

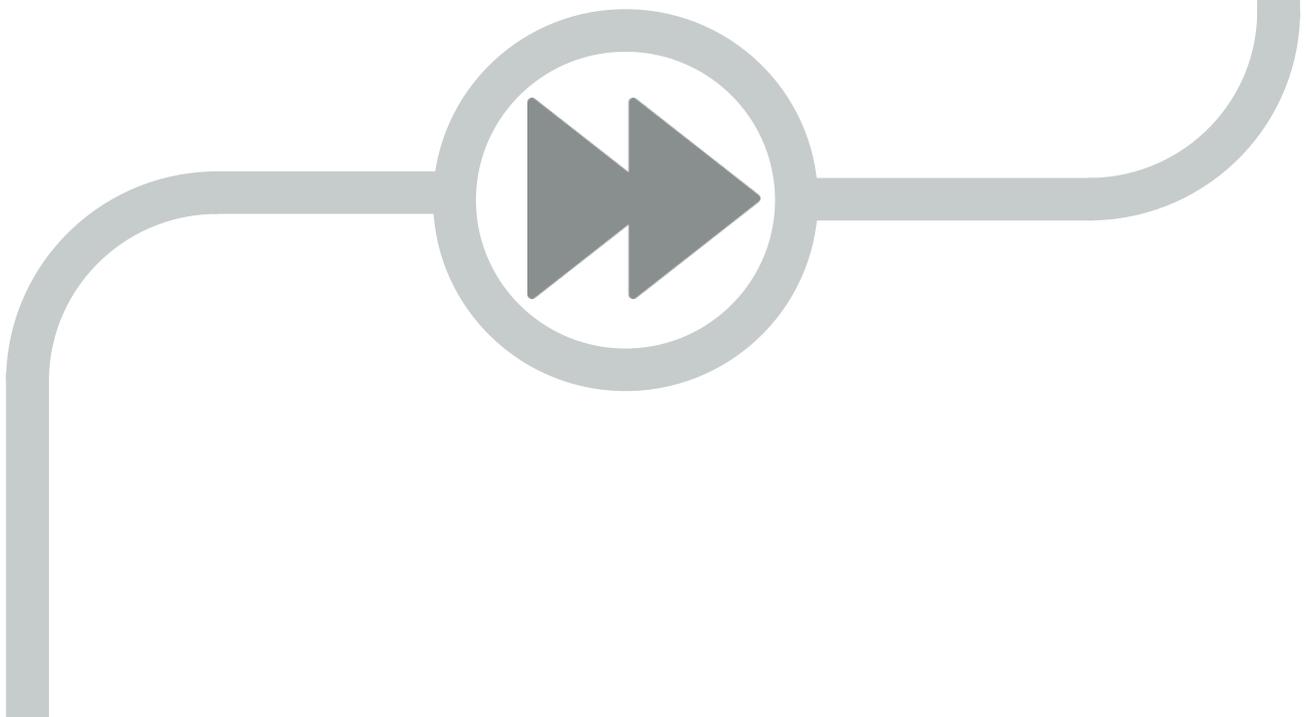
2019

AVANZAMENTO PIANI DI SVILUPPO PRECEDENTI
TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA



VOLUME2

AVANZAMENTO PIANI
DI SVILUPPO
PRECEDENTI

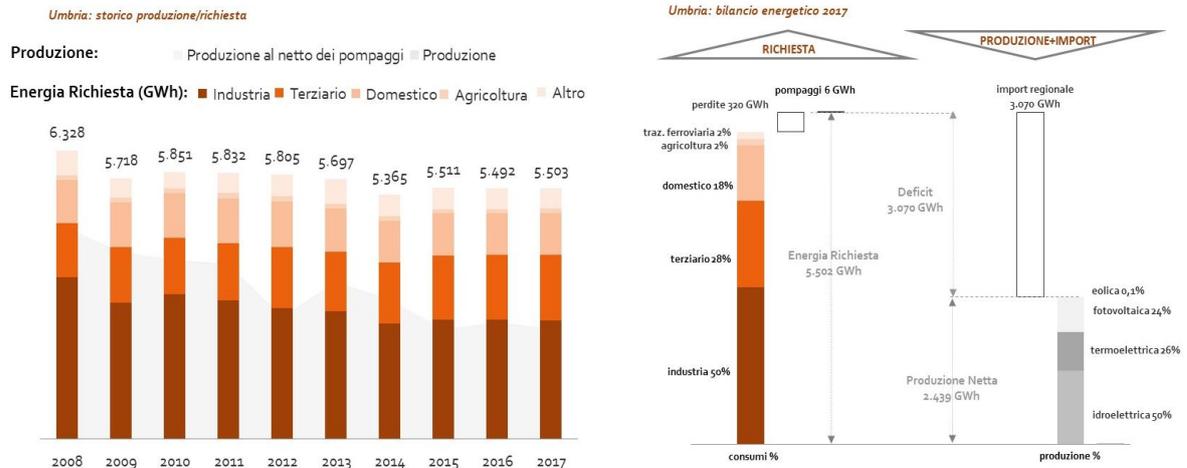


INDICE DEI CONTENUTI

5.1.	Area centro	280
5.1.1.	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Centro	280
5.1.2.	Schede Interventi pianificati Area Centro	283
5.1.3.	Schede interventi in valutazione Area Centro	335
5.1.4.	Schede Area Centro degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e s.m.i.....	338
5.2.	Area Sud	339
5.2.1.	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Sud	339
5.2.2.	Schede Interventi pianificati Area Sud	342
5.2.3.	Schede interventi in valutazione Area Sud	420
5.3.	Area Sicilia	423
5.3.1.	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Sicilia	423
5.3.2.	Schede Interventi pianificati Area Sicilia	424
5.3.3.	Schede interventi in valutazione Area Sicilia	463
5.4.	Area Sardegna	466
5.4.1.	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Sardegna.....	466
5.4.2.	Schede Interventi pianificati Area Sardegna	467

Umbria

La regione Umbria ha registrato nel 2017 un leggero aumento del fabbisogno (+0,2%), che si attesta a circa 5,5 TWh. I consumi sono imputabili per buona parte al settore industriale (50%), seguito dal settore terziario (28%), dal settore domestico (18%), dal settore agricolo (2%) e dalla trazione ferroviaria (2%).

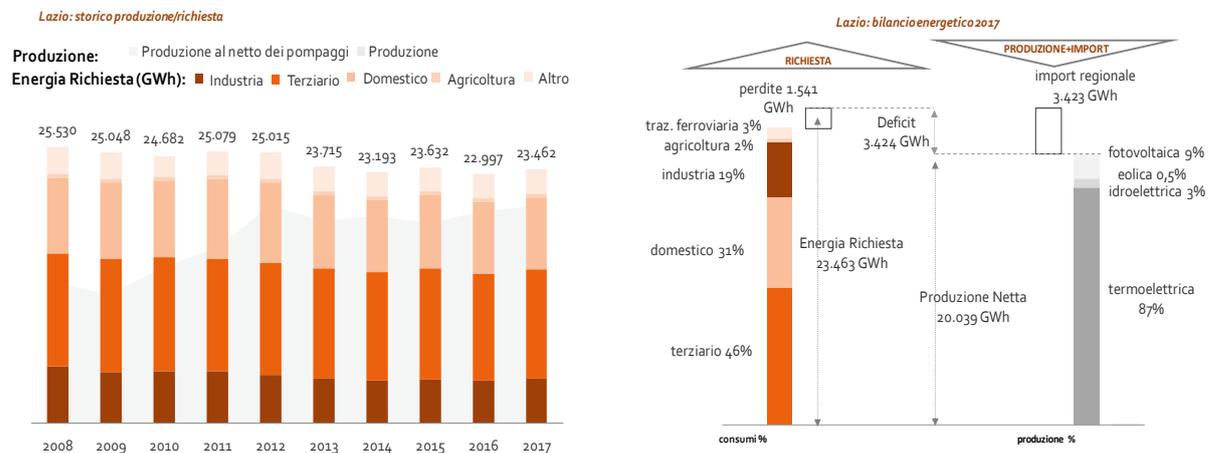


La produzione regionale registra una riduzione di circa il 4,4% rispetto al 2016, dovuto principalmente al calo dell'idroelettrico (-14,3% circa); le fonti termoelettrica fotovoltaica aumentano rispettivamente di circa 4,5% e 12,7%. La Regione si conferma deficitaria con un import dalle altre regioni pari a circa 3 TWh.

Lazio

Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Lazio per l'anno 2017 è stato pari a circa 23,5 TWh, registrando un aumento di circa il 2% rispetto all'anno precedente.

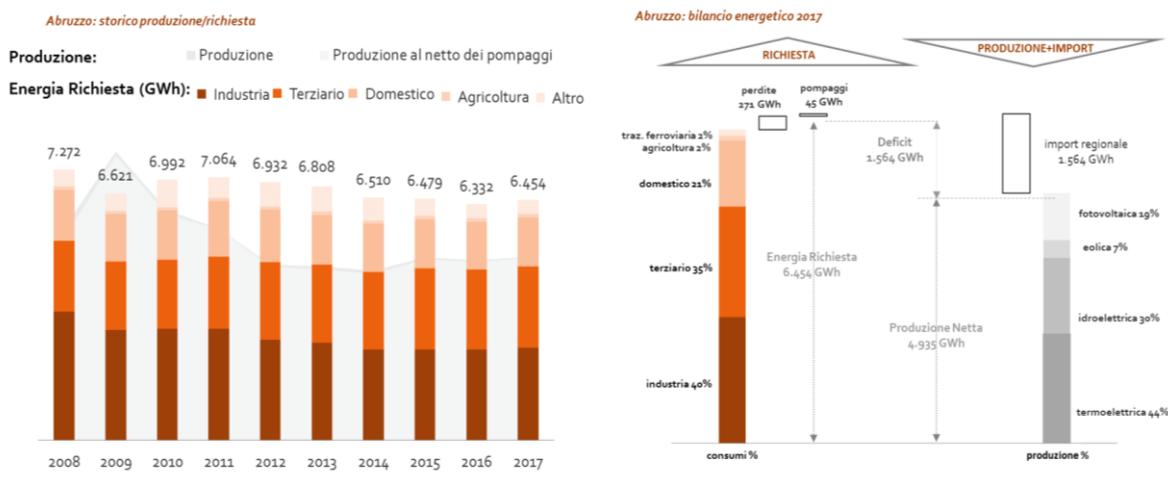
Il contributo principale alla domanda è rappresentato dai consumi del terziario (46%) e del domestico (31%), seguiti dall'industria (19%), dalla trazione ferroviaria (3%) e dal settore agricolo (2%).



La produzione regionale, caratterizzata dall'elevato contributo degli impianti termoelettrici (87%), ha registrato un incremento di circa l'1,7% rispetto al 2016, dovuto principalmente all'incremento del termoelettrico (+2,1% circa). La Regione si conferma deficitaria con un import dalle altre regioni pari a circa 3,4 TWh.

Abruzzo

Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Abruzzo per l'anno 2017 è stato pari a circa 6,5 TWh, registrando un aumento di circa l'1,9% rispetto all'anno precedente. I consumi regionali sono prevalenti nei settori industriale (40%) e terziario (35%), seguiti dal domestico (21%), dalla trazione ferroviaria (2%) e dal settore agricolo (2%).

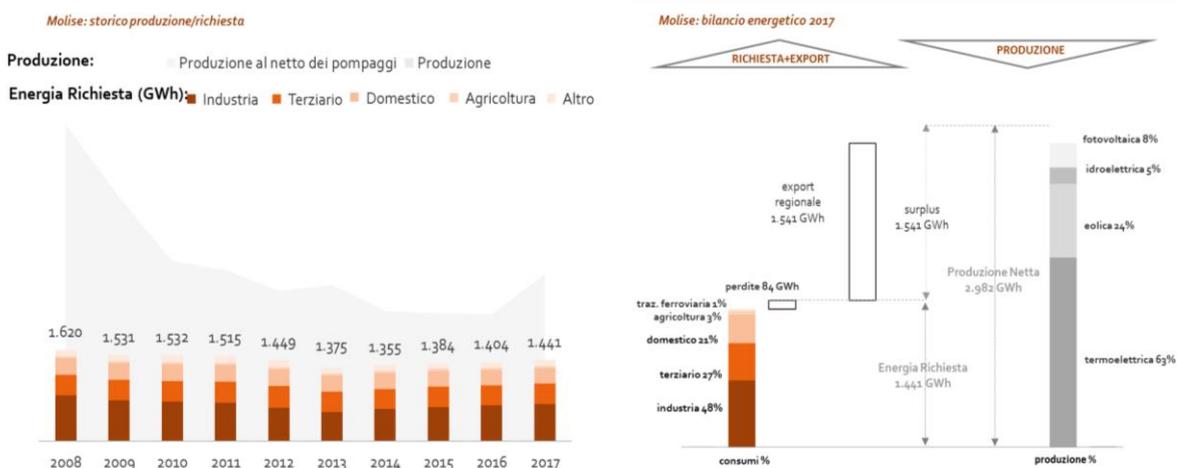


La produzione regionale registra un calo del 2,1% rispetto al 2016; in particolare si evidenzia l'aumento del contributo degli impianti termoelettrici (+5m4%) e fotovoltaici (+13,1%) e la diminuzione del contributo da fonte idroelettrica (-6,3%) ed eolica (-4%). La Regione si conferma deficitaria con un import dalle altre regioni pari a circa 1,6 TWh.

Molise

Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Molise per l'anno 2017 è stato pari a circa 1,4 TWh, registrando una crescita di circa il 2,6% rispetto all'anno precedente.

Nel 2017 il contributo principale alla domanda è rappresentato dal comparto industriale (48%), seguito dal settore terziario (27%) e dal settore domestico (21%); il settore agricolo e la trazione ferroviaria rappresentano infine rispettivamente il 3% e l'1% dei consumi regionali.



La produzione regionale è in forte aumento rispetto all'anno precedente (+32,1%) ed in particolare si evidenzia l'aumento del contributo degli impianti termoelettrici (+61,9%). La produzione interna riesce a coprire l'intero fabbisogno regionale, consentendo alla Regione Molise di esportare verso le regioni limitrofe circa 1,5 TWh.

5.1.2. Schede Interventi pianificati Area Centro

Interconnessione HVDC Italia - Montenegro							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ¹		Identificativo RIP	
401-P		3.22.5		28			
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato	
2007				Abruzzo		Centro Sud	
Descrizione intervento							
<p>Al fine di garantire una maggiore integrazione del mercato elettrico italiano con i sistemi energetici del Sud – Est Europa (SEE), è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento HVDC tra la fascia adriatica della penisola italiana ed il Montenegro, la cui capacità di trasporto sarà pari a 1.200 MW sia in importazione che in esportazione. In particolare, a valle degli studi di rete condotti in collaborazione con il Gestore di Rete Montenegrino (CGES), sono stati individuati, quali nodi ottimali per la connessione alle rispettive reti di trasmissione, la stazione 380 kV di Villanova in Italia e la futura stazione di Lastva sulla rete primaria del Montenegro, che con l'occasione dovrà essere adeguata alle nuove esigenze di trasmissione con l'estero. L'intervento consentirà agli utenti italiani la possibilità di approvvigionarsi delle risorse di generazione a basso costo disponibili nell'area del Sud – Est Europa (SEE) e più in generale favorirà gli scambi energetici tra i paesi balcanici e il mercato elettrico Europeo, incrementando la sicurezza di esercizio dei sistemi energetici interconnessi.</p> <p>Inoltre, al fine di ridurre il rischio di congestioni di rete e così garantire con la massima continuità possibile la disponibilità degli scambi di energia, è previsto, in parallelo alla realizzazione della nuova interconnessione, da parte dei relativi gestori di rete, un ulteriore piano di interventi di rinforzo delle reti di trasmissione AAT nell'area SEE.</p> <p>Si segnala che in data 2 dicembre 2014, il MiSE ha comunicato a Terna che ritiene possibile procedere a rendere noto ai soggetti assegnatari sulla frontiera "Nord Africa" ai sensi delle Legge 99/2009 il trasferimento della relativa capacità assegnata sulla frontiera "Montenegro".</p>							
Finalità intervento				Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
					2019 ² /2026 ³		
Interdipendenze o correlazione							
Con altre opere				Da accordi con terzi			
				Dipendenza da accordi con il TSO montenegrino CGES e con i finanziatori privati.			
Impatti territoriali							
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione		96				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 '19	PdS '18					
HVDC Italia – Montenegro (I polo)	Fase 5	Fase 5	02/12/2009 (EL-189)	2011	2019	In data 28/07/2011 è stata ottenuta l'autorizzazione alla realizzazione del nuovo collegamento HVDC Italia – Montenegro e delle relative opere accessorie ricadenti in territorio italiano.	
HVDC Italia – Montenegro (II polo)	Fase 4	Fase 4		2020	2026		
SE conversione Cepagatti	Fase 5	Fase 5		2013	2019		
Ampliamento SE 380 kV Villanova	Compl.	Compl.		2013	dicembre 2014		
Raccordi 380 kV "SE conversione – SE Villanova"	Compl.	Compl.		2014	2015		

¹ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

² La data si riferisce all'entrata in servizio del primo polo.

³ La data si riferisce all'entrata in servizio del secondo polo.

SE conversione Kotor	Fase 5	Fase 5	2014	2014	2019	Titoli autorizzativi per nuovo HVDC Italia – Montenegro e delle relative opere accessorie ricadenti in territorio Montenegrino conseguiti in Montenegro.
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
Razionalizzazione delle esistenti reti 132 e 150 kV	Fase 2	Fase 2	2021	2026	Lungo termine	
Sintesi Analisi Costi Benefici⁴						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici totali di sistema		
819 M€ / 1.150 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS		1,9 – 1,2
				VAN		1.085 M€ - 306 M€
Investimento sostenuto/stimato⁵				Benefici totali di sistema		
819 M€ / 1.150 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS		3,7 – 1,7
				VAN		3.386 M€ - 923 M€
Sintesi Analisi Costi Benefici secondo polo⁶						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici totali di sistema		
362 M€ / 1.150 M€				2025, 2030		
				IUS		1,5 – 2,2
				VAN		174 M€ - 463 M€

⁴ 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.

La stima del capex aggiornata tiene in conto di eventuali costi per attività specifiche che potrebbero rendersi necessarie in corso d'opera. La stima del capex tiene conto anche della quota parte relativa all'interconnector (cod PdS 401-I).

⁵ 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).

⁶ L'analisi è stata effettuata su richiesta dell'ARERA con il PARERE 14 DICEMBRE 2017 862/2017//EEL e pubblicata per consultazione sul sito dell'ARERA tra gli allegati del PdS 2018 (<https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/ACB%202%20popolo%20Interconnessione%20MONITA%2020704,2018.pdf>).

HVDC Centro Sud / Centro Nord						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ⁷		Identificativo RIP
436-P				33 ⁸		
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2018				Abruzzo/Marche		Centro Sud/Centro Nord/Nord
Descrizione intervento						
<p>L'analisi delle congestioni sulla sezione critica di mercato Centro Sud – Centro Nord – Nord, attuali e previsionali, ha evidenziato l'esigenza di individuare ulteriori interventi di sviluppo atti a incrementare la capacità di scambio ed a favorire la penetrazione dell'energie rinnovabili ed efficienti presenti nel Sud per trasportarle in sicurezza verso le aree di maggior carico del Centro e del Nord.</p> <p>In particolare, sono già previsti, nel breve/medio periodo, interventi di sviluppo a supporto dell'incremento di capacità su tale sezione critica di rete (432-P) i quali tuttavia potrebbero non garantire la piena fruibilità dell'incremento di capacità previsto. Stante pertanto l'esigenza di intervenire ulteriormente sulla sezione critica nell'orizzonte di Piano, sarà realizzato un nuovo HVDC tra le zone di mercato Centro Sud e Centro Nord funzionale anche a garantire il perseguimento dei totali benefici attesi degli interventi già previsti.</p> <p>L'HVDC sarà connesso ai nodi elettrici di Villanova e Fano sulla base delle disponibilità dei nodi e dei siti più idonei per la realizzazione delle Stazioni di conversione e la potenza nominale del collegamento in corrente continua dovrà essere di almeno 1.000 MW.</p> <p>Inoltre, l'analisi degli scenari di sviluppo e la presenza di un parco produttivo in aree elettricamente distanti dal carico potrebbe determinare possibili violazioni delle condizioni di sicurezza del sistema elettrico, soprattutto per quanto riguarda i vincoli di stabilità della tensione/frequenza.</p> <p>La realizzazione del sistema HVDC, in sinergia con gli interventi già previsti sul sistema elettrico, consentirà di incrementare in sicurezza la capacità di trasporto sulle sezioni critiche di rete limitrofe e la stabilità della tensione e della frequenza in una porzione di rete particolarmente critica.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
432-P						
Impatti territoriali						
Attività		I ₂₂ [km]		I ₂₃ [km]		I ₂₄ [km]
Realizzazione		221				10
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
HVDC Villanova - Fano	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
SE HVDC	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	

⁷ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

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	1,5	IUS	1,6	IUS	1,5	IUS	1,6
<1 M€ / 1.115 M€ ⁸	VAN	654 M€	VAN	864 M€	VAN	654 M€	VAN	870 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.				
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	25							
B2a - Riduzione Perdite	2							
B3a - Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	<1							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	74							
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.				
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000-1150	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	26							
B2a	0							
B3a	0							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	66							
B13	0							
B16	0							
B18	0							
B19	2							
Altri		Val.		Val.				
l21 [MW]	1000-1150	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	0					
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	47							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a - Riduzione ENF	1							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	2							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	86							
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.				
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000-1150	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	56							
B2a	0							
B3a	13							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	86							
B13	0							
B16	0							
B18	0							
B19	0							
Altri		Val.		Val.				
l21 [MW]	1000-1150	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	0					

⁸ Sono in corso studi di prefattibilità.

Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP ⁹	Identificativo RIP
402-P		127	
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2005: Villanova-Gissi 2007: Gissi-Larino-Foggia		Abruzzo, Molise, Puglia	Sud/Centro Sud
Descrizione intervento			
<p>L'esame dei futuri scenari di produzione nel Meridione evidenzia un aumento delle congestioni sulla porzione di rete AAT in uscita dal nodo di Foggia, con conseguenti rischi di limitazioni per gli impianti produttivi nell'area. La costruzione di nuovi impianti di generazione, di recente autorizzazione, rappresenta un ulteriore elemento di criticità della gestione del sistema elettrico.</p> <p>Al fine di superare tali limitazioni è in programma il raddoppio e la ricostruzione della dorsale medio adriatica, mediante realizzazione di una seconda direttrice in d.t. a 380 kV "Foggia – Villanova", per la quale saranno predisposti i necessari adeguamenti nella SE di Foggia e Villanova (PE). È previsto inoltre il collegamento in entra – esce di una terna del suddetto elettrodotto alla stazione intermedia di Larino (CB), e dell'altra terna sulla stazione di connessione della nuova centrale di Gissi (CH).</p> <p>Con tale rinforzo di rete si ridurranno le congestioni in direzione Sud-Nord nonché a livello locale che limitano la produzione degli impianti da fonte rinnovabile.</p> <p>Con la realizzazione della nuova dorsale Adriatica 380 kV è prevista inoltre la delocalizzazione delle unità PST installate nel nodo di Villanova. In particolare, un'unità PST potrà essere installata nel nodo di Bisaccia già con il completamento del primo tratto della dorsale 380 kV compreso tra Gissi e Villanova.</p> <p>Al fine di garantire l'alimentazione in sicurezza del carico nell'area tra Pescara e Teramo, in anticipo rispetto agli interventi precedentemente illustrati, è necessario il potenziamento delle trasformazioni della stazione di Villanova.</p> <p>Pertanto, nella SE di Villanova sono in programma le opere di seguito descritte:</p> <ul style="list-style-type: none"> • separazione, secondo standard attuali, delle sezioni 132 kV e 150 kV ed installazione di un terzo ATR 380/132 kV per incrementare la sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete; • installazione di due nuovi ATR 380/150 kV da 250 MVA al posto delle attuali trasformazioni 220/150 kV; • riduzione dell'attuale sezione a 220 kV ad un semplice stallo con duplice funzione di secondario ATR 380/220 kV, di adeguata capacità e montante linea per la direttrice a 220 kV "Candia – Villanova". <p>In relazione al notevole aumento dell'impegno delle trasformazioni presenti attualmente nella stazione di Larino, è prevista l'installazione di un nuovo ATR 380/150 kV da 250 MVA. In tale contesto di sviluppo e di incremento della generazione da fonte rinnovabile prevista nell'area del Campobassano, sarà anche necessario ampliare l'attuale sezione AT predisponendola all'esercizio a tre sistemi separati e prevedendo la disponibilità di nuovi stalli linea per le future connessioni.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		2023/Lungo termine ¹⁰	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Altri interventi che impattano sulla capacità di scambio tra le zone Sud-CSud sono l'elettrodotto 380 kV Foggia-Benevento (cod. PdS – 502P) e Deliceto-Bisaccia (cod. PdS 505-P).			
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	144	9	
Dismissione	6		
Dismissione e Realizzazione			

⁹ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

¹⁰ Il completamento nel Lungo termine si riferisce alle opere di razionalizzazione associate all'opera principale.

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 380 kV "Villanova – Gissi"	Compl.	Compl.	25/01/2010 (EL-195)	05/2014	gennaio 2016	In data 15/01/2013 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo nei confronti di Abruzzo Energia. In data 04/03/2013 è stato volturato a Terna il titolo autorizzativo.
SE 380 kV SE Villanova	Compl.	Compl.		Febbraio 2013	dicembre 2014	
Installazione PST SE Villanova	Compl.	Compl.	16/07/2010 (EL-211)	2011	novembre 2012	In data 05/08/2011 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Elettrodotto 380 kV "Foggia – Larino – Gissi"	Fase 3	Fase 3	25/07/2012 (EL 285)	2021	2023/2024	Si è conclusa l'istruttoria tecnica della Commissione VIA sul progetto. In attesa dell'emissione del decreto di compatibilità ambientale. Si attende l'emissione del Dec. VIA.
Scrocio e varianti dei tratti a 380 kV tra SE Villanova e SE Gissi	Fase 2	Fase 1	2019	2021	2023/2024	Attività propedeutiche da avviare nel corso del 2019, funzionali all'esercizio in doppia terna della futura direttrice a 380 kV.
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione delle esistenti reti 132 e 150 kV	Fase 2	Fase 2	2021	2026	Lungo termine	
Sintesi Analisi Costi Benefici ¹¹						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici totali di sistema		
214 M€ / 397 M€				2025, 2030		
				IUS		3,2 – 9
				VAN		976 M€ - 3.583 M€

¹¹ 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.

Rimozione limitazioni sezione Centro Sud – Centro Nord						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ²²		Identificativo RIP
432-P				33		
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2014		Tab.1		Toscana, Umbria, Abruzzo, Marche		Centro Sud/Centro Nord
Descrizione intervento						
<p>Al fine di incrementare gli scambi sulla sezione critica Centro Sud - Centro Nord, sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni di trasporto sugli esistenti elettrodotti 220 kV afferenti ai nodi di S. Barbara, Villavalle, Candia e Villanova che vincolano i transiti sulla sezione, nonché sulle relative trasformazioni 380/220 kV. Al contempo sono stati studiati interventi di compensazione reattiva e/o di regolazione dei flussi di potenza sulla direttrice 380 kV Candia – Teramo e 220 kV Villanova – Montorio - Candia.</p> <p>A complemento di tali attività, saranno rimosse le limitazioni presenti sulla rete adriatica 132 kV, compresa tra le SE di Candia, Rosara e Teramo, (nonché, laddove presenti, le limitazioni di trasporto esistenti in alcune cabine primarie previa verifica di fattibilità con i relativi gestori), interessata da fenomeni di trasporto della potenza sulla sezione indicata. L'intervento consentirà di ridurre le congestioni che già, attualmente, non consentono il pieno sfruttamento della produzione più efficiente compresa quella da fonte rinnovabile localizzata principalmente nell'Italia centro meridionale.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2020			2026	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	12					
Dismissione	13				2	
Dismissione e Realizzazione	443		34		6	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Direttrice 220 kV "S. Barbara - Villavalle"	Fase 2	Fase 2	2019	2021	2026	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.
Direttrice 220 kV "Candia - Villanova"	Fase 2	Fase 2	2019	2021	2026	
Stazioni S. Barbara, Villavalle, Villanova e Candia	Fase 2	Fase 2	2019	2021	2026	
Rimozioni limitazioni rete 132 kV	Fase 2	Fase 2	2019	2020	2026	

²² In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

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	1,9	IUS	1,7	IUS	1,9	IUS	1,8
2 M€ / 71 M€ ³³	VAN	77 M€	VAN	60 M€	VAN	77 M€	VAN	67 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.						
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.						
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	150-300	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.						
l21 [MW]	150-300	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	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.						
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	150-300	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.						
l21 [MW]	150-300	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	0					

³³ I costi si riferiscono agli interventi 305-P e 432-P.

Riassetto area metropolitana di Roma			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
404-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2008		Lazio	Centro Sud
Descrizione intervento			
<p>Nell'ottica di migliorare la continuità e la qualità del servizio dell'area di Roma e per poter far fronte all'aumento di domanda di energia elettrica conseguente ad uno sviluppo sia commerciale sia residenziale, sono previsti alcuni interventi finalizzati al miglioramento della sicurezza del sistema. Tali opere di sviluppo sono oggetto di uno specifico Protocollo di Intesa tra il Comune di Roma, Terna e Acea e prevedono la realizzazione di un piano di attività cui sono associate una serie di opere:</p> <ul style="list-style-type: none"> - sfruttando parte della linea aerea a 150 kV "Roma Ovest – Fiano", si realizzerà la nuova direttrice a 150 kV tra le stazioni elettriche di Flaminia e Roma Ovest, connettendo in entra – esce le nuove CP La Storta e Primavalle; queste ultime, in anticipo rispetto al completamento della citata direttrice, saranno connesse all'attuale linea a 150 kV "Roma O. – Fiano Romano – Flaminia Acea", nel tratto "Roma O. – Fiano Romano all."; - dismissione dei tratti non più utilizzati del citato elettrodotto; - nuovo elettrodotto 150 kV "Monterotondo – Roma Nord", sfruttando parte del tracciato dell'attuale linea a 60 kV verso Monterotondo; - l'attuale linea 150 kV "Flaminia – Nomentana" sarà attestata alla SE Roma Nord in modo da ottenere un collegamento diretto "Roma Nord – Nomentana". - Inoltre, a cura di ACEA sulla rete di distribuzione: - sarà operato il riassetto della rete a 150 kV compresa fra la stazione di Roma Nord, la nuova stazione di Flaminia e le CP Cassia e Bufalotta, ottenendo gli elettrodotti a 150 kV "Flaminia – Cassia" e "Roma Nord – Bufalotta", che utilizzeranno parte del tracciato delle linee a 150 kV "Roma Nord – Cassia" e "Flaminia – Bufalotta" e in seguito saranno dismessi i tratti di linea non più necessari; - sarà collegata la stazione di Roma Nord con la CP S. Basilio mediante la realizzazione di un nuovo raccordo a 150 kV in uscita dalla stazione di Roma Nord e l'utilizzo degli elettrodotti a 150 kV Flaminia – Smist. Est (una delle due terne) e Smist. Est – S. Basilio e in seguito sarà dismesso il tratto dell'elettrodotto a 150 kV non più utilizzato; - è prevista la realizzazione della nuova linea di distribuzione a 150 kV Roma Sud – Lido N. <p>Nell'ambito dei lavori, saranno realizzate anche alcune varianti di tracciato e, ove necessario, alcune opere di interrimento in cavo. Inoltre, è prevista la ricostruzione dei collegamenti a 150 kV tra la stazione di Roma Sud e la stazione ACEA Laurentina, nei tratti attualmente limitati, nonché la ricostruzione dei cavi RTN a 220 kV e 150 kV interni alla città di Roma.</p> <p>L'intervento prevede inoltre una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area Sud Ovest della città di Roma, in posizione baricentrica rispetto alle linee di carico, ed il riclassamento dell'attuale stazione elettrica a 220 kV di Flaminia. La prima sarà collegata in entra – esce alle attuali linee a 380 kV "Aurelia – Roma Sud" e "Roma Ovest – Roma Sud", mediante i necessari raccordi mentre la nuova stazione elettrica a 220 kV di Flaminia sarà collegata in entra-esce alla direttrice 380 kV tra le stazioni elettriche di Roma Nord e Roma Ovest.</p> <p>Sono inoltre previsti i seguenti interventi di riassetto della rete in prossimità della nuova stazione elettrica 380/150 kV nell'area Sud Ovest:</p> <ul style="list-style-type: none"> - eliminazione del T rigido della linea a 150 kV "Fiera di Roma – Vitinia – der. Lido N.", mediante la realizzazione di un breve raccordo alla nuova SE Roma Sud Ovest e dismissione del tratto non più necessario, precedendo nell'assetto finale i collegamenti a 150 kV "Fiera di Roma – Roma Sud Ovest", "Roma Sud Ovest – Lido N." e "Vitinia – Roma Sud Ovest", che saranno ricostruiti nei tratti di portata limitata; - realizzazione dei raccordi alla nuova SE Roma Sud Ovest per la connessione in entra – esce della linea a 150 kV "Ponte Galeria – Magliana". <p>In anticipo rispetto alle precedenti attività, è anche previsto l'adeguamento delle stazioni 380 kV di Roma Nord e Roma Sud sia ai nuovi transiti di potenza, sia ai nuovi valori di cortocircuito.</p> <p>Associate all'intervento sono altresì previste alcune opere di razionalizzazione della rete AAT/AT nell'area. Tra le opere di razionalizzazione previste, sono ricomprese le attività di demolizione di tratti estesi degli elettrodotti esistenti "Magliana FS – Palidoro FS" e "Aurelia FS – Magliana FS", previa realizzazione di un breve raccordo tra gli stessi elettrodotti e di un nuovo raccordo a 150 kV tra la SE Magliana FS e la CP A. Magliana 1.</p> <p>In relazione agli interventi previsti, dovranno infine essere opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie del distributore locale presenti lungo le direttrici 150 kV e 220 kV.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		In data 29/11/2007 Terna, Acea Distribuzione e il comune di Roma hanno firmato un Protocollo d'Intesa "Riassetto della rete elettrica di trasmissione nazionale e di distribuzione AT nel Comune di Roma" per lo sviluppo coordinato nell'area metropolitana.	

Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	102		26		37	
Dismissione	168		57		38	
Dismissione e Realizzazione	21		15		4	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
El. 220 kV "Roma Nord – Tiburtina"	Compl.	Compl.	17/06/2008 (EL-127)	2011	22/11/2015	In data 19/12/2008 è stato emanato dal MISE il decreto autorizzativo.
El. 220 kV "Tiburtina – Piazza Dante"	Compl.	Compl.		2013	27/05/2013	
El. 150 kV "Roma Sud-Laurentina 1" e "Roma Sud - Laurentina 2-cd Vitinia/Valleranello"	Fase 5	Fase 5	03/01/2012 (EL-266)	febbraio 2017	2020	In data 01/12/2014 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo. La nuova previsione della tempistica di completamento tiene conto della complessità delle attività realizzative nel contesto fortemente urbanizzato in cui l'opera ricade, nonché del quadro prescrittivo.
El. 150 kV "Flaminia – Laurentina"	Fase 3	Fase 3	11/10/2011 (EL-245)	Ottobre 2018	2025	In data 01/07/2016 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo. La nuova previsione della tempistica di completamento tiene conto della complessità delle attività realizzative nel contesto fortemente urbanizzato in cui l'opera ricade, nonché del quadro prescrittivo.
Elettrodotto 150 kV "Roma N. – Monterotondo"	Compl.	Compl.	16/03/2011 (EL-231)	luglio 2016	ottobre 2017	In data 14/05/2015 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Riassetto "Quadrante Nord-Ovest"	Fase 3	Fase 3	10/03/2011 (EL-230)	2024	Lungo termine	È in corso l'aggiornamento documentazione VIA.
Riassetto "Quadrante Sud-Ovest"	Fase 3	Fase 3	25/01/2011 (EL-223)	2024	Lungo termine	È in corso l'istruttoria tecnica della Commissione VIA sul progetto.
El. 220 kV "Piazza Dante – S. Paolo – Castel di Leva"	Fase 3	Fase 3	25/01/2011 (EL-247)	2024	Lungo termine	Istanza autorizzativa ritirata nel corso del 2016 per interferenza con l'area archeologica: si ripresenterà il progetto nel 2019 con un tracciato alternativo.
SE 220 kV Castel di Leva e raccordi alla linea 220 kV S. Paolo - Roma Sud	Fase 3	Fase 3	12/12/2012 (EL-295)	2023	2025	Svolta CdS il 21/07/2015: chiusa positivamente. In attesa del parere della soprintendenza del Mibact e dell'emissione del decreto di autorizzazione. La nuova previsione della tempistica di completamento è correlata ai ritrovamenti archeologici a seguito delle indagini preventive all'emissione del decreto.
Ampliamento SE Magliana RT ed El. 150 kV Magliana RT – CP A. Magliana 1	Fase 2	Fase 1	2020	2022	2024	
Bypass "Magliana RT – Palidoro RT" e "Aurelia RT – Magliana RT"	Fase 2	Fase 1	2020	2022	2024	
Sintesi Analisi Costi Benefici ¹⁴						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici totali di sistema		
86 M€ / 433 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS		2,8
				VAN		926 M€

¹⁴ 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.

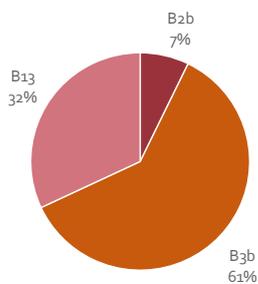
Riassetto rete Teramo - Pescara			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
420-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2010		Abruzzo	Centro Sud
Descrizione intervento			
<p>La dorsale adriatica 132 kV è alimentata da poche stazioni di trasformazione che non riescono a coprire adeguatamente il fabbisogno. Inoltre, data l'estensione della rete, alcuni collegamenti 132 kV risultano impegnati, talvolta, oltre i propri limiti sia in condizioni di rete integra che in N-1.</p> <p>Per ridurre l'impegno delle trasformazioni 380/132 kV di Villanova e allo stesso tempo offrire una seconda via di alimentazione alla rete AT dell'area, è stata prevista la realizzazione di una nuova sezione 132 kV nella stazione 380 kV di Teramo con l'installazione di due trasformatori 380/132 kV da 250 MVA.</p> <p>Alla stazione sarà raccordata la CP Teramo e l'elettrodotto 132 kV Adrilon – Cellino Attanasio. È stata inoltre prevista, a partire dall'impianto di Cellino Attanasio, la realizzazione di una nuova linea 132 kV verso la CP Roseto.</p> <p>Nell'ambito dei lavori, la stazione di Teramo sarà raccordata alla linea a 380 kV "Villavalle – Villanova", in modo da completare il raddoppio della dorsale 380 kV tra Teramo e Villanova.</p> <p>Nell'ambito delle opere previste è stato pianificato un nuovo assetto di rete che alimenta la città di Pescara e prevede i seguenti lavori di rimozione limitazioni degli elettrodotti 132 kV "Villanova – S. Giovanni T.", "S. Giovanni T. – S. Donato", "Villanova – S. Donato" e "Montesilvano – Maruccina". Successivamente, sarà ricostruito e potenziato il collegamento in cavo 132 KV tra Maruccina e S. Donato.</p> <p>È prevista, inoltre, la risoluzione dei T rigidi che collegano le CP M. Silvano e RFI Pescara, incrementando anche la resilienza nell'area. Infine, potranno essere installate anche opportune compensazioni reattive.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		2028	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie.	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	33	4	
Dismissione	6		
Dismissione e Realizzazione	1		

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Reattanza 258 MVAR SE Teramo	Compl.	Compl.	2012	2013	2014	
Ampliamento SE Teramo e raccordi 380/150 kV	Fase 3	Fase 2	07/11/2018 (EL-405)	2024	2028	La nuova programmazione temporale tiene conto dei tempi di autorizzazione in quanto opera sottoposta a VIA, nonché per complessità di realizzazione dell'intervento su una Stazione in servizio.
Rimozione limitazioni el. 132 kV "Montesilvano All. – S. Donato All."	Compl.	Compl.	2014	2015	2017	
Risoluzione der. Rigida "Montesilvano – Pineto der. Villanova"	Fase 2	Fase 2	2019	2023	2026	
Risoluzione der. Rigida "Montesilvano – S. Donato all. der. Villanova"	Fase 3	Fase 3	2019	2022	2024	Nel 2018 è stata avviata attività concertativa con il comune di Cepagatti, propedeutica all'avvio del procedimento autorizzativo ed è tuttora in corso. In aggiunta la nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla necessità di programmare l'insieme degli interventi previsti nell'area.
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni CP S. Giovanni Teatino	Fase 1	Fase 1			2028	Si è in attesa di completamento degli interventi a cura di E-Distribuzione.
Sintesi Analisi Costi Benefici						
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base			Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030			Scenario ST 2025,2030		
1 M€ / 63 M€	IUS	1,9		IUS	2,9	
	VAN	75 M€		VAN	148 M€	

Benefici totali di sistema

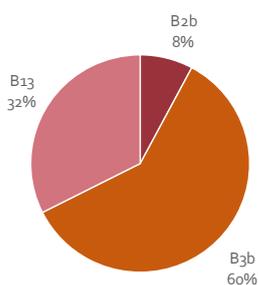
2020 - Best Estimation			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b - Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO ₂	0		
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	1		
B3b - Riduzione ENF	9		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	5		
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	1		
B3b - Riduzione ENF	9		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	5		
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

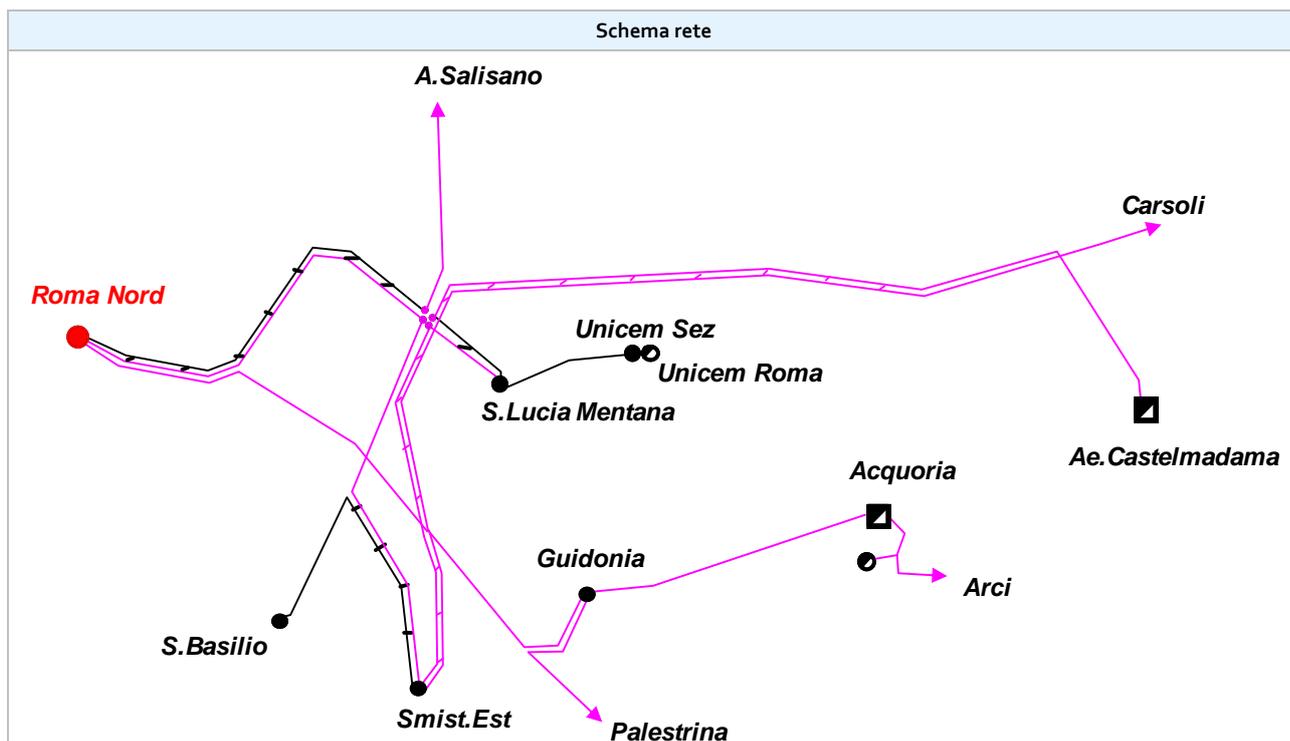
Stazione 380 kV Rotello						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
414-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011				Molise		Sud
Descrizione intervento						
<p>È prevista la realizzazione di una nuova stazione 380/150 kV nel comune di Rotello da raccordare in entra – esce all'elettrodotto 380 kV "Larino – Foggia".</p> <p>La nuova stazione potrà conciliare l'opportunità sia di raccordare al sistema di trasporto a 380 kV la locale rete 150 kV superando schemi di connessione attualmente non ottimali, in particolare la direttrice che collega la stazione di smistamento a 150 kV di Rotello con la SE RTN di Larino, sia di tagliare maggiormente le direttrici a confine fra le regioni Puglia, Molise e Campania, che interessano gli impianti di Pietracatella, Cercemaggiore e Campobasso, in maniera coordinata allo sviluppo della produzione da fonte rinnovabile dell'area.</p> <p>Le opere previste garantiranno una maggiore magliatura della rete di subtrasmissione e, di conseguenza, un aumento dell'affidabilità di esercizio e un più sicuro ed efficiente sfruttamento della produzione da fonte rinnovabile.</p> <p>Infine, tenuto conto dell'evoluzione del parco produttivo e della sperimentazione in corso, si valuterà l'installazione di sistemi di accumulo diffuso sulla direttrice 150 kV "Larino CP – Rotello SE".</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		6				
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
SE 380/150 kV Rotello e raccordi 380 kV.	Compl.	Compl.	2010	Gennaio 2011	Dicembre 2014	In data 22 aprile 2010 è stata autorizzata ai sensi del d.lgs. 387/03.
Nuovo el. 150 kV "SE Rotello - Rotello smistamento	Fase 4	Fase 3	20/12/2013 (EL-321)	2020	2022	In data 16/02/2017 emanato decreto dal MATTM di non assoggettabilità a VIA. In data 24/05/2018 emanato il Dec. Autorizzativo 239/EL-321/272/2018.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 2 M€						

Stazione 380 kV Tuscania						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
416-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011				Lazio		Centro Sud
Descrizione intervento						
<p>È in fase di realizzazione una nuova stazione 380/150 kV nel comune di Tuscania, autorizzata come opera connessa di diversi impianti da fonte rinnovabile, da raccordare in entra – esce all'elettrodotto 380 kV "Montalto – Villavalle". La nuova stazione potrà anche conciliare in maniera coordinata lo sviluppo della produzione da fonte rinnovabile dell'area, raccordandola opportunamente alla locale rete AT, in particolare alla direttrice che collega la stazione di Montalto con i nodi di Canino e S. Savino.</p> <p>Contestualmente si valuterà la possibilità di rimuovere le attuali limitazioni della capacità di trasporto sulla medesima direttrice.</p> <p>Le opere previste garantiranno una maggiore magliatura della rete 150 kV e, di conseguenza, un aumento dell'affidabilità di esercizio e un più sicuro ed efficiente sfruttamento della produzione da fonte rinnovabile.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		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 '19	PdS '18				
SE 380/150 kV Tuscania e raccordi 380 kV.	Compl.	Compl.	19/04/2010	Maggio 2011	Gennaio 2014	In data 17/11/2010 è stata autorizzata ai sensi del d.lgs. 387/03.
Raccordo 150 kV in doppia trave della linea Canino - Arlena	Fase 3	Fase 3	30/07/2013 (EL-310)	2021	2022	Svolta CdS il 30/05/2018: chiusa positivamente. In attesa dell'emissione del decreto di autorizzazione.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 6 M€						

Elettrodotto 150 kV Portocannone – S. Salvo Z.I. e nuovo smistamento						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
405-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2002				Abruzzo, Molise		Centro Sud
Descrizione intervento						
<p>La direttrice costiera a 150 kV che collega la SE di Villanova con Termoli si trova da tempo ad alimentare, soprattutto nel periodo estivo, un carico assai elevato.</p> <p>Per far fronte all'aumento della domanda registrato nell'area, garantire un'adeguata qualità del servizio di trasmissione e incrementare la sicurezza di alimentazione sono previsti la realizzazione di una nuova stazione di smistamento S. Salvo a 150 kV e la ricostruzione della direttrice compresa tra la CP di Portocannone e quella di S. Salvo Z.I., attualmente con capacità di trasporto limitata.</p> <p>Il nuovo impianto di smistamento sarà collegato con doppio entra – esce alla linea a 150 kV "Gissi – Montecilfone" e alla direttrice a 150 kV "Vasto – Termoli Sinarca".</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2021	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		6				
Dismissione		2				
Dismissione e Realizzazione		39				
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova SE S. Salvo smistamento e raccordi	Compl.	Fase 5	16/11/2011 (EL-252)	Novembre 2016	30/07/2018	In data 30/10/2014 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo della nuova SE in entra – esce alla linea "Gissi – Montecilfone" e potenziamento della linea 150 kV di connessione alla CP S. Salvo.
Ricostruzione direttrice tra le CP di Portocannone e S. Salvo Z.I.	Fase 5	Fase 5	16/11/2011 (EL-252)	2016	2021	
Variante all'el. 150 kV "Termoli Sinarca - Termoli Z.I."	Fase 3	Fase 2	20/09/2018 (EL-402)	2021	2021	Avviato procedimento autorizzativo per una variante nei pressi del comune di S. Giacomo degli Schiavoni.

