Fase3	Fase3	17.01.2014 (EL-323)	lungo termine	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV S.Paolo – S.Martino	Fase3	Fase3	17.01.2014 (EL-323)	lungo termine	lungo termine	
Elettrodotto 380 kV Bargi - Calenzano	Fase2	Fase2	2018	2019/2020	2023	
Riassetto rete AT	Fase1	Fase1	2023	lungo termine	lungo termine	



Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	2,1	IUS	1,6	IUS	2,1	IUS	1,6
27 M€ / 181 M€	VAN	245 M€	VAN	139 M€	VAN	245 M€	VAN	140 M€
Benefici Totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		0						
B2a - Riduzione Perdite		0						
B3a- Riduzione ENF		0						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabili		0						
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD		0						
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		0						
B2a - Riduzione Perdite	1							
B3a- Riduzione ENF		0						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabili	<1							
B6 - Investimenti evitati	19							
B7 - Costi evitati MSD	12							
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1		0						
B2a	<1							
B3a		0						
B4		0						
B5b	<1							
B6	19							
B7	8							
B13		0						
B16		0						
B18	<1							
B19	<1							
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]	400	I8 [k ton]	0					
I5 [MWh]	0	I13	0					
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		9						
B2a - Riduzione Perdite	1							
B3a- Riduzione ENF	1							
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabili	<1							
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD	21							
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1		9						
B2a	2							
B3a	1							
B4		0						
B5b	<1							
B6		0						
B7	13							
B13		0						
B16		0						
B18		0						
B19		0						
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]	400	I8 [k ton]	0					
I5 [MWh]	0	I13	0					


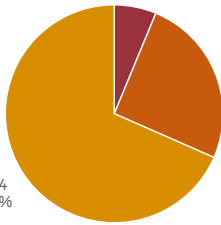











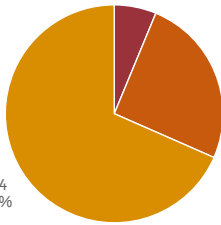






















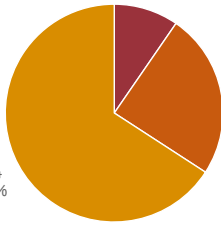





















Elettrodotto 132 kV Elba – Continente						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
309-P						118
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011				Toscana		Centro Nord
Descrizione intervento						
<p>Il carico dell'isola 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. 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 prevista l'installazione del terzo ATR 380/132 kV. L'intervento consentirà l'immissione in sicurezza sulla RTN della potenza prodotta nei poli produttivi di Larderello e di Piombino.</p> <p>Al fine di garantire il superamento di possibili limitazioni ai poli produttivi interessanti l'area di Piombino e permettere, nel contempo, una migliore flessibilità di esercizio della rete in esame, sarà previsto il collegamento in entra – esce della stazione 132 kV di Populonia all'elettrodotto "Suvereto – Piombino T.".</p>						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Colmata -Portoferraio	Fase3	Fase3	29.09.2010 (EL-219)	2020	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.
Elettrodotto 132 kV Portoferraio – S.Giuseppe	Fase5	Fase5	2.12.2008 (EL-75)	2009	2025	In data 02 dicembre 2008 (Dec. Aut. 239/EL – 75/76/2008) è stato autorizzato l'elettrodotto 132 kV "Porto Ferraio – S.Giuseppe". Non è stato completato il tratto aereo. Nel 2011 è stata richiesta l'autorizzazione per una variante localizzativa. Si procederà nel 2018 con MiSE e MATTM per verificare una soluzione realizzativa alternativa.



⁸⁴ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

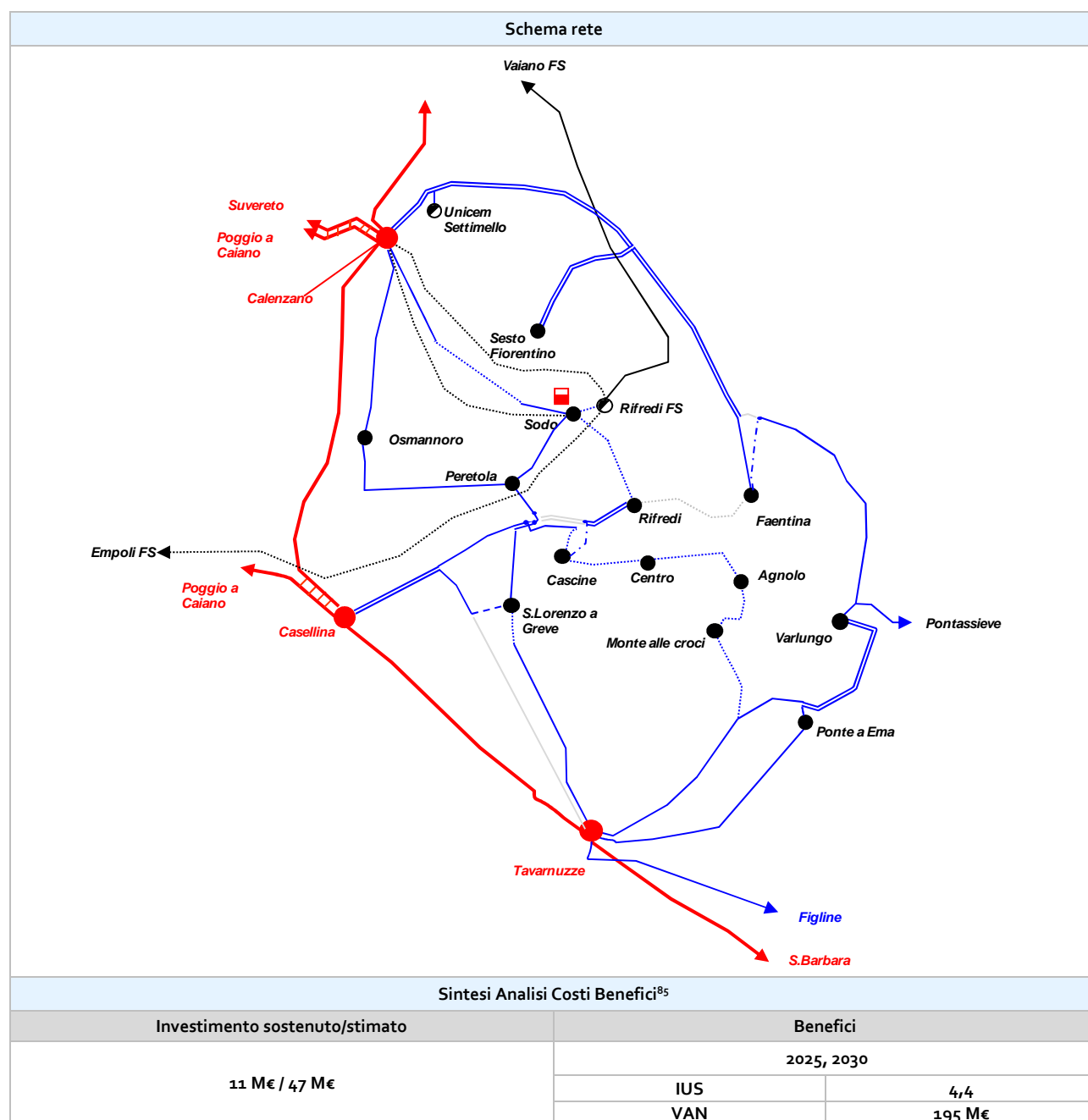
Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
306-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2008		Toscana	Centro Nord
Descrizione intervento			
<p>Per migliorare la qualità del servizio 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.ta Mare e Filettole CP – Montuolo all. - Lucca Ronco, sulle quali sono alla 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">• 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;• ridurre l’elevato impegno delle trasformazioni di Marginone, Acciaiole ed Avenza;• 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;• evitare consistenti interventi di potenziamento della rete in AT compresa tra le due province toscane. <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	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
	2020		2023
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	26		
Dismissione	16		1
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 380/132 kV area di Lucca	Fase3	Fase3	23.01.2014 (EL-324)	2020	2023	In data 27/07/2016 Terna ha inoltrato al MATTM le controdeduzioni alle osservazioni pervenute.
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase1	Fase1	2019	2021	2023	
Elettrodotto 132 kV Diecimo – Pian della Rocca	Fase1	Fase1	2019	2021	2023	
Elettrodotto 132 kV Pian della Rocca – Fornaci di Barga	Fase1	Fase1	2019	2021	2023	
Elettrodotto 132 kV Pescia – Villa Basilica	Fase1	Fase1	2019	2021	2023	

Sintesi Analisi Costi Benefici											
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)					
2 M€ / 60 M€		Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030					
		IUS	4,7			IUS	4,7				
		VAN	273 M€			VAN	273 M€				
Benefici Totali di sistema											
2020 - Best Estimation											
Benefici monetari		Val. [M€]									
	B1 - SEW			0							
	B2b - Riduzione Perdite			0							
	B3b- Riduzione ENF			0							
	B4 - Costi evitati o differiti			0							
	B5b - Integrazione rinnovabil			0							
	B6 - Investimenti evitati			0							
	B7 - Costi evitati MSD			0							
	B13 - Incremento Resilienza			0							
	B16 - Opex Evitati o differiti			0							
	B18 - Riduzione CO2			0							
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM			0							
Altri benefici non monetari		Val.								Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]						0	
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0					
2025 - Sustainable Transition											
Benefici monetari		Val. [M€]									
	B1 - SEW			0							
	B2b - Riduzione Perdite			1							
	B3b- Riduzione ENF			5							
	B4 - Costi evitati o differiti			15							
	B5b - Integrazione rinnovabil			0							
	B6 - Investimenti evitati			0							
	B7 - Costi evitati MSD			0							
	B13 - Incremento Resilienza			0							
	B16 - Opex Evitati o differiti			0							
	B18 - Riduzione CO2			0							
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM			0							
Altri benefici non monetari		Val.								Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]						0	
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0					
2025 - Distributed Generation											
Monetari		Val. [M€]									
	B1			0							
	B2b			0							
	B3b			0							
	B4			0							
	B5b			0							
	B6			0							
	B7			0							
	B13			0							
	B16			0							
	B18			0							
	B19			0							
Altri		Val.								Val.	
I21 [MW]		0		I8 [k ton]						0	
I5 [MWh]		0		I13		0					
2030 - Sustainable Transition											
Benefici monetari		Val. [M€]									
	B1 - SEW			0							
	B2b - Riduzione Perdite			2							
	B3b- Riduzione ENF			6							
	B4 - Costi evitati o differiti			15							
	B5b - Integrazione rinnovabil			0							
	B6 - Investimenti evitati			0							
	B7 - Costi evitati MSD			0							
	B13 - Incremento Resilienza			0							
	B16 - Opex Evitati o differiti			0							
	B18 - Riduzione CO2			0							
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM			0							
Altri benefici non monetari		Val.								Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]						0	
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0					
2030 - Distributed Generation											
Monetari		Val. [M€]									
	B1			0							
	B2b			0							
	B3b			0							
	B4			0							
	B5b			0							
	B6			0							
	B7			0							
	B13			0							
	B16			0							
	B18			0							
	B19			0							
Altri		Val.								Val.	
I21 [MW]		0		I8 [k ton]						0	
I5 [MWh]		0		I13		0					

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	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica 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	13		8
Dismissione	14		7
Dismissione e Realizzazione	3		1
























































Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
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	Fase4	Fase3	22.06.2015 (EL-347)	2019	2022	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	Fase3	Fase2	10.07.2017 (EL-385)	2021	2024	
Elettrodotto 132 kV Casellina - Cascine	Fase3	Fase2	10.07.2017 (EL-385)	2021	2024	
Elettrodotto 132 kV Casellina - SLGreve	Fase3	Fase2	10.07.2017 (EL-385)	2021	2024	
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - SLGreve	Fase3	Fase2	10.07.2017 (EL-385)	2021	2024	
Elettrodotto 132 kV SLGreve - Peretola	Fase3	Fase2	10.07.2017 (EL-385)	2021	2024	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase1	Fase1	2020	2021	2024	
Sezionamenti automatizzati	Fase1	Fase1	2020	2022	2024	



⁸⁵ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

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			
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. 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.			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
2018	2021	lungo termine	
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	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione			2
Dismissione	5		6
Dismissione e Realizzazione	21		2

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV S.Martino in XX - Riccione	Fase2	Fase1	2018	2023	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV S.Martino in XX - Rimini Condotti	Fase2	Fase1	2018	2023	lungo termine	
Nuovo smistamento 132 kV	Fase2	Fase1	2018	2023	lungo termine	
Riassetto rete 132 kV	Fase2	Fase1	2018	2023	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Rimini Condotti - Rimini Sud	Fase1	Fase1	2019	2021	2024	
Elettrodotto 132 kV Rimini Sud - Riccione	Fase1	Fase1	2019	2021	2024	

Sintesi Analisi Costi Benefici											
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)						
<1 M€ / 34 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030						
	IUS	2,0			IUS	2,0					
	VAN	42 M€			VAN	42 M€					
Benefici Totali di sistema											
2020 - Best Estimation											
Benefici monetari		Val. [M€]									
	B1 - SEW	0									
	B2b - Riduzione Perdite	0									
	B3b- Riduzione ENF	0									
	B4 - Costi evitati o differiti	0									
	B5b - Integrazione rinnovabili	0									
	B6 - Investimenti evitati	0									
	B7 - Costi evitati MSD	0									
	B13 - Incremento Resilienza	0									
	B16 - Opex Evitati o differiti	0									
	B18 - Riduzione CO2	0									
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0									
Altri benefici non monetari		Val.		Val.							
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0						
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0						
2025 - Sustainable Transition											
Benefici monetari		Val. [M€]									
	B1 - SEW	0	<table><tr><td>B2b</td><td>13%</td></tr><tr><td>B3b</td><td>87%</td></tr></table>					B2b	13%	B3b	87%
B2b	13%										
B3b	87%										
	B2b - Riduzione Perdite	1									
	B3b- Riduzione ENF	4									
	B4 - Costi evitati o differiti	0									
	B5b - Integrazione rinnovabili	0									
	B6 - Investimenti evitati	0									
	B7 - Costi evitati MSD	0									
	B13 - Incremento Resilienza	0									
	B16 - Opex Evitati o differiti	0									
	B18 - Riduzione CO2	0									
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0									
Altri benefici non monetari		Val.		Val.							
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0						
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0						
2025 - Distributed Generation											
Monetari		Val. [M€]									
	B1	0									
	B2b	0									
	B3b	0									
	B4	0									
	B5b	0									
	B6	0									
	B7	0									
	B13	0									
	B16	0									
	B18	0									
	B19	0									
Altri		Val.		Val.							
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0						
I5 [MWh]		0	I13		0						
2030 - Sustainable Transition											
Benefici monetari		Val. [M€]									
	B1 - SEW	0	<table><tr><td>B2b</td><td>20%</td></tr><tr><td>B3b</td><td>80%</td></tr></table>					B2b	20%	B3b	80%
B2b	20%										
B3b	80%										
	B2b - Riduzione Perdite	1									
	B3b- Riduzione ENF	4									
	B4 - Costi evitati o differiti	0									
	B5b - Integrazione rinnovabili	0									
	B6 - Investimenti evitati	0									
	B7 - Costi evitati MSD	0									
	B13 - Incremento Resilienza	0									
	B16 - Opex Evitati o differiti	0									
	B18 - Riduzione CO2	0									
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0									
Altri benefici non monetari		Val.		Val.							
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0						
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0						
2030 - Distributed Generation											
Monetari		Val. [M€]									
	B1	0									
	B2b	0									
	B3b	0									
	B4	0									
	B5b	0									
	B6	0									
	B7	0									
	B13	0									
	B16	0									
	B18	0									
	B19	0									
Altri		Val.		Val.							
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0						
I5 [MWh]		0	I13		0						

Rimozione limitazioni sezione Centro Sud – Centro Nord						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
432-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2014				Toscana/Abruzzo/Marche		Centro Sud – Centro Nord
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare gli scambi sulla sezione critica Centro Sud - Centro Nord, sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni sugli esistenti elettrodotti 220 kV afferenti ai nodi di S.Barbara, Villanova, Candia e Villavalle 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. 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.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018/2019		2020			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione	12					1
Dismissione	13					2
Dismissione e Realizzazione	443			35		6
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 220 kV S.Barbara - Villavalle	Fase2	Fase 1	2018/2019	2020	lungo termine	
Stazione 380 kV S.Barbara	Fase2	Fase 1	2018/2019	2020	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	2	IUS	1,8	IUS	2	IUS	1,9
<1 M€ / 66 M€	VAN	80 M€	VAN	63 M€	VAN	80 M€	VAN	71 M€
Benefici Totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		0						
B2b - Riduzione Perdite		0						
B3b- Riduzione ENF		0						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabil		0						
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD		0						
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.			Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		5						
B2b - Riduzione Perdite		0						
B3b- Riduzione ENF		<1						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabil		<1						
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD		<1						
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.			Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	150-300	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1		0						
B2b		0						
B3b		<1						
B4		0						
B5b		<1						
B6		0						
B7		0						
B13		0						
B16		0						
B18		<1						
B19		3						
Altri		Val.			Val.			
I21 [MW]	150-300	I8 [k ton]		0				
I5 [MWh]		0	I13		0			
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		12						
B2b - Riduzione Perdite		0						
B3b- Riduzione ENF		0						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabil		<1						
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD		-1						
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.			Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	150-300	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0			
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1		12						
B2b		0						
B3b		0						
B4		0						
B5b		<1						
B6		0						
B7		-1						
B13		0						
B16		0						
B18		0						
B19		0						
Altri		Val.			Val.			
I21 [MW]	150-300	I8 [k ton]		0				
I5 [MWh]		0	I13		0			