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
21 M€ / 23 M€	Scenario ST 2020, 2025				Scenario ST 2020, 2025		
	IUS	1,6			IUS	1,6	
	VAN	16 M€			VAN	16 M€	
Benefici totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0		<p>B3b 100%</p>			
B2b - Riduzione Perdite		0					
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0		<p>B3b 100%</p>			
B2b - Riduzione Perdite		0					
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
409-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2009				Lazio, Umbria		Centro Sud
Descrizione intervento						
<p>Per migliorare la sicurezza e l'affidabilità delle direttrici AT Villavalle – Roma Nord/Smistamento Est, è in programma un'ottimizzazione della rete a 150 kV e un complessivo riassetto delle ormai vetuste ed inadeguate infrastrutture elettriche presenti, che prevede in particolare la ricostruzione ed il potenziamento della linea 150 kV "Fiano – Nazzano". Sempre nell'ambito delle suddette attività, sarà potenziata la rete compresa tra la SE Villavalle e l'area di Orte, prevedendo una nuova trasformazione 150/132 kV da localizzare in impianti già presenti nell'area, o in una nuova Stazione (tale soluzione risulta alternativa all'opera riportata nell'intervento 409-S).</p> <p>Successivamente, saranno superati i problemi di interferenza presenti sul tratto di elettrodotto "Villavalle – Acea Salisano", previa realizzazione di un breve raccordo alla CP Vacone.</p> <p>Riguardo all'area di S. Lucia di Mentana, si evidenzia che l'esercizio in sicurezza della rete 150 kV a nord – est di Roma è, attualmente, compromesso dalla presenza di numerosi T rigidi e che tali vincoli rendono necessario un assetto smagliato della rete, che tra l'altro non consente neppure il pieno sfruttamento della capacità degli elettrodotti.</p> <p>Il nuovo assetto prevede il miglioramento della qualità della rete mediante l'eliminazione dei suddetti T rigidi e il riassetto di alcuni elettrodotti presenti tra gli impianti di Roma Nord, S. Lucia di Mentana e Acea Smistamento Est, ottenendo i seguenti collegamenti futuri:</p> <ul style="list-style-type: none"> - elettrodotto 150 kV "Roma Nord – Acea Salisano"; - elettrodotto 150 kV "Roma Nord – Acea Smistamento Est"; - elettrodotto 150 kV "Guidonia – Roma Nord"; - elettrodotto 150 kV "Carsoli – Acea Smistamento Est"; - elettrodotto 150 kV "Ae Castelmadama – S. Lucia di Mentana"; - elettrodotto 150 kV "S. Lucia di Mentana – Acea Smistamento Est"; - elettrodotto 150 kV "S. Lucia di Mentana – Unicem sez.". 						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la realizzazione di stalli presso le Cabine Primarie		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		3				
Dismissione		20				
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
SE 150/132 kV e raccordi tra Villavalle e Orte	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2027	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla individuazione di una differente soluzione progettuale. Tale soluzione risulta alternativa all'opera riportata nell'intervento 409-S, corrispondente al potenziamento dell'elettrodotto "Villavalle – Orte".
Risoluzione der. rigide area S. Lucia di Mentana	Fase 3	Fase 2	28/11/2018 (EL-408)	2021	2022	
El. 150 kV Fiano - Nazzano	Fase 4	Fase 3	11/07/2012 (EL-286)	2019	2020	In data 29/05/2018 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo 239/EL-286/273/2018.



Sintesi Analisi Costi Benefici ¹⁵							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
<1 M€ / 18 M€ ¹⁶	Scenario ST 2020,2025,2030				Scenario ST 2020,2025,2030		
	IUS	2,7			IUS	2,8	
	VAN	157 M€			VAN	165 M€	
Benefici totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b - Riduzione ENF		1					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		2					
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b - Riduzione ENF		8					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		3					
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		4					
B3b - Riduzione ENF		9					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		4					
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

¹⁵ L'analisi si riferisce agli interventi 409-P, 411-P e 417-P.

¹⁶ Il costo si riferisce all'intervento 409-P

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Abruzzo e Molise						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
410 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011				Abruzzo, Molise		Centro Sud
Descrizione intervento						
<p>La porzione di rete AT compresa fra le regioni Abruzzo e Molise è caratterizzata dalla presenza di numerose iniziative produttive da fonte rinnovabile che potrebbero causare limitazioni alla evacuazione della potenza della stessa.</p> <p>Sono pertanto allo studio, compatibilmente con lo sviluppo della generazione rinnovabile nell'area, una serie di opere volte a rimuovere delle limitazioni all'esercizio su alcune direttrici esistenti, fra cui i collegamenti 150 kV "Alanno – Villa S. Maria" e 150 kV "Villa S. Maria – Castel del Giudice derivazione Agnone".</p> <p>Infine, tenuto conto dell'evoluzione del parco produttivo e della sperimentazione in corso, si valuterà l'installazione di sistemi di accumulo diffuso sulla direttrice 150 kV "Villa S. Maria – Castel di Sangro – Campobasso".</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			2028	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		75		38		3
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni el. 150 kV "Alanno – Villa S. Maria"	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2028	
Rimozione limitazioni el. 150 kV "Villa S. Maria – Castel del Giudice derivazione Agnone"	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2028	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 3 M€						

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Abruzzo e Lazio						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
411-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011				Abruzzo/Lazio		Centro Sud
Descrizione intervento						
<p>La porzione di rete AT 150 kV tra Abruzzo e Lazio è caratterizzata dalla presenza di una direttrice in doppia terna che connette gli impianti A. Smist. Est ed A.S. Angelo, sulla quale insistono numerosi impianti di prelievo ed immissione. Essa è interessata dai flussi sostenuti di potenza verso la città di Roma, previsti in aumento anche a causa delle numerose nuove iniziative di impianti a fonte rinnovabile.</p> <p>Nella suddetta porzione di rete, l'esercizio in sicurezza è legato alla piena operatività della direttrice 150 kV che in caso di fuori servizio potrebbe causare riporti ed impegni elevati su altre dorsali AT.</p> <p>Ad integrazione di quanto già pianificato nei piani precedenti, (cfr. "Potenziamento rete AT tra Terni e Roma" e "Stazione 150 kV Celano"), sono previste le seguenti attività:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ricostruzione degli elettrodotti 150 kV "Cocullo B. – Smist. Collarmentele" e 150 kV in doppia terna "Smist. Collarmentele – Collarmentele CP – Nuova SE Celano/Smist. Collarmentele – SE Celano" garantendo comunque il raddoppio della dorsale tra gli impianti di Cocullo e Celano/Avezzano; - nuovo elettrodotto 150 kV in doppia terna tra la direttrice 150 kV "SE Collarmentele – A. Smistamento Est/Roma N." e la linea "CP Arci – CP Cerreto" ottenendo i collegamenti "Nuova SE Celano – CP Arci" e "Cerreto – S. Lucia di Mentana"; - raccordo tra l'attuale derivazione rigida della linea 150 kV a tre estremi "Collarmentele – Sulmona NI – der. S. Angelo" e la stazione di smistamento di Collarmentele ottenendo a fine lavori i collegamenti diretti "Collarmentele – Sulmona NI" e "Collarmentele – S. Angelo". <p>In relazione poi all'evoluzione di nuova capacità produttiva nell'area, sono previsti i seguenti ulteriori lavori di sviluppo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • prioritariamente la rimozione delle attuali limitazioni della capacità di trasporto sugli elettrodotti 150 kV "Popoli – S.Pio" e "S.Pio – Bazzano"; • la ricostruzione degli elettrodotti 150 kV "Pettino – Torrione" e "Torrione – Bazzano"; • successivamente la ricostruzione dell'elettrodotto in doppia terna 150 kV "Nuova SE Celano – CP Arci/CP Carsoli"; • la rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 150 kV tra la CP Avezzano e la c. le Cassino. 						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2023			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		39		22		6
Dismissione		5		0		4
Dismissione e Realizzazione		45		0		2
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
El.150 kV "Pettino - Torrione"	Fase 3	Fase 2	12/11/2018 (EL-407)	2023	2025	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività.
El.150kV "Torrione-Bazzano"	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2027	
Rimozione limitazioni sugli el. 150 kV "Popoli – S. Pio – Bazzano"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Risoluz. der rigida "Collarmentele – Sulmona NI – der. S. Angelo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici ¹⁷							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
2 M€ / 42 M€ ¹⁸	Scenario ST 2020,2025,2030				Scenario ST 2020,2025,2030		
	IUS	2,7			IUS	2,8	
	VAN	157 M€			VAN	165 M€	
Benefici totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari Val. [M€]							
B1 - SEW	0						
B2b - Riduzione Perdite	0						
B3b - Riduzione ENF	1						
B4 - Costi evitati o differiti	0						
B5b - Integrazione rinnovabili	2						
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari Val. [M€]							
B1 - SEW	0						
B2b - Riduzione Perdite	0						
B3b - Riduzione ENF	8						
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 CO ₂	0						
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	0						
Altri benefici non monetari Val.				Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari Val. [M€]							
B1 - SEW	0						
B2b - Riduzione Perdite	4						
B3b - Riduzione ENF	9						
B4 - Costi evitati o differiti	0						
B5b - Integrazione rinnovabili	4						
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

¹⁷ L'analisi si riferisce agli interventi 409-P, 411-P e 417-P.

¹⁸ Il costo si riferisce all'intervento 411-P.

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Campania e Molise						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
412-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2012				Campania/Molise		Sud
Descrizione intervento						
<p>La porzione di rete AT tra Molise e Campania è caratterizzata dalla presenza di impianti da fonte rinnovabile in forte sviluppo, che potrebbero subire, in assenza di opportuni rinforzi di rete, limitazioni alla evacuazione della potenza. Sono pertanto previsti interventi di incremento della capacità di trasporto sulla porzione di rete interessata, in particolare le direttrici che coinvolgono gli impianti di Colle Sannita, Cercemaggiore, Campobasso, Marzanello, Capriati e Pozzilli. L'efficacia dell'intervento è subordinata all'eliminazione delle limitazioni degli elementi d'impianto presenti nelle CP esistenti (previa verifica di fattibilità con i relativi gestori).</p> <p>Gli interventi previsti garantiranno un aumento dell'affidabilità di esercizio e un più sicuro ed efficiente sfruttamento della produzione da fonte rinnovabile.</p> <p>Infine, tenuto conto dell'evoluzione del parco produttivo e della sperimentazione in corso, si valuterà l'installazione di sistemi di accumulo diffuso sulla direttrice 150 kV "Larino – Ripalimosani – Campobasso".</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2026			2028	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		24		5		1
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni el. 150 kV "Campobasso – Cercemaggiore - Castelpagano"	Fase 2	Fase 2	2021	2026	2028	Sarà necessario avviare un procedimento autorizzativo ai sensi del d.lgs.239 per risolvere una interferenza in ingresso a CP Campobasso. La nuova previsione della tempistica di avvio attività e completamento è correlata al contesto sociale e territoriale in cui l'opera si sviluppa.

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2020, 2025		Scenario DG 2020, 2025		Scenario ST 2020, 2025		Scenario DG 2020, 2025	
	IUS	4,3	IUS	9,4	IUS	4,3	IUS	9,4
2 M€ / 24 M€	VAN		VAN		VAN		VAN	
	93 M€		236 M€		93 M€		236 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 checked="" type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	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 CO ₂	0						
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	0						
Altri benefici non monetari		Val.			Val.			
<input type="checkbox"/>	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
<input type="checkbox"/>	l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
<p>B5b 100%</p>								
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 rinnovabil	8						
<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.			
<input type="checkbox"/>	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
<input type="checkbox"/>	l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
<p>B5b 100%</p>								
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 checked="" type="checkbox"/>	B5b	19						
<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.			
<input type="checkbox"/>	l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
<input type="checkbox"/>	l5 [MWh]	0	l13	0				
<p>B5b 100%</p>								
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 type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	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.			
<input type="checkbox"/>	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
<input type="checkbox"/>	l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
<input type="checkbox"/>	l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
<input type="checkbox"/>	l5 [MWh]	0	l13	0				

Elettrodotto 150 kV "Villavalle – Leonessa"						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
437-P (ex 407-S)						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2013				Lazio		Centro Sud
Descrizione intervento						
In considerazione della necessità di garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio di trasmissione, è prevista la richiusura della CP di Leonessa sulla SE RTN di Villavalle, sfruttando l'asset esistente della ex linea 220 kV "Villavalle – Provvidenza all.", in modo da risolvere le criticità riscontrate sulla CP stessa.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2026			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		26		10		
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo el. 150 kV per risoluzione antenna CP Leonessa	Fase 1	Fase 1	2021	2026	Lungo termine	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla necessità di programmare l'insieme degli interventi previsti nell'area.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 7 M€						

Nuovo collegamento AT "SSE Carrito FS – CP Collarmente"						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
434-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2018				Abruzzo		Centro Sud
Descrizione intervento						
In considerazione degli eventi metereologici avversi che hanno interessato la rete compresa tra le Regioni Abruzzo e Lazio negli ultimi anni, al fine superare gli attuali rischi per la sicurezza di esercizio locale, le limitazioni della capacità di trasporto delle linee esistenti e nel contempo assicurare un miglior servizio ferroviario tra le regioni Abruzzo e Lazio, è prevista la realizzazione in un raccordo a 60 kV di magliatura della rete tra gli esistenti impianti di Carrito FS e CP Collarmente. Nel contempo sarà valutata la possibilità di installare un nuovo TR presso la CP del Distributore o in alternativa in una nuova Stazione 150/60 kV adiacente.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2023			2025	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione		16				2
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
El. 60 kV "Carrito FS – CP Collarmente"	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2025	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla mancata approvazione del PdS 2018.
TR 150/60 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/7 M€						

Nuovo collegamento AT "SSE Carsoli FS - CP Carsoli"						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
435-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2018				Abruzzo, Lazio		Centro Sud
Descrizione intervento						
In considerazione degli eventi metereologici avversi che hanno interessato la rete compresa tra le Regioni Abruzzo e Lazio negli ultimi anni, al fine superare gli attuali rischi per la sicurezza di esercizio locale, le limitazioni della capacità di trasporto delle linee esistenti e nel contempo assicurare un miglior servizio ferroviario tra le regioni Abruzzo e Lazio, è prevista la realizzazione in un raccordo a 60 kV di magliatura della rete tra gli esistenti impianti di CP Carsoli e Carsoli FS, previo adeguamento di quest'ultimo. Nel contempo sarà valutata la possibilità di installare un nuovo TR presso la CP del Distributore o in alternativa in una nuova Stazione 150/60 kV adiacente.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza ³⁹
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2023			2025	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		1				
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
El. 60 kV "Carsoli FS – CP Carsoli"	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2025	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla mancata approvazione del PdS 2018.
TR 150/60 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2025	
Adeguamento SSE Carsoli FS	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/5 M€						

³⁹ Si stima un potenziale beneficio di 0,2 M€/anno in termini di incremento resilienza.

Rimozione derivazione rigida S. Angelo						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
433-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2017				Abruzzo		Centro Sud
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare l'affidabilità del servizio di trasmissione nell'area della Val di Sangro, sarà rimossa l'attuale derivazione rigida sulla linea 150 kV "CP Casoli – CP Atessa ZI – der. A. S. Angelo", collegandola in e-e alla linea "Alanno – Villa S. Maria".						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2022		2027			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		4		3		
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo raccordo a 150 kV	Fase 1	Fase 1	2022	2027	Lungo termine	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla mancata approvazione del PdS 2017.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 2 M€						

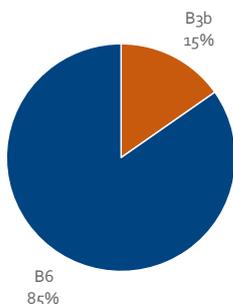
Rete AAT/AT medio Adriatico						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
403-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2003				Abruzzo/Marche		Centro Sud/Centro Nord
Descrizione intervento						
In considerazione dell'entità del carico elettrico sulla rete 132 kV adriatica, attualmente soddisfatto prevalentemente dall'importazione dalle Regioni limitrofe, sono previsti i seguenti interventi lungo la dorsale adriatica: <ul style="list-style-type: none"> • un collegamento di adeguata capacità di trasporto tra la SE di Candia e la CP di Fossombrone, prevedendo la messa in continuità dei collegamenti afferenti alla stazione di S. Lazzaro ormai vetusta ed inadeguata; • risoluzione delle criticità relative alla linea 132 kV "Visso – Belforte" e "Candia – Sirolo"; • realizzazione di un nuovo collegamento 132 kV "Acquara – Porto Potenza Picena" ottenendo una nuova direttrice di alimentazione dalla SE Candia 380/132 kV verso la porzione di rete AT adriatica, che contribuirà a una migliore e più efficiente distribuzione dei flussi sulla porzione di rete 132 kV interessata. Inoltre, è previsto l'adeguamento in singola terna a 380 kV dei raccordi in ingresso alla stazione di Rosara. Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Elettrodotto 380 kV "Fano – Teramo".						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2028	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		24		2		5
Dismissione		57		1		4
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Riasetto tra la SE di Candia e la CP di Fossombrone	Fase 2	Fase 2	2019	2025	2028	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla necessità di programmare l'insieme degli interventi previsti nell'area.
Nuovo el. 132 kV "Acquara – Porto Potenza Picena"	Fase 2	Fase 2	2019	2025	2028	Nel corso del 2017 è stata condotta attività concertativa. La nuova previsione della tempistica di avvio attività e completamento è correlata al contesto sociale e territoriale in cui l'opera si sviluppa.
Risoluzione der. Rigida CP Osimo	Fase 2	Fase 2	2018	2023	2024	(cfr. cod. 1798-C allegato connessioni). In data 30 novembre 2018 è stata avviata la valutazione preliminare presso il MATTM.
Rimozione limitazioni el. 132 kV "Visso – Belforte"	Compl.	Compl.	2014	2015	2016	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	1 M€ / 23 M€ (l'investimento stimato non include 10 M€ di contributo in conto capitale) ²⁰	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025,2030	
IUS		1,2			IUS	1,2	
VAN		6 M€			VAN	6 M€	
Benefici totali di sistema							

²⁰ L'extra costo deriva dalla necessità di tenere conto delle esigenze territoriali. Considerando l'assenza di 10M€ di contributo in conto capitale, gli indicatori economici sono IUS = 0.9 e VAN = -4 M€.

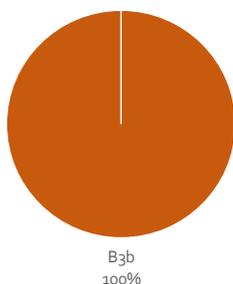
2020 - Best Estimation			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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 rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	9		
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

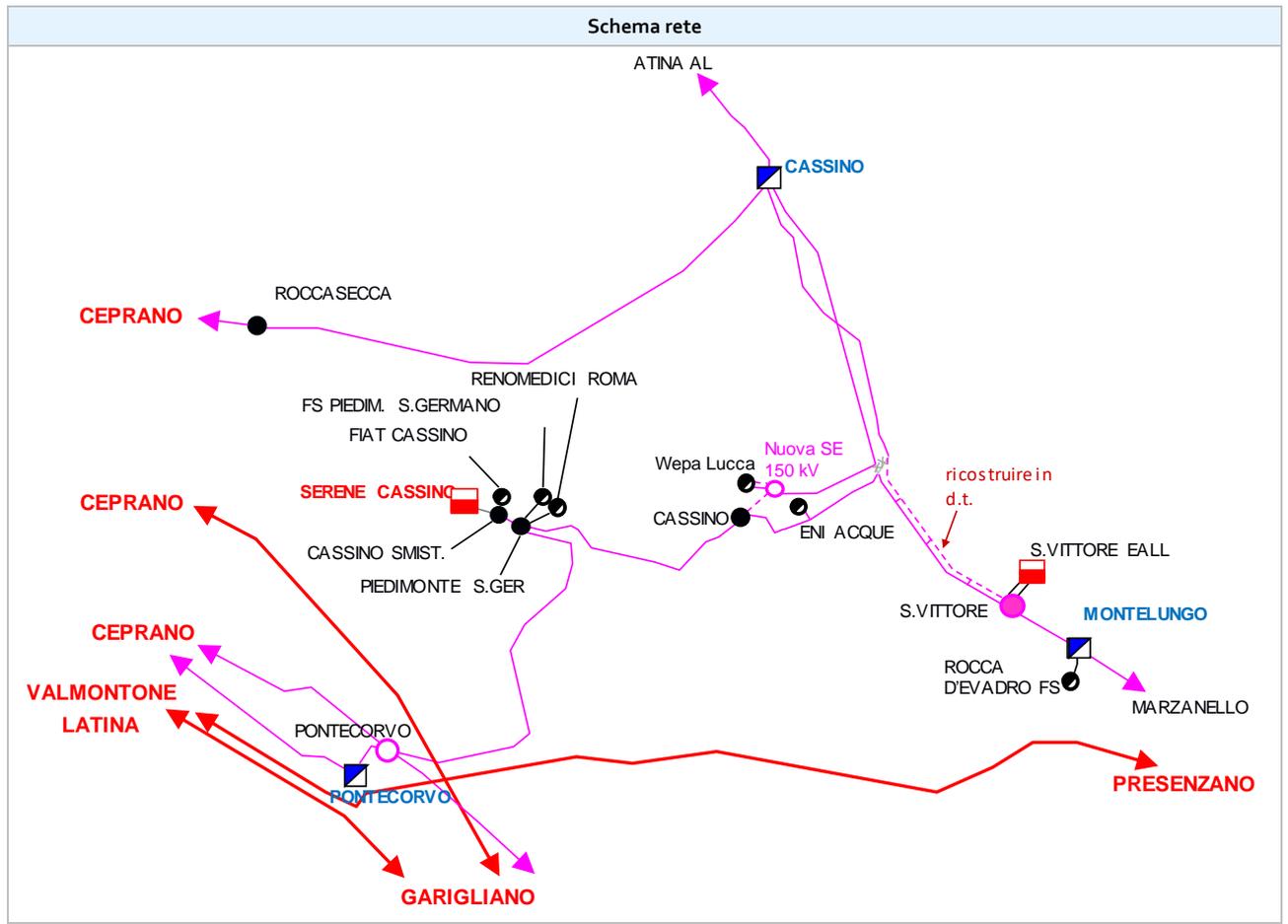
2030 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	2		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Sviluppi di rete nell'area di Cassino						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
408-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2009				Lazio		Centro Sud
Descrizione intervento						
In relazione alla richiesta di aumento di potenza avanzata dalla Fiat di Cassino, è in programma la realizzazione di una nuova SE 150 kV presso il comune di Pontecorvo da collegare in entra – esce alle linee 150 kV "Ceprano – Garigliano" e "Pontecorvo – Piedimonte S. Germano". Parallelamente a questo intervento, sono previsti interventi finalizzati alla rimozione delle limitazioni sulle direttrici 150 kV "Cassino C. le – Montelungo" e "Cassino – Ceprano". Si prevede inoltre il riassetto delle restanti linee 150 kV tra la SE di S. Vittore e Cassino C. le anche attraverso la realizzazione di nuovi raccordi a 150 kV. L'intervento prevede di realizzare una nuova SE 150 kV nelle vicinanze dell'attuale impianto di Sud Europa Tissue (Ut. Wepa Lucca).						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		7				
Dismissione		1				
Dismissione e Realizzazione		3 ²				
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova SE 150 kV Pontecorvo e raccordi	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2027	L'istanza in autorizzazione è stata ritirata in quanto è stata accettata una soluzione di connessione che ha reso necessaria una modifica progettuale. La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla necessità di programmare l'insieme degli interventi previsti nell'area.
Rimozione limitazioni el. 150 kV "Ceprano - Cassino – Montelungo"	Compl.	Compl.	2013	2014	Dicembre 2015	
Nuovo raccordo 150 kV alla SE S. Vittore	Fase 1	Fase 1	2022	2027	Lungo termine	
Nuova SE 150 kV Wepa Lucca e raccordi	Fase 1	Fase 1 ²¹	2022	2027	Lungo termine	
El. 150 kV "Cassino CP – Nuova SE 150 kV Wepa Lucca"	Fase 1		2022	2027	Lungo termine	
El. 150 kV "Nuova SE Wepa Lucca – Ut. Wepa Lucca"	Fase 1		2022	2027	Lungo termine	

²¹ L'opera era ricompresa tra le opere in valutazione del PdS 2018 (cod. 408-S).



Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
4 M€ / 15 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025,2030		
	IUS	2			IUS	2	
	VAN	17 M€			VAN	17 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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
l5 - Overgeneration [MWh]		0	l13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0		<p>B3b 100%</p>			
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 CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
l5 - Overgeneration [MWh]		0	l13 - 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.			
l21 [MW]		0	l8 [k ton]		0		
l5 [MWh]		0	l13		0		
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0		<p>B3b 100%</p>			
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 CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
l5 - Overgeneration [MWh]		0	l13 - 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.			
l21 [MW]		0	l8 [k ton]		0		
l5 [MWh]		0	l13		0		

Riassetto rete AT Roma Sud – Latina - Garigliano			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
418-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2010		Lazio	Centro Sud
Descrizione intervento			
<p>La rete 150 kV che alimenta l'area di carico compresa tra le stazioni di Roma Sud, Latina e Garigliano, presenta collegamenti 150 kV dalla portata ridotta che non garantiscono l'alimentazione dei carichi in sicurezza. Pertanto, al fine di incrementare la sicurezza locale e la continuità del servizio ed allo stesso tempo incrementare la magliatura della rete rafforzando le riserve di alimentazione, saranno realizzati i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV di Aprilia, che in sinergia con le stazioni di connessione delle centrali presenti consentirà di evitare al contempo la presenza di derivazioni rigide; • ricostruzione dell'elettrodotto 150 kV "Latina – Pontinia ZI" (l'intervento comprende anche la rimozione delle limitazioni presso alcuni elementi di impianto nella CP di Pontinia ZI, a cura di E-distribuzione, che ne ha comunicato la fattibilità preliminare); • ricostruzione dell'elettrodotto 150 kV "Roma Sud – Pomezia"; • eliminazione della derivazione rigida presente sull'elettrodotto 150 kV "Aprilia – Cisterna – der. Latina LTF"; • eliminazione della derivazione rigida presente sull'elettrodotto 150 kV "Roma Sud – S. Palomba – der. Fiorucci" mediante realizzazione di un nuovo stallo nell'impianto di Fiorucci; • il superamento della derivazione rigida sull'elettrodotto 150 kV "Velletri – Campoleone – der. Albano", in sinergia con le stazioni di connessione delle centrali presenti. • rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 150 kV "Latina TLF-Le Ferriere", "Aprilia 150 -S.Rita" e Latina N.-Latina Lido". Inoltre, per assicurare una terza riserva di alimentazione alla dorsale tirrenica 150 kV compresa tra le stazioni di Latina e Garigliano, sarà adeguata l'attuale direttrice 150 kV "Ceprano – Caprano RFI – RFI Fondi", previo adeguamento degli impianti di RFI Ceprano e Fondi (CP e RT) e raccordo tra Fondi RT (ex RFI) e CP Fondi. 			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie.	
Impatti territoriali			
Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	8		
Dismissione	10		
Dismissione e Realizzazione	25		1

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni el. 150 kV "Latina – Pontinia ZI"	Compl.	Compl.	2011	2012	2013	
Risoluz. der. rigida el. 150 kV "Velletri – Campoleone – der. Albano"	Compl.	Compl.	06/2010 (R.U. 4343 del 18/6/2010)	11/2014	15/12/2016	
Nuovo raccordo 150 kV a SE Aprilia dell'elettrodotto "S. Rita – Campo di Carne"	Compl.	Compl.	27/03/2014	Ottobre 2016	Luglio 2017	In data 22/10/2015 la Provincia di Latina ha emanato il decreto autorizzativo
Ampliamento SE 380 kV Aprilia e nuovi collegamenti in cavo 150 kV alla SE Aprilia 150 kV	Fase 4	Fase 4	02/09/2014 (EL-337)	2019	2020	In data 11/12/2017 è stato emanato dal Mise il decreto autorizzativo.
Nuovo raccordo 150 kV Fondi CP – Fondi RT	Fase 2	Fase 1	2021	2024	2027	
Soluz. der. Rigida el. 150 kV "Cisterna – Latina Nuc. Der. Latina TLF"	Fase 1	Fase 1	2022	2027	Lungo Termine	
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni CP Pontinia	Fase 5	Fase 1			2019	Si è in attesa di completamento degli interventi a cura di Enel D..
Schema rete						

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base			Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
3 M€ / 16 M€	Scenario ST 2025, 2030			Scenario ST 2025, 2030			
	IUS	3,3		IUS	3,3		
	VAN	41 M€		VAN	41 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 rinnovabil	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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	0					
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	0					
<input checked="" type="checkbox"/>	B3b - Riduzione ENF	3					
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	0					
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
				<p>B3b 100%</p>			
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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	0					
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	0					
<input checked="" type="checkbox"/>	B3b - Riduzione ENF	3					
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	0					
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
				<p>B3b 100%</p>			
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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Riassetto rete Roma Ovest - Roma Sud Ovest						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
419-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2010				Lazio		Centro Sud
Descrizione intervento						
Al fine di migliorare la qualità del servizio della rete sulle direttrici a 150 kV a Sud Ovest di Roma, unitamente alla necessità di garantire un'ulteriore alimentazione alla città di Fiumicino, è previsto un potenziamento della rete in uscita dalla Stazione 380 kV di Roma Ovest. Si provvederà quindi alla ricostruzione delle linee 150 kV "Roma Ovest – Raffinerie Smistamento", "Raffinerie Smistamento – Interporto", "Interporto – Porto" e "Porto – Ponte Galeria" e al potenziamento del collegamento in cavo 150 kV tra la CP di Fiumicino e la CP di Porto. È previsto, inoltre, il raddoppio dell'attuale collegamento tra le suddette CP. Al fine di diminuire l'impegno della direttrice tra Interporto e Roma Ovest, si provvederà allo spostamento della CP di Raffinerie in entra – esce alla linea 150 kV "Roma Ovest – Fiera di Roma" ottenendo le linee 150 kV "Roma Ovest – Interporto", "Roma Ovest – Raffinerie" e "Raffinerie – Fiera di Roma".						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2020			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la realizzazione di stalli presso le Cabine Primarie		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		4		3		2
Dismissione		1		1		
Dismissione e Realizzazione		28		27		3
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
El. 150 kV esistente "CP Fiumicino – CP Porto"	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2027	
El. 150 kV "Roma Ovest – Raffinerie Smistamento", "Raffinerie Smistamento – Interporto", "Interporto – Porto" e "Porto – Ponte Galeria"	Fase 1	Fase 1	2024	2028	Lungo termine	
Nuovo el. 150 kV "Porto - Fiumicino"	Fase 3	Fase 3	13/04/2015 (EL-346)	2020	2023	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
4 M€ / 25 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025,2030		
	IUS	1,6		IUS	1,6		
	VAN	17 M€		VAN	17 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 rinnovabil		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.			
	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0	
	l5 - Overgeneration [MWh]	0		l13 - Variazione resilienza		0	
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW		0				
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite		0				
<input checked="" type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF		3	<p>B3b 100%</p>			
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti		0				
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil		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.					
	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0	
	l5 - Overgeneration [MWh]	0		l13 - 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.			
	l21 [MW]	0		l8 [k ton]		0	
	l5 [MWh]	0		l13		0	
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW		0				
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite		0				
<input checked="" type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF		3	<p>B3b 100%</p>			
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti		0				
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil		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.					
	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0	
	l5 - Overgeneration [MWh]	0		l13 - 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.			
	l21 [MW]	0		l8 [k ton]		0	
	l5 [MWh]	0		l13		0	

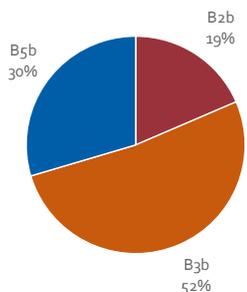
Razionalizzazione rete AT in Umbria						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
421-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2002				Marche, Umbria, Abruzzo		Centro Sud/Centro Nord
Descrizione intervento						
<p>Con il previsto passaggio del livello di tensione di esercizio da 120 a 132 kV, si è valutato un aumento dell'efficacia e dell'efficienza nella gestione della rete quantificabile in una sensibile riduzione delle perdite ed in un aumento del 10% della capacità di trasmissione in seguito al minor impegno delle linee e dei trasformatori. Per attuare il cambio di tensione, si è determinata la necessità di adeguare alcuni elettrodotti a 120 kV e sostituire un numero ridotto di trasformatori 120 kV/MT, alcuni scaricatori e apparati di rifasamento non adeguati ad essere eserciti al nuovo livello di tensione. Occorrerà anche ritarare gli apparati di misura. Considerata, inoltre, l'importanza che svolgono per il servizio di trasmissione, è prevista la ricostruzione delle linee AT "Pietrafitta – Chiusi – der. Vetriere Piegaresi", "Cappuccini – Pietrafitta" e "Preci – Cappuccini", adeguandole all'esercizio a 132 kV. Successivamente, anche la linea "Villavalle – Preci – der. Triponzo" sarà adeguata all'esercizio a 132 kV, previa ricostruzione, in modo da svincolare la capacità produttiva locale. Nell'ambito dei citati lavori, si procederà anche all'eliminazione delle derivazioni presenti.</p> <p>Per migliorare la gestione in sicurezza dell'arteria di trasmissione su cui si attestano la centrale di Baschi e le centrali situate tra Terni e Nera Montoro, sono previsti gli interventi finalizzati a eliminare alcune interferenze con linee in media tensione che non permettono di sfruttare la piena capacità di trasporto degli elettrodotti a 132 kV "Pietrafitta – Baschi" e "Baschi – Attigliano".</p> <p>Al fine di incrementare la sicurezza dell'alimentazione della città di Perugia, si elimineranno gli attuali vincoli della linea a 132 kV "S. Sisto – Fontivegge" (ne sarà ricostruito un tratto) e si realizzerà un collegamento a 132 kV "Magione – Ponte Rio", sfruttando l'attuale linea a 132 kV "Magione – S. Sisto", che sarà scollegata dalla CP S. Sisto e raccordata in cavo alla CP Ponte Rio e potenziando il restante tratto.</p> <p>Prioritariamente, sarà ricostruita la linea a 132 kV "Cappuccini – Camerino", aumentando prestazioni e affidabilità al fine di garantire anche nel prossimo futuro adeguati livelli di qualità del servizio nell'area compresa tra le province di Perugia e Macerata. Gli elettrodotti 132 kV che congiungono la stazione di Cappuccini con la CP di Gualdo Tadino, inoltre, sono sede di continui e sostenuti transiti tra l'area nord dell'Umbria e la zona centrale delle Marche rendendo difficoltoso il mantenimento di una soddisfacente qualità del servizio nelle aree interessate.</p> <p>Al fine di garantire con la necessaria sicurezza l'alimentazione dei carichi dell'area sarà realizzato un nuovo tratto di linea in uscita dalla stazione di Cappuccini che si allaccerà alla linea AT "Foligno FS – Nocera Umbra" e sarà ricostruita la linea AT "Nocera Umbra – Gualdo Tadino" e il tratto tra l'allacciamento e la cabina di Nocera Umbra.</p> <p>La ricostruzione di elettrodotti particolarmente obsoleti sarà l'occasione per avviare una vasta operazione di razionalizzazione della rete che consentirà di risolvere numerose criticità ambientali e migliorare la localizzazione dei tracciati degli elettrodotti interessati dagli interventi.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2023			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		25		6		
Dismissione		22		7		1
Dismissione e Realizzazione		152		29		6
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
El. 132 kV "Cappuccini - Camerino" e variante el. "Cappuccini - Preci"	Fase 3	Fase 3	27/11/2012 (EL 306)	2023	2027	In data 11/05/2018 la CT VIA ha espresso parere favorevole.
El. 132 kV "Villavalle – Spoleto"	Fase 3	Fase 3	11/02/2015 (EL-344)	2023	2027	In data 12/01/2018 la CT VIA ha emanato provvedimento di esclusione dalla VIA.
El. 132 kV "Magione – Ponte Rio"	Fase 2	Fase 2	2022	2027	Lungo termine	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla necessità di programmare l'insieme degli interventi previsti nell'area.