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">rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV "S.Barbara – Montevarchi – Levane – La Penna – Arezzo C";rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV "Arezzo C – Arezzo A";rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV "Arezzo C – Arezzo B";incremento della resilienza dell'elettrodotto 132 kV Arezzo A – Arezzo B. <p>Inoltre, per migliorare i profili di tensione, è prevista l'installazione di una batteria di condensatori 220 kV presso la Stazione 220 kV di Arezzo C, che sarà ricostruita in doppia sbarra.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		lungo termine	
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	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione			
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	57	8	6

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 220 kV Arezzo C (batteria condensatori)	compl.	compl.	2015	2015	2015	
Stazione 220 kV Arezzo C (ricostruzione doppia sbarra)	Fase1	Fase1	2019	2019	2022	
Elettrodotto 132 kV S.Barbara – Montevarchi – Levane – La Penna – Arezzo C	Fase1	Fase1	2019/2020	2023	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Arezzo C – Arezzo A	Fase1	Fase1	2019/2020	2023	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Arezzo C – Arezzo B	Fase1	Fase1	2019/2020	2023	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Arezzo A – Arezzo B	Fase1	Fase1	2019/2020	2023	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 7 M€						


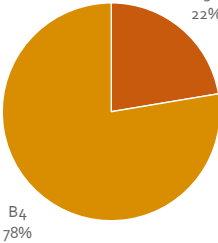











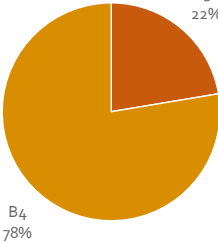






















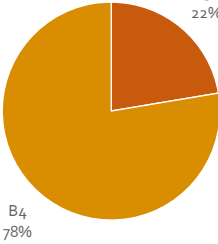





















Interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (Sa.Co.I.3)						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
301-P		2.4		299		
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011				Sardegna/Toscana		Sardegna/Centro Nord
Descrizione intervento						
L'attuale collegamento Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I 2) è ormai giunto al termine della sua vita utile. Un' eventuale perdita definitiva di tale collegamento comporterebbe: <ul style="list-style-type: none">la mancanza di uno strumento fondamentale al mantenimento di adeguati livelli di affidabilità della Sardegna;la perdita di un collegamento attivo tra la zona Centro-Nord e Sardegna, con relativa riduzione della capacità di trasporto fra le stesse aree di mercato;un rilevante deficit della copertura del fabbisogno previsionale della Corsica. 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. 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. 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.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2017		2021			2023	
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		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	505		164		2	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Interconnessione HVDC Sardegna Corsica - Italia	– Fase2	Fase1	2017	2021	2023	

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	4,6	IUS	2,4	IUS	4,8	IUS	2,9
104 M€ / 674 M€	VAN	2.986 M€	VAN	1.161 M€	VAN	3.121 M€	VAN	1.605 M€
Benefici Totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		0						
B2a - Riduzione Perdite		0						
B3a- Riduzione ENF		0						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabili		0						
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD		0						
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		14						
B2a - Riduzione Perdite		1						
B3a- Riduzione ENF		29						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabili		<1						
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD		68						
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1		13						
B2a		0						
B3a		63						
B4		0						
B5b		0						
B6		0						
B7		79						
B13		0						
B16		0						
B18		9						
B19		28						
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]	400	I8 [k ton]	0					
I5 [MWh]	0	I13	0					
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		24						
B2a - Riduzione Perdite		9						
B3a- Riduzione ENF		205						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabili		0						
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD		59						
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		12						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1		29						
B2a		3						
B3a		54						
B4		0						
B5b		0						
B6		0						
B7		31						
B13		0						
B16		0						
B18		8						
B19		17						
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]	400	I8 [k ton]	0					
I5 [MWh]	0	I13	0					

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						
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:						
<ul style="list-style-type: none">• alla CP di Ferrara Sud, mediante la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV;• alla CP di Altedo, mediante prolungamento degli attuali raccordi alla linea a 132 kV “Ferrara Sud – Colunga”;• alla sezione a 132 kV della stazione di Colunga.						
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”.						
I tronchi di linea non più utilizzati saranno demoliti successivamente alla realizzazione dei suddetti interventi.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2020			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	19				3	
Dismissione	65		1		8	
Dismissione e Realizzazione	28					
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Ferrara Sud – Centro Energia	Fase3	Fase3	10.06.2011 (EL-240)	2020	2023	Parere MIBAC emesso in data 01/06/2016. Emanato decreto di VIA in data 28/07/2016.
Elettrodotto 132 kV Ferrara Sud – Altedo	Fase3	Fase3	10.06.2011 (EL-240)	2020	2023	
Elettrodotto 132 kV Colunga – Altedo	Fase3	Fase3	10.06.2011 (EL-240)	2020	2023	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Razionalizzazione rete AT	Fase1	Fase1	2020	lungo termine	lungo termine	
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 ed adeguare il livello di qualità del servizio agli standard attuali, l'intervento di sviluppo consta di due fasi.</p> <p>Prioritariamente si prevede l'installazione, in luogo dell'esistente macchina 220/132 kV presente in impianto, di 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 – Acciaio". 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 da una trasformazione 380/132 kV negli impianti Rosignano (o in alternativa Acciaio).</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, si provvederà a rimuovere le limitazioni presenti sulla linea 132 kV "Guasticce-Cascina".</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		lungo termine	
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	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	1		1
Dismissione	1		
Dismissione e Realizzazione	18	4	

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 380 kV Marginone	compl.	Fase5	2014	2014	2017	
Nuova stazione 132 kV Collesalveti	Fase4	Fase3	02.02.2015 (EL 343)	2017	2020/2021	In data 15.03.2017 è stata autorizzata l'opera (23 P-EL/343)
Stazione 380 kV Acciaiole	Fase2	Fase1	2018	2019	2023	
Elettrodotto 132 kV Guasticce - Cascina	Fase5	Fase5	2014	2014	2023	
Elettrodotto 132 kV Larderello - Saline	Fase1	Fase1	2020	lungo termine	lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Riassetto Livorno Est	Fase3	Fase2	16.05.2017	2018	2020	
Raccordo Livorno RFI	Fase2	Fase1	2018	2021	lungo termine	
Riassetto rete AT	Fase1	Fase1	2020	lungo termine	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
13 M€ / 38 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	2,2			IUS	2,2	
	VAN	54 M€			VAN	54 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		0				
	B3b- Riduzione ENF		0				
	B4 - Costi evitati o differiti		0				
	B5b - Integrazione rinnovabili		0				
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		0				
	B3b- Riduzione ENF		1				
	B4 - Costi evitati o differiti		5				
	B5b - Integrazione rinnovabili		0				
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
	B1		0				
	B2b		0				
	B3b		0				
	B4		0				
	B5b		0				
	B6		0				
	B7		0				
	B13		0				
	B16		0				
	B18		0				
	B19		0				
Altri		Val.					
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0		
I5 [MWh]		0	I13		0		
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		0				
	B3b- Riduzione ENF		1				
	B4 - Costi evitati o differiti		5				
	B5b - Integrazione rinnovabili		0				
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
	B1		0				
	B2b		0				
	B3b		0				
	B4		0				
	B5b		0				
	B6		0				
	B7		0				
	B13		0				
	B16		0				
	B18		0				
	B19		0				
Altri		Val.					
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0		
I5 [MWh]		0	I13		0		

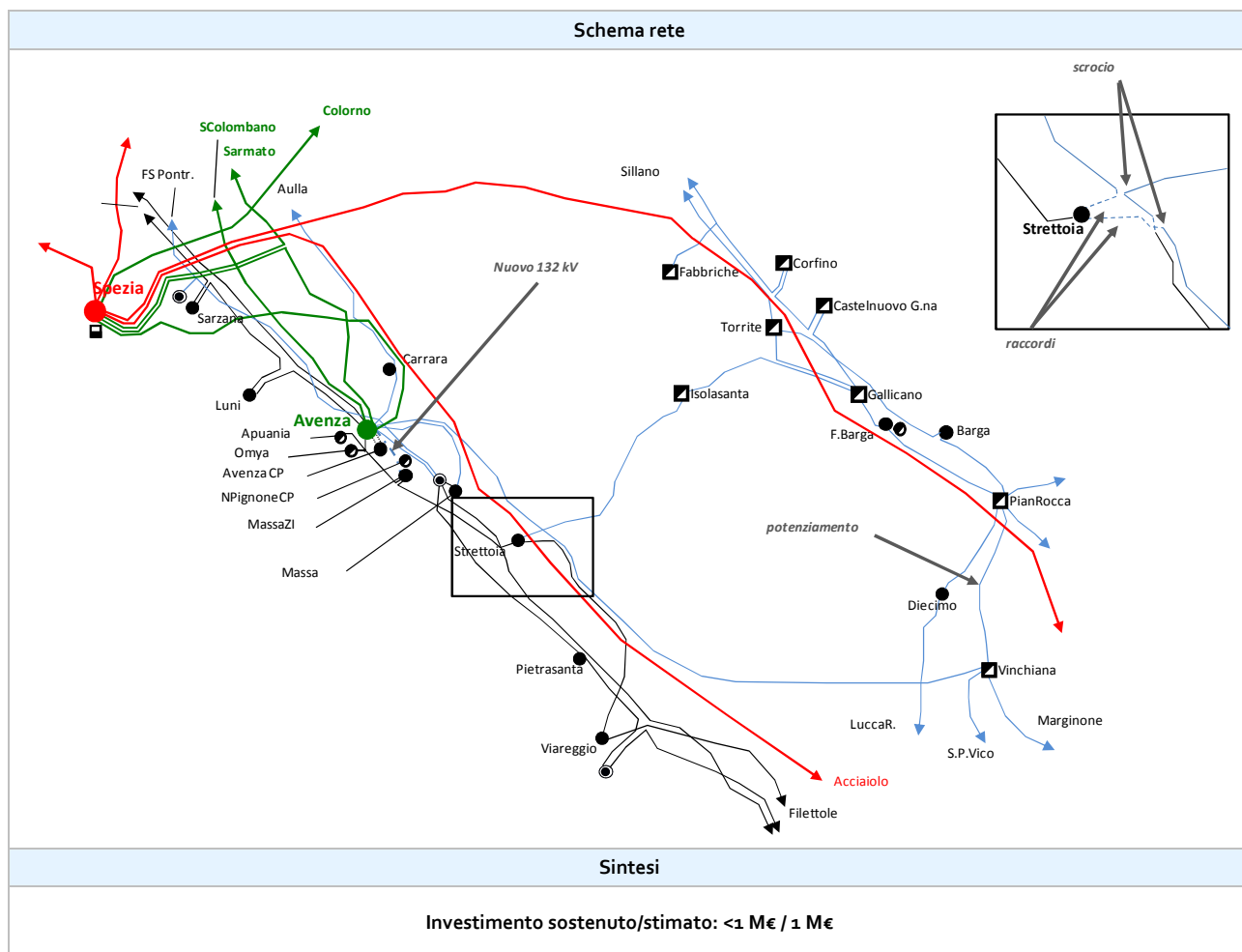
Rete 132 kV tra Borgonovo, Salsominore e Borgotaro						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
310-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2003				Emilia Romagna		Nord
Descrizione intervento						
Tenuto conto della limitata capacità di trasporto delle linee a 132 kV “Borgonovo-Bedonia”, “Bedonia-Bardi” e “Bardi-Borgotaro”, è necessario superare le limitazioni prevedendo: <ul style="list-style-type: none">interventi sugli elettrodotti 132 kV Borgonovo – Bedonia, Bedonia – Bardi e Bardi – Borgotaro funzionali anche ad incrementare la resilienza;un raccordo 132 kV dalla CP Bedonia all’impianto Salsominore per realizzare un collegamento 132 kV Salsominore - Borgonovo. In anticipo rispetto ai lavori previsti, sarà realizzato un riassetto rete che include il declassamento a 132 kV di un tratto dell’elettrodotto 220 kV Avenza – Sarmato per realizzare un collegamento 132 kV Bedonia – La Spezia.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]			l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione	20					
Dismissione	66			2		
Dismissione e Realizzazione	56			2		
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Bedonia – La Spezia (fase 1)	Fase 1	Fase 1	2019	2024	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Bedonia – Bardi – Borgotaro (fase 2)	Fase 1	Fase 1	2019	2024	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Salsominore – Borgonovo (fase 2)	Fase 1	Fase 1	2019	2024	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Borgonovo – Bedonia (fase 2)	Fase 1	Fase 1	2019	2024	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 3 M€ / 14 M€						

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">• trasferire sulla rete a 132 kV la produzione degli impianti di Piombino e Larderello verso la bassa Maremma, il sud Toscana e l’Umbria;• assicurare la necessaria riserva a seguito dell’indisponibilità di altri collegamenti;• 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. <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 è, inoltre, previsto il superamento dell’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			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2024			lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Grosseto FS-Grosseto Sud, Grosseto Sud-Montiano e Orbetello FS-Montiano	Fase 1	Fase 1	2019	2025	lungo termine	
Raccordo 132 kV all’elettrodotto “Piancastagnaio 2 – Acquapendente – Piancastagnaio 3	Fase3	Fase3	12.12.2013 (EL 320)	2024	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 10 M€						

Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza – Farinello – Larderello						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
312-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2001				Toscana		Centro Nord
Descrizione intervento						
La direttrice di trasmissione a 132 kV Pian della Speranza – Farinello – Larderello, con capacità di trasporto limitata, è interessata costantemente dal transito di potenza dalle centrali geotermoelettriche di Larderello all'area di carico di Siena. Pertanto, al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza ed economicità di esercizio, è prevista la ricostruzione della citata direttrice. 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).						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2025			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Correlazione con intervento 313-P						
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	23					
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza – Farinello – Larderello	Fase 1	Fase 1	2019	2025	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 6 M€						

Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – Larderello						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
313-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2001				Toscana		Centro Nord
Descrizione intervento						
<p>Al fine di potenziare la rete a 132 kV afferente alle stazioni di Tavarnuzze e di Larderello ed incrementare la resilienza del sistema, la ex linea 220 KV Tavarnuzze – S. Dalmazio, attualmente fuori servizio, verrà declassata a 132 kV, raccordata alla stazione di Tavarnuzze e collegata a Larderello, previa realizzazione del relativo raccordo a 132 kV e degli interventi funzionali ad incrementare la resilienza. Per reperire gli spazi di accesso a Larderello, verrà modificato l'assetto dei raccordi di alcune linee a 132 kV afferenti alla stazione.</p> <p>Inoltre, al fine di meglio utilizzare la potenza prodotta dal polo geotermoelettrico di Larderello, minimizzando le perdite in rete, sarà eliminato l'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".</p> <p>Sarà, quindi, ricostruito il tratto di accesso a Poggibonsi della nuova linea 132 kV "Tavarnuzze – Poggibonsi".</p> <p>L'attività per il collegamento a Tavarnuzze della ex linea "Tavarnuzze – S. Dalmazio" è inserita nel Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di S. Barbara (sottoscritto da Regione Toscana ed Enel SpA in data 28/02/2000) e correlato all'intervento elettrodotto 380 kV "Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara".</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	66		1		1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – S.Dalmazio	compl.	compl.	2013	2013	2013	
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Poggibonsi	Fase 1	Fase 1	2019	2025	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 4 M€						

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						
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. E' 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: <ul style="list-style-type: none">elettrodotto 132 kV Avenza – Strettoia;elettrodotto 132 kV Vinchiana – Strettoia;elettrodotto 132 kV Isola Santa – Viareggio. Saranno, altresì, rimosse le eventuali limitazioni ai collegamenti sopra indicati. 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. Successivamente, saranno rimosse le limitazioni ed effettuati gli interventi di incremento della resilienza sull' elettrodotto 132 kV Vinchiana – Pian Rocca.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica 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	2					
Dismissione	3					
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Raccordi 132 kV CP Strettoia	Fase3	Fase3	16.2.2016 (EL-366)	2018	2021	
Elettrodotto 132 kV Avenza – Massa ZI	compl.	compl.	26.06.2011 (EL-253)	2014	2016	
Elettrodotto 132 kV Vinchiana – P.Rocca	Fase1	Fase1	2018	2020	2022	
Elettrodotto 132 kV Avenza – Massa ZI - Strettoia	Fase 1	Fase 1	2019	2021	2024	