Passaggio di tensione di esercizio da 120 kV a 132 kV.	Fase 3	Fase 3	06/06/2016 (EL-357)	2025	Lungo termine	È in corso la verifica di assoggettabilità a VIA.		
Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
12 M€ / 72 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030			
	IUS	3,4			IUS	3,4		
	VAN	189 M€			VAN	189 M€		

Benefici totali di sistema

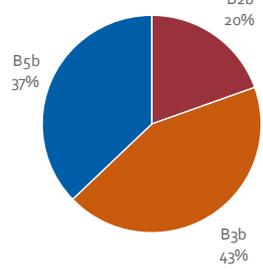
2020 - Best Estimation			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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	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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0



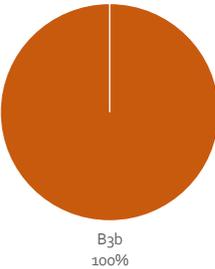
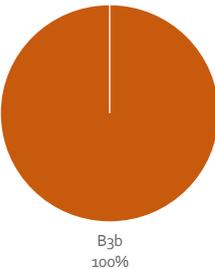
2025 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2b	0		
B3b	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

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	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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Riassetto rete AT area Sud di Roma						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
428-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2013				Lazio		Centro Sud
Descrizione intervento						
<p>La direttrice a 150 kV compresa tra la stazione di Valmontone e la CP Cinecittà è caratterizzata dalla presenza di numerose derivazioni rigide e vincoli di portata che non assicurano un adeguato livello di sicurezza per l'alimentazione dei carichi locali.</p> <p>Si prevede l'eliminazione delle derivazioni rigide attualmente presenti sulla linea a 150 kV "Cinecittà - Banca d'Italia SMI" con derivazioni Ciampino e Ciampino FS, al fine di ottenere gli elettrodotti a 150 kV "Ciampino – Banca d'Italia SMI" e "Ciampino - Cinecittà - der. Ciampino FS", attraverso la realizzazione di un secondo breve raccordo a 150 kV tra la CP Ciampino e la linea 150 kV "Cinecittà – CP Banca d'Italia SMI". Al fine di migliorare la qualità del servizio della rete a 150 kV a Sud Est di Roma, e nel contempo, al fine di aumentare i margini di sicurezza per l'alimentazione delle utenze locali, è prevista inoltre la rimozione degli attuali vincoli di portata presenti sulla direttrice 150 kV che collega la SE di Valmontone alla CP di Acea Cinecittà.</p> <p>Sono inoltre previsti interventi di incremento della magliatura della rete a 150 kV nell'area compresa tra la SE Roma Sud e la direttrice "SE Valmontone - CP Cinecittà" per consentire di alimentare i carichi in condizione di maggior sicurezza.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2028	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		20				1
Dismissione		9				1
Dismissione e Realizzazione		36				6
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni direttrice 150 kV "SE Valmontone - CP Cinecittà"	Fase 5	Fase 5	2017	2017	2021	La nuova previsione della tempistica di completamento è correlata alla necessità di completare l'iter autorizzativo.
Nuovo el. 150 kV tra SE Roma Sud e la direttrice "SE Valmontone - CP Cinecittà"	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	
Nuovo el. 150 kV per rimozione der. rigida Ciampino	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	

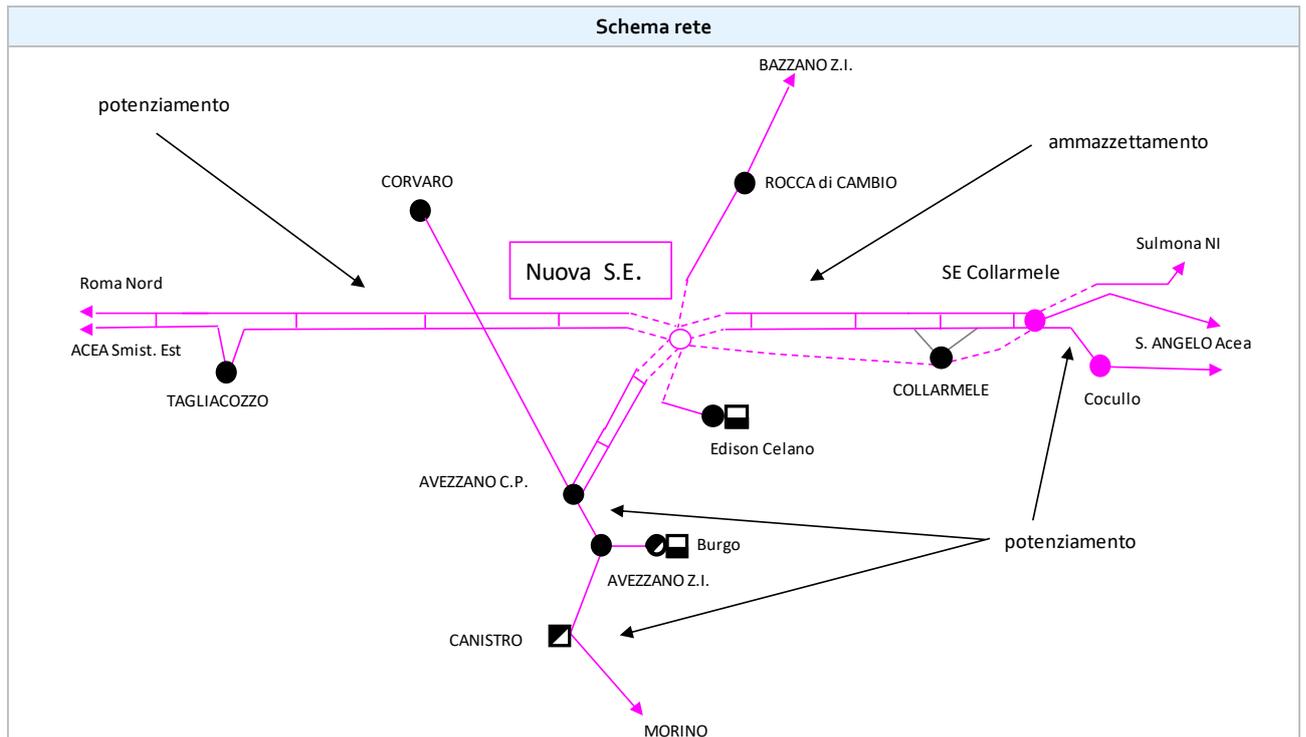
Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
3 M€ / 20 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	8,5		IUS	8,5		
	VAN	158 M€		VAN	158 M€		
Benefici totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
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		12					
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				
			 <p>B3b 100%</p>				
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		11					
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				
			 <p>B3b 100%</p>				
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				

Sviluppi di rete sulla direttrice Villavalle – Popoli						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
407-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2009				Abruzzo		Centro Sud
Descrizione intervento						
In considerazione della necessità di garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio di trasmissione sarà adeguato l'impianto di Pettino.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2023			2027	
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 '19	PdS '18				
Adeguamento SE 150 kV Pettino	Fase 2	Fase 2	2019	2023	2027	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla cessione patrimoniale da parte di e-distribuzione.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 8 M€						

Risoluzione derivazione rigida Trelleborg						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
438-P ²²						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2017				Lazio		Centro Sud
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT, limitando la numerosità e gravosità dei buchi di tensione che interessano l'area di Tivoli a causa della scarsa magliatura di rete e la presenza di utenze industriali di varia tipologia, è prevista la risoluzione della derivazione rigida di Trelleborg sulla linea 150 kV "Acquoria – Arci" per mezzo di una stazione di smistamento in e-e sulla suddetta linea e verrà raddoppiata l'antenna in cavo 150 kV del collegamento "Pirelli All – Trelleborg". Conseguentemente l'area interessata beneficerà di una ridotta vulnerabilità ad eventi di buchi di tensione ed un miglioramento in termini di Energia non fornita (ENF).						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2023		2028			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 '19	PdS '18				
El. 150 kV "Pirelli All – Trelleborg"	Fase 1	-	2023	2028	Lungo termine	
SE smistamento in e-e sulla "Acquoria – Arci" 150 kV	Fase 1	-	2023	2028	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/3 M€						

²² Esigenza già rappresentata nel PdS 2018 (Figura 99 - Aree di intervento caratterizzate dalla presenza di linee in derivazione rigida).

Stazione 150 kV Celano						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
417-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2006				Abruzzo		Centro Sud
Descrizione intervento						
<p>Per consentire il trasporto in sicurezza della piena potenza dai centri di produzione ai centri di utilizzazione è stata da tempo individuata la necessità di realizzare nell'area del Comune di Celano una nuova stazione di smistamento a 150 kV che permetterà di razionalizzare l'esistente rete di trasmissione, rinforzare la magliatura della rete e ottenere una migliore ripartizione dei transiti di potenza sulle varie linee presenti. La nuova stazione di smistamento sarà realizzata nelle immediate vicinanze dell'incrocio tra le due doppie terne a 150 kV "Collarmele Sez.to – Acea Smist. Est/Tagliacozzo" e "Avezzano CP – Rocca di Cambio/Collarmele CP". Il nuovo impianto consentirà l'eliminazione di tutte le derivazioni rigide a "T" della rete limitrofa. A tale nuova stazione saranno raccordate la linea in doppia terna a 150 kV "Collarmele Sez.to – Acea Smist. Est/Tagliacozzo", la linea in doppia terna a 150 kV "Avezzano CP – Rocca di Cambio/Collarmele CP" e la linea a 150 kV per la centrale di Edison di Celano. Nei tratti della linea "Collarmele Sez.to – Acea Smist. Est/Tagliacozzo" si interverrà anche per eliminare le attuali limitazioni sulla capacità di trasporto.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		8		5		
Dismissione		4		1		
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova SE 150 kV Celano e raccordi	Fase 3	Fase 4	11/05/2011 (EL-239) 14/01/2018 (EL-239VL)	2019	2022	In data 13/01/2014 è stato emanato dal MISE il decreto autorizzativo. In data 14/06/2018 è stata avviato il procedimento per una variante localizzativa propedeutica alla realizzazione della nuova Stazione.



Sintesi Analisi Costi Benefici ²³							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2020,2025,2030				Scenario ST 2020,2025,2030		
	IUS	2,7			IUS	2,8	
2 M€ / 19 M€ ²⁴	VAN	157 M€			VAN	165 M€	
Benefici totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		1					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		2					
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		8					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		4					
B3b- Riduzione ENF		9					
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

²³ L'analisi si riferisce agli interventi 409-P, 411-P e 417-P.

²⁴ Il costo si riferisce all'intervento 417-P.

Smistamento 150 kV Mazzocchio derivazione						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
406-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011				Lazio		Centro Sud
Descrizione intervento						
Al fine di superare le attuali criticità sulla direttrice "Pofi – Sezze – der. Mazzocchio" saranno eliminate le attuali limitazioni sulla capacità di trasporto della direttrice stessa.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2020			2021	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		38		25		
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni "Pofi – Sezze"	Fase 2	Fase 2	2019	2020	2021	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 6 M€						

Stazione 132 kV Cappuccini						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
430-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011				Umbria/Marche		Centro Nord
Descrizione intervento						
La porzione di rete AT tra Umbria e Marche presenta poche stazioni di trasformazione e limitate risorse disponibili per consentire la regolazione della tensione sulla rete. Pertanto, entro la data indicata, sarà installata una batteria di condensatori da 54 MVar nella stazione RTN 132 kV di Cappuccini per migliorare i profili di tensione dell'area ed al contempo svincolarsi da alcune unità produttive presenti nell'area. Successivamente, verrà installata un'ulteriore compensazione reattiva in sinergia con una nuova SE 132 kV da inserire in e-e alla linea "Città di Castello – S. Angelo in Vado", autorizzata per una iniziativa rinnovabile.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
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 '19	PdS '18				
Batteria di condensatori in SE Cappuccini	Compl.	Compl.	Luglio 2014	Luglio 2015	Agosto 2017	
Batteria di condensatori in SE Mercatello sul Metauro	Fase 5	Fase 4	2015	Luglio 2018	2019	La SE Mercatello sul Metauro è stata autorizzata ai sensi del d.lgs. 387/03 e volturata a Terna nel 2015. L'installazione della batteria di condensatori è stata autorizzata nell'ambito del progetto della SE Mercatello sul Metauro.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <2 M€ / 2 M€						

5.1.3. Schede interventi in valutazione Area Centro

Elettrodotto 380 kV "Fano – Teramo"

Cod. 403-S

L'intervento prevede di realizzare un nuovo elettrodotto a 380 kV tra le stazioni di Fano e Teramo, al quale verrà raccordata in entra – esce una futura stazione 380/132 kV in provincia di Macerata.

Alla nuova stazione saranno inoltre raccordate in entra – esce le due linee RTN a 132 kV "Valcimarra – Abbadia CP", i cui tronchi di linea nel tratto compreso tra la nuova SE e l'esistente CP di Abbadia saranno opportunamente ricostruiti. La nuova stazione sarà configurata con due ATR 380/132 kV da 250 MVA e con le sezioni a 380 kV e a 132 kV realizzate in doppia sbarra, prevedendo su quest'ultima l'installazione di una batteria di condensatori da 54 MVA.

Una volta completati i lavori sulla direttrice AT tra la SE di Candia e la CP di Fossombrone, si potrà dismettere dalla RTN l'attuale linea a 132 kV "Candia – Camerata P.", mentre a valle della realizzazione della linea a 380 kV "Fano – Teramo" e della suddetta stazione di trasformazione 380/132 kV potranno essere dismesse e demolite la linea 132 kV "Camerata Picena – S. Lazzaro" e la direttrice a 220 kV "Candia – Villanova" nel tratto compreso tra Candia e Montorio, laddove non più necessaria.

***Motivazioni:** In relazione all'incertezza di fattibilità dell'opera (l'intervento "Fano – Teramo" è stato interessato da un lungo processo di concertazione con gli Enti Locali interessati. Nonostante fosse stato condiviso il corridoio preferenziale con le Regioni interessate, i tavoli tecnici attivati con le Province per la condivisione della Fascia di Fattibilità di tracciato hanno determinato forti dissensi nei confronti della nuova opera, in particolare nella regione Marche che con D.G.R. 24/02/2014 ha chiuso con esito negativo il procedimento di valutazione) e ad alternative offerte da nuove soluzioni tecnologiche (per quanto riguarda la sezione tra le zone Centro Sud e Centro Nord, il PdS 2014 identifica come prioritario l'intervento "Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord" (cod. 914-N) che si prevede possa aumentare di circa il 30% i limiti di transito sulla sezione: l'intervento prevede attività di rimozione delle limitazioni di trasporto lungo gli esistenti elettrodotti 220 kV afferenti ai nodi di Villanova, S.Barbara, Candia e Villavalle che vincolano i transiti sulla sezione, nonché sulle relative trasformazioni 380/220 kV e, a complemento di tali attività, rimozioni delle limitazioni presenti anche sulla rete 132 kV interessata da fenomeni di trasporto dei flussi sulla sezione indicata), l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.*

Razionalizzazione rete AAT/AT di Roma

Cod. 404-S

L'intervento prevede, successivamente al completamento dei nuovi collegamenti a 380 kV ricompresi nel quadrante nord-ovest della città, il declassamento degli attuali elettrodotti 220 kV "S. Lucia – Roma N." e "S. Lucia – Roma N. der. Flaminia" e il raccordo dei medesimi alla locale rete AT. In particolare, il primo collegamento declassato sarà raccordato alla CP Crocicchie, mentre il secondo sarà raccordato alla CP Cesano previa dismissione di un tratto dell'attuale collegamento "Crocicchie – Cesano".

***Note:** Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Riassetto area metropolitana di Roma (cod. 404-P)*

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

Smistamento 150 kV Mazzocchio derivazione

Cod. 406-S

L'intervento prevede di realizzare una nuova stazione di smistamento a 150 kV sulla direttrice "Pofi – Sezze – der.Mazzocchio".

***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.*

Direttrice 150 kV “Villavalle – Leonessa”

Cod. 407-S

In considerazione della necessità di garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio di trasmissione saranno rimosse le attuali limitazioni della capacità di trasporto sulla direttrice 150 kV “Villavalle – Pettino”.

È anche prevista l’installazione di un ATR presso l’impianto di Pettino e collegare in derivazione rigida sulla linea 220 kV “Popoli – Provvidenza” per garantire un’ulteriore via di alimentazione all’area e semplificare gli interventi di manutenzione sulle linee, in attesa della configurazione definitiva dell’area.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell’intervento “Sviluppi di rete sulla direttrice Villavalle – Popoli (cod. 407-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.

Stazione 150 kV Stroncone

Cod. 409-S

L’intervento prevede di realizzare una futura stazione SE 150 kV di smistamento di Stroncone in entra-esce alla linea a 150 kV “Vacone-Villavalle”, da realizzare nei pressi della derivazione rigida Stroncone sez. Inoltre prevede il potenziamento dell’elettrodotto 150 kV “Villavalle – Orte” nel tratto compreso tra Orte e l’attuale derivazione a T (Stroncone sez.) presente sulla linea a tre estremi Villavalle – Salisano – derivazione Orte, fino alla SE Villavalle.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell’intervento “Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma (cod. 409-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.

Riassetto rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Abruzzo e Lazio

Cod. 411- S

L’intervento prevede le seguenti attività:

- una nuova stazione di smistamento 150 kV Castelmadama in prossimità del punto di connessione tra i raccordi in singola terna all’impianto A. Castelmadama e l’elettrodotto 150 kV in doppia terna “Smist. Collarmentele – Collarmentele CP – Nuova SE Celano/Smist. Collarmentele – SE Celano” ottenendo i collegamenti 150 kV verso Carsoli, Nuova SE Celano, A. Castelmadama (n.2), S. Lucia Mentana ed A. Smist. Est;
- la ricostruzione degli elettrodotti 150 kV “Morino – Guarcino” e “Guarcino – Canterno”.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell’intervento “Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Abruzzo e Lazio (cod. 411-P)”.

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.

Dorsale tirrenica 150 kV nel basso Lazio

Cod. 418- S

Nuovo elettrodotto a 150 kV tra le due dorsali identificate dalle linee 150 kV “S. Rita – Campo di C.” e “S. Procula – Aprilia”, ricostruzione in doppia terna di un tratto dell’elettrodotto 150 kV “Latina – Latina Scalo” raccordando una terna all’impianto Le Ferriere.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell' intervento " Riassetto rete AT Roma Sud/Latina/Garigliano (cod. 418-P)".

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni e all'incertezza sulla fattibilità (la realizzazione delle opere previste sulla rete AT ed il completamento dell'intervento di sviluppo sono subordinati anche al raggiungimento di un accordo con RFI in merito alla competenza delle attività ed alla pianificazione cronologica dei lavori), l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Riassetto rete Teramo - Pescara

Cod. 420-S

Al completamento di tali opere di sviluppo, la centrale di Montorio sarà opportunamente ricollegata alla stazione di Teramo mediante un apposito ATR 380/220 kV da installare a Teramo.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Riassetto area metropolitana di Roma (cod. 420-P)

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

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

Incremento della capacità di interconnessione con il Montenegro ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ²⁵		Identificativo RIP
401-I		3.22.5		Project: 28		
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2014 ²⁶				Abruzzo		Centro Sud - Montenegro
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 di utilizzare parte di un modulo dell'interconnessione HVDC Italia-Montenegro (Villanova – Lastva) per una capacità convenzionale in esenzione pari a 150 MW nella titolarità della società veicolo Monita Interconnector Srl.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
L'interconnector verrà realizzato in sinergia con l'intervento relativo alla nuova interconnessione pubblica HVDC Italia - Montenegro				Dipendenza da accordi con i finanziatori privati ai sensi della Legge 99/2009.		
Impatti territoriali ²⁷						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		96				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 '19	PdS '18				
HVDC Italia-Montenegro	Fase 5	Fase 5	02/12/2009 (EL-189)	2011	2019	È attualmente in corso il procedimento per l'ottenimento della esenzione ai sensi della Legge 99/2009.
Sintesi Analisi Costi Benefici						
Investimento stimato: <1 M€ / 180 M€				Capacità convenzionale in esenzione: 150 MW		

²⁵ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

²⁶ Primo anno inserimento intervento Interconnector nel Piano di Sviluppo

²⁷ Gli indicatori di impatto territoriale sono riferiti al totale dell'interconnessione Italia Montenegro e non solo al perimetro interconnector

5.2. AREA SUD

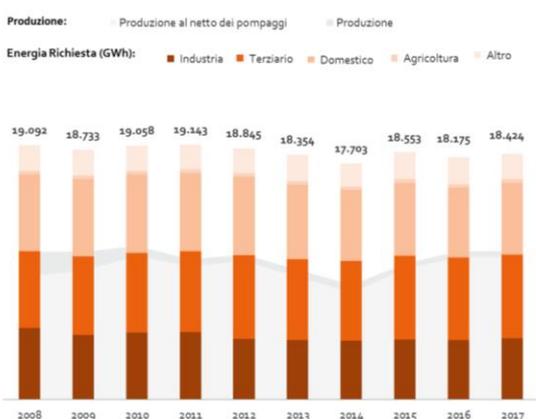


5.2.1. Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Sud

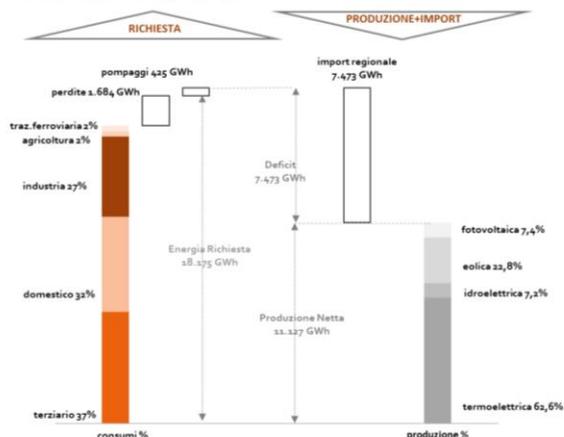
Campania

Nell'anno 2017 la Regione Campania ha registrato un'incremento della richiesta di energia elettrica, rispetto all'anno precedente, di circa l'1,4%. Il contributo principale alla domanda è rappresentato dal settore terziario (37%), seguito dal settore domestico (32%) e dal comparto industriale (27%); il settore agricolo e la trazione ferroviaria rappresentano entrambi il 2% dei consumi regionali.

Campania: storico produzione/richiesta



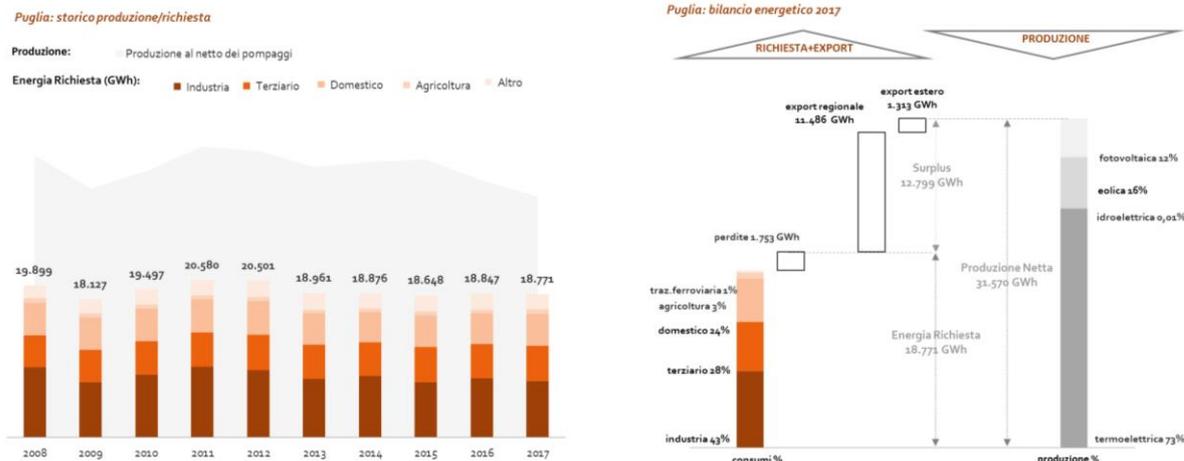
Campania: bilancio energetico 2017



La produzione netta regionale, attribuibile prevalentemente alla generazione termoelettrica (circa 63%) e a quella eolica (circa 23%), si mantiene nel 2017 in linea con l'anno precedente (-0,1%); in particolare si evidenzia l'aumento del contributo degli impianti fotovoltaici (+12,6%) ed eolici (+2,3%), compensato dal forte calo della produzione da impianti idroelettrici (-22,1%). In continuità con quanto avvenuto negli anni precedenti, la Regione si conferma fortemente deficitaria, con un import dalle altre regioni pari a circa 7,7 TWh.

Puglia

Nell'anno 2017 la domanda complessiva di energia elettrica nella Regione Puglia è stata di circa 18,8 TWh, in lieve calo rispetto all'anno precedente (-0,4%). Anche per l'anno 2017 i consumi di energia sono attribuibili principalmente al settore industriale (43%), seguito dal settore terziario (28%), dal settore domestico (24%), dal settore agricolo (3%) e dalla trazione ferroviaria (1%).

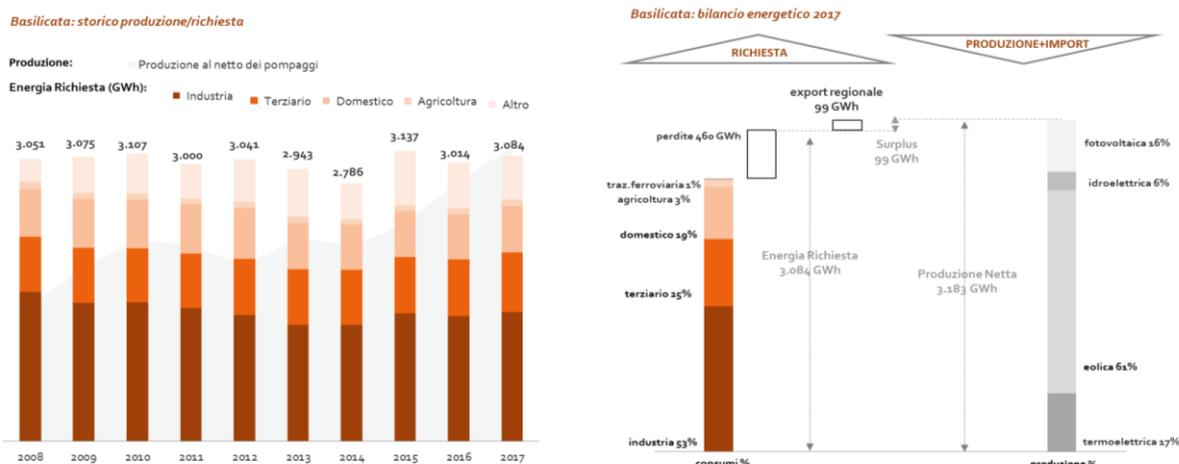


La produzione regionale è in calo rispetto all'anno precedente (-6,4%) ed in particolare si evidenzia la diminuzione del contributo degli impianti termoelettrici (-10,4%) e l'aumento della produzione fotovoltaica (+9,3%) ed eolica (+3,8%). Il parco produttivo regionale permette di coprire l'intero fabbisogno, consentendo alla Regione di esportare alle altre regioni e all'estero una quota pari a circa 12,8 TWh.

Basilicata

Nel 2017 la Regione Basilicata ha registrato una richiesta totale di energia elettrica pari a circa 3 TWh in aumento del 2,3% rispetto all'anno precedente.

Il contributo principale alla domanda è stato fornito dal comparto industriale (53%), seguito dal terziario (25%), dal domestico (19%), dal settore agricolo (3%) e dalla trazione ferroviaria (1%).



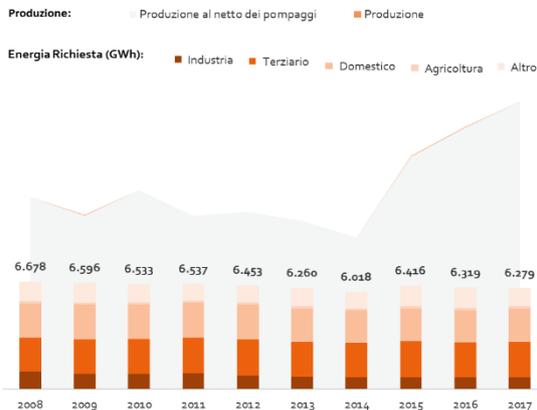
La produzione regionale, prevalentemente rinnovabile, registra un aumento del 13,5% rispetto al 2016 e porta la Regione ad essere per la prima volta esportatrice verso le regioni confinanti; si evidenziano in particolare la crescita dei contributi da impianti eolici (+25%) e fotovoltaici (+13,2) ed il calo della produzione idroelettrica (-32,9%).

Calabria

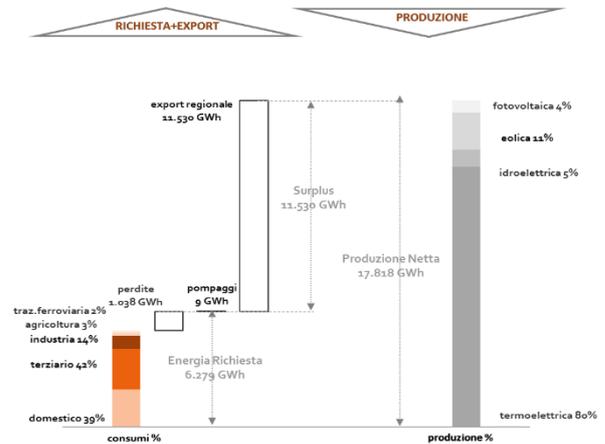
La richiesta complessiva di energia elettrica nella Regione Calabria nel 2017 è stata di circa 6,3 TWh, in linea con l'anno precedente (-0,6%).

La ripartizione percentuale dei consumi di energia vede il settore terziario (42%), domestico (39%) e industriale (14%) impegnare le quote più significative, seguiti dal settore agricolo (3%) e dalla trazione ferroviaria (2%).

Calabria: storico produzione/richiesta



Calabria: bilancio energetico 2017



La produzione regionale, che registra un aumento rispetto al 2016 (+9,7%), è caratterizzata dal notevole contributo degli impianti termoelettrici, in crescita del 14,5% rispetto all'anno precedente; si registrano inoltre il calo della generazione idroelettrica (-14,3%) ed eolica (-5,8%) e l'aumento del contributo da impianti fotovoltaici (+9%).

L'energia prodotta, di molto superiore al fabbisogno regionale, consente alla Regione un'esportazione di energia di circa 11,5 TWh verso delle regioni limitrofe.

5.2.2. Schede Interventi pianificati Area Sud

Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP ²⁸	Identificativo RIP
723 – P		339	
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2018		Campania/Sicilia/Sardegna	Centro-Sud/Sicilia/Sardegna
Descrizione intervento			
<p>Il progressivo piano di decarbonizzazione del sistema elettrico nazionale, così come previsto dalla proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC), pone importanti problematiche nella futura gestione della rete sarda, che attualmente si caratterizza proprio per la presenza di un parco termico obsoleto e di due centrali alimentate a carbone; si rendono pertanto necessari nuovi interventi per il funzionamento in sicurezza dell'Isola.</p> <p>La soluzione prospettata prevede un nuovo sviluppo della capacità di interconnessione dell'isola verso il Continente, che considerando la distribuzione del carico e la presenza di già due collegamenti in corrente continua al Nord dell'Isola, dovrà interessare l'area Sud della Sardegna. Considerando quindi le esigenze elettriche summenzionate e la fattibilità dell'opera la soluzione preferibile è quella di un futuro collegamento HVDC fra Sardegna (SE Villasor) e Sicilia (SE Ciminna).</p> <p>Tale collegamento comporterà la necessità di un incremento della capacità di scambio fra l'area Centro-Sud e la zona Sicilia, che sarà realizzata tramite un collegamento HVDC; l'effettivo punto di connessione al Continente è subordinato a verifiche tecnico-ambientali.</p> <p>Il futuro collegamento HVDC tra Continente, Sicilia e Sardegna, consentirà, quindi, un incremento della capacità di scambio fra le zone insulari e il Continente a fronte di una sostanziale variazione della capacità di generazione prevista: incremento della capacità rinnovabile e phase-out del carbone.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri ²⁹	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	882	50	39
Dismissione	-	-	-
Dismissione e Realizzazione	-	-	-

²⁸ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

²⁹ Nell'eventualità di strumenti normativi straordinari di accelerazione dell'iter autorizzativo, la data può subire anticipazioni – nota valida per tutte le schede

Avanzamento opere principali								
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)		
	PdS '19	PdS '18						
SE HVDC Continente	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
SE HVDC Sicilia	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
SE HVDC Sardegna	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
Collegamento Continente-Sicilia	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
Collegamento Sicilia-Sardegna	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
SE 380 kV Villasor	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
SE 380 kV Continente	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
Sintesi Analisi Costi Benefici ³⁰								
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	
o M€ / 2.600 M€ ³¹ (in corso studi di prefattibilità)	IUS	0,9	IUS	1,3	IUS	0,9	IUS	1,3
	VAN	-268 M€	VAN	810 M€	VAN	-268 M€	VAN	893 M€

³⁰ Si evidenzia come nella sensitivity sullo scenario ST 2030 in assenza di impianti a carbone in Sardegna, le sole analisi di mercato rendono l'intervento profittevole (IUS maggiore di 1).

³¹ La stima del CAPEX potrebbe subire variazioni a causa di attività specifiche che potrebbero rendersi necessarie in relazione all'esito della survey marina.

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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - 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 rinnovabil	1		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	145		
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	<1		
B6	0		
B7	220		
B13	0		
B16	0		
B18	6		
B19	8		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	1000	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	23		
B2a - Riduzione Perdite	0		
B3a- Riduzione ENF	8		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	<1		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	118		
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1	23		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	195		
B13	0		
B16	0		
B18	1		
B19	2		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	1000	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Sintesi Sensitivity Analisi Costi Benefici ³²							
Investimento sostenuto/stimato o M€ / 2.600 M€ (in corso studi di prefattibilità)	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario PNEC 2025, 2030				Scenario PNEC 2025, 2030		
	IUS	2,1			IUS	2,1	
	VAN	2.927 M€			VAN	2.927 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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
l5 - Overgeneration [MWh]		0	l13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Sustainable Transition							
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
l5 - Overgeneration [MWh]		0	l13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Distributed Generation							
Monetari Val. [M€]							
B1		0					
B2a		0					
B3a		0					
B4		0					
B5b		<1					
B6		0					
B7		220					
B13		0					
B16		0					
B18		6					
B19		8					
Altri Val.				Val.			
l21 [MW]		0	l8 [k ton]		0		
l5 [MWh]		0	l13		0		
2030 - Sustainable Transition							
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
l5 - Overgeneration [MWh]		0	l13 - Variazione resilienza		0		
2030 - Distributed Generation							
Monetari Val. [M€]							
B1		39					
B2a		0					
B3a		86					
B4		0					
B5b		3					
B6		0					
B7		254					
B13		0					
B16		0					
B18		1					
B19		1					
Altri Val.				Val.			
l21 [MW]		0	l8 [k ton]		0		
l5 [MWh]		0	l13		0		

³² L'analisi di sensitivity è coerente con gli scenari elaborati da Terna sulla base delle assunzioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNEC).

Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
501-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2003	Tab.1	Calabria, Sicilia	Sud/Sicilia
Descrizione intervento			
<p>Al fine di rendere possibile un incremento della capacità di trasporto fra la Sicilia ed il Continente sarà potenziata l'interconnessione a 380 kV tra le stazioni elettriche di Rizziconi (RC) e Sorgente (ME), mediante la realizzazione (parte in soluzione aerea e parte in cavo marino e terrestre) di una linea in doppia terna 380 kV. Il nuovo collegamento e gli interventi ad esso correlati garantiranno una maggiore sicurezza della connessione della rete elettrica siciliana a quella peninsulare, favorendo gli scambi di energia con evidenti benefici in termini di riduzione dei vincoli per gli operatori del mercato elettrico e di maggiore concorrenza.</p> <p>La realizzazione del collegamento è particolarmente importante poiché favorirà anche la connessione alla rete siciliana di un maggior numero di impianti da fonte rinnovabile.</p> <p>Sfruttando le opportunità offerte dal nuovo collegamento, entrambe le linee del nuovo elettrodotto saranno raccordate all'esistente stazione di Scilla (RC) e ad una nuova stazione elettrica da realizzare in località Villafranca T. (ME). Presso tali stazioni estreme saranno pertanto approntati i necessari adeguamenti.</p> <p>In correlazione a tale intervento, è in programma un piano di razionalizzazione ed ammodernamento della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di Scilla finalizzata ad alimentare in sicurezza le utenze elettriche locali ed al contempo ridurre significativamente l'impatto sul territorio degli impianti di rete in AT nell'area di Reggio Calabria. In particolare si ricostruirà la linea 150 kV "Scilla – Villa S. Giovanni – Gallico – Reggio Condera" in modo da migliorare la capacità di trasporto, con interrimento dell'ultimo tratto in cavo; si provvederà ad ammazettare la linea d.t. 150 kV "Scilla – Reggio Ind.le" su unica palificata, demolendo il tratto di linea d.t. 150 kV in e – e alla CP di Reggio Condera, la quale sarà collegata mediante un nuovo tratto in cavo 150 kV alla CP di Gebbione; inoltre, è previsto un nuovo raccordo a 150 kV tra la CP S. Procopio e la linea " Scilla– Palmi S.". Infine, presso la SE di Scilla sarà adeguata la sezione a 150 kV ed installati due nuovi ATR 380/150 kV, che consentiranno di alimentare direttamente dal sistema a 380 kV la rete di distribuzione a 150 kV del sud della Calabria, migliorandone in gran parte la qualità del servizio. Nella stazione è prevista inoltre l'installazione, in derivazione al nuovo collegamento, di opportune reattanze di compensazione per garantire il rifasamento delle tratte in cavo.</p> <p>In correlazione a tali opere è previsto un piano di razionalizzazione della rete AT che alimenta l'area di Messina, che consentirà di migliorare la qualità del servizio e, conseguentemente, permetterà la dismissione di un considerevole numero di linee aeree a 150 kV verso Sorgente, con evidenti benefici ambientali. Propedeuticamente a ciò è prevista la realizzazione di nuovi collegamenti a 150 kV: "SE Villafranca – CP Villafranca", "CP Messina R. – CP S. Cosimo" (sfruttando per tratti estesi infrastrutture esistenti), "CP Contesse – FS Contesse", "Contesse FS-San Cosimo", raccordo "Roccalumera – CP Contesse", FS Villafranca in e-e "CP Pace del Mela – CP Villafarana".</p> <p>Con l'obiettivo di migliorare l'affidabilità del futuro collegamento "Sorgente – Rizziconi", sono previste attività di adeguamento delle sezioni 380 kV di Sorgente e Rizziconi.</p> <p>Al fine di migliorare l'affidabilità e ridurre i possibili vincoli di esercizio del collegamento esistente "Sorgente – Rizziconi", sono previste attività di adeguamento tramite l'installazione, presso le stazioni 380 kV di Bolano e Paradiso, di un sistema di automazione innovativo, con funzioni di comando, controllo e monitoraggio, che consente lo scambio automatico dei cavi di fase in caso di anomalia senza comportare l'interruzione del servizio. Sono inoltre previsti interventi volti alla risoluzione delle interferenze esistenti dell'attuale elettrodotto 380 kV "Sorgente – Rizziconi": tali interventi consentiranno la rimozione delle limitazioni esistenti.</p> <p>Infine, a conclusione delle opere previste sulla rete 380 kV Calabrese, al fine di migliorare le condizioni di affidabilità e sicurezza della rete primaria che alimenta il Sud e la Sicilia, sarà verificata la possibilità di realizzare dispositivi di by-pass di alcune delle linee in ingresso alla stazione di Rizziconi. L'intervento, per la rilevanza strategica che riveste, ha beneficiato del sostegno finanziario dell'Unione Europea nell'ambito del programma European Energy Program for Recovery (EEPR). Tale contributo è stato deliberato con Regolamento (CE) n. 663/2009 riguardante gli interconnettori del gas e dell'elettricità, e con conseguente Decisione della Commissione Europea C (2010)4543 del 7.7.2010 e successive modifiche.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		2025	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	8		4
Dismissione	35	29	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				
SE 380/150 kV Scilla	Compl.	Compl.	20/02/2007 (EL-076)	2013	Dicembre 2014	In data 20/02/2009 è stato emanato dal MiSE il decreto n.239/EL – 76/82/2009, relativo alla costruzione e all'esercizio dei tratti 380 kV in cavo e SE di Scilla e Villafranca non oggetto di VIA.
Nuova SE 380/150 kV Villafranca	Compl.	Compl.		2009	Maggio 2016	
El. 380 kV "Villafranca - Scilla"	Compl.	Compl.		2010	Dicembre 2014	
El. 380 kV "Sorgente - Villafranca"	Compl.	Compl.		2011	Maggio 2016	In data 08/07/2010 è stato emanato dal MiSE il decreto n.239/EL – 76/113/2010, relativo alla costruzione e all'esercizio dei tratti aerei 380 kV.
El. 380 kV "Scilla-Rizziconi"	Compl.	Compl.		2011	Ottobre 2014	
SE 380 kV Sorgente	Compl.	Compl.		2013	Aprile 2015	
SE 380 kV Rizziconi	Compl.	Compl.		2014	Settembre 2015	
SE 380 kV Bolano e Paradiso	Compl.	Compl.	2013	2013	Ottobre 2015	
Cavo 150 kV "SE Villafranca-CP Villafr."	Compl.	Fase 5	04/12/2014	2017	Novembre 2017	In data 13/03/2017 è stato emanato dalal regione Siciliana il decreto autorizzativo secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
Nuovo cavo 150 kV "CP Gebbione – CP Reggio Ind."	Compl.	Compl.	2007	2010	Luglio 2011	
Stato avanzamento altre opere						
E' in programma un ampio piano di razionalizzazione ed ammodernamento della rete a 150 kV nelle provincie di Reggio Calabria e Messina al fine di alimentare in sicurezza le utenze elettriche locali ed al contempo ridurre significativamente l'impatto sul territorio degli impianti di rete in AT esistenti.						
Razionalizzazione Rete AT RC						
Si ricostruirà la linea 150 kV "Scilla – Villa S. Giovanni – Gallico – Reggio Condera" in modo da migliorare la capacità di trasporto, con interrimento dell'ultimo tratto in cavo; si provvederà ad ammazettare la linea d.t. 150 kV "Scilla – Reggio Ind.le" su unica palificata, demolendo il tratto di linea d.t. 150 kV in e – e alla CP di Reggio Condera, la quale sarà collegata mediante due nuovi tratti in cavo 150 kV verso le CP di Gebbione e di Reggio Ind.le; inoltre, è previsto un nuovo raccordo a 150 kV tra la CP S. Procopio e la linea "Scilla – Palmi S.". Infine, presso la SE di Scilla sarà adeguata la sezione a 150 kV ed installati due nuovi ATR 380/150 kV, che consentiranno di alimentare direttamente dal sistema a 380 kV la rete di distribuzione a 150 kV del sud della Calabria, migliorandone in gran parte la qualità del servizio.						
Razionalizzazione Rete AT ME						
E' prevista la realizzazione di nuovi collegamenti a 150 kV: "SE Villafranca – CP Villafranca", "CP Messina R. – CP S. Cosimo" (sfruttando per tratti estesi infrastrutture esistenti), "CP Contesse – FS Contesse", FS Villafranca in e-e a "CP Pace del Mela – CP Villafranca". Ciò consentirà il miglioramento della qualità del servizio e la dismissione di un considerevole numero di linee aeree a 150 kV verso Sorgente, con evidenti benefici ambientali.						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo raccordo 150 kV "Messina riviera - CP Villafranca"	Compl.	Fase 5	13/09/2016 (RS-005)	Novembre 2017	15/03/2018	Procedimento autorizzativo in Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
Riassetto rete AT Messina "S.Cosimo - Contesse FS - Contesse", raccordo "Roccalumera – CP Contesse", "S. Cosimo - Messina Riviera", "Villafranca, Pace del Mela" e dismissioni associate	Fase 3	Fase 3	13/05/2016 (RS-004)	2024	2027	Procedimento autorizzativo in Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140. La nuova programmazione temporale tiene conto della necessaria verifica di compatibilità del progetto con i nuovi Piani Paesistici.
Raccordo 150 kV "S. Procopio – Palmi Sud"	Fase 3	Fase 3	17/05/2017 (EL-369)	2021	2025	In data 20/06/2018 è stato emanato il Decreto di Compatibilità Ambientale.
Rimozione limitazioni 380 kV "Sorgente-Paradiso"	Fase 2	Fase 1	2020	2022	2023	
Sintesi ³³						
Investimento sostenuto/stimato: 784M€ / 836 M€						

³³ 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 (dec. VIA DSA-DEC2009-0000943 del 29/07/2009), quindi non soggette ad Analisi Costi Benefici.

Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
502-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2003		Tab.1		Campania, Puglia		Sud/Centro Sud
Descrizione intervento						
A causa della limitata capacità di trasporto della rete 380 kV le centrali nel territorio al confine tra le Regioni Puglia e Molise non partecipano pienamente a soddisfare il fabbisogno energetico delle aree limitrofe. In previsione dell'entrata in servizio delle nuove iniziative di produzione di energia elettrica in Puglia e Molise, si renderà necessario aumentare la capacità di trasporto dell'elettrodotto a 380 kV in oggetto, che risulta molto limitata rispetto alle previsioni future. Pertanto, al fine di potenziarne la capacità di trasporto, l'elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento II" sarà ricostruito con conduttori di portata maggiore. Tale ricostruzione consentirà di avviare un programma di razionalizzazione della locale rete AT in accesso alla stazione di Benevento II, per il quale sono previste soluzioni che, ottimizzando l'incremento della capacità di trasporto, riducono l'onerosità delle attività di razionalizzazione sulla rete AT anche mediante il ricorso ad una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in e-e al futuro elettrodotto 380 kV "Foggia - Benevento" e opportunamente raccordata alla rete AT locale.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Altri interventi che impattano sulla capacità di scambio tra le zone Sud-Centro Sud sono l'elettrodotto 380 kV Foggia-Villanova (402-P) e Deliceto-Bisaccia (505-P).						
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		13				
Dismissione		31				
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
El. 380 kV "Foggia – Benevento II" – assetto provvisorio	Compl.	Compl.	01/02/2007 (EL-077)	2011	30/06/2014	In data 21 giugno 2011 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo (n.239/EL-77/146/2011) relativo alla costruzione ed all'esercizio dell'elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II.
El. 380 kV "Foggia – Benevento" – assetto definitivo	Compl.	Fase 3		2014	03/11/2018	
Raccordi 150 kV alla SE 380/150 kV di Benevento III	Compl.	Fase 3	04/09/2012 20/09/2016 (EL-290)	23/06/2017	20/09/2018	Integrato e trasmesso al MiSE l'intero tracciato dei raccordi a 150 kV. Nuovo procedimento avviato dal MiSE in data 20/09/2016. A giugno 2017 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Installazione PST SE Foggia	Compl.	Compl.	17/05/2010 (EL-205)	2010	luglio 2012	In data 05/04/2011 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo
Cavo 150 kV "Benevento Nord - Benevento FS"	Compl.	Compl.	01/02/2007 (EL-077)	Settembre 2013	25/06/2014	A giugno 2011 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Elettrodotti in cavo 150kV 'Benevento Nord – Benevento II' e 'Benevento Nord – Avellino'	Compl.	Compl.	01/02/2007 (EL-077)	2014	febbraio 2016	

Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
SE 380/150 kV Benevento III	Compl.	Fase 5	04/09/2012 20/09/2016 (EL-290)	2014	20/09/2018	In data 07/06/2013 la Regione Campania ha emanato il Decreto Dirigenziale n. 256 ai sensi del Dlgs 387/2003. In data 12/12/2014 è stato volturato a Terna il titolo autorizzativo (Decreto Dirigenziale n. 1259).
Razionalizzazione associata	Fase 5	Fase 5		2018	2019	Sono in corso le attività di dismissione delle opere accessorie, il cui completamento è previsto nel corso del 2019.
Sintesi ³⁴						
Investimento sostenuto/stimato: 143 M€ / 143 M€						

³⁴ Le attività in corso si riferiscono ad opere di completamento dell'opera principale già entrata in servizio, subordinate alla realizzazione della nuova SE 380/150 kV Benevento 3 e raccordi, opera funzionale alla connessione di impianti da fonti rinnovabili, quindi non soggette ad Analisi Costi Benefici.

Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
506-P						RGIP 2017
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2004				Campania		Centro Sud
Descrizione intervento						
<p>A seguito delle autorizzazioni di nuove centrali di produzione in Calabria, Puglia e Campania, è necessario potenziare la rete di trasmissione, per eliminare le limitazioni sulle produzioni attuali e future causate dalle congestioni e dai vincoli all'esercizio presenti nella rete ad altissima tensione in Campania. Si provvederà pertanto alla realizzazione del nuovo elettrodotto a 380 kV "Montecorvino – Avellino N. - Benevento II" e agli adeguamenti delle sezioni 380, 220 e 150 kV di Montecorvino e 380 kV di Benevento II funzionali alla costruzione ed esercizio del nuovo elettrodotto. L'opera risulta di particolare importanza in quanto consentirà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.</p> <p>In correlazione con il nuovo elettrodotto sopra citato, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV a nord di Avellino, da collegare alla futura linea a 380 kV "Montecorvino – Benevento II" e alla linea a 380 kV "Matera – Bisaccia – S. Sofia", previa rimozione delle limitazioni della capacità di trasporto. Inoltre, saranno realizzati dei raccordi alla rete locale a 150 kV, grazie ai quali sarà assicurata una maggiore continuità del servizio nell'area di Avellino, garantendo anche in futuro un'alimentazione affidabile del carico elettrico previsto in aumento. L'intervento consentirà di operare un ampio riassetto della rete a 150 kV nell'area compresa tra le stazioni di Montecorvino e Benevento II, riducendo l'impatto ambientale e territoriale delle infrastrutture di trasmissione in programma, con evidenti benefici ambientali. La suddetta nuova stazione svolgerà anche funzione di smistamento sulla rete 380 kV della Campania dei flussi di potenza provenienti dai poli produttivi siti in Puglia e in Calabria, con conseguente miglioramento della sicurezza e della flessibilità di esercizio e dei profili di tensione del sistema di trasmissione primario. Inoltre, con la realizzazione delle suddette attività, si favorirà la produzione degli impianti da fonte rinnovabile dell'area.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		78		24		5
Dismissione		54		34		1
Dismissione e Realizzazione		71		21		2
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
SE 380/150 kV di Avellino N. e raccordi	Compl.	Compl.	26/06/2008 (EL-129)	dicembre 2010	dicembre 2014	
Nuovo el. 380 kV "Montecorvino – Avellino N"	Fase 2	Fase 3	09/06/2010 (EL-209)	2024/2025	Lungo termine	Sarà presentata nel corso del 2020 una nuova soluzione progettuale, contenente ottimizzazioni progettuali e proposte di mitigazione ambientale dell'opera, volte a minimizzare l'interferenza e l'impatto del nuovo elettrodotto con il territorio del Parco regionale dei Monti Picentini.
Nuovo el. 380 kV "Avellino N – Benevento II"	Fase 2	Fase 2	2023/2024	2028	Lungo termine	
Cavo 150 kV "CP Avellino – CP Solofra"	Fase 2	Fase 1	2020	2024/2025	2028	

Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione rete AT tra le SE Montecorvino e Benevento II	Fase 1	Fase 1	2024/2025	2028	Lungo termine	
Sintesi Analisi Costi Benefici ³⁵						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici totali di sistema		
78 M€ / 212 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS		4,3 - 2,3
				VAN		819 M€ - 329 M€

³⁵ 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 Foggia – Villanova			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP ³⁶	Identificativo RIP
402-P		127	
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2005: Villanova-Gissi 2007: Gissi-Larino-Foggia		Abruzzo, Molise, Puglia	Sud/Centro Sud
Descrizione intervento			
<p>L'esame dei futuri scenari di produzione nel Meridione evidenzia un aumento delle congestioni sulla porzione di rete AAT in uscita dal nodo di Foggia, con conseguenti rischi di limitazioni per gli impianti produttivi nell'area. La costruzione di nuovi impianti di generazione, di recente autorizzazione, rappresenta un ulteriore elemento di criticità della gestione del sistema elettrico.</p> <p>Al fine di superare tali limitazioni è in programma il raddoppio e la ricostruzione della dorsale medio adriatica, mediante realizzazione di una seconda direttrice in d.t. a 380 kV "Foggia – Villanova", per la quale saranno predisposti i necessari adeguamenti nella SE di Foggia e Villanova (PE). E' previsto inoltre il collegamento in entra – esce di una terna del suddetto elettrodotto alla stazione intermedia di Larino (CB), e dell'altra terna sulla stazione di connessione della nuova centrale di Gissi (CH).</p> <p>Con tale rinforzo di rete si ridurranno le congestioni in direzione Sud-Nord nonché a livello locale che limitano la produzione degli impianti da fonte rinnovabile.</p> <p>Con la realizzazione della nuova dorsale Adriatica 380 kV è prevista inoltre la delocalizzazione delle unità PST installate nel nodo di Villanova. In particolare, un'unità PST potrà essere installata nel nodo di Bisaccia già con il completamento del primo tratto della dorsale 380 kV compreso tra Gissi e Villanova.</p> <p>Al fine di garantire l'alimentazione in sicurezza del carico nell'area tra Pescara e Teramo, in anticipo rispetto agli interventi precedentemente illustrati, è necessario il potenziamento delle trasformazioni della stazione di Villanova.</p> <p>Pertanto, nella SE di Villanova sono in programma le opere di seguito descritte:</p> <ul style="list-style-type: none"> • separazione, secondo standard attuali, delle sezioni 132 kV e 150 kV ed installazione di un terzo ATR 380/132 kV per incrementare la sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete; • installazione di due nuovi ATR 380/150 kV da 250 MVA al posto delle attuali trasformazioni 220/150 kV; • riduzione dell'attuale sezione a 220 kV ad un semplice stallo con duplice funzione di secondario ATR 380/220 kV, di adeguata capacità e montante linea per la direttrice a 220 kV "Candia – Villanova". <p>In relazione al notevole aumento dell'impegno delle trasformazioni presenti attualmente nella stazione di Larino, è prevista l'installazione di un nuovo ATR 380/150 kV da 250 MVA. In tale contesto di sviluppo e di incremento della generazione da fonte rinnovabile prevista nell'area del Campobassano, sarà anche necessario ampliare l'attuale sezione AT predisponendola all'esercizio a tre sistemi separati e prevedendo la disponibilità di nuovi stalli linea per le future connessioni.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		2023/Lungo termine ³⁷	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Altri interventi che impattano sulla capacità di scambio tra le zone Sud-CSud sono l'elettrodotto 380 kV Foggia-Benevento (cod. PdS – 502-P) e Deliceto-Bisaccia (cod. PdS 505-P).			
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	144	9	
Dismissione	6		
Dismissione e Realizzazione			

³⁶ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

³⁷ La data di completamento "Lungo termine" si riferisce alle opere di razionalizzazione associate all'opera principale.

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 380 kV "Villanova – Gissi"	Compl.	Compl.	25/01/2010 (EL-195)	05/2014	gennaio 2016	In data 15/01/2013 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo nei confronti di Abruzzo Energia. In data 04/03/2013 è stato volturato a Terna il titolo autorizzativo.
SE 380 kV SE Villanova	Compl.	Compl.		Febbraio 2013	dicembre 2014	
Installazione PST SE Villanova	Compl.	Compl.	16/07/2010 (EL-211)	2011	novembre 2012	In data 05/08/2011 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Elettrodotto 380 kV "Foggia – Larino – Gissi"	Fase 3	Fase 3	25/07/2012 (EL-285)	2021	2023/2024	Si è conclusa l'istruttoria tecnica della Commissione VIA sul progetto. In attesa dell'emissione del decreto di compatibilità ambientale. Si attende l'emissione del Dec. VIA.
Scrocio e relative varianti dei tratti a 380 kV tra SE Villanova e SE Gissi	Fase 2	Fase 1	2019	2021	2023/2024	Attività propedeutiche da avviare nel corso del 2019, funzionali all'esercizio in doppia terna della futura direttrice a 380 kV.
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione delle esistenti reti 132 e 150 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2026	Lungo termine	
Sintesi Analisi Costi Benefici ³⁸						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici totali di sistema		
214 M€ / 397 M€				2025, 2030		
				IUS		3,2– 9
				VAN		976 M€ - 3.583 M€

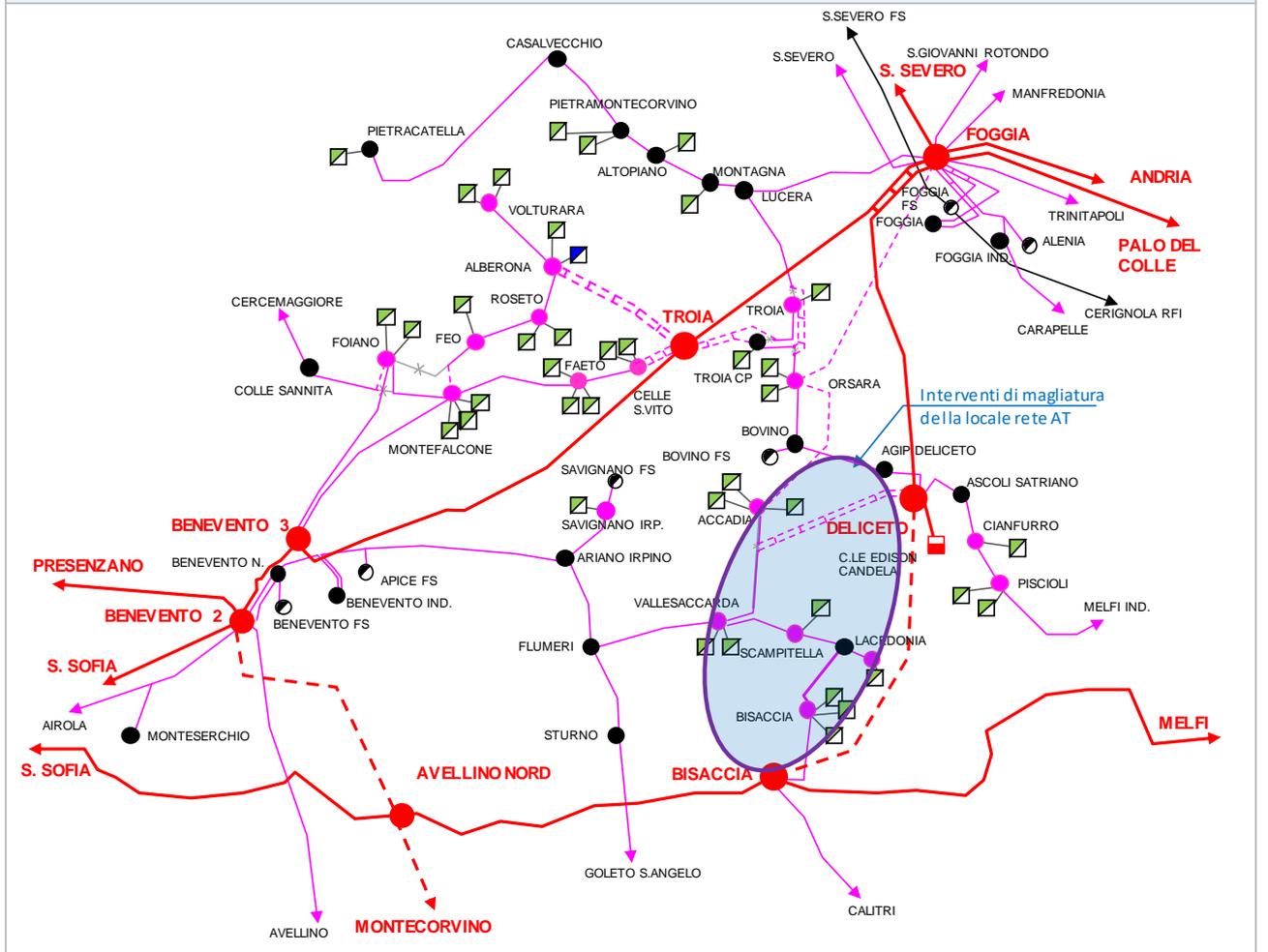
³⁸ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

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						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ³⁹		Identificativo RIP
505-P				127		
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2007		Tab.1		Campania, Puglia		Sud/Centro Sud
Descrizione intervento						
<p>È prevista la realizzazione dei raccordi a 150 kV alla stazione di Troia 380 kV, collegata in e – e alla linea 380 kV "Foggia – Benevento II", necessaria a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area della provincia di Foggia. La stazione sarà collegata alla rete 150 kV mediante nuovi raccordi agli impianti di Celle S. Vito, Roseto, CP Troia ed Eos 1 Troia.</p> <p>Al fine di aumentare la capacità di trasporto sulla sezione Sud-CentroSud e ridurre i condizionamenti alla produzione nell'area di Foggia, in aggiunta agli altri interventi previsti sulla rete AAT del Sud, è in programma la realizzazione di un nuovo elettrodotto 380 kV tra le SE 380/150 kV di Deliceto e Bisaccia. Con la realizzazione del nuovo elettrodotto a 380 kV, nella stazione di Bisaccia sarà inoltre possibile prevedere l'adeguamento delle trasformazioni e l'installazione di dispositivi PST, per il controllo dei flussi sulle linee "Matera – Bisaccia - S. Sofia" e "Bisaccia – Deliceto – Foggia", al fine di massimizzare l'utilizzo degli asset di trasmissione.</p> <p>Le suddette opere contribuiscono a ridurre le previste congestioni sulla rete 380 kV e 150 kV, "liberando" nuova capacità produttiva in Puglia e sul versante adriatico, compresa quella da fonte eolica prevista nell'area.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	77		22			
Dismissione	5					
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova SE 380/150 kV Bisaccia in e-e alla linea 380 kV "Matera – S. Sofia".	Compl.	Compl.	24/07/2006	2009	dicembre 2010	In data 03 ottobre 2011 si sono conclusi i lavori di realizzazione dei raccordi 150 kV della SE di Bisaccia all'elettrodotto "Bisaccia – Calitri".
Nuova SE 380/150 kV Deliceto in e-e alla linea a 380 kV "Foggia – Candela".	Compl.	Compl.	19/02/2005	2009	febbraio 2011	A maggio 2011 si sono conclusi i lavori di realizzazione dei raccordi 150 kV della SE Deliceto alla linea "Agip Deliceto – Ascoli Satriano".
Nuova SE 380/150 kV Troia in e-e alla linea a 380 kV "Foggia – Benevento II".	Compl.	Compl.	2007	2010	maggio 2011	In data 19/12/2008 è stato emanato il decreto autorizzativo.
Nuovo el. 380 kV "Deliceto - Bisaccia"	Fase 4	Fase 4	18/01/2012 (EL-267)	2019	2021	In data 06/08/2015 è stato emanato il Decreto VIA di compatibilità ambientale. In data 10/04/2017 è stato emanato il decreto autorizzativo.
PST SE Bisaccia	Fase 2	Fase 2	2019	2019	2020	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività.

³⁹ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

ATR 380/150 kV SE Bisaccia	Fase 2	Fase 2	2019	2019	2020	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di coordinare le attività previste all'interno della SE Bisaccia (ATR e PST). La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività.
Nuovo el. 150 kV "SE Troia - Celle San Vito"	Fase 3	Fase 3	03/12/2010 (EL-224)	2022	2024	Emesso parere positivo di compatibilità ambientale con prescrizioni nella seduta del 15/07/2016. In data 25/01/2018 è stato emanato il Decreto VIA.
Nuovo el. 150 kV "Troia – Alberona"	Fase 3	Fase 3	22/03/2011 (EL-233)	2024	2027	Sarà presentata nel corso del 2019 una nuova soluzione progettuale.
Nuovo el. 150 kV "SE Troia - SE Troia/Eos1 – Troia CP"	Fase 3	Fase 3	09/10/2012 (EL-291)	2022	2024	In data 25/01/2018 è stato emanato il Decreto VIA.

Schema rete



Sintesi Analisi Costi Benefici⁴⁰

Investimento sostenuto/stimato	Benefici totali di sistema	
	2025, 2030	
	106 M€ / 194 M€	IUS
VAN		731 M€ - 314 M€

⁴⁰ 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 nord Calabria			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP ⁴³	Identificativo RIP
509-P		127	
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2007	Tab.1	Basilicata, Calabria	Rossano/Sud
Descrizione intervento			
<p>Il sistema elettrico della Regione Calabria è caratterizzato da un basso livello di magliatura della rete di trasmissione AAT e da elevati transiti verso le aree di carico presenti in Basilicata e Campania, regioni fortemente deficitarie di energia. Particolarmente critica risulta la sezione di rete a nord della Calabria, dove è presente una sola stazione a 380 kV di collegamento tra le reti delle tre suddette regioni, in cui convergono i flussi di energia diretti verso le stazioni elettriche a 380 kV site in Campania. Al fine di incrementare lo scambio di energia verso nord, favorendo anche la produzione degli impianti da fonte rinnovabile dell'area è prevista la realizzazione del secondo collegamento in singola terna 380 kV in uscita da Altomonte fino a Laino, per il quale saranno in parte utilizzate infrastrutture già esistenti. Al fine di limitare l'impatto ambientale il collegamento sarà realizzato sfruttando un tronco dell'elettrodotto 380 kV "Laino – Rossano" (per il tratto afferente la stazione di Laino); il completamento, per circa 9 km, fino ad Altomonte consentirebbe inoltre di collegare il secondo tratto della linea "Laino – Rossano" alla terna, ancora non in servizio, già montata sui sostegni in doppia terna dell'elettrodotto esistente "Laino – Altomonte".</p> <p>A conclusione delle opere sopra descritte, tenuto conto dell'elevato numero di linee 380 kV attestate al nodo di Laino, al fine di migliorare le condizioni di affidabilità e sicurezza della rete primaria che alimenta il Sud e la Sicilia, sarà verificata la possibilità di realizzare dispositivi di by-pass di alcune delle linee in ingresso alla stazione, ovvero di adeguare opportunamente la sezione 380 kV con una configurazione che aumenti il grado di flessibilità di esercizio.</p> <p>In correlazione con l'intervento, è previsto un vasto piano di riassetto e razionalizzazione della rete 220 kV e 150 kV ricadente nel territorio del Parco del Pollino e nelle aree adiacenti Castrovillari, che, anche attraverso il declassamento a 150 kV delle esistenti linee 220 kV comprese tra le stazioni di Rotonda (PZ), Taranto/Brindisi e Feroletto (CZ), consentirà di ridurre notevolmente l'impatto ambientale delle infrastrutture di trasmissione presenti sul territorio. Tale piano di riassetto prevede anche la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area di Aliano (MT), da raccordare alla linea 380 kV "Matera – Laino" ed alla locale rete a 150 kV, finalizzata a rialimentare adeguatamente la porzione di rete in questione a fronte della prevista riduzione del numero di elettrodotti a 150 kV in uscita dalla stazione di Rotonda. La nuova stazione consentirà, inoltre, di ridurre l'impegno delle trasformazioni 380/150 kV e delle linee a 150 kV in uscita dalle esistenti stazioni di Taranto e Matera e contribuirà ad alimentare il carico e migliorare la qualità della tensione nell'area di Potenza.</p> <p>In correlazione al declassamento a 150 kV dell'impianto 220 kV di Rotonda, sono previste le seguenti attività:</p> <ul style="list-style-type: none"> - realizzazione di un nuovo cavo 150 kV "Laino - Rotonda"; - dismissione della sezione a 220 kV di Rotonda e adeguamento della sezione a 150 kV. - Transitoriamente presso la SE di Rotonda è prevista la messa in continuità degli elettrodotti 220 kV "Rotonda – Laino" e "Rotonda–Tuscianno–Montecorvino" al fine di realizzare un collegamento "Laino – Tuscianno - Montecorvino". - Contestualmente, laddove presenti, saranno rimossi gli elementi limitanti la piena capacità di trasporto. - In correlazione al declassamento a 150 kV della direttrice 220 kV "Rotonda – Pisticci – Taranto Nord - Brindisi", sono previste le seguenti attività: <ul style="list-style-type: none"> - declassamento della SE Pisticci 220 kV a 150 kV, previa installazione di una trasformazione 220/150 kV cui raccordare l'utenza Tecnoparco; una volta declassata a 150 kV sarà previsto un piano di razionalizzazione dei raccordi che, oltre alla SE Pisticci, potranno riguardare l'adiacente CP Pisticci e le linee afferenti; - dismissione della sezione a 220 kV di Taranto Nord e l'adeguamento della sezione a 150 kV, dove saranno attestate le linee, opportunamente declassate, "Taranto N. - Pisticci" e "Brindisi – Taranto N.". - In correlazione al citato declassamento a 150 kV della direttrice 220 kV "Rotonda – Mucone – Feroletto", sono inoltre previste le seguenti attività: <ul style="list-style-type: none"> - installazione presso la SE Feroletto del secondo ATR 380/150 kV e dismissione dell'attuale trasformazione 220/150 kV; - attività di razionalizzazione della rete a 150 kV afferente alla SE di Feroletto, tra cui in particolare l'interramento di un tratto della linea "CP Feroletto – Soveria Mannelli"; - attività presso gli impianti 220 kV di Mucone 1S, Mucone 2S e Terranova propedeutiche al declassamento a 150 kV. <p>Infine sarà valutato il necessario adeguamento della SE Tuscianno ai nuovi livelli di tensione, correlato a possibili dismissioni di linee 60 kV afferenti.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		2027	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	

⁴³ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

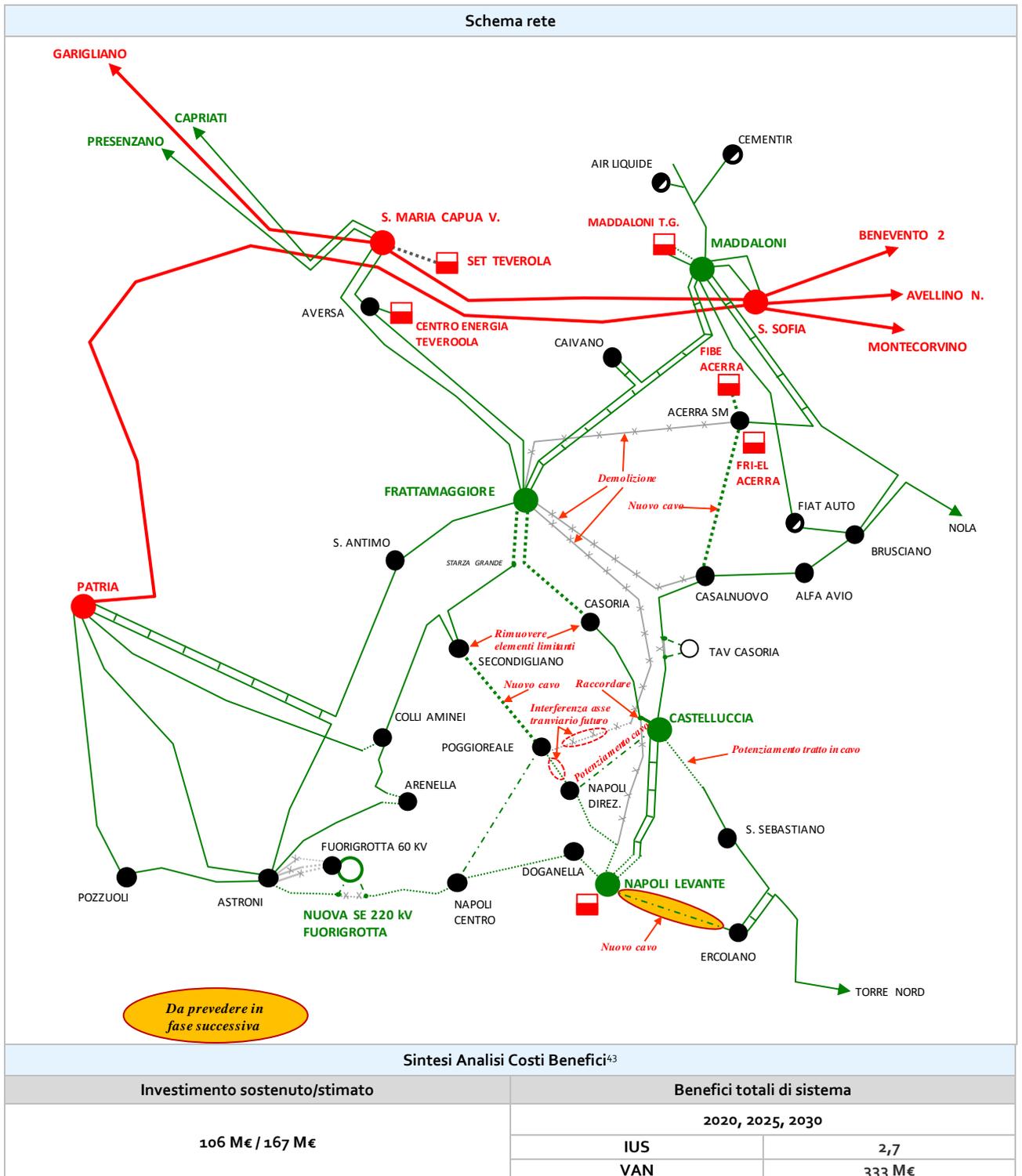
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	27		9			
Dismissione	80		48		2	
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova SE 380 kV di Aliano e relativi raccordi	Compl.	Compl.	2007	2011	settembre 2012	Nel corso del 2013 sono entrati in servizio i raccordi 150 kV della SE 380 kV di Aliano alla linea 150 kV "Pisticci-Senise".
Elettrodotto 380 kV Feroletto-Maida	Compl.	Compl.	23/04/2009 (EL-156)	2012	novembre 2013	In data 23/05/2012 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Declassamento a 150 kV della direttrice "Rotonda – Pisticci – Taranto N. – Villa Castelli – Brindisi Pignicelle"	Compl.	Compl.	2012	2013	luglio 2014	
Nuovo el. In cavo 150 kV "Laino – Rotonda"	Compl.	Compl.	08/09/2011 (EL-256)	2014	07/08/2015	In data 13/11/2013 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Adeguamento 150 kV SE Rotonda	Fase 5	Fase 5	2012	luglio 2013	2019	Attività di completamento posticipata al 2019 per esigenze autorizzative della c.le di produzione Mercure.
Ottemperanza prescrizione 2 DEC VIA n. 3062 del 19/06/1998 relativo a elettrodotto in DT a 380 kV Laino - Rizziconi	Fase 3	Fase 3	13/06/2017 (EL-379)	2020	2023	In data 31/03/2015 il MATTM ha determinato l'ottemperanza.
Revisione prescrizione 1 del DEC VIA n. 3062 del 19/06/1998 relativo a elettrodotto in DT a 380 kV Laino - Rizziconi	Fase 3	Fase 3	2009 23/02/2017	2024	2027	Trasmessa il 23/02/2017 la nuova versione dello SIA per revisione prescrizione 1. Il nuovo documento integra "Laino - Altomonte 2", "Revisione prescrizione 1" e "Razionalizzazione - Castrovillari".
Razionalizzazione area di Castrovillari	Fase 3	Fase 3	15/09/2011 (EL-260)	2024	2027	Presentazione nuovo SIA integrato "Laino - Altomonte 2", "Revisione prescrizione 1" e "Razionalizzazione - Castrovillari"
Variante in cavo 150 kV "CP Feroletto – Soveria Mannelli".	Fase 2	Fase 2	02/09/2014 (EL-338)	2023	2025	
Elettrodotto 380 kV "Laino – Altomonte"	Fase 2	Fase 2	19/01/2010 (EL-190)	2024	2027	Trasmessa il 23/02/2017 la nuova versione dello SIA per revisione prescrizione 1. Il nuovo documento integra "Laino - Altomonte 2", "Revisione prescrizione 1" e "Razionalizzazione - Castrovillari".
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione delle esistenti reti AT ricadenti nell'area nel territorio del Parco del Pollino	Fase 3	Fase 3	13/06/2017 (EL-379) 23/02/2017	2020	2027	
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁴²						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici totali di sistema		
150 M€ / 186 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS		2,6 – 2,3
				VAN		364 M€ – 288 M€

⁴² 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 Arenella – Colli Aminei						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
537-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2018				Campania		Centro Sud
Descrizione intervento						
Il sistema elettrico nell'area della provincia di Napoli è caratterizzato da vetustà e scarsa affidabilità degli elementi di rete (in particolare cavi e linee aeree 220 kV) che determinano un livello elevato di indisponibilità annua e di rischio di energia non fornita agli utenti finali. Ad integrazione di quanto già in corso nell'ambito dell'intervento denominato "Riassetto rete a 220 kV città di Napoli" (codice 514-P) si prevede il potenziamento del collegamento 220 kV Arenella – Colli Aminei.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2026			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
514-P						
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	3		0		2	
Dismissione	2				1	
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Potenziamento el. 220 kV Arenella – Colli A.	Fase 1	Fase 1	2021	2026	Lungo termine	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla mancata approvazione del PdS 2018.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/9 M€						

Riassetto rete a 220 kV città di Napoli			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
514-P			RGIP 2017
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2008	Tab.1	Campania	Centro Sud
Descrizione intervento			
<p>Il sistema elettrico nell'area della provincia di Napoli è caratterizzato da vetustà e scarsa affidabilità degli elementi di rete (in particolare cavi e linee aeree 220 kV) che determinano un livello elevato di indisponibilità annua e di rischio di energia non fornita agli utenti finali. Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete nell'area di Napoli e di eliminare i vincoli di esercizio, anche in corrispondenza dei lavori di potenziamento della centrale di Napoli Levante, è stato pianificato un programma di attività di sviluppo, di seguito descritte nel dettaglio:</p> <ul style="list-style-type: none"> • realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Poggioreale e la CP Secondigliano; • realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Napoli Direzionale e la SE Napoli Levante; • ricostruzione del collegamento "Napoli Direzionale – Castelluccia", tenuto conto della ridotta portata, con nuovo collegamento di adeguata capacità di trasporto; • realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Casalnuovo e la CP Acerra; • demolizione di tratti estesi della linea "Casoria - Napoli Levante", previa attivazione del raccordo tra la stessa e la SE Castelluccia, in modo tale da ripristinare il collegamento "Castelluccia – Casoria". <p>A valle di tali opere, per i quali si impiegherà la soluzione in cavo interrato, sarà possibile procedere alla dismissione di alcuni elettrodotti aerei a 220 kV, con conseguenti benefici ambientali e sociali, in termini di minor occupazione del territorio.</p> <p>Al fine di migliorare la qualità del servizio di alimentazione del carico dei comuni Vesuviani è allo studio la fattibilità di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento in cavo tra la CP Ercolano e la SE Napoli Levante, mentre si provvederà nel breve termine a potenziare il tratto in cavo "Castelluccia – S. Sebastiano". Infine è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento in cavo tra la CP Poggioreale e la CP Napoli Centro di adeguata capacità di trasporto per migliorare la continuità di alimentazione dei carichi sottesi alla CP Napoli Centro; per perseguire il medesimo obiettivo, qualora il nuovo collegamento "CP Napoli Centro – CP Poggioreale" dovesse risultare poco conveniente dal punto di vista tecnico/realizzativo per la presumibile presenza di un numero elevato di sottoservizi o altri vincoli, non si esclude la possibilità di realizzare indifferentemente una soluzione alternativa che prevede un nuovo collegamento a 220 kV verso uno dei nodi della direttrice "Frattammaggiore – Astroni" (ad es. CP Arenella).</p> <p>In considerazione dello stato di vetustà ed affidabilità della rete 60 kV, è prevista una vasta attività di razionalizzazione/dismissione delle linee 60 kV in uscita dalla CP di Astroni verso l'aerea metropolitana che permetterà notevoli benefici riguardo la qualità della fornitura elettrica. Per migliorare il servizio di alimentazione dei carichi dell'area centrale della città di Napoli, è previsto un incremento della magliatura della porzione di rete, utilizzando infrastrutture esistenti in sinergia con e-distribuzione, mediante la realizzazione di nuovi raccordi a 220 kV alla CP Fuorigrotta, il cui riclassamento dovrà essere previsto a cura del Distributore. Tale nuova SE sarà racordata in entrata – esce al collegamento "Astroni – Napoli Centro" adeguatamente potenziato. In correlazione di tutto ciò sarà possibile dismettere vasti tratti di linee 60 kV, ormai inadeguati, con notevoli benefici socio-ambientali. In particolare, saranno dismessi tratti estesi di collegamenti 60 kV obsoleti compresi tra Frattammaggiore, Aversa, Giugliano, Astroni e tra le stazioni Doganella, Napoli Levante e Castelluccia.</p> <p>Per consentire una migliore regolazione della tensione ed assicurare adeguati livelli di qualità e sicurezza nell'esercizio della rete AAT nell'area urbana di Napoli, nonché per garantire il rifasamento delle tratte in cavo previste, sarà installata una reattanza di compensazione di taglia pari a 180 MVAR nell'esistente stazione 220 kV di Castelluccia. È inoltre prevista l'installazione di ulteriori dispositivi di compensazione del reattivo in prossimità dei nodi della medesima porzione di rete, in particolare sulla sezione 220 kV della SE di Patria. Infine per rimettere in servizio la linea a 150 kV "Fratta – Gricignano", attualmente disattivata, è necessario procedere all'interramento dell'intero collegamento.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	17		12
Dismissione	33		10
Dismissione e Realizzazione	16	1	8

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo el. 220 kV "Fratta - Starza Grande" del collegamento 220 kV in cavo "Fratta – Secondigliano".	Compl.	Compl.	07/10/2009 (EL-168)	2010	11/06/2011	In data 05/08/2010 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
El. 220 kV in cavo "Fratta - Casoria"	Compl.	Compl.		2010	03/05/2012	
Nuovo ATR 380/220 kV SE S. Maria C.V	Compl.	Compl.	2013	2013	Dicembre 2013	
Reattanza 180 MVAR SE 220 kV Castelluccia	Compl.	Compl.	2013	2013	Marzo 2014	
Nuovo el. 150 kV "Fratta-Gricignano"	Compl.	Compl.	01/09/2011 (EL-257)	2013	30/03/2015	In data 12/03/2013 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Nuovo el. 220 kV "Acerra – Casalnuovo"	Compl.	Compl.	14/07/2011 (EL-244)	2014	13/07/2015	In data 03/07/2013 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Nuovo el. 220 kV "Poggioreale – Secondigliano"	Compl.	Compl.		2014	26/01/2017	
Nuovo el. 220 kV "Napoli Dir. – Castelluccia"	Fase 4	Fase 4	12/05/2010 (EL-197)	2019	2020	In data 10/03/2014 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Nuovo el. 220 kV "Napoli Dir. - Napoli Levante"	Compl.	Fase 5		2017	13/12/2018	
Raccordi 220 kV CP Fuorigrotta	Fase 3	Fase 4	23/11/2012 (EL-288)	2019	2025	In data 02/11/2017 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo. Nel corso del 2019 sarà avviato il cantiere relativo alla realizzazione dei raccordi in cavo 220 kV. Nel corso del 2019/20 sarà avviata una procedura autorizzativa per una variante progettuale relativa ai raccordi alla riclassanda CP Fuorigrotta in coordinamento con le attività a cura di e-distribuzione. La nuova previsione della tempistica di completamento è correlata alla nuova soluzione progettuale in sinergia con il distributore locale.
Raccordo a SE 220 kV Castelluccia della linea 220 kV "Casoria – Napoli Levante"	Compl.	Fase 5	29/01/2015 (EL-342)	2017	11/03/2018	In data 15/09/2016 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Nuovo el. 220 kV "Napoli C. - Poggioreale"	Fase 3	Fase 2	2018 (EL-400)	2025	Lungo termine	
Reattanza 180 MVAR SE 220 kV Patria	Compl.	Compl.	2014	2014	Luglio 2016	
El. 220 kV "Castelluccia – S. Sebastiano"	Fase 3	Fase 3	30/03/2017 (EL-371)	2019	2022	

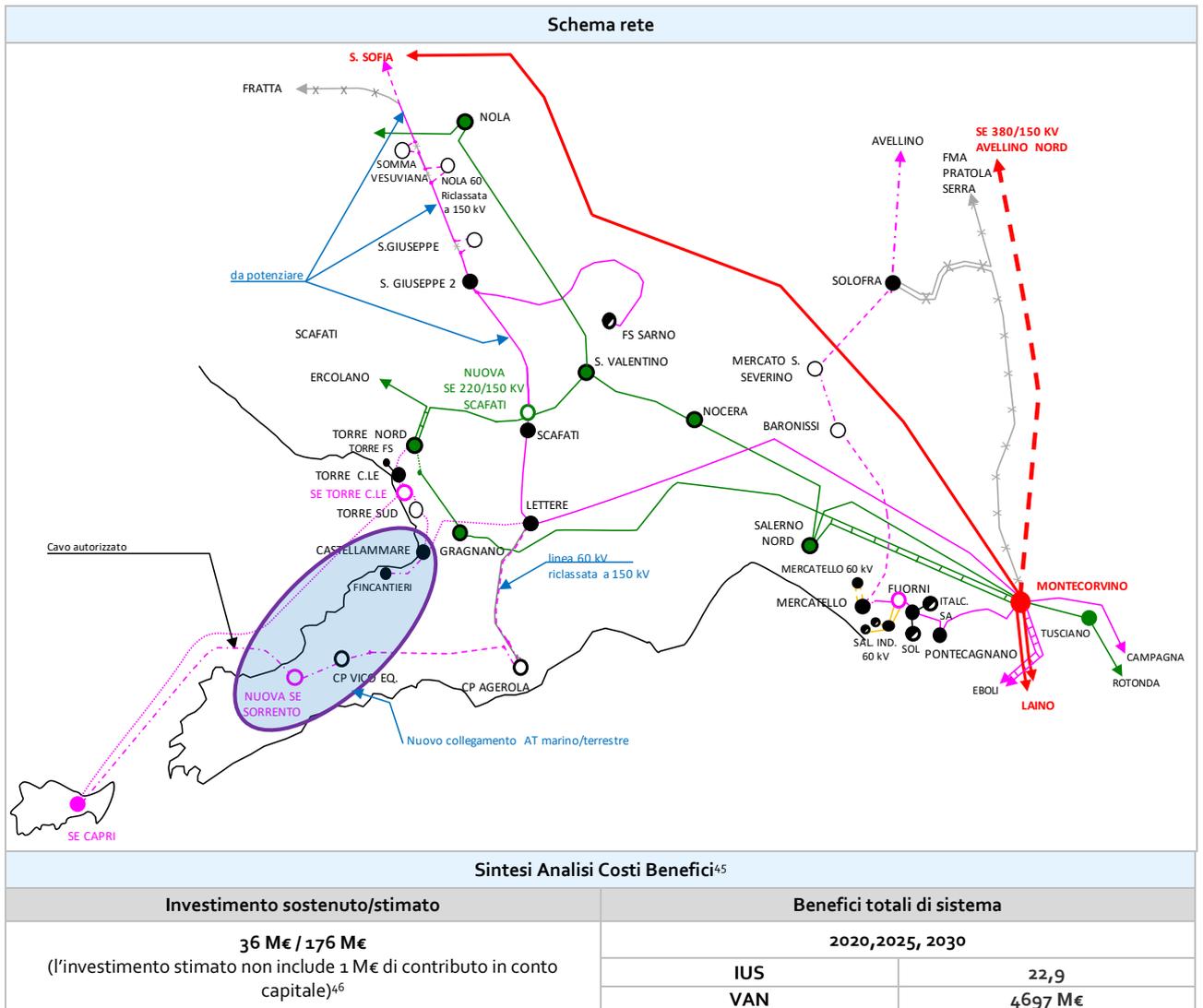


⁴³ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Riassetto rete AT penisola Sorrentina			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
504-P			RGIP 2017
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2010	Tab.1	Campania	Centro Sud
Descrizione intervento			
<p>L'area compresa tra le province di Napoli e Salerno è caratterizzata da una carenza di punti di immissione di energia elettrica dalla rete a 380 kV e da una elevatissima densità di carico. In particolare, la penisola Sorrentina è alimentata da una rete 60 kV vetusta e non in grado di garantire la copertura del fabbisogno crescente. Quest'assetto di rete non permette di gestire in sicurezza la rete locale, soprattutto durante il periodo estivo, in cui si verifica un notevole incremento del fabbisogno dell'area, determinando elevati rischi di energia non fornita e scarsi livelli di qualità del servizio elettrico.</p> <p>Si prevede, pertanto, la realizzazione di una nuova stazione RTN 220/150 kV che permetteranno l'alimentazione in sicurezza delle CP localizzate nell'Agro Nocerino Sarnese, nonché il rafforzamento della rete a 220 kV e 150 kV, che migliorerà l'alimentazione delle utenze presenti nella penisola Sorrentina. Il completamento dei raccordi 380, 220 e 150 kV permetterà di realizzare un vasto programma di razionalizzazione della rete elettrica nell'area.</p> <p>Saranno rimosse le limitazioni della capacità di trasporto della rete 220 kV compresa tra le province di Napoli e Salerno. All'impianto di Mercato S. Severino, opportunamente riclassato a 150 kV, sarà inoltre collegata la CP Solofra e saranno raccordati gli impianti di distribuzione di Baronissi e Mercatello, questi ultimi mediante un nuovo collegamento che sfrutta un elettrodotto già in parte realizzato in uscita dalla CP Mercatello.</p> <p>La suddetta SE RTN 220/150 kV sarà realizzata nei pressi dell'esistente CP Scafati, provvedendo al collegamento in entra – esce alla linea 220 kV S. Valentino – Torre N. La sezione 150 kV della suddetta stazione sarà raccordata in entra-esce alla linea 150 kV Scafati – S. Giuseppe 2 e alimenterà la locale rete 150 kV mediante ulteriori opportuni raccordi. Inoltre, sarà opportuno migliorare la magliatura della rete a 150 kV compresa tra le CP Torre Nord, Castellammare e Lettere, anche in considerazione dell'interconnessione dell'isola di Capri con il continente, attraverso la trasformazione dell'esistente nodo RTN a 150 kV di Torre Annunziata, in una Stazione in doppia sbarra collegata in e-e alla linea "CP Castellammare – CP Torre C.le", incrementando nel contempo l'affidabilità della medesima porzione di rete e dell'alimentazione dell'isola di Capri. Inoltre, è prevista l'installazione di opportuni dispositivi di compensazione del reattivo in prossimità dei nodi della medesima porzione di rete. È in programma la realizzazione di nuovi collegamenti a 150 kV tra le cabine primarie di Lettere, Agerola, Vico Eq., Sorrento e Castellammare da realizzare sfruttando in parte il riclassamento di infrastrutture esistenti. Dai futuri collegamenti a 150 kV, deriveranno nuovi punti di immissione dell'energia dalla rete AT. Risulta necessario, pertanto, il contestuale adeguamento delle CP Agerola, Vico Eq., Lettere e Castellammare, che dovrà avvenire a cura del Distributore. In anticipo rispetto alle attività di riclassamento a 150 kV dei suddetti collegamenti, si procederà con la rimozione delle limitazioni presenti su alcuni collegamenti a 60 kV esistenti che alimentano il carico della penisola sorrentina. Nel comune di Sorrento è in programma la realizzazione di una nuova stazione 150 kV RTN da collegare alla futura SE Capri. Alla suddetta nuova stazione saranno raccordate le CP Sorrento e Vico Eq. di E-distribuzione, opportunamente adeguate. In anticipo alle suddette attività, la CP di Sorrento attualmente collegata in antenna a 60 kV, sarà alimentata dalla CP Castellammare mediante un secondo collegamento in classe 150 kV, esercito a 60 kV.</p> <p>Al fine di fornire una terza via di alimentazione alla penisola Sorrentina si prevede inoltre la realizzazione di un cavo marino 150 kV tra la futura SE 150 kV di Sorrento e la CP di Castellammare (o da collegare ad una SE 150 kV da realizzare nei pressi della CP di Castellammare). Si valuterà in alternativa la possibilità di realizzare il succitato collegamento in cavo terrestre tra l'area di Castellammare e l'area di Sorrento (o CP Vico Equense). Saranno previsti interventi funzionali al superamento delle limitazioni di portata sulla direttrice 150 kV Montecorvino – Lettere – Scafati – S. Giuseppe 2 – Fratta e su quelle a 220 kV comprese tra le SE di Montecorvino e la CP Torre N. e S. Valentino. In particolare, su queste ultime, è previsto il superamento dei vincoli di trasporto esistenti sugli elettrodotti 220 kV Nocera – Salerno N. e Nocera – S. Valentino. Contestualmente dovranno essere opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 e 220 kV. In particolare, si è in attesa del parere di fattibilità preliminare, da parte di E-distribuzione, relativamente alla rimozione delle limitazioni presenti presso le CP 220 kV di Torre Nord e Bruscano.</p> <p>In correlazione alle suddette opere è previsto un ampio piano di razionalizzazione della rete AT, che consentirà di migliorare la qualità del servizio e, conseguentemente, consentirà la dismissione di un considerevole numero di linee aeree a 150 e 60 kV, con evidenti benefici ambientali. In particolare, per consentire una razionalizzazione della rete 60 kV in provincia di Salerno, è in corso di valutazione la fattibilità di raccordare la CP Salerno Ind. 60 kV alla vicina CP Fuorni, o in alternativa ad una nuova Stazione 150 kV adiacente.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie e per adeguamento a 150 kV.	

Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	84		35		9	
Dismissione	87		31		8	
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Collegamento in e – e della CP Sorrento	Compl.	Compl.	10/11/2010 (EL-222)	2013	Novembre 2015	In data 22/11/2012 è stato emanato il decreto autorizzativo dell'intervento di realizzazione di un tratto in cavo della linea 60 kV Castellammare – Sorrento cd. Vico Eq.
Nuova SE 220/150 kV di Scafati e raccordi	Fase 4	Fase 4	07/05/2012 (EL 280)	2019	2020	In data 02/05/2014 è stato emanato il decreto autorizzativo. La nuova previsione della tempistica di avvio attività e completamento è correlata ai tempi di approvvigionamento dei materiali.
Nuova SE 150 kV Sorrento	Fase 4	Fase 4	12/01/2012 (EL-269)	Gennaio 2019	2020	In data 10/06/2015 è stato emanato il decreto autorizzativo della SE Sorrento e del tratto "SE Capri – SE Sorrento". La nuova previsione della tempistica di completamento tiene conto della complessità delle attività realizzative nel contesto sociale in cui l'opera ricade.
Nuovo collegamento 150 kV "Sorrento – Vico Equense – Agerola – Lettere"	Fase 4	Fase 3	23/04/2013 (EL 307)	2019	2023	In data 01/06/2017 è stato emesso il Decreto VIA. In data 08/01/2019 è stato emanato il decreto autorizzativo.
Connessione CP Mercatello a esistente el. 150 kV "Lettere – Montecorvino"	Fase 5	Fase 3	22/03/2017 (EL 363)	15/10/2018	2019	In data 09/05/2018 è stato emanato il decreto autorizzativo della connessione della CP di Mercatello all'esistente elettrodotto 150 kV "Lettere-Montecorvino". La nuova previsione della tempistica di completamento tiene conto delle attività in corso a cura del distributore locale.
Interconnessione 150 kV CP Solofra-CP Mercato S. Severino-CP Baronissi	Fase 3	Fase 3	11/10/2017 (EL 388)	2021	2023	La nuova programmazione della tempistica di completamento tiene conto del mancato conseguimento del titolo autorizzativo.
Rimozione limitazioni el. 150 kV "Lettere – Scafati"	Compl.	Compl.	2012	2013	2013	
Rimozione limitazioni el. 220 kV "Nocera – Salerno N." e "Nocera – S. Valentino".	Compl.	Compl.	2013	2014	2014	
SE 150 kV Torre C.le e riassetto el. 150 kV	Fase 2	Fase 2	2019	2021	2023	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla necessità di programmare l'insieme degli interventi previsti nell'area.
Nuovo el. 150 kV tra area Castellammare e Sorrento/Vico eq.	Fase 2	Fase 1 ⁴⁴	2022	2027	Lungo termine	
Nuovo el. 150 kV tra CP Castellammare - Fincantieri	Fase 3	Fase 3	04/09/2017 (EL-387)	2019	2020	
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione della locale rete AT	Fase 2	Fase 2	2019	2023	Lungo termine	
Adeguamento a 150 kV delle CP Agerola, Vico Eq., Lettere e Castellammare	Fase 1	Fase 1			2023	Interventi a cura di E-distribuzione.
Rimozione limitazioni nelle CP 220 kV Salerno e S. Valentino	Fase 1	Fase 1			2018	Sono stati completati gli interventi a cura di E-Distribuzione.

⁴⁴ L'opera era ricompresa tra le opere in valutazione del PdS 2018 (cod. 504-S).



⁴⁵ 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.

⁴⁶ L'extra costo deriva dalla necessità di tenere conto delle esigenze territoriali. Considerando l'assenza di 1 M€ di contributo in conto capitale, gli indicatori economici sono IUS = 23 e VAN = 4698 M€.

Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
510-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2008		Campania, Puglia, Basilicata, Calabria	Sud
Descrizione intervento			
<p>Cluster 1 – Regione Campania: È in programma una nuova stazione nel comune di <i>Montesano sulla Marcellana</i>, da inserire sulla linea 220 kV Rotonda – Tusciano, finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi eolici nell'area del Cilento. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 220/150 kV, poi sarà raccordata alla linea 150 kV Lauria – Padula.</p>			
<p>Cluster 2 – Regione Puglia: È in programma una nuova stazione nel comune di <i>Manfredonia</i>, da inserire sulla linea 380 kV Foggia - Andria, finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi eolici e fotovoltaici locali. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, dopo sarà opportunamente raccordata alla rete AT locale. È in programma una nuova stazione nel comune di <i>Erchie</i>, da inserire sulla linea 380 kV Galatina – Taranto N., finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi eolici locali, presso la quale sarà possibile prevedere l'installazione di un banco di reattanze da 258 MVar al fine di consentire il controllo della tensione della rete. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, in seguito sarà opportunamente raccordata alla rete AT locale. È stata ultimata una nuova stazione nel comune di <i>Castellaneta</i>, inserita sulla linea 380 kV Matera – Taranto, finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi eolici nell'area delle Murgie. La nuova SE dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà raccordata alla linea 150 kV Palagianò – Gioia del Colle.</p>			
<p>Cluster 3 – Regione Basilicata: È in programma una nuova stazione RTN 380/150 kV nel comune di <i>Melfi</i> da inserire in entra - esce alla linea 380 kV "Matera - Bisaccia" finalizzata a raccogliere la produzione rinnovabile dell'area. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà in seguito opportunamente raccordata alla rete AT locale. È in programma una nuova stazione RTN 380/150 kV nel comune di <i>Garaguso</i> da inserire in entra - esce alla linea 380 kV "Matera - Laino" finalizzata a raccogliere la produzione rinnovabile dell'area. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà in seguito opportunamente raccordata alla rete AT locale.</p>			
<p>Cluster 4 – Regione Calabria: È in programma una nuova stazione nel comune di Belcastro, da inserire sulla linea 380 kV Magisano - Scandale, finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi eolici locali. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, successivamente sarà raccordata alla locale rete AT.</p>			
Infine, per consentire il rispetto degli standard di qualità del servizio anche in presenza di elevata generazione da fonte rinnovabile, potranno essere installati opportuni dispositivi di compensazione del reattivo nelle suddette stazioni elettriche.			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		2028	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	31	4	3
Dismissione	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 '19	PdS '18				
Nuova SE 380/150 kV Montesano	Fase 3	Fase 3	20/10/2015 (EL-351)	2022	2025	In data 14/07/2010 la Regione Campania ha emanato il decreto autorizzativo ai sensi del d.lgs. 387/03 della futura SE 380 kV di Montesano sulla Marcellana e dei relativi raccordi a 220 kV. In data 20/10/2015 è stato avviato il proc. MISE per i raccordi a 150 kV alla SE Montesano.
Nuova SE 380/150 kV Castellaneta	Compl.	Compl.	29/12/2006	2011	giugno 2012	In data 6/05/2010 la Regione Puglia ha emanato il decreto autorizzativo ai sensi del d.lgs. 387/03 della futura SE 380 kV di Castellaneta e dei relativi raccordi a 380 kV.
Raccordi a 150 kV in doppia terna dall'el. "CP Palagiano – CP Gioia del Colle" alla SE Castellaneta	Fase 3	Fase 3	08/09/2014 (EL-335)	2022	2025	
Nuova SE 380/150 kV Erchie	Compl.	Compl.	29/11/2006	2012	giugno 2013	In data 19/09/2011 la Regione Puglia ha emanato il decreto autorizzativo ai sensi del d.lgs. 387/03 della futura SE 380 kV di Erchie e dei relativi raccordi a 380 kV.
Nuova SE 380/150 kV Manfredonia	Compl.	Compl.	30/05/2007	2012	febbraio 2014	In data 02/03/2011 la Regione Puglia ha emanato il decreto autorizzativo ai sensi del d.lgs. 387/03 della futura SE 380 kV di Manfredonia e dei relativi raccordi a 380 kV.
Reattore Erchie	Compl.	Fase 5	2016	2016	07/08/2018	
Ampliamento della SE 380 kV di Brindisi Sud	Compl.	Compl.	08/02/2007	2010	settembre 2012	In data 27/01/2009 è stato emanato il decreto autorizzativo ai sensi del d.lgs. 387/03
Ampliamento della SE 380 kV di Galatina	Compl.	Compl.	19/12/2008	2011	luglio 2014	In data 29/04/2010 è stato emanato il decreto autorizzativo ai sensi del d.lgs. 387/03
Ampliamento della SE 380 kV di Foggia	Compl.	Compl.	07/05/2009	2011	febbraio 2014	In data 10/09/2010 è stato emanato il decreto autorizzativo ai sensi del d.lgs. 387/03
Raccordi a 150 kV alla nuova SE 380/150 kV Belcastro	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	In data 14/02/2008 è stato emanato il decreto autorizzativo ai sensi del d.lgs. 387/03 della SE 380/150 kV di Belcastro. La SE è stata autorizzata nuovamente in data 06/04/2011. I raccordi sono ricompresi all'interno dell'intervento "Elettrodotto 150 kV Catanzaro – Belcastro – Mesoraca – Calusia" (cod. 521-P).
Raccordi a 150 kV alla SE Melfi e relativo ampliamento a 150 kV con ATR 380/150 kV	Fase 3	Fase 3	06/12/2017 (EL-383)	2022	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: Cluster 1: <1 M€ / 5 M€ Cluster 2: 5 M€ / 14 M€ Cluster 3: <1 M€ / 1 M€ Cluster 4 ⁴⁷						

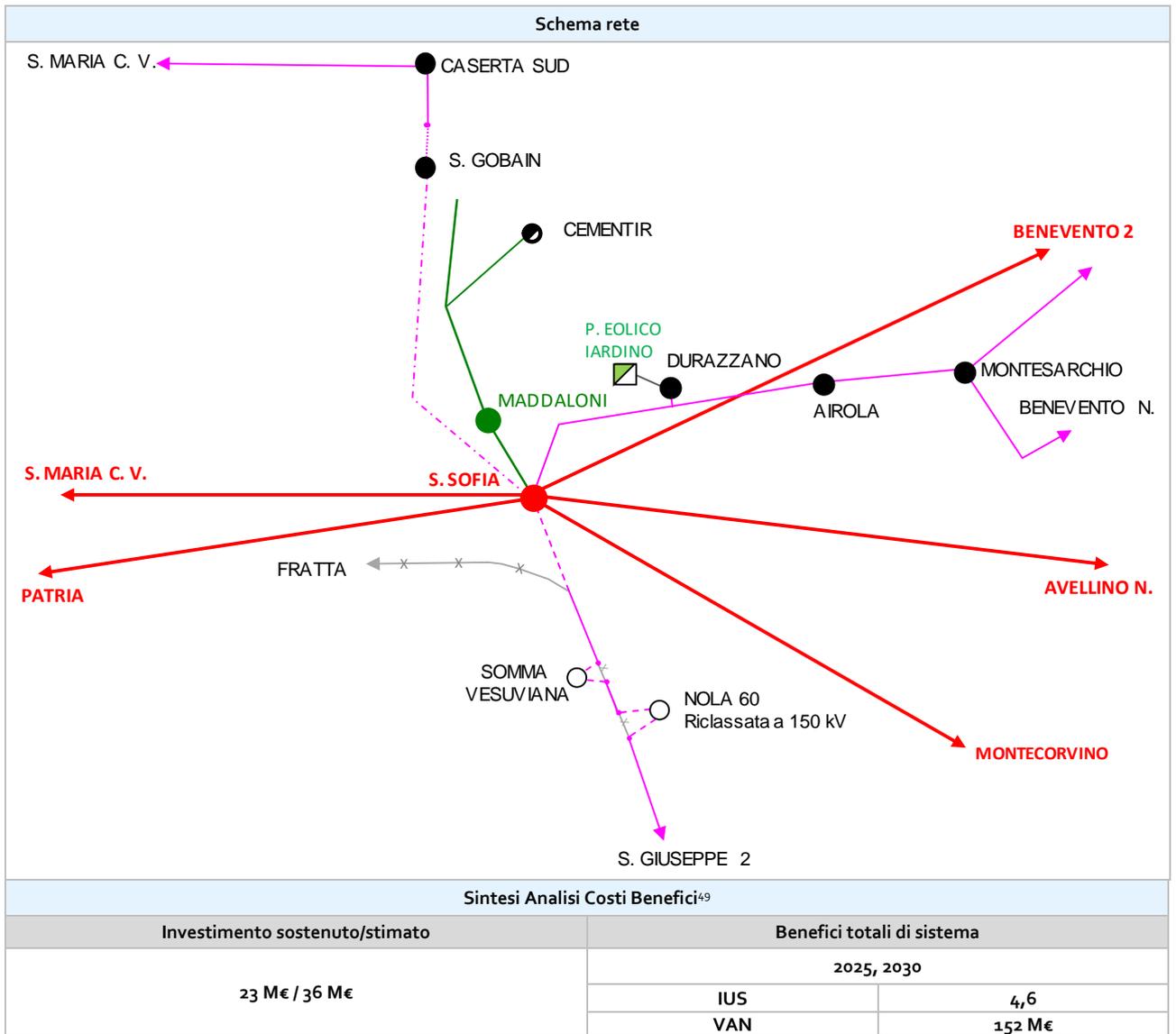
⁴⁷ Il costo dei raccordi è ricompreso all'interno dell'intervento "Elettrodotto 150 kV Catanzaro – Belcastro – Mesoraca – Calusia" (cod. 521-P).

Stazione 380 - 150 kV di Palo del Colle						
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP			
512-P						
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato			
2007		Puglia	Sud			
Descrizione intervento						
<p>La rete di trasmissione a 380 kV in Puglia è caratterizzata da un alto impegno dei trasformatori presenti nelle stazioni, in particolare nella provincia di Bari. Al fine di superare le suddette criticità, è prevista la realizzazione, presso la stazione a 380 kV di Palo del Colle (impianto di consegna della centrale Sorgenia Puglia SpA di Modugno, raccordato in entra – esce sulla linea a 380 kV Bari Ovest – Foggia), dello stadio di trasformazione 380/150 kV e di una sezione a 150 kV, da collegare alla locale rete AT. Al riguardo, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV in cavo verso la SE 150 kV di Bari Termica e di brevi raccordi a 150 kV in entra – esce alla linea RTN Bari Ind. 2 – Corato e alla linea Modugno – Bitonto. La stazione permetterà non solo di alimentare in sicurezza la rete a 150 kV, migliorando i profili di tensione e l'esercizio delle stazioni di trasformazione limitrofe, ma anche di superare gli attuali problemi di trasporto sulla rete in AT tra Brindisi e Bari delle ingenti potenze prodotte nell'area di Brindisi. In correlazione con gli interventi descritti e al fine di garantire i necessari livelli di sicurezza, flessibilità e affidabilità di esercizio, è previsto anche l'ampliamento ed il rifacimento della sezione a 150 kV della stazione RTN di Bari TE, che riveste una importante funzione di smistamento delle potenze sul carico cittadino. Inoltre, sarà prevista la ricostruzione della linea a 150 kV Corato – Bari TE, necessaria per garantire il funzionamento in condizioni di sicurezza della rete a 150 kV nell'area a nord di Bari in presenza della nuova stazione di trasformazione. Saranno, quindi, previsti interventi puntuali volti a rimuovere le limitazioni di quei collegamenti a 150 kV, in uscita dalla stazione di Bari Ovest e interni all'area urbana, imprescindibili per garantire la continuità e la sicurezza dell'alimentazione della città.</p>						
Finalità intervento		Obiettivo intervento				
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio			
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza			
		Integrazione RFI	Transizione Energetica			
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento				
		Lungo termine				
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere	Da accordi con terzi					
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]			
Realizzazione	16		10			
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	37	1	2			
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova sezione a 150 kV SE Palo del Colle, ATR 380/150 kV e raccordi 150 kV "Modugno – Bitonto"	Compl.	Fase 5	13/05/2009 (EL-133)	2014	11/04/2017	In data 13/11/2013 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
El. 150 kV in cavo "Palo del Colle - Bari Termica"	Fase 5	Fase 5	21/03/2018 (EL-133 VL)		2019	In data 21/03/2018 è stato avviato il procedimento autorizzativo (EL-133 VL) relativo a varianti localizzative inerenti all'elettrodotto a 150 kV "SE Palo del Colle - Bari Termica".
Ricostruzione SE 150 kV Bari Termica e relativi raccordi	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2027	Nel corso del 2019 è prevista la presentazione di una nuova istanza. La nuova programmazione della tempistica di completamento tiene conto dei tempi necessari per la procedura autorizzativa.
Ricostruzione elettrodotto 150 kV "Corato - Bari Termica"	Fase 3	Fase 3	22/04/2009 (EL-151)	2024	2027	Procedimento VIA nazionale c/o MATTM e MIBAC formalmente avviato in data 03/09/2014.

Raccordi 150 kV della SE Palo del Colle alle linee "Bari Industriale 2 – Corato"	Fase 2	Fase 2	2022	2028	Lungo termine	
Rimozione limitazioni su el. 150 kV in uscita dalla SE Bari Ovest	Fase 1	Fase 1	2022	2027	Lungo termine	
Schema rete						
Sintesi Analisi Costi Benefici⁴⁸						
Investimento sostenuto/stimato			Benefici totali di sistema			
40 M€ / 63 M€			2020, 2025, 2030			
			IUS		2,5	
			VAN		116 M€	

⁴⁸ 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 S. Sofia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
511-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2002				Campania		Centro Sud
Descrizione intervento						
<p>L'aumento dei carichi previsto nell'area di Caserta e la necessità di contribuire alla rialimentazione di un'ampia porzione della rete di distribuzione a 150 kV compresa tra Benevento, Caserta e Nocera, rendono necessario l'inserimento di un nuovo punto di alimentazione dalla rete 380 kV cui attestare alcuni degli elettrodotti a 150 kV presenti nell'area. In particolare, saranno anticipate il più possibile le attività finalizzate ad alimentare dal nodo 380/150 kV di S. Sofia il raccordo di collegamento alla direttrice a 150 kV Airola – Montesarchio – Benevento II. Sarà realizzato un nuovo collegamento tra la sezione 150 kV di S. Sofia e l'impianto di S. Gobain. Presso la SE 380 kV S. Sofia, al fine di garantire il necessario livello di sicurezza nell'alimentazione degli elevati carichi dell'area urbana di Napoli, è allo studio l'adeguamento delle trasformazioni. Inoltre, saranno realizzati i raccordi verso la linea Fratta – S. Giuseppe 2 che sarà opportunamente ricostruita nel tratto a sud fino alla futura SE di Scafati.</p> <p>In seguito, al completamento dell'incremento di magliatura della rete a 150 kV, sarà possibile procedere alla demolizione di tratti estesi di linee 60 kV obsolete e inadeguate, con particolari benefici socioeconomici per le provincie di Benevento e di Caserta.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		10				3
Dismissione		79		6		13
Dismissione e Realizzazione		15		2		2
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Reattore SE 380 kV S. Sofia	Compl.	Compl.	2011	2012	Ottobre 2012	
Nuovo el. 150 kV "CP Saint Gobain – CP Caserta Sud"	Compl.	Compl.	05/03/2004	2012	30/12/2016	In data 25/05/2011 è stato emanato dal MISE il decreto autorizzativo.
Nuovo el. 150 kV "CP Saint Gobain - SE S. Sofia"	Fase 2	Fase 2	2019	2022	2024	
Raccordi della SE S. Sofia alla linea 150 kV "Fratta - S. Giuseppe 2"	Fase 1	Fase 1	2024	Lungo termine	Lungo termine	
Ricostruzione tratti di elettrodotti a 150 kV	Compl.	Compl.	2009	2013	2013	



⁴⁹ 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 S. Maria Capua Vetere						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
530-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2013				Campania		
Descrizione intervento						
Al fine di garantire maggiori livelli di flessibilità di esercizio e agevolare le attività di manutenzione sulla rete a 380 kV che alimenta l'area di Napoli e Caserta, è in programma il collegamento della SE 380 kV S. Maria Capua Vetere in entra-esce alla linea 380 kV "Patria – S. Sofia".						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			2026	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	1					
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 '19	PdS '18				
Raccordi 380 kV SE S. Maria Capua Vetere in entra-esce alla linea Patria – S. Sofia.	Fase 2	Fase 2	2020	2025	2028	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla necessità di programmare l'insieme degli interventi previsti nell'area.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 4 M€						

Stazione 380/150 kV Deliceto						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
538-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2018				Puglia		Sud
Descrizione intervento						
Al fine di consentire la piena integrazione della produzione da fonti rinnovabili in servizio e previsti nella zona compresa tra le Regioni Puglia e Campania e nell'area di Foggia, si prevede il rafforzamento delle trasformazioni della stazione 380/150 kV di Deliceto.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2021			2023	
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 '19	PdS '18				
Potenziamento ATR 380/150 kV	Fase 1	Fase 1	2019	2021	2023	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/4 M€						

Stazione 380/150 kV Galatina						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
539-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2018				Puglia		Sud
Descrizione intervento						
Al fine di consentire la piena integrazione della produzione da fonti rinnovabili in servizio e previsti nell'area del Salento, si prevede il rafforzamento delle trasformazioni della stazione 380/150 kV di Galatina.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		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 '19	PdS '18				
Potenziamento ATR 380/150 kV	Fase 1	Fase 1	2019	2020	2022	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/2 M€						

Stazione 220 kV Maddaloni						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
515-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2006				Campania		Centro Sud
Descrizione intervento						
Il complesso delle attività di potenziamento in programma comprende il pieno adeguamento della stazione ai nuovi valori di cortocircuito.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione temporistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2021			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 '19	PdS '18				
Adeguamento SE 220 kV Maddaloni	Fase 2	Fase 2	20/12/2013	2021	2026	Presentazione Istanza Rettifica Sub-Perimetrazione Area ex SIN alla Regione Campania, propedeutica per l'avvio del procedimento autorizzativo.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 4 M€ / 10 M€						

Stazione 150 kV Tanagro						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
540-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2018				Campania		Sud
Descrizione intervento						
Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza della produzione da fonti rinnovabili in servizio e previsti sulle direttrici 150 kV afferenti alla Stazione di Tanagro, è in programma la separazione funzionale della SE 150 kV dalla c.le idroelettrica e l'adeguamento della stessa stazione, rimuovendo nel contempo le limitazioni di esercizio delle direttrici a 150 kV afferente all'impianto.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2020			2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Sono in corso valutazioni per l'acquisizione in ambito RTN della parte AT dell'impianto Tanagro			
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 '19	PdS '18				
Adeguamento SE Tanagro 150 kV	Fase 1	Fase 1	2019	2020	2022	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/5 M€						

Stazione 150 kV Bussento						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
541-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2018				Campania		Sud
Descrizione intervento						
Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza della produzione da fonti rinnovabili in servizio e previsti sulla direttrici 150 kV afferenti alla Stazione di Bussento, è in programma la separazione funzionale della SE 150 kV dalla c.le idroelettrica e l'adeguamento della stessa stazione, rimuovendo nel contempo le limitazioni di esercizio delle direttrici a 150 kV afferenti all'impianto. Inoltre, al fine di realizzare migliori e adeguati livelli di qualità e sicurezza sulla porzione di rete in argomento, si prevede l'installazione di una batteria di condensatori da 54 MVar.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2020			2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Sono in corso valutazioni per l'acquisizione in ambito RTN della parte AT dell'impianto Bussento		
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 '19	PdS '18				
Adeguamento SE 150 kV	Fase 1	Fase 1	2019	2020	2022	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività.
Condensatore 54 MVar	Fase 1	Fase 1	2019	2020	2022	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€/5 M€						

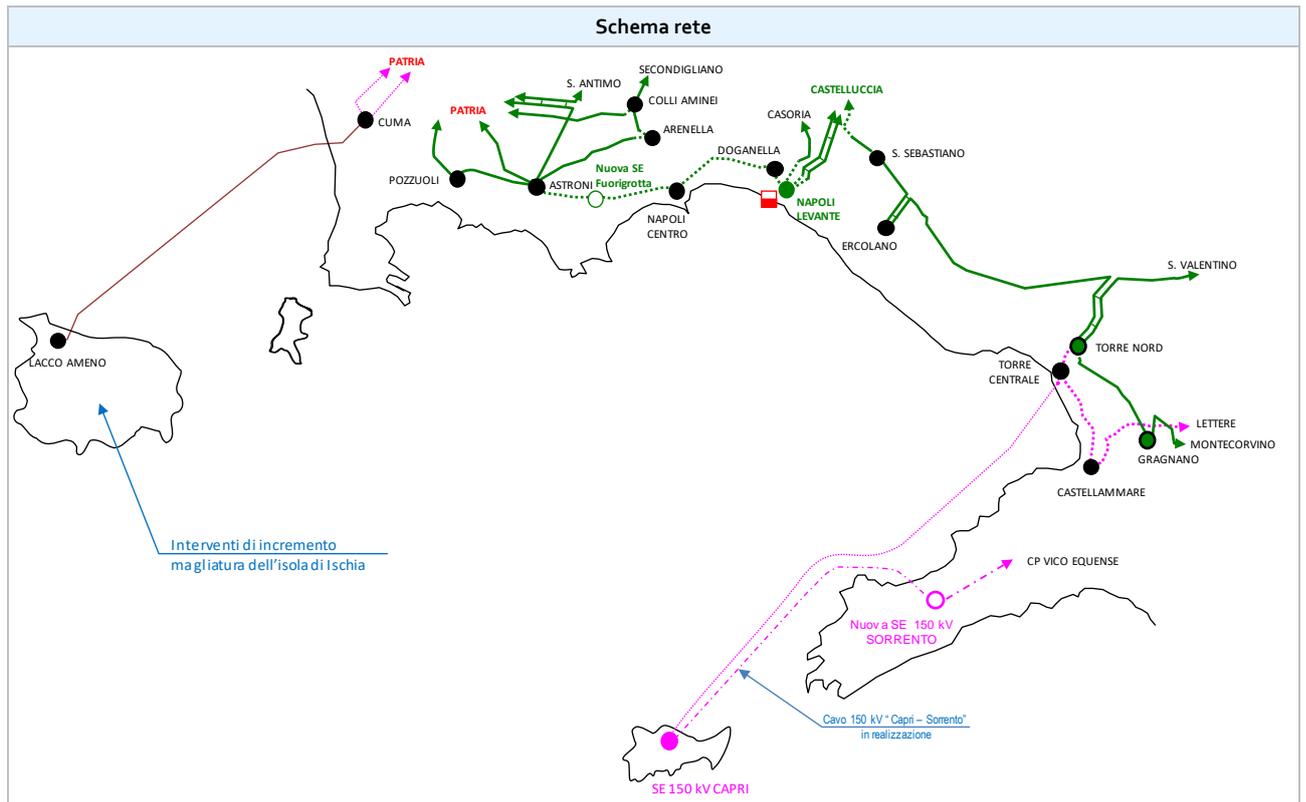
Interconnessione a 150 kV isole campane						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
516-P						RGIP 2017
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2009		Tab.1 Tab.2		Campania		Centro Sud
Descrizione intervento						
<p>Attualmente l'isola di Capri risulta alimentata solamente da una centrale termica a gasolio BTZ, non disponendo di una riserva di alimentazione dalla rete del continente. Si rileva pertanto la necessità di migliorare la qualità e la continuità del servizio mediante la realizzazione di nuovi collegamenti in cavo marino a livello 150 kV tra il Continente e Capri.</p> <p>Contestualmente, è prevista la realizzazione di una nuova stazione RTN 150 kV sull'isola di Capri; per ridurre al minimo le dimensioni della stazione elettrica, presso la quale sarà inoltre realizzata la trasformazione 150/MT, vista la difficoltà nel reperire superfici idonee alla realizzazione di una soluzione standard con isolamento in aria, si adotterà una soluzione in blindato con isolamento in gas SF6. Tale SE sarà interconnessa al continente mediante un collegamento marino 150 kV che verrà attestato alla CP di Torre Centro, previa installazione di un'opportuna compensazione reattiva in un'area adiacente a quest'ultima CP, propedeutica per il funzionamento del collegamento di interconnessione con l'isola. Un altro collegamento collegherà la nuova SE Capri alla futura SE Sorrento.</p> <p>L'interconnessione delle isole campane garantirà notevoli benefici per il sistema elettrico, in termini di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • incremento della sicurezza, continuità e qualità dell'alimentazione del servizio elettrico; • incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita; • maggiore economicità del servizio correlata alla partecipazione al mercato elettrico, che renderebbe meno competitiva l'attuale generazione locale; • sensibile riduzione delle emissioni inquinanti. 						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2020	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	18		4		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 '19	PdS '18				
Nuovo cavo 150 kV "CP Cuma – Patria SE"	Compl.	Compl.	27/07/2010 (EL-214)	2012	Giugno 2013	In data 14/03/2012 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Nuovo cavo marino 150 kV "Nuova SE Capri – CP Torre centro"	Compl.	Compl.	26/05/2010 (EL-210)	2014	Giugno 2017	
Nuova SE 150 kV Capri	Compl.	Compl.				

Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Collegamento "SE Capri – SE Sorrento – Castellammare"	Fase 5	Fase 5	12/01/2012 (EL-269)	Novembre 2015	2020	In data 10/06/2015 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo del tratto "SE Capri – SE Sorrento" e della SE Sorrento. La nuova previsione della tempistica di completamento tiene conto della complessità delle attività realizzative nel contesto sociale in cui l'opera ricade.
Schema rete						
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁵⁰						
Investimento sostenuto/stimato			Benefici totali di sistema			
128 M€ / 155 M€ (l'investimento stimato non include 2 M€ di contributo in conto capitale) ⁵¹			2020, 2025			
			IUS		4,7	
			VAN		687 M€	

⁵⁰ 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.

⁵¹ L'extra costo deriva dalla necessità di tenere conto delle esigenze territoriali. Considerando l'assenza di 2 M€ di contributo in conto capitale, gli indicatori economici sono IUS = 4,7 e VAN = 682 M€.

Interconnessione a 150 kV isola di Ischia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
536-P (ex 516-P)						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2009				Campania		Centro Sud
Descrizione intervento						
<p>L'unica interconnessione AT tra il continente e l'isola di Ischia è oggi costituita dal collegamento marino tra la CP Cuma e la CP Lacco Ameno. Per migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi dell'isola sarà opportuno realizzare un nuovo collegamento della rete peninsulare a 150 kV con l'isola di Ischia, valutando anche nodi elettrici che non ricadono nell'area su cui insiste l'esistente collegamento "Cuma – Lacco", al fine di diversificare e incrementare ulteriormente l'affidabilità di alimentazione dell'isola. Le soluzioni possibili di collegamento sull'isola sono: l'esistente CP di Lacco Ameno, di proprietà di E-Distribuzione, o attraverso la connessione ad una nuova stazione da localizzare nell'isola di Ischia.</p> <p>L'interconnessione dell'isola di Ischia garantirà notevoli benefici per il sistema elettrico, in termini di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • incremento della sicurezza, continuità e qualità dell'alimentazione del servizio elettrico; • incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita. <p>Note: in relazione all'analisi dei nuovi scenari sulla base dei quali diventa necessario incrementare l'affidabilità e ridurre il rischio di energia non fornita dell'isola di Ischia, in coordinamento con il distributore locale, l'intervento è stato pianificato nell'orizzonte di Piano.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2026			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Attività ricompresa in PdS precedenti all'interno dell'intervento 516-P.						
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	25		5		1	
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	22		5		2	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Secondo collegamento 150 kV isola Ischia	Fase 1	Fase 1	2021	2026	Lungo termine	
Nuova SE 150 kV Ischia	Fase 1	Fase 1	2021	2026	Lungo termine	



Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
<1 M€ / 90 M€	IUS	8,7			IUS	8,7	
	VAN	850 M€			VAN	850 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.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	60		
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.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

B3b
100%

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.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	62		
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.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

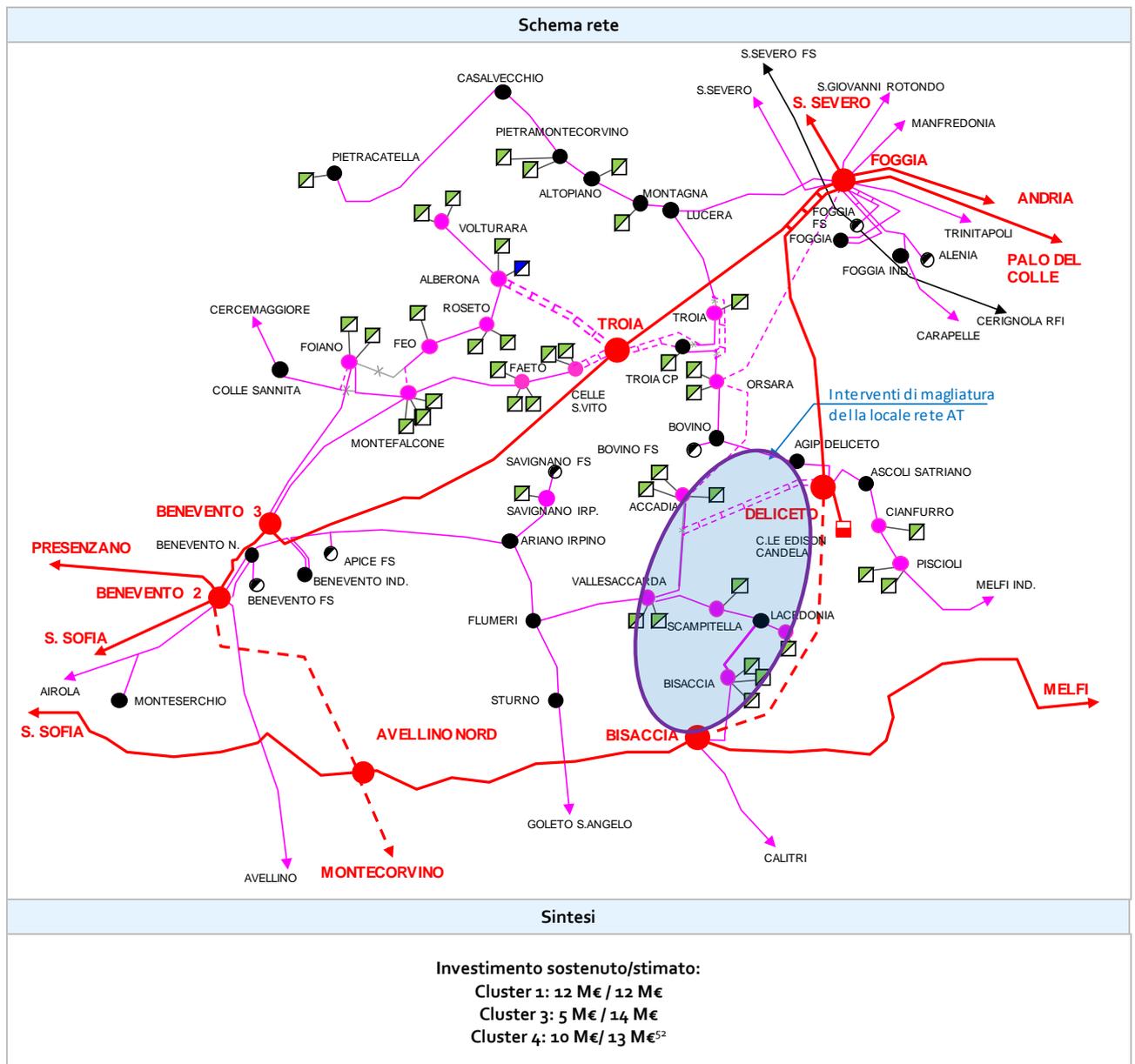
B3b
100%

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.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Lazio e Campania						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
517-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2012				Campania/Lazio		Centro Sud
Descrizione intervento						
La porzione di rete AT tra Lazio e Campania è caratterizzata dalla presenza di impianti da fonte rinnovabile, in particolare idroelettrici. In assenza di opportuni rinforzi di rete e in previsione di un ulteriore sviluppo di impianti eolici e fotovoltaici, potrebbero verificarsi limitazioni alla piena evacuazione della potenza prodotta. Sono pertanto previsti interventi finalizzati all'incremento della capacità di trasporto sulla porzione di rete AT compresa tra gli impianti di Ceprano e Santa Maria Capua Vetere. Per non limitare i benefici di tali interventi dovranno essere opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2020	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie.			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	61		2		2	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni sulla direttrice 150 kV "Ceprano - Santa Maria Capua Vetere"	Fase 5	Fase 5	2014	2015	2020	
Rimozione limitazioni el. 150 kV "Marzanello-Montelungo"	Compl.	Compl.	2014	2015	2015	Progetto ricompreso nel POR Campania 2007-2013.
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni Cabine Primarie	Fase 1	Fase 1			2020	E-distribuzione nel corso del 2013 ha comunicato la fattibilità preliminare per le CP Marzanello, Pignataro e Capua.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 4 M€ / 5 M€						

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Campania						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		
518-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		
2008				Campania		
Descrizione intervento						
<p>Sono previsti interventi per ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare la produzione degli impianti da fonte rinnovabile, in particolare degli impianti eolici (di cui alcuni già in servizio e alcuni di prossima realizzazione), nelle aree di Benevento, Salerno e Potenza. Tali interventi consentiranno di immettere in rete l'energia prodotta dai futuri impianti di produzione eolica previsti nell'area.</p> <p>Cluster 1 – Direttrice 150 kV Benevento II - Bisaccia: nell'area compresa tra Benevento e Salerno, è prevista la ricostruzione delle direttrici di trasmissione a 150 kV in modo da massimizzare la capacità di trasporto. In particolare, sono stati messi in atto interventi finalizzati alla rimozione delle limitazioni della capacità di trasporto presenti sulla direttrice 150 kV Benevento Ind.le – Bisaccia 380 kV – Contursi.</p> <p>Cluster 2 – Direttrice 150 kV Bisaccia - Montecorvino: nell'area compresa tra Benevento e Salerno, è prevista la ricostruzione delle direttrici di trasmissione a 150 kV in modo da massimizzare la capacità di trasporto. In particolare, sono stati messi in atto interventi finalizzati alla rimozione delle limitazioni della capacità di trasporto presenti sulla direttrice 150 kV Bisaccia 380 kV – Montecorvino.</p> <p>Cluster 3 – Direttrice 150 kV Montecorvino - Rotonda: al fine di garantire i necessari livelli di continuità del servizio nell'area in questione, saranno messi in atto gli interventi necessari al superamento degli attuali vincoli presenti sulla direttrice a 150 kV Contursi – Buccino – Tanagro – Sala Consilina – Padula – Lauria – Rotonda.</p> <p>Cluster 4 – Direttrice 150 kV Montecorvino - Padula: al fine di garantire i necessari livelli di continuità del servizio nell'area in questione, saranno messi in atto gli interventi necessari al superamento degli attuali vincoli presenti sulla direttrice a 150 kV tirrenica compresa tra Montecorvino e Padula.</p> <p>In relazione agli interventi previsti, dovranno essere opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.</p> <p>Nell'ambito della sperimentazione in corso, oltre agli apparati già installati sulla linea Benevento II – Foiano, sulle linee 150 kV Benevento II – Montefalcone e Bisaccia – Bisaccia 380 kV, saranno installati ulteriori dispositivi idonei per l'applicazione di metodi di valutazione dinamica della portata (DTR), funzione delle effettive condizioni ambientali e di utilizzo, i quali consentiranno di massimizzare l'utilizzo delle suddette linee AT esistenti. La suddetta sperimentazione interesserà anche la direttrice 380 kV "S. Sofia – Bisaccia 380 – Matera".</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione Energetica		
Previsione temporistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri		Completamento		
				2026		
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie. Possibile acquisizione di asset AT limitanti la capacità di trasporto di elettrodotti afferenti.			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	18				8	
Dismissione	15		4		1	
Dismissione e Realizzazione	159		39		104	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				

Rimozione limitazioni sulla direttrice 150 kV "Benevento Ind.le – Bisaccia 380 kV – Contursi"	Compl.	Compl.	2008	2009	2013	
Rimozione limitazioni sulle direttrici 150 kV "Montecorvino – Rotonda"	Fase 2	Fase 2	2019	2023	2026	Nel corso del 2013 sono stati completati gli interventi di rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 150 kV "Lauria- Padula" e "Buccino – Tanagro". Sono state completate le attività sulle linee 150 kV "Bussento-Padula" e "Agropoli-Salento" (progetto ricompreso nel POI MISE 2007-2013). Nel corso del 2019 è previsto l'avvio di una nuova istanza autorizzativa relativa all'el. 150 kV "Buccino – Contursi", ai fini di un migliore inserimento ambientale, a seguito degli approfondimenti richiesti nell'ambito della procedura di VIA.
El. 150 kV "Campagna – Contursi"	Compl.	Compl.	2009	2012	2012	In data 12/04/2011 la Regione Campania ha emanato il decreto autorizzativo con Determinazione n.175.
El. 150 kV "Montecorvino – Campagna"	Fase 3	Fase 3	2019	2023	2026	Nel corso del 2019 è prevista la rielaborazione del progetto ai fini di un migliore inserimento ambientale, a seguito degli approfondimenti richiesti nell'ambito della procedura di VIA.
Installazione DTR el. 150 kV "Benevento Il-Foiano" e "Benevento II – Montefalcone"	Compl.	Compl.	2013	2014	2014	
Installazione DTR el. 150 kV "Bisaccia-Bisaccia 380"	Compl.	Compl.	2013	2014	2014	
Installazione DTR el. "Bisaccia – Matera", "Montecorvino-S.Sofia" e "Tusciano-Laino"	Compl.	Compl.	2012	2013	2015	Progetto ricompreso nel POR Campania 2007-2013.
Rimozione limitazioni el. 150 kV "Bisaccia – Bisaccia 380 kV"	Compl.	Compl.	2012	2013	2014	Sono stati completati interventi di adeguamento presso la SE di Bisaccia (sostituzione TA)
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni nelle Cabine Primarie	Fase 1	Fase 1			2026	E-distribuzione nel corso del 2013 ha comunicato la fattibilità preliminare per le CP Buccino, Sala Consilina, Padula, Centola, Salento, Agropoli, Eboli e Campagna.



⁵² L'investimento stimato non include 4 M€ di contributo in conto capitale. L'extra costo deriva dalla necessità di tenere conto delle esigenze territoriali. Considerando l'assenza di 4 M€ di contributo in conto capitale, gli indicatori economici sono IUS = 1,8 e VAN = 14 M€.

Sintesi Analisi Costi Benefici ⁵³							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2020, 2025				Scenario ST 2020, 2025		
7 M€ / 35 M€	IUS	3,6			IUS	3,6	
	VAN	99 M€			VAN	99 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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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	4						
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
				<p>B5b 100%</p>			
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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	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	12						
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
				<p>B5b 100%</p>			
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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

⁵³ Relativi al cluster 2.

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
519-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2008				Puglia		Sud
Descrizione intervento						
<p>Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di maggiore sicurezza della produzione da fonti rinnovabili previsti nella zona compresa tra le Regioni Puglia e Campania e nell'area di Foggia, sono in programma gli interventi necessari al superamento degli attuali vincoli presenti sull'esistente rete AT, già attualmente impegnata dai transiti immessi in rete dagli impianti rinnovabili.</p> <p>Cluster 1 – Direttrice 150 kV Foggia - Deliceto: si valuterà la realizzazione di una nuova linea a 150 kV in uscita dalla stazione elettrica di Deliceto, da collegare alla direttrice 150 kV "Accadia – Bisaccia". In aggiunta è previsto il completamento della direttrice a 150 kV da Accadia a Foggia Ovest con l'entra – esce verso Orsara, sfruttando eventualmente porzioni di rete esistente. Saranno superate le limitazioni sulle direttrici 150 kV comprese tra Foggia e Deliceto e sulla rete a Nord di Foggia e verso il Molise.</p> <p>Cluster 2 – Direttrice 150 kV Deliceto – Andria - Foggia: saranno superate le limitazioni sulle direttrici 150 kV comprese tra Foggia e Andria, tra Deliceto e Andria e tra Deliceto, Melfi e Matera.</p> <p>Cluster 3 – Direttrice 150 kV Bari - Brindisi: oggetto d'intervento è inoltre la rete 150 kV compresa tra Bari Ovest e Brindisi P., interessata da fenomeni di trasporto per l'ingente presenza di produzione da fonte rinnovabile in forte sviluppo. Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di maggiore sicurezza della produzione da fonti rinnovabili previsti nell'area del Salento e nell'area di Brindisi, sono in programma attività di ricostruzione dell'esistente rete AT compresa tra le SE di Brindisi e Taranto, già attualmente impegnata dai transiti immessi in rete dagli impianti rinnovabili.</p> <p>Cluster 4 – Area Brindisi - Taranto - Lecce: al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di maggiore sicurezza della produzione da fonti rinnovabili previsti nell'area del Salento e nell'area di Brindisi, sono in programma attività di rimozione delle limitazioni della rete AT compresa tra le SE di Brindisi e Taranto e tra la SE di Brindisi e la SE di Galatina.</p> <p>In relazione di ciò, dovranno essere opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2020	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie.			
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		245		44		4
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni direttrici 150 kV tra Foggia, Deliceto e Andria	Fase 5	Fase 5	2010	2011	2020	Nel 2014 sono state ultimate le opere attinenti alla rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 150 kV: "Foggia Ind. – Carapelle, Carapelle – Ortanova – Trompiello - Stornara – Cerignola – Canosa – Andria" e "Foggia – Lucera - Troia SE – Troia CP – Orsara – Bovino – Agip Deliceto – SE Deliceto – Ascoli Satriano – Cianfurro – Pisciole – Melfi Ind".

Rimozione limitazioni direttrice 150 kV "Melfi – Matera"	Fase 5	Fase 5	2012	2013	2020	Nel 2014 sono state ultimate le opere attinenti alla rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 150 kV: "Melfi – Melfi Fiat – Venosa" e "Gravina – Altamura"
Rimozione limitazioni direttrici 150 kV a Nord di Foggia verso il Molise	Fase 5	Fase 5	2013	2014	2020	Nel 2014 sono state ultimate le opere attinenti alla rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 150 kV: "Lucera – Montagna – Altopiano"
Rimozione limitazioni su rete AT compresa tra SE Brindisi, SE Taranto e SE Galatina	Fase 5	Fase 5	2011	2012	2020	Nel 2013 sono state ultimate le opere attinenti alla rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 150 kV: "Taranto N. – Grottaglie".
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni nelle CP presenti lungo le direttrici 150 kV	Fase 1	Fase 1			2020	E-distribuzione nel corso del 2013 ha comunicato la fattibilità preliminare per le CP Grottaglie, Francavilla, Campi S., Lecce Ind., Lecce, Casarano, Castignano, Carpignano, Maglie, Diso, Tricase, Bari Sud, Galatone e Foggia Ind. È in corso l'adeguamento della CP Lucera.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: Cluster 2: 10 M€ / 11 M€ Cluster 3: 1 M€ / 1 M€ Cluster 4: 3 M€ / 14 M€						

Sintesi Analisi Costi Benefici ⁵⁴							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2020, 2025				Scenario ST 2020, 2025		
	IUS	3,1			IUS	3,1	
8 M€ / 18 M€	VAN	47 M€			VAN	47 M€	
Benefici totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0		<p>B5b 100%</p>			
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		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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0		<p>B5b 100%</p>			
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 CO ₂		0					
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	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 CO ₂		0					
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

⁵⁴ Relativi al cluster 1.

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Basilicata						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
520-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2009				Basilicata/Puglia		Sud
Descrizione intervento						
<p>Cluster 1 – Area Matera: Al fine di favorire e migliorare la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di Matera, soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti transiti di energia dovuti alla produzione degli impianti rinnovabili, saranno potenziati alcuni tratti di direttrici a 150 kV afferenti alla SE Matera, in particolare le linee Matera CP – Grottole – Salandra – S. Mauro Forte e Matera SE – Acquaviva delle Fonti, prevedendo una capacità di trasporto superiore rispetto a quella attuale. L'efficacia dell'intervento è subordinata all'eliminazione a cura del distributore locale delle limitazioni degli elementi d'impianto esistenti nella CP Matera (sbarre e sezionatori linea).</p> <p>Cluster 2 – Area Potenza - Melfi: al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV nell'area nord della Basilicata si procederà alla rimozione dei vincoli sulle direttrici a 150 kV afferenti al nodo di Melfi e sulle direttrici a 150 kV afferenti al nodo di Potenza, consentendo il superamento delle attuali criticità di trasporto. Anche in questo caso l'efficacia dell'intervento è subordinata all'eliminazione a cura del distributore locale delle limitazioni degli elementi d'impianto esistenti nelle CP Melfi e CP Venosa.</p> <p>Cluster 3 – Area Ionica: nell'area costiera ionica, inoltre, saranno previsti interventi finalizzati al superamento dei limiti di trasporto sulle direttrici 150 kV che alimentano i carichi locali e raccolgono la parte della produzione rinnovabile presente e in sviluppo sul tale porzione di rete.</p> <p>Saranno, infine, opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie.			
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		10				
Dismissione		12				2
Dismissione e Realizzazione		185		71		
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Potenziamento el. 150 kV "Matera CP - Grottole – Salandra – S. Mauro Forte"	Fase 4	Fase 4	01/07/2009 (EL-163)	2019	2021	In data 24/04/2015 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo. La nuova previsione della tempistica di avvio attività e completamento è correlata ai tempi di approvvigionamento dei materiali.
Potenziamento linea 150 kV "Matera SE – Acquaviva delle Fonti"	Fase 3	Fase 3	12/10/2010 (EL-218)	2024	2027	Sarà presentata nel corso del 2021 una nuova soluzione progettuale, ai fini di un migliore inserimento ambientale, a seguito degli approfondimenti richiesti nell'ambito della procedura di VIA. La nuova previsione della tempistica di completamento tiene conto di ciò.
Rimozione limitazioni sulle direttrici 150 kV afferenti i nodi di Melfi e Potenza.	Compl.	Compl.	2012	2013	2014	Sono state ultimate le opere attinenti alla rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 150 kV: "Piscioli – Melfi Ind - Melfi FIAT- Venosa".

Variante in cavo elettrodotto 150 kV Matera SE – CP Matera.	Compl.	Compl.	04/02/2009 (EL-149)	2011	2011	In data 13/10/2010 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni nelle CP presenti lungo le direttrici 150 kV	Fase 1	Fase 1			2027	E-distribuzione nel corso del 2013 ha comunicato la fattibilità preliminare per le CP Melfi Fiat e Tricarico. È stato completato l'adeguamento della CP Matera.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: Cluster 1: 10 M€ / 12 M€⁵⁵ Cluster 3: 1 M€ / 1 M€						

⁵⁵ L'investimento stimato non include 12 M€ di contributo in conto capitale. L'extra costo deriva dalla necessità di tenere conto delle esigenze territoriali. Considerando l'assenza di 12 M€ di contributo in conto capitale, gli indicatori economici sono IUS = 1,9 e VAN = 24 M€.

Sintesi Analisi Costi Benefici ⁵⁶								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2020, 2025		Scenario DG 2020, 2025		Scenario ST 2020, 2025		Scenario DG 2020, 2025	
	IUS	2,3	IUS	2,5	IUS	2,3	IUS	2,5
3 M€ / 19 M€	VAN	29 M€	VAN	34 M€	VAN	29 M€	VAN	34 M€
Benefici totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari Val. [M€]								
B1 - SEW	0		<p style="text-align: center;">B5b 100%</p>					
B2b - Riduzione Perdite	0							
B3b- Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabili	2							
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		<p style="text-align: center;">B5b 100%</p>					
B2b - Riduzione Perdite	0							
B3b- Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabili	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 - Distributed Generation								
Monetari Val. [M€]								
B1	0		<p style="text-align: center;">B5b 100%</p>					
B2b	0							
B3b	0							
B4	0							
B5b	4							
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 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				

⁵⁶ Relativi al Cluster 2.

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Calabria						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
521-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2008				Calabria		Sud
Descrizione intervento						
<p>Al fine di ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV del crotonese che rischiano di condizionare la produzione degli impianti da fonti rinnovabili previsti in forte sviluppo, saranno rimosse le limitazioni di trasporto attualmente presenti sulle principali direttrici di trasmissione a 150 kV, in modo da garantire una capacità di trasporto standard adeguata.</p> <p>Cluster 1 – Direttrice 150 kV Rossano - Scandale: al fine di favorire la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di Rossano, soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti fenomeni di trasporto, saranno superate le limitazioni della capacità di trasporto delle direttrici 150 kV in uscita da Rossano che percorrono la costa ionica fino a Scandale e quella verso la Basilicata, oltre che la direttrice "Rossano T. – Acri – Cammarata – Coscile".</p> <p>Cluster 2 – Direttrice 150 kV Scandale - Feroletto: saranno, inoltre, rimossi i vincoli di trasporto attualmente presenti sulla direttrice 150 kV da Feroletto verso Scandale, con priorità alle linee in ingresso alla CP Isola di Capo Rizzuto. In particolare, tra le linee su cui si prevede di intervenire nel breve-medio periodo, si segnalano:</p> <ul style="list-style-type: none"> • la linea 150 kV "Mucone – Cecita"; • la linea 150 kV "Calusia – Rossano"; • le linee 150 kV "Catanzaro – Calusia" e "Catanzaro – Mesoraca" (di cui è previsto il raccordo in e-e ad una futura sezione 150 kV della limitrofa SE 380 kV). <p>Cluster 3 – Direttrice 150 kV Feroletto - Altomonte: oggetto d'intervento saranno inoltre la direttrice tirrenica 150 kV in uscita dalla SE Feroletto verso nord e le direttrici 150 kV afferenti al nodo di Calusia interessate dalla produzione rinnovabile (sia idroelettrica che da FRNP).</p> <p>Infine, saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2028	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie.			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	46		3			
Dismissione	89		10		4	
Dismissione e Realizzazione	213		20		1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni sulla direttrice 150 kV "Rossano – Scandale"	Fase 5	Fase 5	2014	2015	2022	
Rimozione limitazioni sulla direttrice 150 kV "Feroletto – Scandale"	Compl.	Compl.	2011	2012	2013	Sono state ultimate le opere attinenti alla rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 150 kV: "Scandale – Crotona – Isola C.R."

Rimozione limitazioni sulla direttrice "Rossano T. – Acri – Cammarata – Coscile"	Compl.	Compl.	2010	2011	2013	Sono state ultimate le opere attinenti alla rimozione delle limitazioni sull'elettrodotto 150 kV "Acri – Cammarata".
Rimozione limitazioni elettrodotto 150 kV "Mucone – Cecita"	Compl.	Compl.	2013	2014	09/2015	Progetto ricompreso nel POI MISE 2007-2013.
Elettrodotto 150 kV "Catanzaro - Belcastro – Mesoraca - Calusia"	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	Vista la necessità di un approfondimento di ulteriori soluzioni progettuali in data 06/11/2014 il MISE ha comunicato la chiusura del procedimento. Risulta necessario riavviare un procedimento autorizzativo unico per l'intera direttrice "Catanzaro- Belcastro – Mesoraca - Calusia".
Potenziamento dell'elettrodotto 150 kV "Belcastro- Simeri"	Compl.	Compl.	08/10/2009 (EL-172)	2011	2012	In data 26/01/2011 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni nelle CP presenti lungo le direttrici 150 kV	Fase 1	Fase 1			2028	E-distribuzione nel corso del 2013 ha comunicato la fattibilità preliminare per le CP Acri, Cammarata e Crotone.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: Cluster 1: 8 M€ / 9 M€ Cluster 3: 9 M€ / 9 M€						

Sintesi Analisi Costi Benefici ⁵⁷							
Investimento sostenuto/stimato 9 M€ / 41 M€ (l'investimento stimato non include 3 M€ di contributo in conto capitale) ⁵⁸	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	2,2			IUS	2,2	
	VAN	53 M€			VAN	53 M€	
Benefici totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		o					
B2b - Riduzione Perdite		o					
B3b- 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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]		o	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		o		
l5 - Overgeneration [MWh]		o	l13 - Variazione resilienza		o		
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		o					
B2b - Riduzione Perdite		o					
B3b- Riduzione ENF		o					
B4 - Costi evitati o differiti		o					
B5b - Integrazione rinnovabil		4					
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]		o	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		o		
l5 - Overgeneration [MWh]		o	l13 - Variazione resilienza		o		
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		o					
B2b		o					
B3b		o					
B4		o					
B5b		4					
B6		o					
B7		o					
B13		o					
B16		o					
B18		o					
B19		o					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]		o	l8 [k ton]		o		
l5 [MWh]		o	l13		o		
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		o					
B2b - Riduzione Perdite		o					
B3b- Riduzione ENF		o					
B4 - Costi evitati o differiti		o					
B5b - Integrazione rinnovabil		6					
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]		o	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		o		
l5 - Overgeneration [MWh]		o	l13 - Variazione resilienza		o		
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		o					
B2b		o					
B3b		o					
B4		o					
B5b		5					
B6		o					
B7		o					
B13		o					
B16		o					
B18		o					
B19		o					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]		o	l8 [k ton]		o		
l5 [MWh]		o	l13		o		

⁵⁷ Relative al Cluster 2.

⁵⁸ L'extra costo deriva dalla necessità di tenere conto delle esigenze territoriali. Considerando l'assenza di 3 M€ di contributo in conto capitale, gli indicatori economici sono IUS = 2 e VAN = 50 M€.

Nuovo elettrodotto 150 kV "SSE Benevento FS – CP Benevento Ind."						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
531-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2016				Campania		Centro Sud
Descrizione intervento						
Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza della produzione di impianti da fonti rinnovabili installati e previsti nell'area compresa tra le SE Benevento e Bisaccia, si prevede la realizzazione di un nuovo elettrodotto 150 kV tra le SSE Benevento FS e la CP Benevento Ind.. Tale attività consentirà la rimagliatura con la RTN della SSE Benevento FS migliorando la continuità del servizio.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			2028	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		7				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 '19	PdS '18				
Nuovo el. 150 kV tra la SSE Benevento FS e la CP Benevento Ind.	Fase 2	Fase 2	2020	2025	2028	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla mancata approvazione del PdS 2016.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ /9 M€						

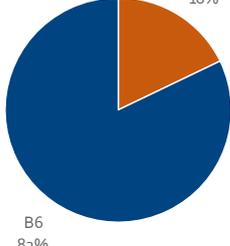
Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Potenza e Matera						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
532-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2016				Basilicata		Sud
Descrizione intervento						
Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza della produzione di impianti da fonti rinnovabili installati e previsti sulle direttrici 150 kV "Matera - Melfi" e "Potenza – Salandra", si prevede la realizzazione di un nuovo elettrodotto 150 kV tra le SSE Campomaggiore FS e la CP Tricarico. Tale attività consentirà la rimagliatura con la RTN della SSE Campomaggiore FS migliorando la continuità del servizio. Contribuisce altresì la realizzazione di un nuovo elettrodotto 150 kV tra le SSE Vaglio FS e la Nuova SE Vaglio 150 kV.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2022		2027			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		20		12		
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo el. 150 kV tra la SSE Campomaggiore e la CP Tricarico	Fase 1	Fase 1	2022	2027	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 13 M€						

Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Napoli e Caserta						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
533-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2016				Campania		Centro Sud
Descrizione intervento						
L'area compresa tra le province di Napoli e Caserta è caratterizzata da una elevata densità di carico. In particolare la rete 60 kV compresa tra la SE Fratta e la SSE Suio è vetusta e non permette di gestire in sicurezza la rete locale, soprattutto durante il periodo estivo, in cui si verifica un notevole incremento del fabbisogno dell'area, determinando elevati rischi di energia non fornita e scarsi livelli di qualità del servizio elettrico. Si prevede, pertanto, la realizzazione di interventi di magliatura, sfruttando anche gli asset AT esistenti nell'area, tra le utenze collegate alla rete 60 kV, in particolare Villa Literno FS, Falciano FS, Sessa FS e SSE Suio e la rete 150 kV, attraverso la realizzazione di nuovi raccordi AT, migliorando l'alimentazione delle utenze presenti nell'area. Il completamento delle attività previste permetterà di realizzare un vasto programma di razionalizzazione della rete elettrica nell'area.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2025			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Acquisito in RTN porzione di rete esistente.		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	10					
Dismissione	76		3		14	
Dismissione e Realizzazione	1					
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Riclassamento a 150 kV rete AT tra SSE Falciano FS e SSE Villa FS	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Nuovi raccordi 150 kV SSE Falciano FS	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Acquisizione el. 60 kV Montelungo - Suio	Compl.	Fase 1	2017	2018	21/12/2018	In data 21/12/2018 è stato perfezionato l'acquisto dell'elettrodotto da ENEL Produzione.
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Interventi di rimozione delle limitazioni presso le CP	Fase 1	Fase 1			2028	Interventi a cura di e-distribuzione

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
2 M€ / 17 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	3,4			IUS	3,4	
	VAN	47 M€			VAN	47 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.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0	
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	

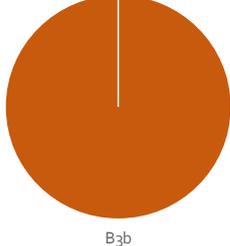
2025 - Sustainable Transition				
Benefici monetari		Val. [M€]		
B1 - SEW	0			
B2b - Riduzione Perdite	0			
B3b- Riduzione ENF	3			
B4 - Costi evitati o differiti	0			
B5b - Integrazione rinnovabil	0			
B6 - Investimenti evitati	14			
B7 - Costi evitati MSD	0			
B13 - Incremento Resilienza	0			
B16 - Opex Evitati o differiti	0			
B18 - Riduzione CO ₂	0			
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	0			
Altri benefici non monetari		Val.	Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0	
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	



B3b	18%
B6	82%

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.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0	
l5 [MWh]	0	l13	0	

2030 - Sustainable Transition				
Benefici monetari		Val. [M€]		
B1 - SEW	0			
B2b - Riduzione Perdite	0			
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 CO ₂	0			
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	0			
Altri benefici non monetari		Val.	Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0	
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	



B3b	100%
-----	------

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.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0	
l5 [MWh]	0	l13	0	

Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e Barletta

Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
535-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato

2017		Puglia	Sud			
Descrizione intervento						
Al fine di consentire l'immissione in rete, in condizioni di migliore sicurezza della produzione di impianti da fonti rinnovabili installati e previsti sulle direttrici 150 kV comprese tra le SE 400/150 kV di Andria e Foggia, si prevede la realizzazione di un nuovo elettrodotto 150 kV tra le SE Deliceto, SE Stornara e la Cerignola FS, sfruttando gli asset AT esistenti nell'area. Tale attività consentirà la rimagliatura con la RTN della direttrice FS "Foggia – Bari" migliorando nel contempo la continuità del servizio.						
Finalità intervento		Obiettivo intervento				
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio			
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza			
		Integrazione RFI	Transizione Energetica			
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento			
2021	2026		Lungo termine			
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere		Da accordi con terzi				
		Possibile acquisizione di porzioni di rete AT già esistenti.				
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 '19	PdS '18				
Nuovo el. 150 kV "Cerignola FS – Stornara – Deliceto"	Fase 1	Fase 1	2021	2026	Lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
18 M€ / 47 M€	IUS	3,3			IUS	3,3	
	VAN	135 M€			VAN	135 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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		<1					
B3b - Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		12					
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		1					
B3b - Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		12					
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Direttrice 150 kV "SE Foggia – SSE Termoli"						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
534-P (ex 530-N)						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2016				Puglia, Molise		Sud
Descrizione intervento						
Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 150 kV compresa tra le stazioni elettriche di Foggia e Termoli 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 e nel contempo una maggiore potenza rinnovabile liberata in condizione di sicurezza.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2026			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		93				4
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni direttrice 150 kV tra SSE FS Foggia e Termoli	Fase 1	Fase 1	2021	2026	Lungo termine	
Rimozione limitazioni SSE FS Foggia, S. Severo, Lesina, Ripalta e Termoli	Fase 1	Fase 1	2021	2026	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 14 M€						

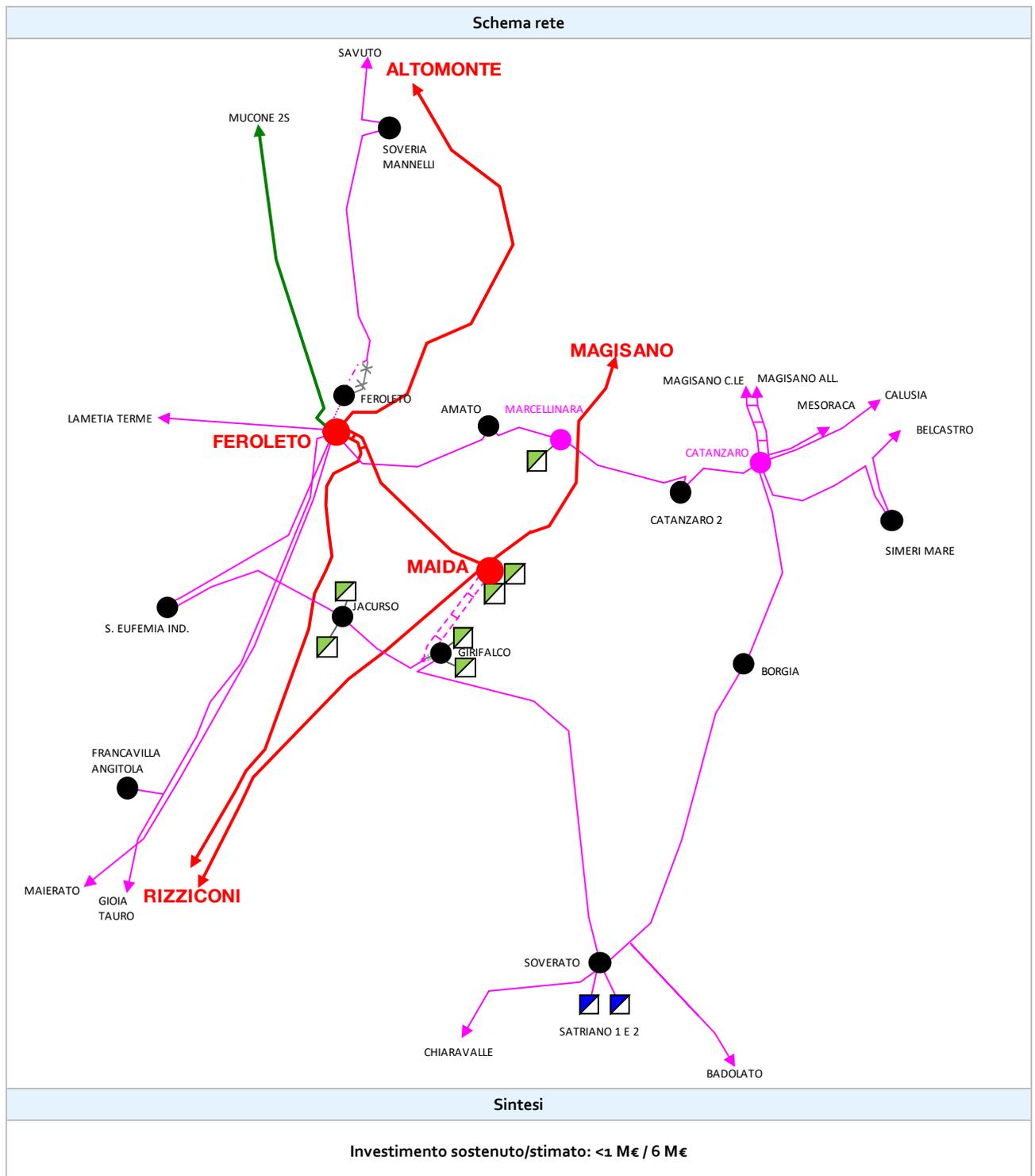
Elettrodotto 150 kV Castrocucco – Maratea						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
522-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2007				Basilicata		Sud
Descrizione intervento						
L'area del Cilento è alimentata dalle SE di Montecorvino e Rotonda, tramite un'estesa rete ad anello a 150 kV la quale, a causa dell'elevato consumo soprattutto nei periodi estivi, è impegnata da notevoli transiti. Tale assetto comporta un elevato impegno delle trasformazioni nelle due suddette stazioni e un rischio elevato di energia non fornita in condizioni di manutenzione su un tronco del suddetto anello. Al fine di incrementare l'adeguatezza del sistema e migliorare la sicurezza di esercizio della trasmissione è programmata la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la C.le di Castrocucco e la SE di Maratea. Il suddetto intervento consentirà una migliore gestione delle manutenzioni e un minore rischio di disalimentazioni.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione temporistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2020	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Sono in corso valutazioni per l'acquisizione in ambito RTN della parte AT dell'impianto Castrocucco			
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		13		3		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 '19	PdS '18				
Nuovo el. 150 kV "Castrocucco – Maratea"	Fase 5	Fase 4	13/07/2011 (EL-249)	Agosto 2018	2020	In data 14/08/2017 è stato emanato dal Mise il dec. Autorizzativo.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 1 M€ ⁵⁹						

⁵⁹ L'investimento stimato non include 16 M€ di contributo in conto capitale. L'extra costo deriva dalla necessità di tenere conto delle esigenze territoriali. Considerando l'assenza di 16M€ di contributo in conto capitale, gli indicatori economici sono IUS = 6,2 e VAN = 111 M€.

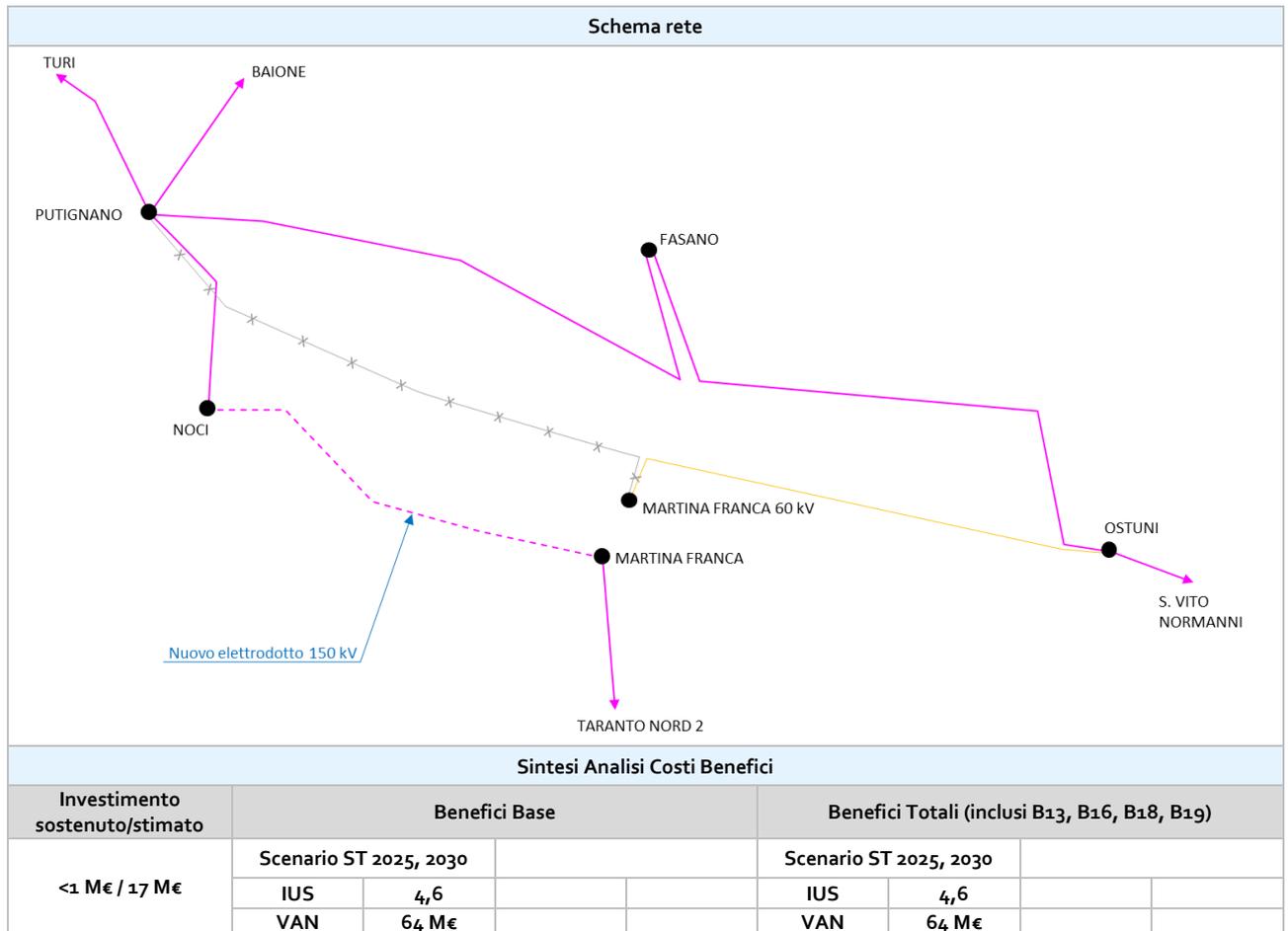
Elettrodotto 150 kV Sural – Taranto Ovest						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
523-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2008				Puglia		Sud
Descrizione intervento						
Al fine di favorire la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di Taranto, soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti fenomeni di trasporto, è prevista la rimozione di limitazioni della capacità di trasporto su alcune linee a 150 kV afferenti i nodi di Taranto Nord e Palagiano. Per non limitare i benefici di tali interventi, dovranno essere opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie.			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	20					
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 el. 150 kV "Sural - Taranto Ovest"	Fase 2	Fase 2	2020	2021	2022	
Rimozione limitazioni della rete AT afferente la SE Taranto	Compl.	Compl.	2011	2012	2013	Sono state ultimate le opere attinenti alla rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 150 kV: "Marina di Castellaneta - Palagiano - Taranto N."
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 3 M€ / 5 M€						

Anello 150 kV Brindisi Industriale						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
524-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2010				Puglia		Sud
Descrizione intervento						
Al fine di migliorare il livello di affidabilità della rete AT che alimenta le utenze industriali di Brindisi e in correlazione con la connessione della futura CP di Brindisi Industriale 1, sono previsti i collegamenti 150 kV CP Brindisi Ind.1 – Brindisi Pignicelle, CP Brindisi Ind.1 – Exxon Mobil e CP Brindisi Ind.1 – Nastro Carbone che consentiranno di chiudere in anello sulla stazione di Brindisi Pignicelle la porzione di rete 150 kV interessata. L'intervento consentirà di incrementare la sicurezza di esercizio della rete in oggetto. E'prevista un'alimentazione di riserva dalla rete MT per l'alimentazione di Nastro Carbone afferente gli impianti limitrofi di E-distribuzione e l'adeguamento della sezione a 150 kV di Brindisi Pignicelle.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2020	
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 '19	PdS '18				
Adeguamento SE 380 kV Brindisi Pignicelle	Compl.	Compl.	2009	2009	2011	
Raccordi 150 kV CP Brindisi Industriale 1	Compl.	Compl.	25/09/2008	2014	01/2015	Sono stati completati i raccordi a 150 kV della CP Brindisi Industriale 1: "CP Brindisi Ind.1 – Brindisi Pignicelle", "CP Brindisi Ind.1 – Exxon Mobil" e "CP Brindisi Ind.1 – Nastro Carbone".
Adeguamento sezione 150 kV Brindisi Pignicelle	Fase 5	Fase 4	01/03/2018	Agosto 2018	2020	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 3 M€						

Rinforzi rete AT Calabria centrale ionica						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
525-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2010				Calabria		Sud
Descrizione intervento						
<p>Al fine di ridurre i rischi di congestioni della rete 150 kV sul versante ionico della Calabria centrale, interessata dal trasporto di consistente produzione da fonte rinnovabile, sono previsti interventi di magliatura di tale porzione di rete, che sarà rinforzata e raccordata alla rete primaria a 380 kV in corrispondenza della stazione 380/150 kV di Maida. Gli interventi riguardano in particolare le direttrici 150 kV afferenti il nodo di Soverato.</p> <p>Gli interventi previsti consentiranno di migliorare anche la sicurezza e la flessibilità di esercizio, garantendo un incremento degli attuali livelli di qualità e continuità del servizio sulla porzione di rete interessata, funzionale all'alimentazione dei carichi della costa ionica e dell'entroterra della Calabria centrale.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2023			2025	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		8				
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Raccordi 150 kV SE Maida in e-e a linea 150 kV "Girifalco-Jacurso"	Fase 3	Fase 2	27/12/2018 (EL-412)	2023	2026	



Elettrodotto 150 kV Noci – Martina Franca						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
526-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2012				Puglia		Sud
Descrizione intervento						
La dorsale adriatica 150 kV compresa tra le stazioni elettriche di Brindisi, Taranto Nord e Bari Ovest è caratterizzata dalla presenza di numerose cabine primarie, alcune delle quali alimentate in antenna. Inoltre, data l'estensione della rete, alcuni collegamenti 150 kV rischiano di essere impegnati oltre i propri limiti in condizioni di guasto, con la possibilità di non coprire adeguatamente il fabbisogno. Pertanto, al fine di incrementare la magliatura della rete a 150 kV, superare le criticità attuali e aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione, sarà realizzato un nuovo collegamento 150 kV Noci – Martina Franca, sfruttando il riclassamento di infrastrutture esistenti. In seguito, si valuterà la possibilità di riclassamento del collegamento 60 kV "Ostuni – Martina Franca".						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione temporistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2023			2026	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		21		18		
Dismissione		3 ⁰				
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo el. 150 kV Noci – Martina Franca	Fase 3	Fase 2	25/06/2018 (El-398)	2023	2026	



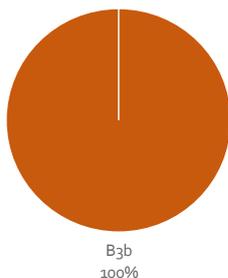
Benefici totali di sistema

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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3b- Riduzione ENF		5	
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

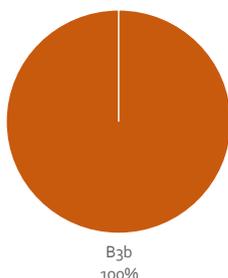


2025 - Distributed Generation

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.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3b- Riduzione ENF		5	
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Elettrodotto 150 kV Goletto – Avellino N.						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
528-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2013				Campania		Centro Sud
Descrizione intervento						
La direttrice a 150 kV compresa tra le stazioni di Benevento e Bisaccia è caratterizzata da una capacità di generazione eolica installata superiore alla capacità di evacuazione in condizioni di sicurezza. Al fine di consentire, in condizioni di migliore sicurezza, l'immissione in rete della potenza prodotta dagli impianti da fonti rinnovabile già installati e previsti nell'area delle province di Benevento e Avellino, in aggiunta alle azioni già intraprese relativamente alla suddetta direttrice, è in programma la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la CP Goletto S. A. e la realizzanda SE 380/150 kV Avellino N., sfruttando possibilmente anche infrastrutture esistenti. Per la realizzazione dell'intervento sono in corso verifiche di fattibilità che includono la possibilità di utilizzare parte dell'esistente linea RTN a 60 kV Goletto -Cassano - Calore - Benevento (già in classe 150 kV nel tratto Goletto - Cassano) e di realizzare l'alimentazione a 150 kV degli impianti a 60 kV di Cassano e Calore, di proprietà di E-distribuzione.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			2028	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie e per adeguamento a 150 kV.		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		29				
Dismissione		69		23		5
Dismissione e Realizzazione		12		5		
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo elettrodotto 150 kV Goletto – Avellino N.	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2028	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla necessità di programmare l'insieme degli interventi previsti nell'area.
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Adeguamento a 150 kV delle Cabine Primarie	Fase 1	Fase 1			2028	Interventi a cura di E-distribuzione.
Sintesi Analisi Costi Benefici						
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)	
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030	
<1 M€ / 23 M€	IUS		2,2		IUS	
	VAN		33 M€		VAN	
				33 M€		

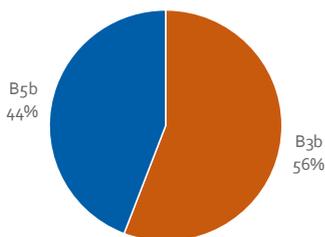
Benefici totali di sistema

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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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 rinnovabil	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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

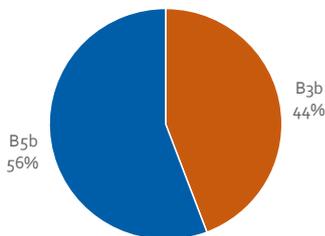


2025 - Distributed Generation

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.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	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 rinnovabil	2		
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

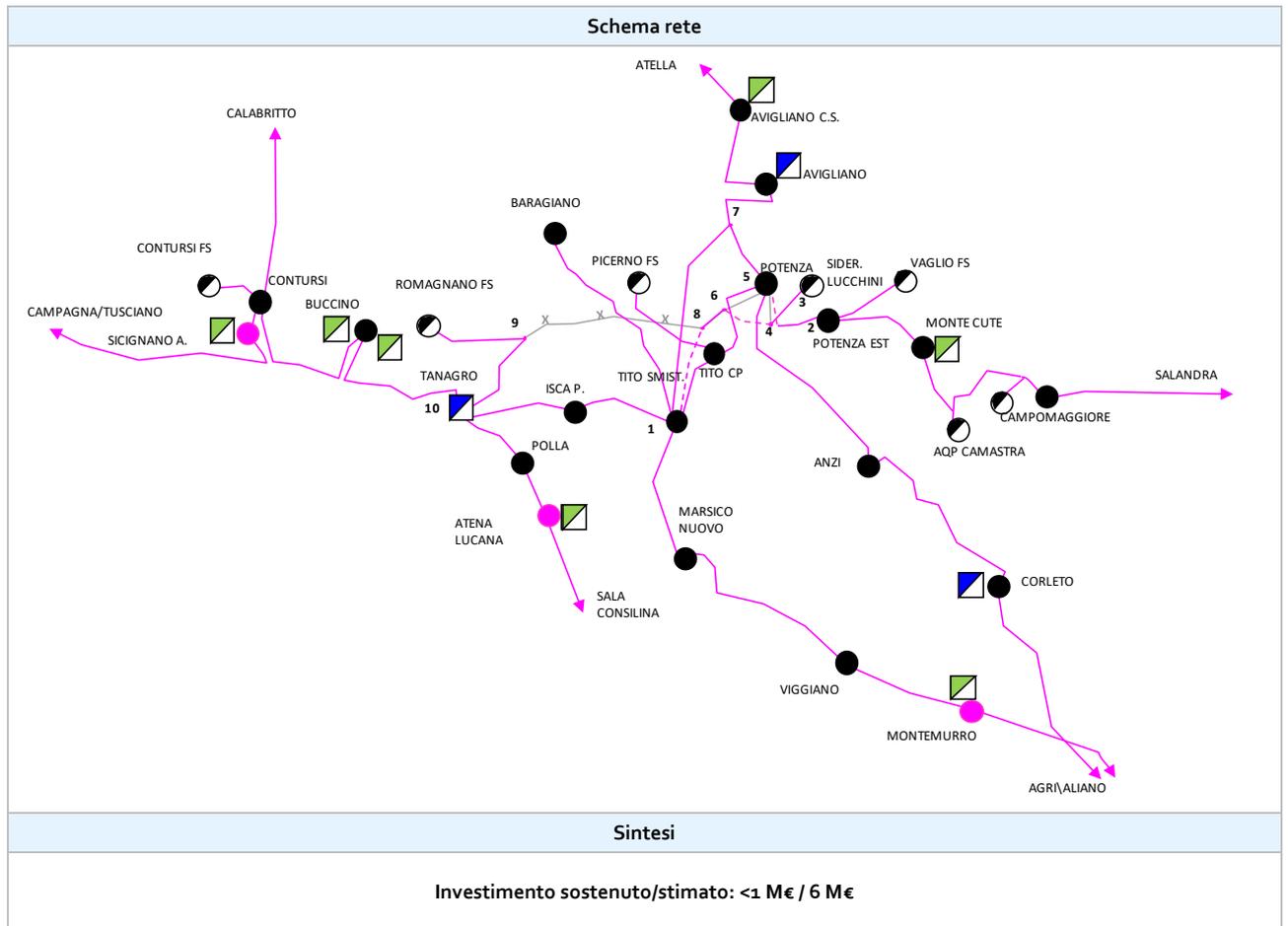


2030 - Distributed Generation

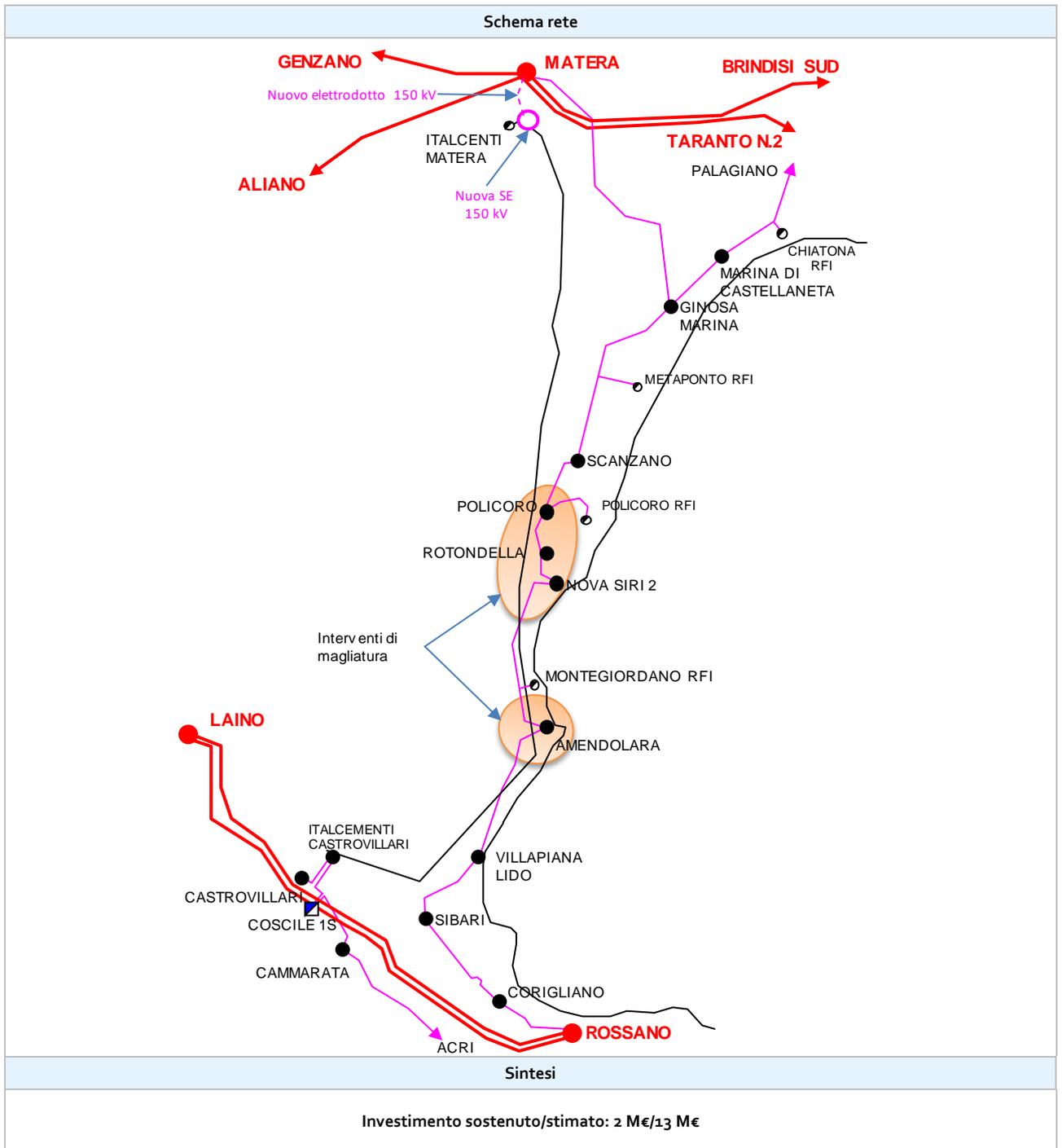
Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2b	0		
B3b	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Raccordi a 150 kV Brindisi Sud						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
529-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2013				Puglia		Sud
Descrizione intervento						
<p>Tenuto conto della notevole crescita della produzione distribuita da fonti rinnovabili registrata negli ultimi anni nell'area di Brindisi (che ha dato luogo a fenomeni di risalita dei flussi di energia dalle reti MT/BT alla rete AT), nonché dell'ulteriore incremento della capacità installata atteso nel medio periodo, alcune direttrici a 150 kV sono soggette a progressiva saturazione della capacità di trasporto.</p> <p>Al fine di ridurre i rischi di congestioni sulla porzione di rete a 150 kV a sud di Brindisi, la linea a 150 kV Mesagne - Brindisi P. sarà pertanto potenziata nel primo tratto in uscita dalla CP di Mesagne e raccordata alla nuova sezione 150 kV della stazione 380/150 kV di Brindisi Sud, realizzando il collegamento a 150 kV Mesagne - Brindisi Sud.</p> <p>La restante parte della linea a 150 kV in ingresso a Brindisi P. potrà essere dismessa, consentendo in tal modo di sfruttare gli spazi resi disponibili nella SE di Brindisi Pignicelle per il collegamento di nuovi impianti da fonti rinnovabili.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			2028	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		5				
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 '19	PdS '18				
Nuovo elettrodotto 150 kV "Mesagne – Brindisi Sud"	Fase 2	Fase 2	2020	2025	2028	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata alla necessità di programmare l'insieme degli interventi previsti nell'area.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 4 M€						

Riassetto rete AT nell'area di Potenza						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
503-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2010				Basilicata		Sud
Descrizione intervento						
<p>Il sistema elettrico presente in Basilicata è caratterizzato da un basso livello di magliatura della rete a 150 kV. Ricorrendo prevalentemente allo sfruttamento di asset esistenti, è previsto un vasto piano di razionalizzazione della rete AT in provincia di Potenza finalizzato all'incremento della magliatura.</p> <p>In particolare sono previsti i seguenti raccordi sulla rete locale AT:</p> <ul style="list-style-type: none"> • nuovo collegamento 150 kV tra la nuova SE Smistamento Tito e CP Avigliano – CP Potenza (tratto 1 – 7) valutando, per quanto possibile, lo sfruttamento di asset esistenti; • nuovo collegamento 150 kV tra la CP Potenza e la CP Potenza Est (tratto 2 – 5) valutando, per quanto possibile, lo sfruttamento di asset esistenti; • nuova linea 150 kV tra Sider. Lucchini e SE Smistamento Tito (tratti di linea 1 – 8 e 6 – 4) valutando, per quanto possibile, lo sfruttamento di asset esistenti; • dismissione di tratti estesi della linea a 150 kV Potenza – Potenza Est (tratto 4 – 5); • dismissione di tratti estesi della linea a 150 kV Potenza – Tanagro (tratto 5 – 6 e tratto 8 – 9). <p>Contestualmente al piano di razionalizzazione di cui sopra saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, elementi limitanti la capacità di trasmissione su asset RTN.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie.		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	21					
Dismissione	26					
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione delle limitazioni su el. 150 kV "Avigliano – Potenza"	Compl.	Compl.	2013	2014	novembre 2014	
Nuovo el. 150 kV "Smistamento Tito - CP Avigliano der. CP Potenza"	Compl.	Compl.	2013	2014	24/04/2015	
Nuovo el. 150 kV "CP Potenza – CP Potenza est"	Fase 2	Fase 2	2021	2026	Lungo termine	
Nuovo el. 150 kV "Smistamento Tito – Sider. Lucchini"	Fase 2	Fase 2	2021	2026	Lungo termine	



Sviluppi rete AT Calabria Nord Ionica						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
542-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2018				Calabria		Sud
Descrizione intervento						
<p>Poiché la direttrice a 150 kV a nord della Calabria dalla SE 380/150 kV di Rossano fino alla CP Ginosa Marina, quest'ultima situata in Basilicata, è caratterizzata dalla presenza di numerose Cabine Primarie del Distributore, in caso di indisponibilità di uno degli estremi di tale direttrice potrebbero verificarsi rischi per la sicurezza di esercizio locale, nonché un degrado della qualità del servizio. In considerazione di quanto suddetto è prevista la realizzazione di interventi atti ad incrementare la magliatura della RTN con gli asset AT esistenti nell'area. In particolare, saranno realizzati dei raccordi tra la linea 150 kV "Italcementi – Italcementi Matera" e le CP di Amendolara, Rotondella e Policoro.</p> <p>Infine si prevede la richiusura della linea 150 kV "Italcementi – Italcementi Matera", previo adeguamento, sulla SE 380/150 kV di Matera, valutando eventualmente di realizzare una nuova SE 150 kV in adiacenza alla stazione dell'Utente Italcementi Matera.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2020			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Subordinato all'acquisizione dell'asset da terzi			
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		9				
Dismissione		5				
Dismissione e Realizzazione		117		30		11
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Acquisizione el. 150 kV "Italcementi – Italcementi Matera"	Fase 1	Fase 1	2018	2018	2018	In data 21/12/2018 è stato firmato il preliminare di acquisto, subordinato all'emissione del decreto di ampliamento della RTN da parte del MISE.
Nuova SE 150 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2026	Lungo termine	
Adeguamento el. 150 kV "Italcementi – Italcementi Matera"	Fase 1	Fase 1	2021	2026	Lungo termine	
Raccordi a CP Amendolara, Policoro e Rotondella	Fase 1	Fase 1	2021	2026	Lungo termine	



5.2.3. Schede interventi in valutazione Area Sud

Elettrodotto 380 kV "Aliano – Tito – Montecorvino"

Cod. 503-S

Le attività prevedono la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area di Potenza, da raccordare opportunamente ad un nuovo collegamento a 380 kV tra la stazione di Aliano e la stazione di Montecorvino. In correlazione al nuovo collegamento a 380 kV si prevede l'impiego dei corridoi utilizzati da infrastrutture esistenti, tra le quali la direttrice a 220 kV di Rotonda – Tusciano – Montecorvino.