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			
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. 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. Alla nuova sezione 132 kV si attesterà: <ul style="list-style-type: none">• 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;• l’elettrodotto 132 kV “Ferrara Cassana – Ferrara Z.I.” sul quale sono previsti interventi di rimozione limitazioni. 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. Contestualmente, è previsto il ripristino del collegamento in doppia terna 132 kV Centro Energia – Ferrara ZI.			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
2019	2024		lungo termine
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	33		2
Dismissione	2		0
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 380 kV Ferrara Nord	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Nuovo elettrodotto 132 kV Ferrara Nord - Bussolengo	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Nuovo elettrodotto 132 kV Ferrara Nord – Ferrara Sud – der. Aranova	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Ferrara Cassana – Ferrara Nord	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Ferrara Nord – Ferrara ZI	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Centro Energia – Ferrara ZI	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Elettrodotti 132 kV Ferrara F. – Ferrara ZI e Ferrara F. Portomaggiore	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici															
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali									
< 1 M€ / 24 M€	Scenario ST 2025, 2030						Scenario ST 2025, 2030								
	IUS		2,7				IUS		2,7						
	VAN		49 M€				VAN		49 M€						
Benefici Totali di sistema															
2020 - Best Estimation															
Benefici monetari		Val. [M€]													
B1 - SEW		0													
B2b - Riduzione Perdite		0													
B3b- Riduzione ENF		0													
B4 - Costi evitati o differiti		0													
B5b - Integrazione rinnovabil		0													
B6 - Investimenti evitati		0													
B7 - Costi evitati MSD		0													
B13 - Incremento Resilienza		0													
B16 - Opex Evitati o differiti		0													
B18 - Riduzione CO2		0													
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0													
Altri benefici non monetari		Val.								Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0								I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0									
2025 - Sustainable Transition															
Benefici monetari		Val. [M€]													
B1 - SEW		0													
B2b - Riduzione Perdite		1													
B3b- Riduzione ENF		3													
B4 - Costi evitati o differiti		0													
B5b - Integrazione rinnovabil		0													
B6 - Investimenti evitati		0													
B7 - Costi evitati MSD		0													
B13 - Incremento Resilienza		0													
B16 - Opex Evitati o differiti		0													
B18 - Riduzione CO2		0													
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0													
Altri benefici non monetari		Val.								Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0								I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0									
2025 - Distributed Generation															
Monetari		Val. [M€]													
B1		0													
B2b		0													
B3b		0													
B4		0													
B5b		0													
B6		0													
B7		0													
B13		0													
B16		0													
B18		0													
B19		0													
Altri		Val.								Val.					
I21 [MW]		0								I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]		0		I13		0									
2030 - Sustainable Transition															
Benefici monetari		Val. [M€]													
B1 - SEW		0													
B2b - Riduzione Perdite		2													
B3b- Riduzione ENF		3													
B4 - Costi evitati o differiti		0													
B5b - Integrazione rinnovabil		0													
B6 - Investimenti evitati		0													
B7 - Costi evitati MSD		0													
B13 - Incremento Resilienza		0													
B16 - Opex Evitati o differiti		0													
B18 - Riduzione CO2		0													
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0													
Altri benefici non monetari		Val.								Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0								I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0									
2030 - Distributed Generation															
Monetari		Val. [M€]													
B1		0													
B2b		0													
B3b		0													
B4		0													
B5b		0													
B6		0													
B7		0													
B13		0													
B16		0													
B18		0													
B19		0													
Altri		Val.								Val.					
I21 [MW]		0								I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]		0		I13		0									

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						
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 Srl) Villa Cadè FS – Rubiera FS mediante la realizzazione di due brevi raccordi. 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.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2021			lungo termine	
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	9					
Dismissione	38					0
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Razionalizzazione 132 kV Reggio Emilia	Fase2	Fase1	2018	2021	lungo termine	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.
Elettrodotto 132 kV Castelnovo di Sotto-Mancasale	Fase2	Fase1	2018	2021	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Mancasale-Reggio Nord"	Fase2	Fase1	2018	2021	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
6 M€ / 29 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030			
	IUS	4,2			IUS	4,4		
	VAN	115 M€			VAN	122 M€		
Benefici Totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
	B1 - SEW		0					
	B2b - Riduzione Perdite		0					
	B3b- Riduzione ENF		0					
	B4 - Costi evitati o differiti		0					
	B5b - Integrazione rinnovabil		0					
	B6 - Investimenti evitati		0					
	B7 - Costi evitati MSD		0					
	B13 - Incremento Resilienza		0					
	B16 - Opex Evitati o differiti		0					
	B18 - Riduzione CO2		0					
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
	I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0	
	I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0	
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
	B1 - SEW		0					
	B2b - Riduzione Perdite		0					
	B3b- Riduzione ENF		10					
	B4 - Costi evitati o differiti		0					
	B5b - Integrazione rinnovabil		0					
	B6 - Investimenti evitati		0					
	B7 - Costi evitati MSD		0					
	B13 - Incremento Resilienza		<1					
	B16 - Opex Evitati o differiti		0					
	B18 - Riduzione CO2		0					
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
	I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0	
	I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0	
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
	B1		0					
	B2b		0					
	B3b		0					
	B4		0					
	B5b		0					
	B6		0					
	B7		0					
	B13		0					
	B16		0					
	B18		0					
	B19		0					
Altri		Val.		Val.				
	I21 [MW]		0		I8 [k ton]		0	
	I5 [MWh]		0		I13		0	
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
	B1 - SEW		0					
	B2b - Riduzione Perdite		0					
	B3b- Riduzione ENF		10					
	B4 - Costi evitati o differiti		0					
	B5b - Integrazione rinnovabil		0					
	B6 - Investimenti evitati		0					
	B7 - Costi evitati MSD		0					
	B13 - Incremento Resilienza		<1					
	B16 - Opex Evitati o differiti		0					
	B18 - Riduzione CO2		0					
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
	I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0	
	I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0	
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
	B1		0					
	B2b		0					
	B3b		0					
	B4		0					
	B5b		0					
	B6		0					
	B7		0					
	B13		0					
	B16		0					
	B18		0					
	B19		0					
Altri		Val.		Val.				
	I21 [MW]		0		I8 [k ton]		0	
	I5 [MWh]		0		I13		0	

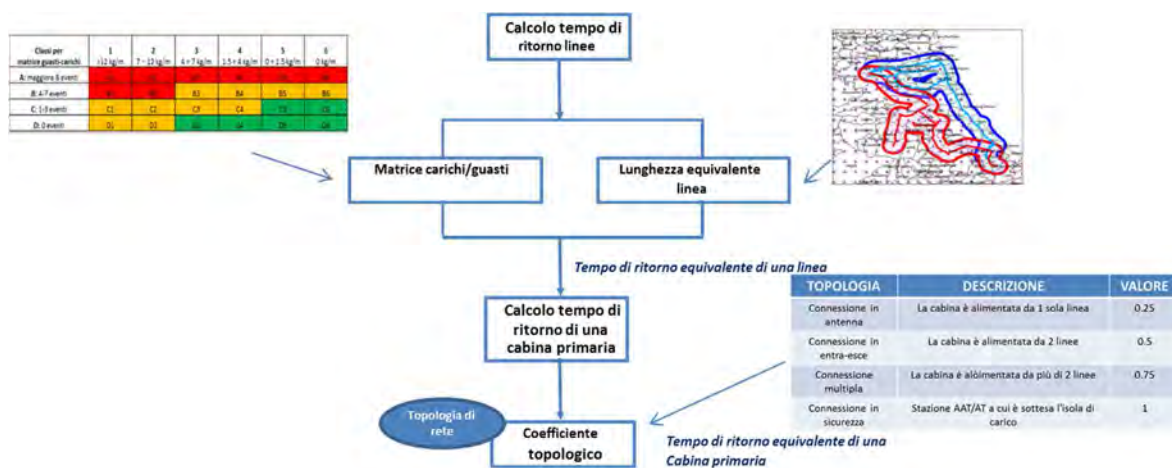
Beneficio Incremento Resilienza

L'analisi della resilienza è basata sull'analisi dei tempi di ritorno delle linee per le quali si ritiene necessario intervenire per garantire un adeguato standard. Peraltro, l'incremento della resilienza è stimato determinando un Indice di Rischio (IRI) di disalimentazione degli Utenti di una rete elettrica.

Indice di Rischio (IRI) = NUD/TR

dove:

- TR è il tempo di ritorno equivalente della cabina primaria ovvero la probabilità che la stessa sia disalimentata a causa del fuori servizio delle linee elettriche direttamente connesse ad essa o di qualunque altra linea, appartenente alla porzione limitrofa di rete (isola di esercizio), che potrebbe determinare la disalimentazione delle utenze sottese alla Cabina stessa
- l'entità del danno è individuata come il numero di Utenti in bassa tensione disalimentati (NUD)



- D) **Matrice guasti/carichi** è la matrice costruita sulla combinazione dei carichi di neve (RSE) e della frequenza di accadimento degli eventi.
- E) **Lunghezza equivalente linea** rappresenta il rischio maggiore o minore di esposizione di una linea rispetto all'estensione geografica dei fenomeni meteorologici
- F) Il TR delle cabine primarie è pesato con il coefficiente topologico che rappresenta il grado di affidabilità di una cabina primaria rispetto alla tipologia di connessione che la caratterizza

Cabine Primarie	IRI [utenti/anno]		Impatto atteso	Beneficio [M€]
	pre	post		
Reggio Nord	175	47	-73%	0,2
Castelnuovo di Sotto	318	33	-90%	0,2
Guastalla	21	16	-24%	0,01

Il totale beneficio di incremento resilienza dell'intervento legato agli eventi neve e ghiaccio è di circa 0,4 M€/anno.