A seguito del completamento della dorsale a 380 kV "Aliano – Montecorvino", l'elettrodotto "Rotonda – Tusciano - Montecorvino" sarà declassato a 150 kV. Pertanto si prevede il declassamento a 150 kV della SE 220 kV Tusciano, opportunamente raccordata alla rete AT presente nell'area.

***Note:** Le suddette attività, poste in valutazione nel PdS 2014, erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Elettrodotto 380 kV "Aliano – Tito – Montecorvino e riassetto rete AT nell'area di Potenza".*

***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. Inoltre il completamento delle opere comprese nell'intervento "Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord (506-P) – Benevento II" è propedeutico all'eventuale realizzazione del suddetto intervento.*

Raccordi 380 kV stazione 380/150 kV di Palo del Colle

Cod. 512-S

Le attività prevedono, per la SE di Palo del Colle, la realizzazione degli ulteriori raccordi in entra-esce alla linea a 380 kV "Brindisi Sud – Andria".

***Note:** Le suddette attività, poste in valutazione nel PdS 2014, erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Elettrodotto 380 kV "Stazione 380/150 kV di Palo del Colle".*

***Motivazioni:** Le suddette attività risultano differibili in virtù della variazione degli scenari di generazione e carico nell'area.*

Nuovo collegamento 150 kV Isola di Ischia

Cod. 516-S

Inoltre, per migliorare l'efficienza dell'attuale linea a 150 kV "Cuma – Lacco Ameno" è prevista la ricostruzione del collegamento.

***Note:** Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Interconnessione a 150 kV delle isole campane" (cod. 516-P).*

***Motivazioni:** L'esigenza della ricostruzione dell'attuale linea a 150 kV "Cuma – Lacco Ameno" si rende differibile in virtù del ripristino del nuovo collegamento a 150 kV tra l'Isola di Ischia e il Continente.*

Ulteriori interventi riassetto rete AT penisola Sorrentina

Cod. 504-S

E' previsto il collegamento in cavo 150 kV tra la futura SE 220/150 kV Scafati e la CP Torre Centrale.

Si prevede la realizzazione di una nuova SE 380/220/150 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Montecorvino-Santa Sofia". E' inoltre prevista la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la futura SE 380/220/150 kV e l'impianto di Mercato S. Severino e di un collegamento tra la futura SE 380/220/150 kV e la CP Solofra.

***Note:** Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Interventi riassetto rete AT penisola Sorrentina" (cod. 504-P).*

Motivazioni: Le suddette attività risultano differibili in virtù della variazione degli scenari di generazione e carico nell'area nonché della realizzazione degli interventi di sviluppo già previsti (rif. cod. 504-P e 516-P).

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Campania

Cod. 518-S

In esito alla sperimentazione in corso, si valuteranno le soluzioni più idonee per l'installazione di sistemi di accumulo diffuso sulle seguenti direttrici:

- 150 kV Benevento II – Volturara – Celle S. Vito;
- 150 kV Benevento II – Bisaccia – Montecorvino.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Campania" (cod. 518-P).

Motivazioni: Le suddette attività risultano differibili in virtù della variazione degli scenari di generazione e carico nell'area

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia

Cod. 519-S

Le attività prevedono la rimozione delle limitazioni sulla esistente rete AT compresa nell'area a sud di Galatina, inclusi possibili interventi relativi all'installazione di sistemi di accumulo diffuso.

In esito alla sperimentazione in corso, si valuteranno le soluzioni più idonee per l'installazione di sistemi di accumulo diffuso sulle seguenti direttrici:

- 150 kV Foggia – Lucera – Deliceto – Melfi – Andria;
- 150 kV Foggia – San Severo CP – Serracapriola – San Martino in Pensilis – Portocannone – Larino;
- 150 kV Foggia – Carapelle – Stornara – Cerignola – Canosa – Andria.
- 150 kV Bari Ovest – Rutigliano – Putignano – Fasano – Ostuni – San Vito – Brindisi Pignicelle;
- 150 kV Taranto Nord – Grottaglie – Francavilla – Mesagne – Brindisi Sud;
- 150 kV Francavilla – Campi Salentina – Lecce Industriale - Lecce;
- 150 kV Foggia – Trinitapoli - Barletta Nord – Barletta – Trani – Andria;
- 150 kV Foggia – S. Severo - Lesina – Termoli;
- 150 kV Taranto – Palagianò – Ginosa – Scanzano – Amendolara – Rossano (Dorsale Jonica).

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia" (cod. 519-P).

Motivazioni: Le suddette attività risultano differibili in virtù della variazione degli scenari di generazione e carico nell'area

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Basilicata

Cod. 520-S

In esito all'evoluzione del parco produttivo e alla sperimentazione in corso, si valuterà l'installazione di sistemi di accumulo diffuso sulla direttrice 150 kV CP Melfi – Venosa – Forenza Maschito – Genzano – Tricarico – Gravina – Altamura – SE Matera.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Basilicata" (cod. 520-P).

***Motivazioni:** Le suddette attività risultano differibili in virtù della variazione degli scenari di generazione e carico nell'area*

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Calabria

Cod. 521-S

In esito alla sperimentazione in corso, si valuteranno le soluzioni più idonee per l'installazione di sistemi di accumulo diffuso sulla seguente direttrice:

- 150 kV "Scandale – Crotone – Isola C.R. – Cutro – Belcastro – Simeri – Catanzaro".

Inoltre, tenuto conto dell'evoluzione del parco produttivo e della sperimentazione in corso, si valuterà l'installazione di sistemi di accumulo diffuso sulle seguenti direttrici:

- 150 kV "Scandale – Strongoli – Rossano";
- 150 kV "Cetraro – Paola – Amantea – Lamezia – Feroleto";
- 150 kV "Feroleto SE – S. Eufemia – Jacurso – Girifalco – Soverato".

***Note:** Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Calabria" (cod. 521-P).*

***Motivazioni:** Le suddette attività risultano differibili in virtù della variazione degli scenari di generazione e carico nell'area*

Anello 150 kV Brindisi Industriale

Cod. 524-S

A seguito della recente rinuncia ufficiale alla connessione a 220 kV a Brindisi Pignicelle da parte della Edipower, con relativa perdita della riserva di alimentazione per il nastro Carbone (di proprietà Enel Produzione) non si esclude la realizzazione di un bypass in accesso alla SE di proprietà Edipower tra la linea n.229 e la n.260 (da ammazettare con la n.261) e di adeguare i montanti di attestazione delle linee al nuovo livello di tensione. Tale soluzione prevedrebbe il declassamento a 150 kV di tale bypass e il conseguente adeguamento dell'impianto di Enel Produzione per l'alimentazione a 150 kV del Nastro Carbone oltre alla predisposizione di un nuovo stallo a 150 kV presso la sezione a 150 kV di Brindisi Pignicelle.

***Note:** Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Anello 150 kV Brindisi Industriale" (cod. 524-P).*

***Motivazioni:** Le suddette attività risultano differibili in virtù della variazione degli scenari di generazione e carico nell'area*

5.3. AREA SICILIA

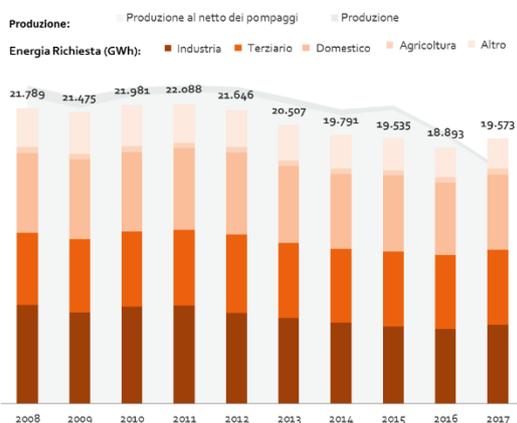


5.3.1. Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Sicilia

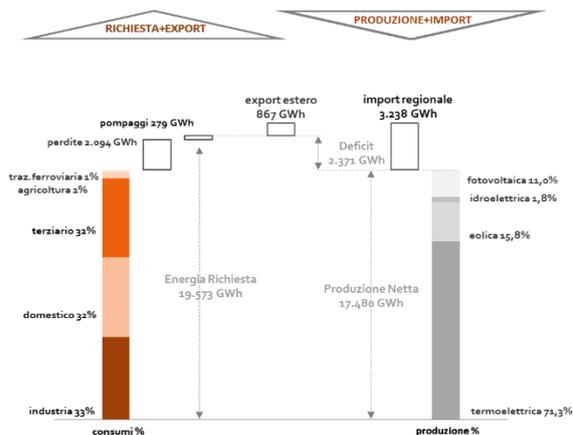
Sicilia

L'energia totale richiesta dalla Regione Sicilia nell'anno 2017 è stata di circa 19,6 TWh, in aumento rispetto al 2016 di circa il 3,6%. La ripartizione dei consumi nei macro settori vede quello industriale (33%) impegnare la quota più significativa, seguito dal settore domestico (32%), terziario (32%), agricolo (2%) e dalla trazione ferroviaria (1%).

Sicilia: storico produzione/richiesta



Sicilia: bilancio energetico 2017



La produzione regionale, attribuibile per circa il 71% agli impianti termoelettrici, seguiti dagli impianti eolici (circa il 16%), dai fotovoltaici (circa l'11%) e dagli idroelettrici (circa il 2%), registra una riduzione del 12,5% rispetto al 2016. In particolare si è verificata una riduzione di produzione termoelettrica del 12,5% ed un incremento della generazione da fonte fotovoltaica del 12,4%. Per quanto concerne l'idroelettrico e l'eolico la produzione è stata inferiore del precedente anno rispettivamente del 5,1% e 8,5%.

5.3.2. Schede Interventi pianificati Area Sicilia

Nuova interconnessione Italia-Tunisia								
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ⁶⁰		Identificativo RIP		
601-I		3-27		29				
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato		
2016				Sicilia		Sicilia/Tunisia		
Descrizione intervento								
È in programma la realizzazione di un nuovo collegamento HVDC tra la Tunisia e la rete primaria della Sicilia sud-occidentale. Saranno inoltre realizzati gli opportuni rinforzi interni propedeutici al funzionamento in sicurezza del nuovo collegamento. L'opera, generando benefici in Italia e Tunisia, è ritenuta di rilevanza strategica per il sistema elettrico di trasmissione del bacino mediterraneo e fornisce uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa. La nuova interconnessione contribuirà ad un incremento dei benefici per il sistema elettrico italiano ed anche nel complesso all'intero sistema europeo in termini di sostenibilità e integrazione dei mercati. La realizzazione del progetto è condizionata all'ottenimento di adeguati strumenti di finanziamento.								
Finalità intervento				Obiettivo intervento				
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione Energetica		
Previsione temporistica Intervento								
Avvio attività			Avvio cantieri			Completamento		
2019/2020			2023			2027		
Interdipendenze o correlazione								
Con altre opere				Da accordi con terzi				
Impatti territoriali								
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]		
Realizzazione		176		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 '19	PdS '18						
Nuovo el. HVDC in cavo "Italia-Tunisia"	Fase 1	Fase 1	2019/2020	2023	2027	Attività subordinata agli accordi tra i Paesi		
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁶¹								
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	IUS	3,1	IUS	3	IUS	3,1
<1 M€ / 300 M€	VAN	740 M€	VAN	775 M€	VAN	740 M€	VAN	775 M€

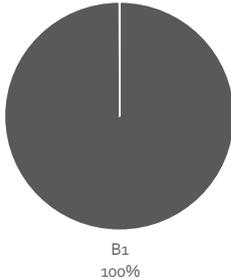
⁶⁰ Con l'obiettivo di fornire un quadro complessivo sui benefici che la nuova interconnessione fornirà al sistema elettrico europeo e sulla base di quanto richiesto nella *Valutazione dello schema di Piano Decennale di Sviluppo della rete di Trasmissione Nazionale 2018* emessa da ARERA (Autorità di regolazione per l'energia Reti e Ambiente) con Delibera 674/2018/I/EEL del 18/12/2018, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019. Si riporta inoltre al seguente link la scheda di valutazione TYNDP 2018 del progetto: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/29>.

⁶¹ Relativo all'investimento a cura Terna, esclusi eventuali finanziamenti a fondo perduto.

Benefici totali di sistema⁶²

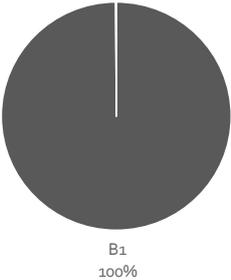
2020 - Best Estimation			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2a - Riduzione Perdite	0		
B3a- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	72		
B2a - Riduzione Perdite	0		
B3a- 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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0



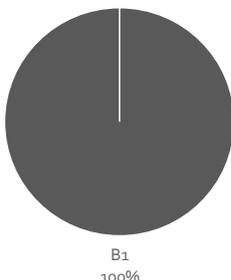
B1
100%

2025 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	79		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	<1		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	600	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0



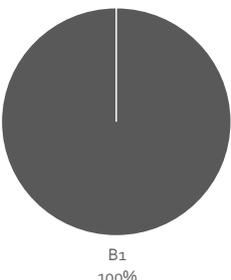
B1
100%

2030 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	71		
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0



B1
100%

2030 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	72		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	600	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0



B1
100%

⁶² La nuova interconnessione consentirà di evitare la riduzione di capacità di trasporto sulla frontiera Nord dell'Italia per c.ca 500 MW.

Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP ⁶³	Identificativo RIP
723 – P		339	
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2018		Campania/Sicilia/Sardegna	Centro-Sud/Sicilia/Sardegna
Descrizione intervento			
<p>Il progressivo piano di decarbonizzazione del sistema elettrico nazionale, così come previsto dalla proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC), pone importanti problematiche nella futura gestione della rete sarda, che attualmente si caratterizza proprio per la presenza di un parco termico obsoleto e di due centrali alimentate a carbone; si rendono pertanto necessari nuovi interventi per il funzionamento in sicurezza dell'Isola.</p> <p>La soluzione prospettata prevede un nuovo sviluppo della capacità di interconnessione dell'isola verso il Continente, che considerando la distribuzione del carico e la presenza di già due collegamenti in corrente continua al Nord dell'Isola, dovrà interessare l'area Sud della Sardegna. Considerando quindi le esigenze elettriche summenzionate e la fattibilità dell'opera la soluzione preferibile è quella di un futuro collegamento HVDC fra Sardegna (SE Villasor) e Sicilia (SE Ciminna).</p> <p>Tale collegamento comporterà la necessità di un incremento della capacità di scambio fra l'area Centro-Sud e la zona Sicilia, che sarà realizzata tramite un collegamento HVDC; l'effettivo punto di connessione al Continente è subordinato a verifiche tecnico-ambientali.</p> <p>Il futuro collegamento HVDC tra Continente, Sicilia e Sardegna, consentirà, quindi, un incremento della capacità di scambio fra le zone insulari e il Continente a fronte di una sostanziale variazione della capacità di generazione prevista: incremento della capacità rinnovabile e phase-out del carbone.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri ⁶⁴	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	882	50	39
Dismissione	-	-	-
Dismissione e Realizzazione	-	-	-

⁶³ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

⁶⁴ Nell'eventualità di strumenti normativi straordinari di accelerazione dell'iter autorizzativo, la data può subire anticipazioni.

Avanzamento opere principali								
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)		
	PdS '19	PdS '18						
SE HVDC Continente	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
SE HVDC Sicilia	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
SE HVDC Sardegna	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
Collegamento Continente-Sicilia	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
Collegamento Sicilia-Sardegna	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
SE 380 kV Villasor	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
SE 380 kV Continente	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁶⁵								
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	
<1 M€ / 2.600 M€ ⁶⁶ (in corso studi di prefattibilità)	IUS	0,9	IUS	1,3	IUS	0,9	IUS	1,3
	VAN	-268 M€	VAN	810 M€	VAN	-268 M€	VAN	893 M€

⁶⁵ Si evidenzia come nella sensitivity sullo scenario ST 2030 in assenza di impianti a carbone in Sardegna, le sole analisi di mercato rendono l'intervento profittevole (IUS maggiore di 1).

⁶⁶ La stima del CAPEX potrebbe subire variazioni a causa di attività specifiche che potrebbero rendersi necessarie in relazione all'esito della survey marina.

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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - 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 rinnovabil		1	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		145	
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2a		0	
B3a		0	
B4		0	
B5b		<1	
B6		0	
B7		220	
B13		0	
B16		0	
B18		6	
B19		8	
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	1000	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		23	
B2a - Riduzione Perdite		0	
B3a- Riduzione ENF		8	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		<1	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		118	
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		23	
B2a		0	
B3a		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		195	
B13		0	
B16		0	
B18		1	
B19		2	
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	1000	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Sintesi Sensitivity Analisi Costi Benefici ⁶⁷							
Investimento sostenuto/stimato o M€ / 2.600 M€ (in corso studi di prefattibilità)	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario PNEC 2025, 2030				Scenario PNEC 2025, 2030		
	IUS	2,1			IUS	2,1	
	VAN	2.927 M€			VAN	2.927 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		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 - Distributed Generation							
Monetari Val. [M€]							
B1		0					
B2a		0					
B3a		0					
B4		0					
B5b		<1					
B6		0					
B7		220					
B13		0					
B16		0					
B18		6					
B19		8					
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		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		39					
B2a		0					
B3a		86					
B4		0					
B5b		3					
B6		0					
B7		254					
B13		0					
B16		0					
B18		1					
B19		1					
Altri Val.				Val.			
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0		
I5 [MWh]		0	I13		0		

⁶⁷ L'analisi di sensitivity è coerente con gli scenari elaborati da Terna sulla base delle assunzioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNEC)

Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
501-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2003		Calabria, Sicilia	Sud/Sicilia
Descrizione intervento			
<p>Al fine di rendere possibile un incremento della capacità di trasporto fra la Sicilia ed il Continente sarà potenziata l'interconnessione a 380 kV tra le stazioni elettriche di Rizziconi (RC) e Sorgente (ME), mediante la realizzazione (parte in soluzione aerea e parte in cavo marino e terrestre) di una linea in doppia terna 380 kV. Il nuovo collegamento e gli interventi ad esso correlati garantiranno una maggiore sicurezza della connessione della rete elettrica siciliana a quella peninsulare, favorendo gli scambi di energia con evidenti benefici in termini di riduzione dei vincoli per gli operatori del mercato elettrico e di maggiore concorrenza.</p> <p>La realizzazione del collegamento è particolarmente importante poiché favorirà anche la connessione alla rete siciliana di un maggior numero di impianti da fonte rinnovabile.</p> <p>Sfruttando le opportunità offerte dal nuovo collegamento, entrambe le linee del nuovo elettrodotto saranno raccordate all'esistente stazione di Scilla (RC) e ad una nuova stazione elettrica da realizzare in località Villafranca T. (ME). Presso tali stazioni estreme saranno pertanto approntati i necessari adeguamenti.</p> <p>In correlazione a tale intervento, è in programma un piano di razionalizzazione ed ammodernamento della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di Scilla finalizzata ad alimentare in sicurezza le utenze elettriche locali ed al contempo ridurre significativamente l'impatto sul territorio degli impianti di rete in AT nell'area di Reggio Calabria. In particolare si ricostruirà la linea 150 kV "Scilla – Villa S. Giovanni – Gallico – Reggio Condera" in modo da migliorare la capacità di trasporto, con interrimento dell'ultimo tratto in cavo; si provvederà ad ammazzerare la linea d.t. 150 kV "Scilla – Reggio Ind.le" su unica palificata, demolendo il tratto di linea d.t. 150 kV in e – e alla CP di Reggio Condera, la quale sarà collegata mediante un nuovo tratto in cavo 150 kV alla CP di Gebbione; inoltre, è previsto un nuovo raccordo a 150 kV tra la CP S. Procopio e la linea " Scilla– Palmi S.". Infine, presso la SE di Scilla sarà adeguata la sezione a 150 kV ed installati due nuovi ATR 380/150 kV, che consentiranno di alimentare direttamente dal sistema a 380 kV la rete di distribuzione a 150 kV del sud della Calabria, migliorandone in gran parte la qualità del servizio. Nella stazione è prevista inoltre l'installazione, in derivazione al nuovo collegamento, di opportune reattanze di compensazione per garantire il rifasamento delle tratte in cavo.</p> <p>In correlazione a tali opere è previsto un piano di razionalizzazione della rete AT che alimenta l'area di Messina, che consentirà di migliorare la qualità del servizio e, conseguentemente, permetterà la dismissione di un considerevole numero di linee aeree a 150 kV verso Sorgente, con evidenti benefici ambientali. Propedeuticamente a ciò è prevista la realizzazione di nuovi collegamenti a 150 kV: "SE Villafranca – CP Villafranca", " CP Messina R. – CP S. Cosimo" (sfruttando per tratti estesi infrastrutture esistenti), "CP Contesse – FS Contesse", FS Villafranca in e-e "CP Pace del Mela – CP Villafranca". Con l'obiettivo di migliorare l'affidabilità del futuro collegamento "Sorgente – Rizziconi", sono previste attività di adeguamento delle sezioni 380 kV di Sorgente e Rizziconi.</p> <p>Al fine di migliorare l'affidabilità e ridurre i possibili vincoli di esercizio del collegamento esistente "Sorgente – Rizziconi", sono previste attività di adeguamento tramite l'installazione, presso le stazioni 380 kV di Bolano e Paradiso, di un sistema di automazione innovativo, con funzioni di comando, controllo e monitoraggio, che consente lo scambio automatico dei cavi di fase in caso di anomalia senza comportare l'interruzione del servizio.</p> <p>Sono inoltre previsti interventi volti alla risoluzione delle interferenze esistenti dell'attuale elettrodotto 380 kV "Sorgente – Rizziconi": tali interventi consentiranno la rimozione delle limitazioni esistenti.</p> <p>Infine, a conclusione delle opere previste sulla rete 380 kV Calabrese, al fine di migliorare le condizioni di affidabilità e sicurezza della rete primaria che alimenta il Sud e la Sicilia, sarà verificata la possibilità di realizzare dispositivi di by-pass di alcune delle linee in ingresso alla stazione di Rizziconi. L'intervento, per la rilevanza strategica che riveste, ha beneficiato del sostegno finanziario dell'Unione Europea nell'ambito del programma European Energy Program for Recovery (EPR). Tale contributo è stato deliberato con Regolamento (CE) n. 663/2009 riguardante gli interconnettori del gas e dell'elettricità, e con conseguente Decisione della Commissione Europea C(2010)4543 del 7.7.2010 e successive modifiche.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		2027	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	7	5	2
Dismissione	58	26	5
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
SE 380/150 kV Scilla	Compl.	Compl.	20/02/2007 (EL-076)	2013	Dicembre 2014	In data 20/02/2009 è stato emanato dal MiSE il decreto n.239/EL – 76/82/2009, relativo alla costruzione e all'esercizio dei tratti 380 kV in cavo e SE di Scilla e Villafranca non oggetto di VIA.
Nuova SE 380/150 kV Villafranca	Compl.	Compl.		2009	Maggio 2016	
El. 380 kV "Villafranca - Scilla"	Compl.	Compl.		2010	Dicembre 2014	
El. 380 kV "Sorgente - Villafranca"	Compl.	Compl.		2011	Maggio 2016	In data 08/07/2010 è stato emanato dal MiSE il decreto n.239/EL – 76/113/2010, relativo alla costruzione e all'esercizio dei tratti aerei 380 kV.
El. 380 kV "Scilla-Rizziconi"	Compl.	Compl.		2011	Ottobre 2014	
SE 380 kV Sorgente	Compl.	Compl.		2013	Aprile 2015	
SE 380 kV Rizziconi	Compl.	Compl.		2014	Settembre 2015	
SE 380 kV Bolano e Paradiso	Compl.	Compl.	2013	2013	Ottobre 2015	
Cavo 150 kV "SE Villafranca-CP Villafr."	Compl.	Compl.	04/12/2014	2017	Novembre 2017	In data 13/03/2017 la Regione Siciliana ha emanato il dec. Autorizzativo secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
Nuovo cavo 150 kV "CP Gebbione – CP Reggio Ind."	Compl.	Compl.	2007	2010	Luglio 2011	
Avanzamento altre opere						
<p>È in programma un ampio piano di razionalizzazione ed ammodernamento della rete a 150 kV nelle provincie di Reggio Calabria e Messina al fine di alimentare in sicurezza le utenze elettriche locali ed al contempo ridurre significativamente l'impatto sul territorio degli impianti di rete in AT esistenti.</p> <p>Razionalizzazione Rete AT RC</p> <p>Si ricostruirà la linea 150 kV "Scilla – Villa S. Giovanni – Gallico – Reggio Condera" in modo da migliorare la capacità di trasporto, con interrimento dell'ultimo tratto in cavo; si provvederà ad ammazettare la linea d.t. 150 kV "Scilla – Reggio Ind.le" su unica palificata, demolendo il tratto di linea d.t. 150 kV in e – e alla CP di Reggio Condera, la quale sarà collegata mediante due nuovi tratti in cavo 150 kV verso le CP di Gebbione e di Reggio Ind.le; inoltre, è previsto un nuovo raccordo a 150 kV tra la CP S. Procopio e la linea " Scilla– Palmi S.". Infine, presso la SE di Scilla sarà adeguata la sezione a 150 kV ed installati due nuovi ATR 380/150 kV, che consentiranno di alimentare direttamente dal sistema a 380 kV la rete di distribuzione a 150 kV del sud della Calabria, migliorandone in gran parte la qualità del servizio.</p> <p>Razionalizzazione Rete AT ME</p> <p>È prevista la realizzazione di nuovi collegamenti a 150 kV: "SE Villafranca – CP Villafranca", "CP Messina R. – CP S. Cosimo" (sfruttando per tratti estesi infrastrutture esistenti), "CP Contesse – FS Contesse", "Contesse FS – S. Cosimo", raccordo "Roccalumera – CP Contesse", FS Villafranca in e-e a "CP Pace del Mela – CP Villafranca". Ciò consentirà il miglioramento della qualità del servizio e la dismissione di un considerevole numero di linee aeree a 150 kV verso Sorgente, con evidenti benefici ambientali.</p>						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo raccordo 150 kV "Messina riviera - CP Villafranca"	Compl.	Fase 5	13/09/2016 (RS-005)	novembre 2017	15/03/2018	In data 27/06/2017 la Regione Siciliana ha emanato il dec. Autorizzativo secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
Riassetto rete AT Messina "S. Cosimo - Contesse FS - Contesse", raccordo "Roccalumera – CP Contesse", "S. Cosimo - Messina Riviera", "Villafranca FS/Villafranca CP - Pace del Mela" e dismissioni associate	Fase 3	Fase 3	13/05/2016 (RS-004)	2024	2027	Procedimento autorizzativo in Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140. La nuova programmazione temporale tiene conto della necessaria verifica di compatibilità del progetto con i nuovi Piani Paesistici.
Raccordo 150 kV "S. Procopio – Palmi Sud"	Fase 3	Fase 3	17/05/2017 (EL-369)	2021	2025	In data 20/06/2018 è stato emanato il Decreto di Compatibilità Ambientale.
Rimozione limitazioni 380 kV "Sorgente – Paradiso"	Fase 2	Fase 1	2020	2022	2023	
Sintesi ⁶⁸						
Investimento sostenuto/stimato: 784M€ / 836 M€						

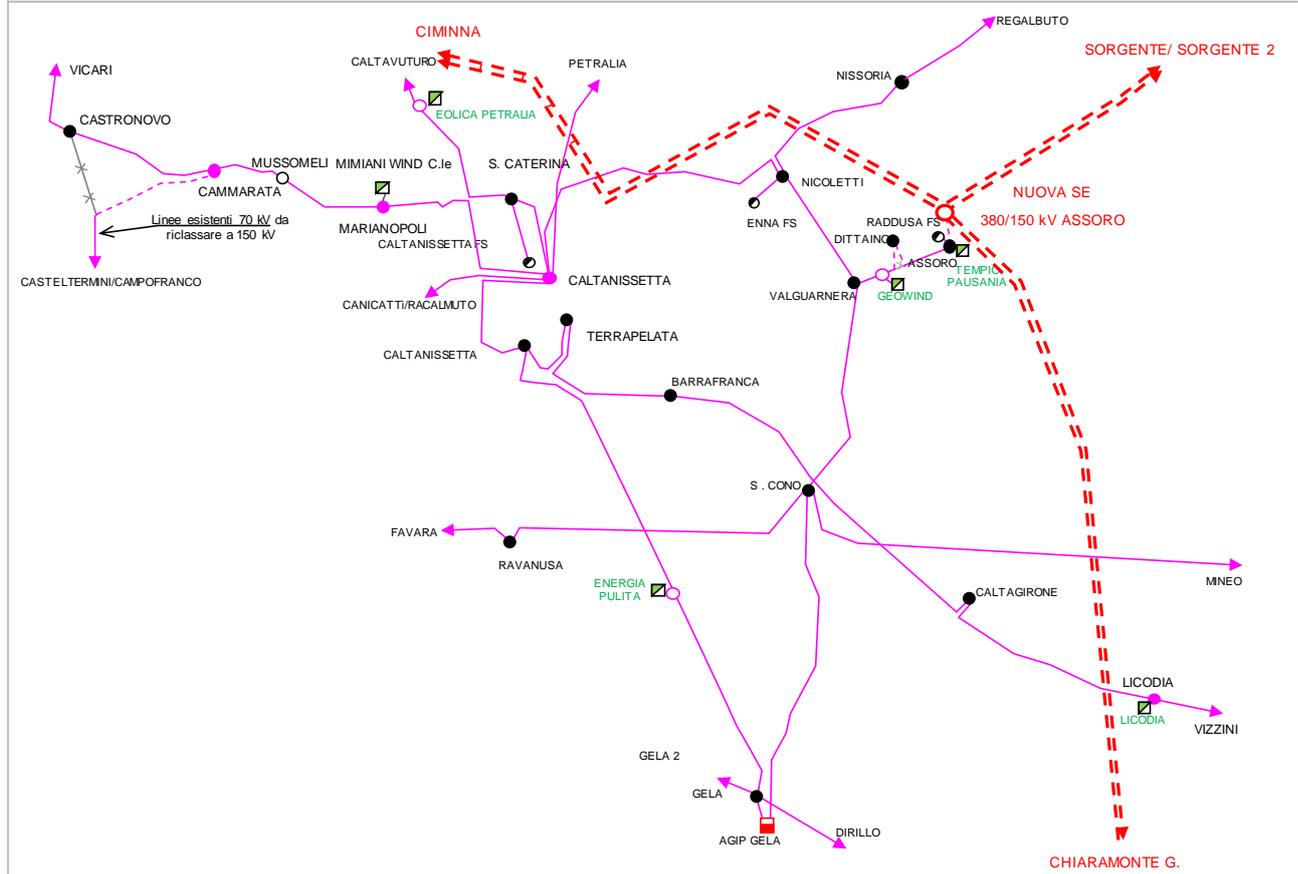
⁶⁸ Le attività in corso si riferiscono ad opere di razionalizzazione associate all'opera principale già entrata in servizio, conseguenti alla necessità di ottemperare a prescrizioni autorizzative e/o concertative (dec. VIA DSA-DEC2009-0000943 del 29/07/2009), quindi non soggette ad Analisi Costi Benefici.

Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna"						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
602-P						RIP 2017
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2005				Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
<p>È previsto un nuovo elettrodotto a 380 kV che collegherà la SE Chiaramonte Gulfi a quella di Ciminna. L'intervento è finalizzato a creare migliori condizioni per il mercato elettrico e a migliorare la qualità e la continuità della fornitura dell'energia elettrica nell'area centrale della Regione Sicilia. Il nuovo elettrodotto consentirà di ridurre gli attuali vincoli di esercizio delle centrali presenti nella parte orientale dell'isola, migliorando l'affidabilità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica nella Sicilia occidentale, in particolare nella città di Palermo. Inoltre permetterà, anche in relazione al previsto nuovo collegamento a 380 kV "Sorgente – Rizziconi", di sfruttare maggiormente l'energia messa a disposizione dalle nuove centrali, garantendo così una migliore copertura del fabbisogno isolano. Infine, con tale rinforzo di rete, si favorirà la produzione degli impianti da fonte rinnovabile dell'area.</p> <p>Presso la SE di Ciminna sarà realizzata una nuova sezione 380 kV interconnessa alle sezioni 220 kV e 150 kV mediante un nuovo ATR 380/220 kV da 400 MVA e 2 nuovi ATR 380/150 kV da 250 MVA.</p> <p>È previsto un nuovo collegamento a 150 kV tra la SE 150 kV Cammarata e la SE Campofranco FS che, sfruttando parzialmente il riclassamento di infrastrutture esistenti a 70 kV, consentirà di decongestionare la direttrice a 150 kV compresa tra la SE Caltanissetta e la SE Ciminna, e nel contempo consentirà la dismissione di un considerevole numero di linee aeree AT, con evidenti benefici ambientali.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2020			2026/Lungo termine ⁶⁹	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Elettrodotto 380 kV "Assoro - Sorgente 2 e Sorgente 2 – Villafranca" (Cod. 604-P)						
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		192				1
Dismissione		20		2		1
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto d.t. 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna"	Fase 3	Fase 3	26/04/2012 (EL-279)	2020	2026	In data 27/04/2016 è stato ottenuto il Decreto VIA. In data 12/04/2018 il MiSE ha emanato il Decreto Autorizzativo. In applicazione della sentenza del Consiglio di Stato n. 04737 del 2018, il 27/11/2018 è stato riaperto il procedimento autorizzativo presso il MiSE.
Ampliamento SE 380 kV Chiaramonte Gulfi	Fase 3	Fase 3	27/11/2018 (EL-279 bis)	2020	2026	
Ampliamento SE 380 kV Ciminna	Fase 3	Fase 3		2020	2026	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				

⁶⁹ La data di completamento "Lungo termine" si riferisce alle opere di razionalizzazione associate all'opera principale.

El. 150 kV "Cammarata - Campofranco FS"	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	
Nuova SE Campofranco FS	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	
El. 150 kV "Caltanissetta – Nicoletti"	Fase 2	Fase 2	2023	2028	Lungo termine	La nuova previsione della tempistica dell'opera di razionalizzazione associata all'opera principale, è subordinata all'esito del procedimento autorizzativo relativo all'elettrodotto 380 kV "Chiaromonte Gulfi – Ciminna".

Schema rete



Sintesi Analisi Costi Benefici⁷⁰

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	
9 M€ ⁷¹ / 534 M€ ⁷²	IUS	1,4	IUS	2,2	IUS	1,4	IUS	2,2
	VAN	205 M€	VAN	645 M€	VAN	205 M€	VAN	645 M€

⁷⁰ L'analisi tiene conto anche dell'intervento Elettrodotto 380 kV "Assoro - Sorgente 2 – Villafranca" (Cod. 604-P)

⁷¹ L'investimento sostenuto è riferito all'intervento 604-P/602-P.

⁷² Il costo stimato include i costi di "Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 e Sorgente 2 – Villafranca" (Cod. 604-P).