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 ammassettati 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’anello 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	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
	2020	lungo termine	
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	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	3		1
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	36	1	4

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuovo elettrodotto 132 kV Modena Nord – Modena Est - Modena Crocetta	Fase 3	Fase 3	19.10.2017 (EL-250)	2020	lungo termine	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.
Elettrodotto 132 kV S.Damaso – Modena Crocetta	Fase 1	Fase 1	19.10.2017 (EL-250)	2020	lungo termine	
Adeguamento/ampliamento CP						
Elettrodotto 132 kV Rubiera - Sassuolo	Fase 1	Fase 1	2020	2024	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Sassuolo - Pavullo	Fase 1	Fase 1	2020	2024	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici												
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)						
1 M€ / 23 M€		Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030						
		IUS	2,3			IUS	2,3					
		VAN	37 M€			VAN	37 M€					
Benefici Totali di sistema												
2020 - Best Estimation												
Benefici monetari		Val. [M€]										
	B1 - SEW			0								
	B2b - Riduzione Perdite			0								
	B3b- Riduzione ENF			0								
	B4 - Costi evitati o differiti			0								
	B5b - Integrazione rinnovabil			0								
	B6 - Investimenti evitati			0								
	B7 - Costi evitati MSD			0								
	B13 - Incremento Resilienza			0								
	B16 - Opex Evitati o differiti			0								
	B18 - Riduzione CO2			0								
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM			0								
Altri benefici non monetari		Val.								Val.		
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]				0						I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]				0	I13 - Variazione resilienza		0					
2025 - Sustainable Transition												
Benefici monetari		Val. [M€]										
	B1 - SEW			0								
	B2b - Riduzione Perdite			0								
	B3b- Riduzione ENF			4								
	B4 - Costi evitati o differiti			0								
	B5b - Integrazione rinnovabil			0								
	B6 - Investimenti evitati			0								
	B7 - Costi evitati MSD			0								
	B13 - Incremento Resilienza			0								
	B16 - Opex Evitati o differiti			0								
	B18 - Riduzione CO2			0								
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM			0								
Altri benefici non monetari		Val.								Val.		
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]				0						I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]				0	I13 - Variazione resilienza		0					
2025 - Distributed Generation												
Monetari		Val. [M€]										
	B1			0								
	B2b			0								
	B3b			0								
	B4			0								
	B5b			0								
	B6			0								
	B7			0								
	B13			0								
	B16			0								
	B18			0								
	B19			0								
Altri		Val.								Val.		
I21 [MW]				0						I8 [k ton]		0
I5 [MWh]				0	I13		0					
2030 - Sustainable Transition												
Benefici monetari		Val. [M€]										
	B1 - SEW			0								
	B2b - Riduzione Perdite			0								
	B3b- Riduzione ENF			4								
	B4 - Costi evitati o differiti			0								
	B5b - Integrazione rinnovabil			0								
	B6 - Investimenti evitati			0								
	B7 - Costi evitati MSD			0								
	B13 - Incremento Resilienza			0								
	B16 - Opex Evitati o differiti			0								
	B18 - Riduzione CO2			0								
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM			0								
Altri benefici non monetari		Val.								Val.		
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]				0						I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]				0	I13 - Variazione resilienza		0					
2030 - Distributed Generation												
Monetari		Val. [M€]										
	B1			0								
	B2b			0								
	B3b			0								
	B4			0								
	B5b			0								
	B6			0								
	B7			0								
	B13			0								
	B16			0								
	B18			0								
	B19			0								
Altri		Val.								Val.		
I21 [MW]				0						I8 [k ton]		0
I5 [MWh]				0	I13		0					
























































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		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			lungo termine	
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, e dei lavori di connessione della CP Selice		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		14				0
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Laguna - Faenza	Fase1	Fase1	2019	2024	lungo termine	L'intervento è successivo a quanto è previsto nell'ambito della connessione della CP Salice il cui iter autorizzativo è stato avviato il 24.10.2017.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 4 M€ / 11 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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività			Avvio cantieri			Completamento	
2018			2019			2022	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
		PdS '18	PdS '17				
Stazione 380 kV Colunga (condensatori)		Fase2	Fase1	2018	2019	2022	
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		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2020			2022	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 220 kV Avenza	Fase4	Fase 1	2017	2020	2022	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 5 M€ / 9 M€						

Stazione 132 kV nel Ravennate						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
336-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2008				Emilia Romagna		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di migliorare la flessibilità d’esercizio della rete elettrica ravennate, anche in relazione alla connessione alla RTN della centrale Cabot, sarà realizzata, nell’area industriale di Ravenna, una nuova stazione di smistamento a 132 kV alla quale saranno opportunamente raccordate le linee 132 kV afferenti. L’intervento di sviluppo consentirà non solo di connettere il citato impianto di produzione, ma permetterà anche di semplificare l’assetto della rete nell’area, attualmente caratterizzata dalla non ottimale presenza di impianti di connessione e/o consegna, tra loro a distanza particolarmente ravvicinata.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2018	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 132 kV Ravenna ZI	Fase5	Fase4	04.07.2014 (EL-180)	2016	2018	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <4 M€ / 4 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						
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. 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. 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.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione	99			9		
Dismissione	21			2		
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotti 132 kV Faenza – Modigliana – Predappio – I.Ridracoli – Quarto - Talamello	Fase1	Fase1	2019	2021	lungo termine	Le opere completate nel 2015 richiedono ulteriori interventi finalizzati all'incremento della resilienza.
Stazione 380 kV S.Martino XX	Fase2	Fase1	2019	2024	lungo termine	
Riassetto rete 132 kV S.Martino XX - Talamello	Fase2	Fase1	2019	2024	lungo termine	

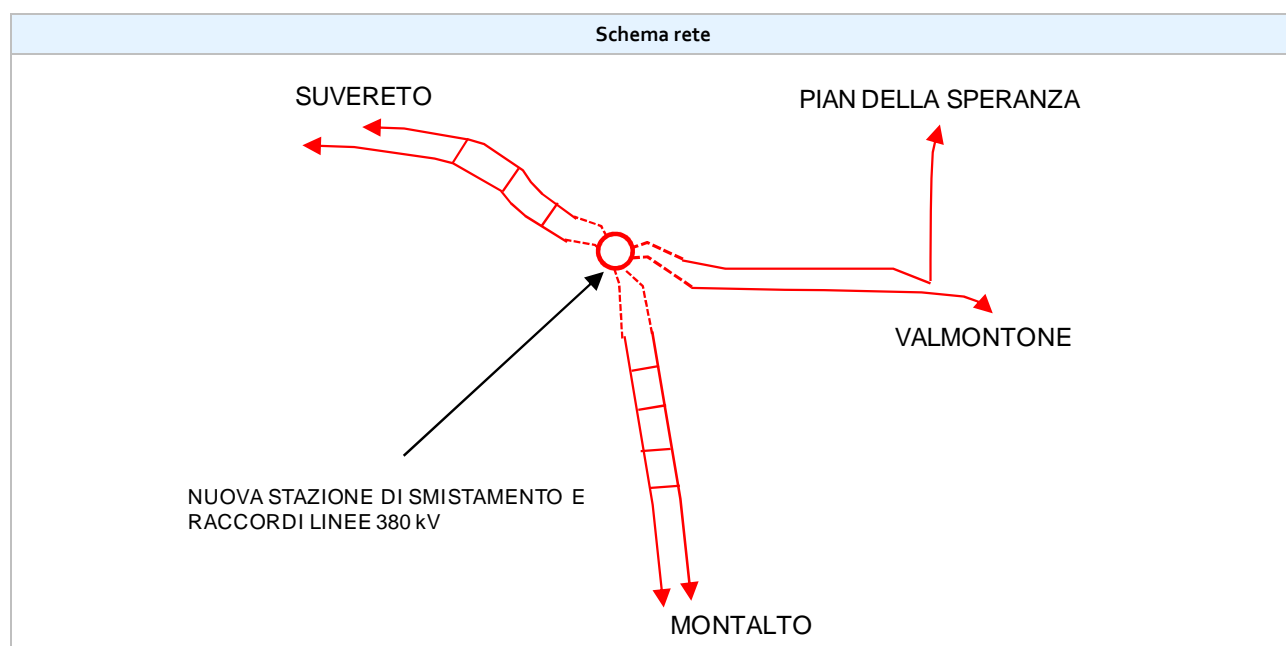
Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
< 1 M€ / 17 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	6,3			IUS	6,3	
	VAN	108 M€			VAN	108 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		0				
	B3b- Riduzione ENF		0				
	B4 - Costi evitati o differiti		0				
	B5b - Integrazione rinnovabil		0				
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		2				
	B3b- Riduzione ENF		6				
	B4 - Costi evitati o differiti		0				
	B5b - Integrazione rinnovabil		0				
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
	B1		0				
	B2b		0				
	B3b		0				
	B4		0				
	B5b		0				
	B6		0				
	B7		0				
	B13		0				
	B16		0				
	B18		0				
	B19		0				
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0		
I5 [MWh]		0	I13		0		
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		3				
	B3b- Riduzione ENF		6				
	B4 - Costi evitati o differiti		0				
	B5b - Integrazione rinnovabil		0				
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
	B1		0				
	B2b		0				
	B3b		0				
	B4		0				
	B5b		0				
	B6		0				
	B7		0				
	B13		0				
	B16		0				
	B18		0				
	B19		0				
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0		
I5 [MWh]		0	I13		0		

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		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2023			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]			l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	121			0		11
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotti 132 kV– fra gli impianti di Forlì VO e Gambettola / S.Martino XX /Rimini N.-	Fase2	Fase1	2018	2023	lungo termine	
Stazione 380 kV S.Martino XX	Fase2	Fase1	2018	2023	lungo termine	
Interventi di rimagliatura delle reti	Fase2	Fase1	2018	2023	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali		
<1 M€ / 33 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,8			IUS	1,8	
	VAN	33 M€			VAN	33 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<div></div> B1 - SEW		0					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0					
<div></div> B3b- Riduzione ENF		0					
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0					
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0					
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0					
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0					
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0					
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0					
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0					
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<div></div> B1 - SEW		0					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite	1						
<div></div> B3b- Riduzione ENF	4						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti	0						
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili	0						
<div></div> B6 - Investimenti evitati	0						
<div></div> B7 - Costi evitati MSD	0						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza	0						
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti	0						
<div></div> B18 - Riduzione CO2	0						
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<div></div> B1		0					
<div></div> B2b	0						
<div></div> B3b	0						
<div></div> B4	0						
<div></div> B5b	0						
<div></div> B6	0						
<div></div> B7	0						
<div></div> B13	0						
<div></div> B16	0						
<div></div> B18	0						
<div></div> B19	0						
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0				
I5 [MWh]	0	I13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<div></div> B1 - SEW		0					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite	1						
<div></div> B3b- Riduzione ENF	4						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti	0						
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili	0						
<div></div> B6 - Investimenti evitati	0						
<div></div> B7 - Costi evitati MSD	0						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza	0						
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti	0						
<div></div> B18 - Riduzione CO2	0						
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<div></div> B1		0					
<div></div> B2b	0						
<div></div> B3b	0						
<div></div> B4	0						
<div></div> B5b	0						
<div></div> B6	0						
<div></div> B7	0						
<div></div> B13	0						
<div></div> B16	0						
<div></div> B18	0						
<div></div> B19	0						
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0				
I5 [MWh]	0	I13	0				

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: <ul style="list-style-type: none">prioritariamente alla rimozione delle limitazioni sull’ elettrodotto 132 kV Fiorenzuola – Montale;successivamente, 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		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2023			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]			l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	48					2
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Fiorenzuola – Montale	Fase1	Fase1	2022	lungo termine	lungo termine	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all’esigenza di individuare la migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.
Elettrodotto 132 kV Martignone – Riale	Fase2	Fase2	2018	2023	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Riale – Morazzo	Fase2	Fase2	2018	2023	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Spilimberto – Solignano	Fase1	Fase1	2022	lungo termine	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Solignano – S.Damaso	Fase1	Fase1	2022	lungo termine	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 12 M€						

Stazione 380 kV a nord di Grosseto						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
338-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2014				Toscana		Centro Nord
Descrizione intervento						
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 – Valmontone, 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. 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 Valmontone. 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.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019/2020		2025			lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuova stazione 380 kV	Fase 1	Fase 1	2019/2020	2025	lungo termine	
Interventi rimozione limitazioni	Fase 1	Fase 1	2019/2020	2025	lungo termine	
Apparati di compensazione e/o regolazione dei flussi di potenza	Fase 1	Fase 1	2019/2020	2025	lungo termine	



Sintesi Analisi Costi Benefici																																																																																																																																																																																																																																																							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)																																																																																																																																																																																																																																																		
<1 M€ / 23 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030																																																																																																																																																																																																																																																		
	IUS	2,3			IUS	2,3																																																																																																																																																																																																																																																	
	VAN	35 M€			VAN	35 M€																																																																																																																																																																																																																																																	
Benefici Totali di sistema																																																																																																																																																																																																																																																							
<div><div><div>2020 - Best Estimation</div><table><thead><tr><th colspan="2">Benefici monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td><div></div> B1 - SEW</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B2b - Riduzione Perdite</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B3b- Riduzione ENF</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B4 - Costi evitati o differiti</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B5b - Integrazione rinnovabili</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B6 - Investimenti evitati</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B7 - Costi evitati MSD</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B13 - Incremento Resilienza</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B16 - Opex Evitati o differiti</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B18 - Riduzione CO2</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM</td><td></td><td>0</td></tr></tbody></table><table><thead><tr><th colspan="2">Altri benefici non monetari</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>I21 - TTC/Zone di mercato [MW]</td><td>0</td><td>I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>I5 - Overgeneration [MWh]</td><td>0</td><td>I13 - Variazione resilienza</td><td>0</td></tr></tbody></table></div><div><div>2025 - Sustainable Transition</div><table><thead><tr><th colspan="2">Benefici monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td><div></div> B1 - SEW</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B2b - Riduzione Perdite</td><td>1</td><td></td></tr><tr><td><div></div> B3b- Riduzione ENF</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B4 - Costi evitati o differiti</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B5b - Integrazione rinnovabili</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B6 - Investimenti evitati</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B7 - Costi evitati MSD</td><td>3</td><td></td></tr><tr><td><div></div> B13 - Incremento Resilienza</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B16 - Opex Evitati o differiti</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B18 - Riduzione CO2</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM</td><td></td><td>0</td></tr></tbody></table><table><thead><tr><th colspan="2">Altri benefici non monetari</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>I21 - TTC/Zone di mercato [MW]</td><td>0</td><td>I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>I5 - Overgeneration [MWh]</td><td>0</td><td>I13 - Variazione resilienza</td><td>0</td></tr></tbody></table></div><div><div>2025 - Distributed Generation</div><table><thead><tr><th colspan="2">Monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td><div></div> B1</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B2b</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B3b</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B4</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B5b</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B6</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B7</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B13</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B16</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B18</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B19</td><td></td><td>0</td></tr></tbody></table><table><thead><tr><th colspan="2">Altri</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>I21 [MW]</td><td>0</td><td>I8 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>I5 [MWh]</td><td>0</td><td>I13</td><td>0</td></tr></tbody></table></div></div> <div><div>2030 - Sustainable Transition</div><table><thead><tr><th colspan="2">Benefici monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td><div></div> B1 - SEW</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B2b - Riduzione Perdite</td><td>1</td><td></td></tr><tr><td><div></div> B3b- Riduzione ENF</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B4 - Costi evitati o differiti</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B5b - Integrazione rinnovabili</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B6 - Investimenti evitati</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B7 - Costi evitati MSD</td><td>3</td><td></td></tr><tr><td><div></div> B13 - Incremento Resilienza</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B16 - Opex Evitati o differiti</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B18 - Riduzione CO2</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM</td><td></td><td>0</td></tr></tbody></table><table><thead><tr><th colspan="2">Altri benefici non monetari</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>I21 - TTC/Zone di mercato [MW]</td><td>0</td><td>I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>I5 - Overgeneration [MWh]</td><td>0</td><td>I13 - Variazione resilienza</td><td>0</td></tr></tbody></table></div> <div><div>2030 - Distributed Generation</div><table><thead><tr><th colspan="2">Monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td><div></div> B1</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B2b</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B3b</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B4</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B5b</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B6</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B7</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B13</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B16</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B18</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td><div></div> B19</td><td></td><td>0</td></tr></tbody></table><table><thead><tr><th colspan="2">Altri</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>I21 [MW]</td><td>0</td><td>I8 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>I5 [MWh]</td><td>0</td><td>I13</td><td>0</td></tr></tbody></table></div>								Benefici monetari		Val. [M€]	<div></div> B1 - SEW		0	<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0	<div></div> B3b- Riduzione ENF		0	<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0	<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0	<div></div> B6 - Investimenti evitati		0	<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0	<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0	<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0	<div></div> B18 - Riduzione CO2		0	<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0	Altri benefici non monetari		Val.	Val.	I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	Benefici monetari		Val. [M€]	<div></div> B1 - SEW		0	<div></div> B2b - Riduzione Perdite	1		<div></div> B3b- Riduzione ENF		0	<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0	<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0	<div></div> B6 - Investimenti evitati		0	<div></div> B7 - Costi evitati MSD	3		<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0	<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0	<div></div> B18 - Riduzione CO2		0	<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0	Altri benefici non monetari		Val.	Val.	I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	Monetari		Val. [M€]	<div></div> B1		0	<div></div> B2b		0	<div></div> B3b		0	<div></div> B4		0	<div></div> B5b		0	<div></div> B6		0	<div></div> B7		0	<div></div> B13		0	<div></div> B16		0	<div></div> B18		0	<div></div> B19		0	Altri		Val.	Val.	I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0	I5 [MWh]	0	I13	0	Benefici monetari		Val. [M€]	<div></div> B1 - SEW		0	<div></div> B2b - Riduzione Perdite	1		<div></div> B3b- Riduzione ENF		0	<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0	<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0	<div></div> B6 - Investimenti evitati		0	<div></div> B7 - Costi evitati MSD	3		<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0	<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0	<div></div> B18 - Riduzione CO2		0	<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0	Altri benefici non monetari		Val.	Val.	I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0	Monetari		Val. [M€]	<div></div> B1		0	<div></div> B2b		0	<div></div> B3b		0	<div></div> B4		0	<div></div> B5b		0	<div></div> B6		0	<div></div> B7		0	<div></div> B13		0	<div></div> B16		0	<div></div> B18		0	<div></div> B19		0	Altri		Val.	Val.	I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0	I5 [MWh]	0	I13	0
Benefici monetari		Val. [M€]																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B1 - SEW		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B3b- Riduzione ENF		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0																																																																																																																																																																																																																																																					
Altri benefici non monetari		Val.	Val.																																																																																																																																																																																																																																																				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0																																																																																																																																																																																																																																																				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0																																																																																																																																																																																																																																																				
Benefici monetari		Val. [M€]																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B1 - SEW		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite	1																																																																																																																																																																																																																																																						
<div></div> B3b- Riduzione ENF		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B7 - Costi evitati MSD	3																																																																																																																																																																																																																																																						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0																																																																																																																																																																																																																																																					
Altri benefici non monetari		Val.	Val.																																																																																																																																																																																																																																																				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0																																																																																																																																																																																																																																																				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0																																																																																																																																																																																																																																																				
Monetari		Val. [M€]																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B1		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B2b		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B3b		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B4		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B5b		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B6		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B7		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B13		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B16		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B18		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B19		0																																																																																																																																																																																																																																																					
Altri		Val.	Val.																																																																																																																																																																																																																																																				
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0																																																																																																																																																																																																																																																				
I5 [MWh]	0	I13	0																																																																																																																																																																																																																																																				
Benefici monetari		Val. [M€]																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B1 - SEW		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite	1																																																																																																																																																																																																																																																						
<div></div> B3b- Riduzione ENF		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B7 - Costi evitati MSD	3																																																																																																																																																																																																																																																						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0																																																																																																																																																																																																																																																					
Altri benefici non monetari		Val.	Val.																																																																																																																																																																																																																																																				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0																																																																																																																																																																																																																																																				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0																																																																																																																																																																																																																																																				
Monetari		Val. [M€]																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B1		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B2b		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B3b		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B4		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B5b		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B6		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B7		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B13		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B16		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B18		0																																																																																																																																																																																																																																																					
<div></div> B19		0																																																																																																																																																																																																																																																					
Altri		Val.	Val.																																																																																																																																																																																																																																																				
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0																																																																																																																																																																																																																																																				
I5 [MWh]	0	I13	0																																																																																																																																																																																																																																																				

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		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		48		4		1
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Direttrice 132 kV Talamello – Subbiano all.	Fase1	Fase1	2020	2025	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Talamello – Badia Tedalda	Fase1	Fase1	2020	2025	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 14 M€						


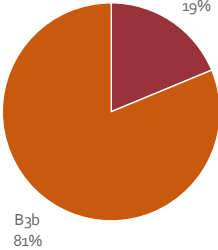











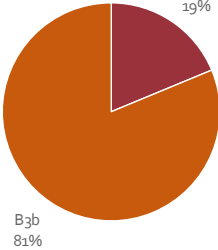






















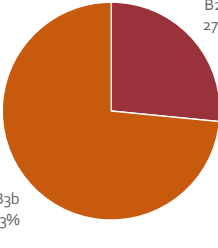





















Direttrice 132 kV Pian della Speranza – Subbiano all.						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
340-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2016				Toscana		Centro Nord
Descrizione intervento						
Sono previsti 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		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]			l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	93			16		14
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Direttrice 132 kV Pian della Speranza – Subbiano all.	Fase1	Fase1	2020	2025	lungo termine	
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			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	1					
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	15				1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Direttrice 132 kV Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS	Fase1	Fase1	2020	2025	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 7 M€						

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		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			2028	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]			l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	39					
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Poggio a Caiano CP – Quarrata e Quarrata – S. Marcello	Fase1	Fase1	2020	2025	2028	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 10 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 CP Contavalli e migliorare la sicurezza di esercizio nell’area è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo 132 kV Contavalli – S.Donato (o un collegamento alternativo in base alle disponibilità di ampliamento degli impianti) ed il superamento dell’attuale derivazione rigida S.Viola all. prevedendo di realizzare un breve raccordo alla derivazione rigida per ottenere il collegamento 132 kV S.Viola – Tre Madonne.</p> <p>In tale contesto, si valuterà il declassamento a 132 kV del 220 kV Colunga–Bussolengo, opportunamente collegata 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 – 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 una direttrice 132 kV Martignone – Tavernelle FS – Calderara – Castelmaggiore, dismettendo i tratto 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	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
2018	2019	lungo termine	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		Dipendenza da accordi con distributore locale	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	5		4
Dismissione	12		
Dismissione e Realizzazione	63	2	10

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 132 kV Contavalli – S.Donato	Fase1	Fase1	2020	2025	lungo termine	
Raccordo 132 kV der. S.Viola	Fase1	Fase1	2020	2025	lungo termine	
Stazione 380 kV Martignone	Fase1	Fase1	2020	2025	lungo termine	
Stazione 380 kV Colunga	Fase1	Fase1	2020	2025	lungo termine	
Riassetto rete AT	Fase1	Fase1	2020	2025	lungo termine	
Riassetto rete 132 kV Martignone - Castelmaggiore	Fase1	Fase1	2020	2025	lungo termine	
Direttrice 132 kV Colunga CP – Beverara RFI – Grizzana RFI	Fase1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Sezionamento automatizzato Grizzana	Fase2	Fase 1	2018	2019	2023	
Interventi rimozione limitazione	Fase1	Fase1	2020	2025	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
<1 M€ / 29 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	7,7			IUS	7,7	
	VAN	275 M€			VAN	275 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		0				
	B3b- Riduzione ENF		0				
	B4 - Costi evitati o differiti		0				
	B5b - Integrazione rinnovabili		0				
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		3				
	B3b- Riduzione ENF		13				
	B4 - Costi evitati o differiti		0				
	B5b - Integrazione rinnovabili		0				
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
	B1		0				
	B2b		0				
	B3b		0				
	B4		0				
	B5b		0				
	B6		0				
	B7		0				
	B13		0				
	B16		0				
	B18		0				
	B19		0				
Altri		Val.					
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0		
I5 [MWh]		0	I13		0		
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW		0				
	B2b - Riduzione Perdite		5				
	B3b- Riduzione ENF		13				
	B4 - Costi evitati o differiti		0				
	B5b - Integrazione rinnovabili		0				
	B6 - Investimenti evitati		0				
	B7 - Costi evitati MSD		0				
	B13 - Incremento Resilienza		0				
	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
	B18 - Riduzione CO2		0				
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
	B1		0				
	B2b		0				
	B3b		0				
	B4		0				
	B5b		0				
	B6		0				
	B7		0				
	B13		0				
	B16		0				
	B18		0				
	B19		0				
Altri		Val.					
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0		
I5 [MWh]		0	I13		0		

1.5.4.4. Schede 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.

E' 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.

Riassesto 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.*

**Utili
per il Paese**



www.terna.it

00156 Roma Viale Egidio Galbani, 70
Tel +39 06 83138111