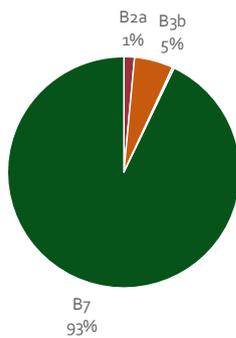
Benefici totali di sistema

2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2a - 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.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

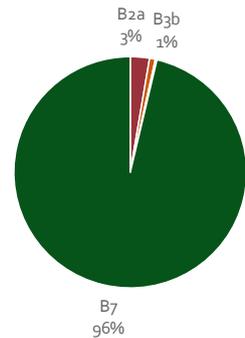
2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2a - 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		56	
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.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0



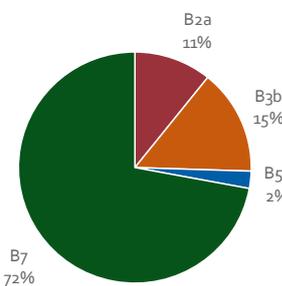
2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2a		2	
B3b		1	
B4		0	
B5b		0	
B7		77	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0



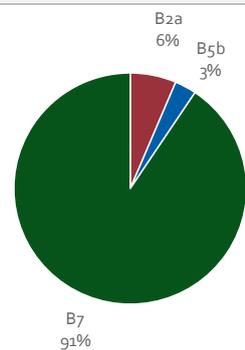
2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2a - Riduzione Perdite		5	
B3b- Riduzione ENF		7	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		1	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		33	
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.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0



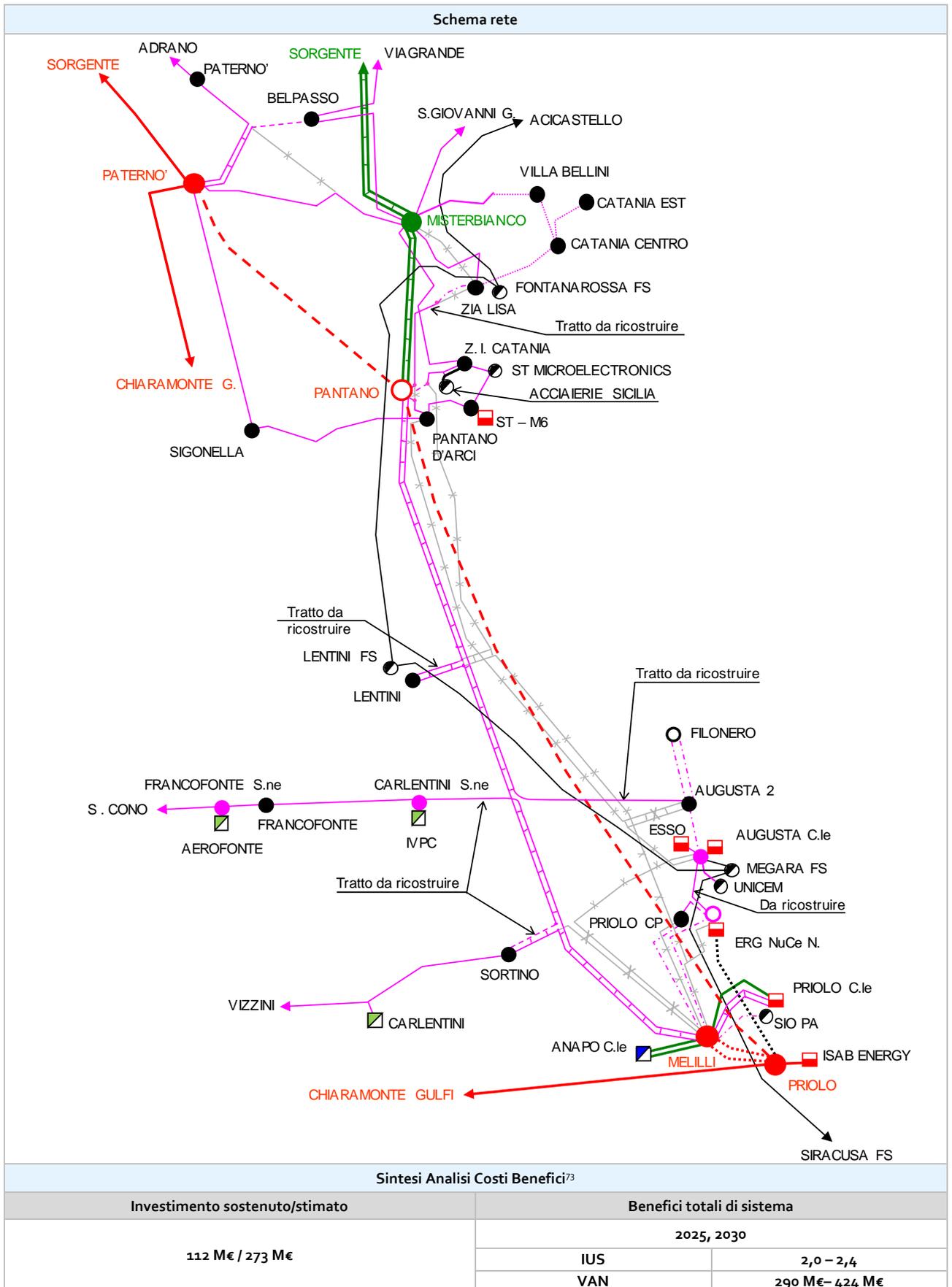
2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2a		5	
B3b		0	
B4		0	
B5b		2	
B6		0	
B7		68	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0



Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
603-P						RGIP 2017
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2006		Tab.2		Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
<p>In correlazione alla connessione della centrale ERG Nu.Ce. Nord di Priolo (SR), al fine di superare le possibili limitazioni alla generazione degli impianti ubicati nell'area di Priolo, è in programma la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che collegherà la SE di Paternò (CT) con la SE 380 kV di Priolo (SR).</p> <p>Al fine di aumentare la continuità del servizio e la stabilità delle tensioni nella Sicilia orientale e in previsione di un forte sviluppo della produzione di energia eolica nella zona sud orientale della Sicilia, il futuro elettrodotto 380 kV "Paternò – Priolo" sarà raccordato ad una nuova SE 380/220/150 kV da realizzarsi in località Pantano D'Arce (CT). L'intervento consentirà di interconnettere il sistema a 380 kV con la rete a 150 kV che alimenta l'area di Catania, migliorando la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete. Inoltre, con tale rinforzo di rete, si favorirà la produzione degli impianti da fonte rinnovabile dell'area. Alla nuova stazione 380 kV di Pantano saranno raccordate la linea "Misterbianco – Melilli" in doppia terna a 220 kV - prevedendo il declassamento a 150 kV del tratto compreso tra la nuova SE di Pantano e Melilli – la linea "Pantano d'Arce – Zia Lisa" a 150 kV e un tratto della linea a 150 kV "Catania Z.I. – Lentini", che consentirà l'eliminazione del resto della linea verso Lentini.</p> <p>Nella stazione a 220 kV di Melilli sarà realizzata una nuova sezione a 380 kV, da collegare alla SE di Priolo attraverso due terne a 380 kV in cavo. Le trasformazioni di Melilli saranno adeguatamente potenziate con l'installazione di 2 ATR 380/220 kV da 400 MVA e di 1 ATR 380/150 kV da 250 MVA al posto dell'attuale ATR 220/150 kV da 160 MVA; ciò consentirà di interconnettere il sistema a 380 kV con quello a 220 kV di Melilli che alimenta l'area di Siracusa, determinando ulteriori benefici in termini di continuità del servizio e di stabilità delle tensioni. Nell'ambito di tale intervento, per consentire un adeguato funzionamento dei nuovi collegamenti, migliorare i profili di tensione ed assicurare adeguati livelli di qualità nell'esercizio della rete AT nell'area sud-orientale della Sicilia, sarà installato nella stazione di Melilli un banco di reattanze di taglia compresa tra 200 e 300 MVar. Nella stazione di Priolo sarà ampliata la sezione 380 kV per consentire l'attestazione delle future linee agli stalli 380 kV.</p> <p>Per migliorare la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio del sistema a 150 kV della SE Misterbianco, è previsto l'adeguamento della sezione a 150 kV. Contestualmente, saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni interessanti le linee AT afferenti la suddetta stazione. Al fine di gestire in sicurezza N – 1 la rete presente nelle aree di Ragusa e Favara a seguito dell'incremento della produzione nel nodo 380 kV di Priolo con l'entrata in servizio dei nuovi gruppi della c.le ERG Nu.Ce. Nord è prevista la sostituzione degli attuali ATR 220/150 kV da 160 MVA presenti nella stazione di Favara con due nuovi ATR da 250 MVA.</p> <p>Infine, l'intervento interesserà anche la rete a 150 kV di Catania, dove è previsto un programma di razionalizzazione della rete esistente. Per non limitare i benefici di tali interventi, dovranno essere opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2028	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie e per la realizzazione di nuovi stalli.			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	85		5			
Dismissione	111		16		1	
Dismissione e Realizzazione	15					
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo"	Fase 4	Fase 3	03/02/2011 (EL-227)	2020	2023	In data 28/11/2013 è stato emanato il decreto VIA di compatibilità ambientale. In data 12/04/2018 il MiSE ha emanato il Decreto Autorizzativo.

Stazione 380 kV Pantano	Fase 4	Fase 3		2020	2023	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività.
Ampliamento SE 380 kV Paternò	Fase 4	Fase 3		2020	2023	
Raccordi el. 150 kV "CP Pantano d'Archi - CP Zia Lisa" in e-e alla SE Pantano	Fase 4	Fase 3		2020	2023	
Raccordo el. 150 kV "SE Pantano d'Archi - CP Catania ZI"	Fase 4	Fase 3		2020	2023	
Nuovi El. 380 kV "Melilli - Priolo"	Compl.	Compl.	24/06/2009 (EL-165)	2011	29/04/2017	In data 12/01/2011 è stato emanato dal MiSE il Decreto Autorizzativo per la realizzazione dei collegamenti in cavo interrato a 380 kV tra le esistenti SE di Priolo e di Melilli e opere connesse (N. 239/EL – 165/134/2010).
Ampliamento SE 380 kV Priolo	Compl.	Compl.		2014	31/03/2015	
Ampliamento SE 380 kV Melilli	Compl.	Compl.		2011	29/04/2017	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Raccordi 150 kV in d.t. tra la SE Paternò e el. "Paternò CP – Misterbianco".	Compl.	Compl.	2008	2010	2011	Il 17/10/2011 sono entrati in esercizio i raccordi in doppia terna a 150 kV tra la SE Paternò e l'elettrodotto "Paternò CP – Misterbianco".
Rimozione limitazioni el. 150 kV "Augusta C.le – Priolo CP – der. ERG NuCe N."	Compl.	Compl.	2011	2012	Agosto 2012	
Elettrodotto 150 kV "Augusta - Augusta 2".	Fase 3	Fase 3	06/10/2011	2024	2026	Procedimento autorizzativo in Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
Variante 150 kV in cavo el. "CP Zia Lisa – CP Pantano"	Fase 3	Fase 3	18/03/2015 (RS-006)	2021	2023	Procedimento autorizzativo in Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
Variante el.150 kV "Paternò – Misterbianco" (Motta S. Anastasia)	Compl.	Compl.	05/03/2015	2016	22/06/2016	In data 22/09/2015 la Regione Siciliana ha emanato il decreto autorizzativo secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
Nuovo el. In cavo 150 kV "SE Melilli - Priolo CP" e demolizione el. 150 kV aerei "SE Melilli - CP Priolo" e "SE Melilli - Priolo Sez."	Fase 4	Fase 3	28/07/2014 (RS-008)	2020	2022	Procedimento autorizzativo in Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140. In data 16/04/2018 il MiSE ha emanato il Decreto Autorizzativo.
Raccordi CP Lentini in e-e a el. 150 kV "SE Pantano - Melilli"	Fase 2	Fase 2	2020	2025	2028	La nuova programmazione temporale tiene conto della necessaria verifica di compatibilità del progetto con i nuovi Piani Paesistici.
Raccordi CP Sortino in e-e a el. 150 kV "SE Pantano - Melilli"	Fase 2	Fase 2	2020	2025	2028	La nuova programmazione temporale tiene conto della necessaria verifica di compatibilità del progetto con i nuovi Piani Paesistici.



⁷³ 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 Assoro - Sorgente 2 – Villafranca			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
604-P/619-P			RGIP 2017
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2004/2013 ⁷⁴		Sicilia	Sicilia
Descrizione intervento			
<p>Il collegamento della rete Siciliana alla rete continentale è attualmente affidato all'esistente stazione di Sorgente, nella quale è previsto che si colleghino anche il nuovo elettrodotto in doppia terna Sorgente – Villafranca – Scilla – Rizziconi e le future linee dell'anello a 380 kV della Sicilia. In correlazione all'aumento di capacità di scambio tra Sicilia e Continente, ottenibile a valle del completamento del nuovo elettrodotto d.t. 380 kV Sorgente – Rizziconi, risulta necessario completare le opere 380 kV correlate allo sviluppo della rete interna della Sicilia. In tale ambito d'intervento è in programma un nuovo collegamento a 380 kV tra la futura SE di Assoro e la realizzanda SE Villafranca: il completamento di quest'opera consentirà un maggior sfruttamento della capacità di trasporto tra Sicilia e Continente. Il nuovo collegamento prevederà un primo tratto in singola terna dalla suddetta stazione di Villafranca ad una nuova stazione a sud-ovest di Sorgente, denominata Sorgente 2. Da quest'ultima stazione si procederà in d.t. verso un nuovo nodo 380/150 kV da realizzare in provincia di Enna, nel territorio del comune di Assoro.</p> <p>Con l'obiettivo di migliorare la flessibilità di esercizio e incrementare l'affidabilità e la continuità del servizio, riducendo il rischio di congestioni di rete, nonché superare le previste limitazioni degli apparati degli impianti dell'esistente SE 380 kV di Sorgente, si rende necessaria la realizzazione della nuova stazione di trasformazione 380/220/150 kV localizzata nell'area a sud-ovest di Sorgente. La prevista SE 380/150 kV di Sorgente 2, sarà collegata in e – e al collegamento 380 kV Paternò – Sorgente e consentirà anche di ridurre l'impegno delle trasformazioni della esistente stazione di Sorgente, in sinergia con la futura stazione 380 kV di Villafranca. Alla nuova stazione sarà raccordato il previsto collegamento 380 kV verso Villafranca realizzando un assetto più affidabile per il sistema elettrico Siciliano. La futura stazione sarà opportunamente raccordata anche alla linea 220 kV Caracoli - Corriolo e alla vicina rete 150 kV, interessata anche da criticità dovute ai flussi di potenza prodotta dagli impianti da fonte rinnovabile, garantendo minori perdite di rete e consentendo un piano di razionalizzazione della rete locale con evidenti benefici ambientali.</p> <p>Per quanto concerne la nuova SE 380/150 kV di Assoro, la cui realizzazione era stata inizialmente localizzata a nord di Caltanissetta (nell'area del comune di S. Caterina Villarmosa), sarà dotata di opportune trasformazioni 380/150 kV e sarà raccordata la rete locale AT, consentendo di migliorare la qualità e la sicurezza di alimentazione del centro dell'isola. In particolare, sono previsti i raccordi alla direttrice 150 kV compresa tra le SE 150 kV di Caltanissetta e Regalbuto nonché alla CP Assoro attualmente in antenna, previo superamento degli attuali vincoli presenti sull'elettrodotto Assoro-Valguarnera che attualmente limitano la piena capacità di trasporto del collegamento.</p> <p>Inoltre, al fine di migliorare ulteriormente le condizioni di affidabilità e sicurezza della rete primaria Siciliana, è prevista l'installazione di un sezionatore di by-pass all'interno della nuova SE Sorgente 2 che consentirà, su esigenza, di mettere in continuità i futuri collegamenti Assoro – Sorgente 2 e Sorgente 2 – Villafranca. Le opere descritte, di concerto col nuovo collegamento a 380 kV Sorgente – Rizziconi, permetteranno di sfruttare l'energia messa a disposizione delle nuove centrali della Regione consentendo di scambiare con maggior sicurezza la produzione prevista nell'isola attraverso nuovi assetti produttivi più convenienti. Inoltre, con la realizzazione delle opere descritte, si favorirà la produzione degli impianti da fonte rinnovabile dell'area.</p> <p>Per non limitare i benefici di tali interventi, dovranno essere opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività		Avvio cantieri	Completamento
2023		Lungo termine	Lungo termine
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Elettrodotto 380 kV "Chiaromonte G. - Ciminna" (cod PdS 602-P)		Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie.	
Impatti territoriali			
Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	121	26	2
Dismissione	65	1	5
Dismissione e Realizzazione			

⁷⁴ La data 2013 si riferisce all'inserimento in PdS del nuovo elettrodotto 380 kV "Sorgente 2 – Villafranca".

Avanzamento opere principali								
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa -mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)		
	PdS '19	PdS '18						
Nuova SE 380/220/150 kV a sud-ovest di Sorgente (Sorgente 2) e raccordi	Fase 2	Fase 2	2023	2028	Lungo termine	L'8/02/2017 è stato riavviato il tavolo tecnico Regionale di concertazione previsto dal protocollo di intesa del 21/09/2016. La nuova previsione della tempistica di avvio attività, è subordinata all'esito del procedimento autorizzativo relativo all'elettrodotto 380 kV "Chiaromonte Gulfi – Ciminna" (602-P), con il quale risulta interdipendente.		
Nuova SE 380/150 kV nel comune di Assoro e raccordi	Fase 2	Fase 2	2023	2028	Lungo termine			
Nuovo el. 380 kV "Assoro – Sorgente 2- Villafranca"	Fase 2	Fase 2	2023	2028	Lungo termine			
Avanzamento altre opere								
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa -mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)		
	PdS '19	PdS '18						
Rimozione limitazioni sull'elettrodotto Assoro – Valguarnera	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine			
Razionalizzazione delle esistenti reti 220 e 150 kV	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine			
Rimozione limitazioni Cabine Primarie	Fase 1	Fase 1			Lungo termine	Interventi a cura di E-distribuzione.		
Schema rete								
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁷⁵								
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	1,4	IUS	2,2	IUS	1,4	IUS	2,2
9 M€ ⁷⁶ /534 M€ ⁷⁷	VAN	205 M€	VAN	645 M€	VAN	205 M€	VAN	645 M€

⁷⁵ L'analisi tiene conto anche dell'intervento Elettrodotto 380 kV "Chiaromonte G. - Ciminna" (cod PdS 602-P).

⁷⁶ L'investimento sostenuto è riferito all'intervento 604-P/619-P/602-P.

⁷⁷ L'investimento stimato include i costi di "Elettrodotto 380 kV Chiaromonte Gulfi – Ciminna" (Cod. 602-P).

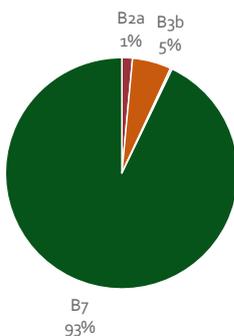
Benefici totali di sistema

2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2a - 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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

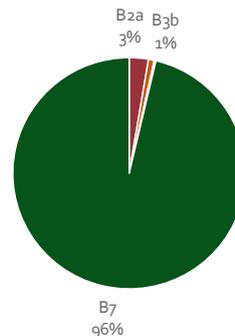
2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2a - 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	56		
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0



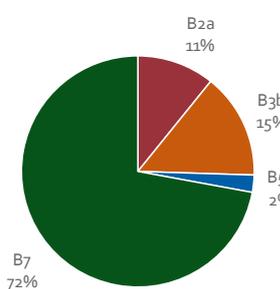
2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2a	2		
B3b	1		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	77		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0



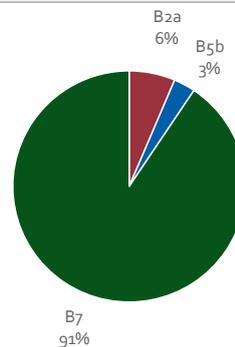
2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2a - Riduzione Perdite	5		
B3b - Riduzione ENF	7		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	1		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	33		
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0



2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2a	5		
B3b	0		
B4	0		
B5b	2		
B6	0		
B7	68		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0



Stazione 380 kV Vizzini (ex SE 380 kV Mineo)						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
616-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011				Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
<p>Al fine di superare le prevedibili congestioni sulla rete AT nell'area centro orientale dell'isola interessata dal trasporto di consistente produzione da fonte rinnovabile, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da collegare in entra – esce alla linea 380 kV Chiaramonte Gulfi – Paternò. La futura stazione sarà dotata di opportune trasformazioni 380/150 kV e sarà inoltre raccordata in entra – esce alla linea 150 kV CP Scordia – SE Mineo 150 kV, alla SE 150 kV Licodia Eubea ed alla CP Mineo attualmente in antenna.</p> <p>L'intervento consentirà anche di migliorare la sicurezza e la continuità del servizio sulla rete AT asservita all'alimentazione delle utenze della Sicilia centro orientale. In relazione a ciò, dovranno essere opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			2024	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		4 ⁰				
Dismissione		8				
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova SE 380/150 kV Vizzini e raccordi 380 kV	Fase 4	Fase 3	28/10/2013 (EL 316)	2019	2022	In data 28/10/2013 è stata avviato l'iter autorizzativo per la SE 380/150 kV di Vizzini e i relativi raccordi aerei 380 e 150 kV alla RTN e opere connesse. Il 10/9/2108 il MiSE ha emanato il decreto autorizzativo.
Raccordi 150 kV alla SE 380/150 kV Vizzini in e-e a "Scordia – Lentini"	Fase 4	Fase 3	26/03/2014	2021	2024	In data 26/03/2014 è stata inviata istanza autorizzativa alla Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140. Il 12/09/2018 il MiSE ha emanato il decreto autorizzativo.
El. 150 kV "CP Mineo – SE Vizzini"	Fase 4	Fase 3		2021	2024	
El. 150 kV "SE Vizzini - SE Licodia Eubea"	Fase 4	Fase 3		2019	2022	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
1 M€ / 13 M€ (l'investimento stimato non include 30 M€ di contributo in conto capitale) ⁷⁸	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	8,0			IUS	8,0	
	VAN	93 M€			VAN	93 M€	
Benefici totali di sistema							

⁷⁸ L'extra costo deriva dalla necessità di tenere conto delle esigenze territoriali. Considerando l'assenza di 30 M€ di contributo in conto capitale, gli indicatori economici sono IUS = 2,4 e VAN = 63 M€.

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.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	

2025 - Sustainable Transition				
Benefici monetari		Val. [M€]		
B1 - SEW		0		
B2b - Riduzione Perdite		0		
B3b- Riduzione ENF		5		
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.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	

Benefit Category	Value [M€]	Percentage
B3b- Riduzione ENF	5	57%
B5b - Integrazione rinnovabil	4	43%

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.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0	
l5 [MWh]	0	l13	0	

2030 - Sustainable Transition				
Benefici monetari		Val. [M€]		
B1 - SEW		0		
B2b - Riduzione Perdite		0		
B3b- Riduzione ENF		5		
B4 - Costi evitati o differiti		0		
B5b - Integrazione rinnovabil		<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.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	

Benefit Category	Value [M€]	Percentage
B3b- Riduzione ENF	5	93%
B5b - Integrazione rinnovabil	<1	7%

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.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0	
l5 [MWh]	0	l13	0	

Stazione 220 kV Partinico						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
621-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2013				Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
Presso la stazione 220/150 kV di Partinico è attualmente installata un'unica macchina 220/150 kV e una sezione 150 kV in singola sbarra: tali elementi riducono la flessibilità di esercizio e la continuità del servizio. Per consentire di migliorare la sicurezza e l'affidabilità di esercizio sono previsti l'installazione di una nuova macchina 220/150 kV e l'ampliamento in doppia sbarra della sezione 150 kV.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			2020	
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 '19	PdS '18				
Installazione nuovo ATR 220/150 kV	Fase 4	Fase 4	21/12/2018	2019	2020	In data 21/12/2018 è stata presentata una DIA Mise.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 6 M€						

Riassetto area metropolitana di Palermo						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
608-P						RGIP 2017
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2008		Tab.2		Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
<p>Al fine di migliorare la continuità del servizio sulla rete a 150 kV che alimenta la zona di Palermo, nonché per favorire l'iniezione di potenza sulla rete AT afferente alla SE 150 kV di Casuzze, sarà raccordata presso la medesima SE la linea 150 kV "Ciminna – Mulini", in parte realizzata in doppia terna con la linea a 150 kV "Ciminna – Cappuccini".</p> <p>Al fine di migliorare l'esercizio in sicurezza della rete è prevista la rimozione delle limitazioni sulle direttrici 150 kV tra Caracoli e Casuzze (si valuteranno interventi puntuali di riassetto, finalizzati a garantire una ridistribuzione sulle linee esistenti dei carichi delle CP dell'area, ad oggi collegate ad un'unica direttrice 150 kV "Casuzze – Bagheria 2 – Bagheria – S. Leonardo – Caracoli"), tra Bellolampo e Casuzze (in particolare il collegamento "Bellolampo - Uditore") ed infine la ricostruzione del collegamento "Caracoli – Fiumetorto". Tali interventi miglioreranno l'affidabilità del servizio di trasmissione, semplificando le attività e riducendo i tempi di manutenzione ordinaria sulla rete.</p> <p>Al fine di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi sarà realizzato un nuovo collegamento a 150 kV tra la CP Pallavicino e la CP Tommaso Natale, attualmente collegata in antenna alla SE 220 kV di Bellolampo.</p> <p>Per non limitare i benefici di tali interventi, dovranno essere opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2021	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	11		1		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 '19	PdS '18				
Raccordi alla SE 150 kV Casuzze el. 150 kV "Ciminna – Mulini"	Compl.	Fase 5	28/12/2011	Ottobre 2016	30/04/2018	In data 28/10/2015 è stata emanato dalla Regione Siciliana il decreto autorizzativo secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
Nuova sez. 150 kV GIS SE Casuzze e riassetto nodo 150 kV	Fase 5	Fase 5	Marzo 2014 (DIA L.99/2009) 19/07/2016 (RS-009)	Maggio 2014	2021	In data 19/07/2016 è stata inviata istanza autorizzativa alla Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140. La nuova programmazione della tempistica di completamento tiene conto del mancato conseguimento del titolo autorizzativo.
Collegamento a 150 kV "Cusmano – Cappuccini"	Compl.	Compl.	2009	2013	29/07/2014	In data 29/07/2014 è stata completata l'attivazione del collegamento a 150 kV "CP Cusmano – CP Cappuccini".
Nuovo el. 150 kV "CP Pallavicino-CP Tommaso Natale"	Compl.	Compl.	30/12/2011	2015	28/12/2016	In data 22/12/2014 è stata emanato dalla Regione Siciliana il decreto autorizzativo secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.

Rimozione delle limitazioni direttrici 150 kV tra "Caracoli e Casuzze"	Compl.	Compl.	2014	2014	2017	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Installazione batteria di condensatori da 54 MVAR presso SE 220 kV Bellolampo	Compl.	Compl.	2013	2014	Maggio 2015	
Schema rete						
<p>The diagram illustrates a network of high-voltage lines and substations. A prominent green line runs from the left towards Caracoli. A magenta network connects various substations including Bellolampo, Casuzze, and Caracoli. A red dashed line at the bottom right indicates a new 380 kV line between Ciminna and Assoro. Arrows point to specific areas labeled 'Rimozione limitazioni'.</p>						
Sintesi Analisi Costi Benefici⁷⁹						
Investimento sostenuto/stimato			Benefici totali di sistema			
80 M€ / 81 M€			2020, 2025			
			IUS		3,3	
			VAN		230 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.

Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Sicilia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
609-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011				Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
<p>Sono previsti interventi per ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare la produzione degli impianti da fonte rinnovabile (alcuni già in servizio e altri di prossima realizzazione) nelle aree di Siracusa, Agrigento, Caltanissetta, Palermo e Sud di Messina. È prevista la rimozione delle limitazioni presenti sulle direttrici di trasmissione a 150 kV nell'area centrale dell'isola, con particolare attenzione alle direttrici principalmente interessate dai transiti tra la costa orientale Siciliana e la parte occidentale. Nello specifico, al fine di massimizzare la capacità di trasporto, si interverrà nelle aree comprese tra Favara e Ragusa, tra Caracoli, C.le Troina e Corriolo, tra Paternò, C.le Paternò, C.le Contrasto, C.le Grottafumata e Sorgente, tra Melilli e Caltanissetta, tra Ciminna e Caltanissetta e tra Caltanissetta e Sorgente.</p> <p>In relazione a ciò, dovranno essere opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.</p> <p>In esito alla sperimentazione in corso, si valuteranno le soluzioni più idonee per l'installazione di sistemi di accumulo diffuso sulla direttrice 150 kV Caltanissetta – Petralia – Serra Marrocco – Troina – Bronte – Ucria – Furnari – Sorgente.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie. Sono in corso valutazioni in merito ad acquisizioni di impianti di proprietà Enel Produzione presenti lungo le direttrici, complementari al perseguimento del beneficio elettrico.			
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		141		7		2
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni direttrice 150 kV "Favara – Ragusa"	Compl.	Compl.	2014	2014	2016	
Rimozione limitazioni direttrice 150 kV "Paternò – Sorgente"	Compl.	Compl.	2014	2014	2015	Sono stati completati i tratti: "CP Paternò – Adrano – C.le Troina – Bronte – Ucria – SE Ucria". Progetto ricompreso nel POI MISE 2007-2013.
Rimozione limitazioni direttrice 150 kV "Melilli – Caltanissetta"	Compl.	Compl.	2014	2014	2016	È stato completato il tratto: "Sortino-Vizzini cd Sortino SE". Progetto ricompreso nel POI MISE 2007-2013.
Rimozione limitazioni direttrice 150 kV "Ciminna – Caltanissetta"	Compl.	Compl.	2014	2014	2016	
Rimozione limitazioni direttrice 150 kV "Caltanissetta – Sorgente"	Compl.	Fase 5	2014	2014	2018	

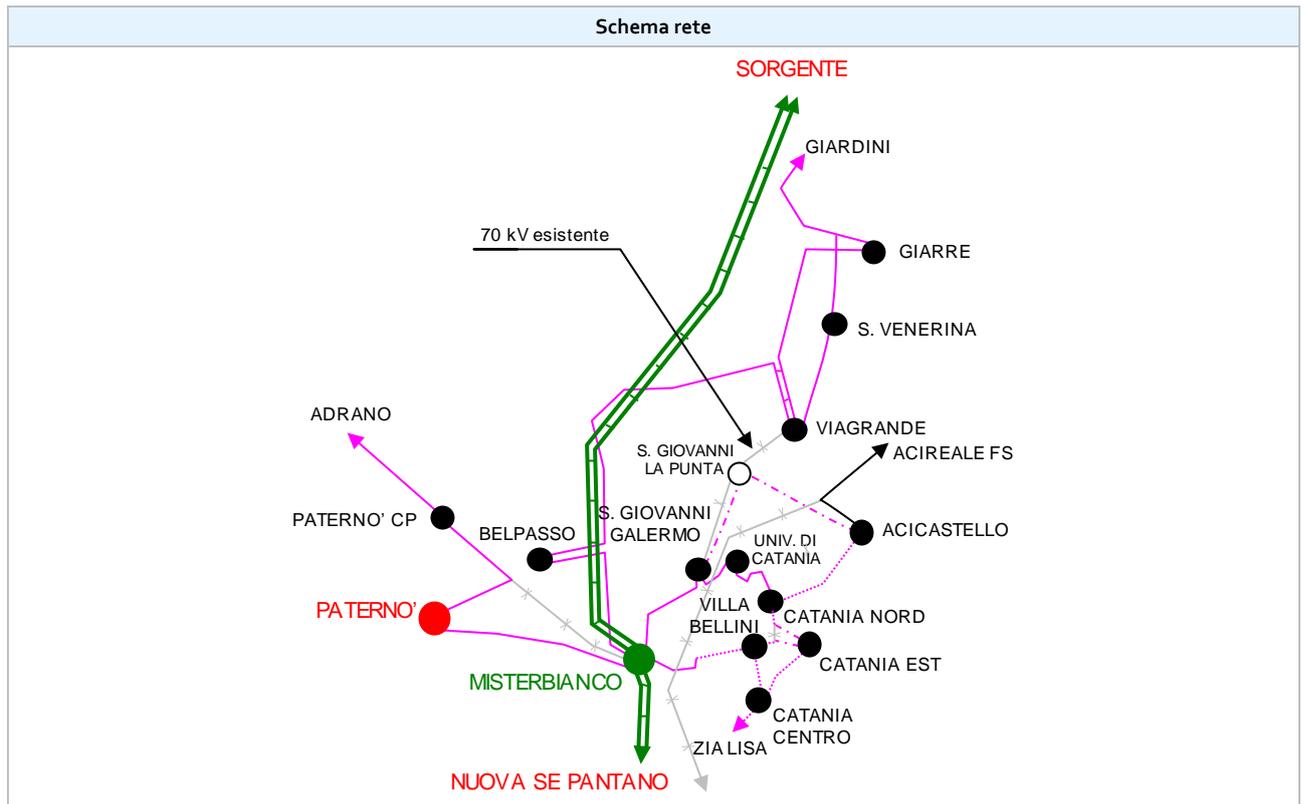
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni Cabine Primarie	Fase 1	Fase 1			2019	La nuova previsione della tempistica di completamento tiene conto delle attività in corso a cura del distributore locale.

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
<11 M€ / 11 M€ (l'investimento stimato non include 11 M€ di contributo in conto capitale) ⁸⁰	Scenario ST 2020, 2025				Scenario ST 2020, 2025		
	IUS	3,0			IUS	3,0	
	VAN	30 M€			VAN	30 M€	
Benefici totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0		<p>B5b 100%</p>			
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabili		2					
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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0		<p>B5b 100%</p>			
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
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 CO ₂		0					
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	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 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.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

⁸⁰ L'extra costo deriva dalla necessità di tenere conto delle esigenze territoriali. Considerando l'assenza di 11 M€ di contributo in conto capitale, gli indicatori economici sono IUS = 1,7 e VAN = 19 M€.

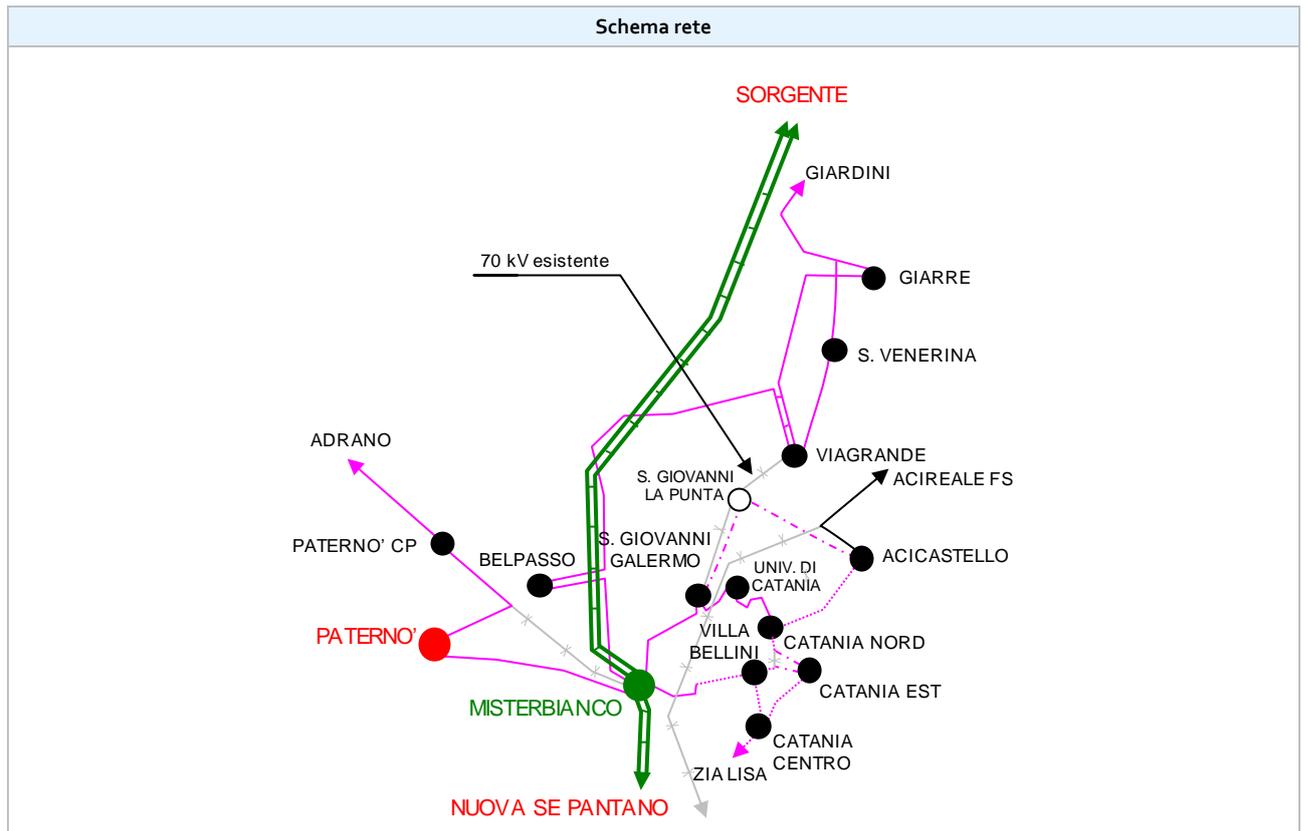
Elettrodotto 150 kV Paternò – Belpasso						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
610-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2012				Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
Le trasformazioni 220/150 kV della SE Misterbianco sono caratterizzate da un notevole impegno, a causa dell'elevato fabbisogno della provincia di Catania; inoltre le linee a 150 kV che alimentano i carichi nell'area a nord di Catania sono caratterizzate da vetustà e scarsa affidabilità. Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete e migliorare la continuità del servizio nell'area a nord di Catania, si prevede di realizzare un nuovo collegamento tra la SE Paternò e la CP Belpasso, sfruttando un tratto del collegamento "Paternò – Misterbianco" già realizzato in doppia terna con la linea Paternò – Paternò CP. Si prevede, quindi, la realizzazione di un breve raccordo che consentirà di collegare la CP Belpasso direttamente alla sezione 150 kV della SE Paternò.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione temporistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2023			2024	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		5				
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 '19	PdS '18				
Nuovo el. 150 kV "Paternò – Belpasso"	Fase 3	Fase 3	30/12/2015 (RS-007)	2023	2024	In data 30/12/2015 è stata inviata istanza autorizzativa alla Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 2 M€						

Interventi sulla rete AT nell'area di Catania						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
611-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2010				Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
Al fine di superare le criticità relative l'alimentazione dei carichi sottesi alle CP Acicastello e Catania Est, quest'ultima attualmente collegata in antenna, sono previsti interventi per l'incremento della magliatura della rete 150 kV che alimenta la città di Catania. Le attività prevedono inoltre la ricostruzione della linea 150 kV "Villa Bellini – Catania N." e della direttrice a 150 kV "Misterbianco – Villa Bellini – Catania Centro".						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2021			2023	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la realizzazione di nuovi stalli presso le Cabine Primarie e per il riclassamento della CP S.Giovanni la Punta.			
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		2				2
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		13				8
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
El. 150 kV Catania Est – Villa Bellini	Fase 3	Fase 2	23/03/2018 (RS-013)	2021	2023	In data 21/11/2018 è stato avviato il procedimento autorizzativo dalla Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
El. 150 kV Catania Est – Catania Nord	Fase 3	Fase 2	23/03/2018 (RS-013)	2021	2023	In data 21/11/2018 è stato avviato il procedimento autorizzativo dalla Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.



Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
6 M€ / 16 M€	IUS	5,7			IUS	5,7	
	VAN	95 M€			VAN	95 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		7					
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				
				<p>B3b 100%</p>			
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		7					
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				
				<p>B3b 100%</p>			
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				

Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
612-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2010		Tab.1		Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
<p>L'arteria a 150 kV tra le stazioni di Sorgente e Misterbianco, che alimenta la costa orientale della Sicilia compresa tra Messina e Catania, è interessata da un elevato carico e, per ragioni di sicurezza, il suddetto collegamento è frequentemente esercito radialmente con le cabine alimentate in antenna.</p> <p>Al fine di garantire il pieno sfruttamento della direttrice a 150 kV compresa tra le stazioni di Sorgente e Misterbianco, e rimuovere i vincoli di trasporto degli attuali collegamenti, incrementando la sicurezza di esercizio e la continuità di alimentazione dei carichi della costa ionica, saranno previsti gli interventi necessari al superamento degli attuali vincoli presenti sugli elettrodotti a 150 kV compresi tra le reti afferenti alle SE di Sorgente e Misterbianco, valutando anche la possibilità di sfruttare sinergicamente la rete ex-RFI. Riguardo a ciò, dovranno essere opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.</p> <p>Infine per garantire la necessaria sicurezza di esercizio e di continuità di alimentazione della costa ionica è prevista la realizzazione di una nuova linea a 150 kV tra S. Giovanni Galermo, S. Giovanni la Punta e Acicastello, sfruttando se possibile il riclassamento di porzioni di rete a 70 kV già esistenti, "Viagrande – S. Giovanni la Punta – S. Giovanni Galermo".</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2024	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza da accordi con E-distribuzione per l'adeguamento delle Cabine Primarie coinvolte		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		17				11
Dismissione		19				12
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni sugli elettrodotti 150 kV compresi tra SE Sorgente e Misterbianco	Compl.	Compl.	2011	2012	2015	
Nuovo el. 150 kV "S. Giovanni Galermo – S. Giovanni la Punta - Acicastello" e demolizioni associate	Fase 3	Fase 2	28/05/2018 (RS-014)	2021	2024	In data 29/11/2018 è stato avviato il procedimento autorizzativo dalla Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni Cabine Primarie	Fase 1	Fase 1			2024	Interventi a cura di E-distribuzione.



Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato 15 M€ / 38 M€ (l'investimento stimato non include 2,5 M€ di contributo in conto capitale) ^{B1}	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	3,3			IUS	3,3	
	VAN	113 M€			VAN	113 M€	
Benefici totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	o					
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	o					
<input type="checkbox"/>	B3b - Riduzione ENF	o					
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	o					
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	o					
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati	o					
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD	o					
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza	o					
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti	o					
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2	o					
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	o					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
<input type="checkbox"/>	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	<input type="checkbox"/>	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
<input type="checkbox"/>	l5 - Overgeneration [MWh]	<input type="checkbox"/>	l13 - Variazione resilienza	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	o					
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	o					
<input checked="" type="checkbox"/>	B3b - Riduzione ENF	11					
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	o					
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	o					
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati	o					
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD	o					
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza	o					
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti	o					
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2	o					
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	o					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
<input type="checkbox"/>	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	<input type="checkbox"/>	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
<input type="checkbox"/>	l5 - Overgeneration [MWh]	<input type="checkbox"/>	l13 - Variazione resilienza	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
		<p>B3b 100%</p>					
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1	o					
<input type="checkbox"/>	B2b	o					
<input type="checkbox"/>	B3b	o					
<input type="checkbox"/>	B4	o					
<input type="checkbox"/>	B5b	o					
<input type="checkbox"/>	B6	o					
<input type="checkbox"/>	B7	o					
<input type="checkbox"/>	B13	o					
<input type="checkbox"/>	B16	o					
<input type="checkbox"/>	B18	o					
<input type="checkbox"/>	B19	o					
Altri		Val.		Val.			
<input type="checkbox"/>	l21 [MW]	<input type="checkbox"/>	l8 [k ton]	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
<input type="checkbox"/>	l5 [MWh]	<input type="checkbox"/>	l13	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	o					
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	o					
<input checked="" type="checkbox"/>	B3b - Riduzione ENF	10					
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	o					
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	o					
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati	o					
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD	o					
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza	o					
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti	o					
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2	o					
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	o					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
<input type="checkbox"/>	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	<input type="checkbox"/>	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
<input type="checkbox"/>	l5 - Overgeneration [MWh]	<input type="checkbox"/>	l13 - Variazione resilienza	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
		<p>B3b 100%</p>					
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1	o					
<input type="checkbox"/>	B2b	o					
<input type="checkbox"/>	B3b	o					
<input type="checkbox"/>	B4	o					
<input type="checkbox"/>	B5b	o					
<input type="checkbox"/>	B6	o					
<input type="checkbox"/>	B7	o					
<input type="checkbox"/>	B13	o					
<input type="checkbox"/>	B16	o					
<input type="checkbox"/>	B18	o					
<input type="checkbox"/>	B19	o					
Altri		Val.		Val.			
<input type="checkbox"/>	l21 [MW]	<input type="checkbox"/>	l8 [k ton]	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
<input type="checkbox"/>	l5 [MWh]	<input type="checkbox"/>	l13	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	

^{B1} L'extra costo deriva dalla necessità di tenere conto delle esigenze territoriali. Considerando l'assenza di 2,5 M€ di contributo in conto capitale, gli indicatori economici sono IUS = 3,2 e VAN = 111 M€.

Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
613-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2007				Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
<p>Al fine di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi nell'area di Ragusa, la cui rete è caratterizzata da molte CP in antenna (Scicli, S. Croce Camerina e Vittoria Sud), saranno realizzati i nuovi collegamenti a 150 kV Vittoria Sud – S. Croce Camerina e S. Croce Camerina – Scicli. Si prevede di trasformare l'attuale connessione in derivazione rigida della CP Dirillo in connessione entra – esce alla linea a 150 kV Vittoria – Gela. In alternativa non si esclude la realizzazione di una nuova stazione di consegna per utente nei pressi del T rigido. In tal modo si migliorerà l'efficienza del servizio di trasmissione incrementando la continuità del servizio e si semplificheranno le attività e i tempi di manutenzione ordinaria sulla rete. Sono in programma interventi funzionali al superamento degli attuali vincoli presenti sugli elettrodotti 150 kV, in particolare sulle linee Ragusa – Ragusa 3 e Ragusa – Comiso. Inoltre, si prevede la connessione della CP Comiso in entra – esce ad una delle due terne della d.t. 150 kV Ragusa – Chiaramonte G. attraverso la realizzazione di nuovi raccordi a 150 kV. Nell'ottica di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi presso la SE 220 kV di Ragusa sarà, infine, potenziata la trasformazione 220/150 kV mediante la sostituzione dell'ATR da 160 MVA con uno da 250 MVA. L'intervento comporta inoltre vantaggi in termini di evacuazione della produzione da fonti rinnovabili prevista nell'area. In relazione a ciò, dovranno essere opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2028	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie.		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		34		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 '19	PdS '18				
Nuovo el. 150 kV "Vittoria Sud – S. Croce Camerina"	Fase 2	Fase 2	2019	2021	2024	
Nuovo el. 150 kV "S. Croce Camerina – Scicli"	Fase 2	Fase 2	2019	2021	2024	
Raccordi CP Comiso in e-e alla linea 150 kV "Ragusa – Chiaramonte G."	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2028	
Risoluzione der. rigida della CP Dirillo	Fase 3	Fase 2	29/05/2018 (RS-015)	2021	2023	In data 29/05/2018 è stata inviata istanza autorizzativa alla Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
Rimozione delle limitazioni elettrodotti 150 kV	Compl.	Compl.	2014	2014	2016	
Potenziamento ATR 220/150 kV SE Ragusa	Fase 5	Fase 5	2018	2019	2020	In data 21/12/2018 è stata presentata una DIA Mise. La nuova previsione della tempistica di avvio attività e completamento è correlata ai tempi di approvvigionamento dei materiali.

Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni Cabine Primarie	Fase 1	Fase 1			2028	Interventi a cura di E-distribuzione.

Schema rete

The network diagram illustrates the power distribution system in the Ragusa region. It features several substations (black dots) and lines (colored arrows). A yellow circle highlights a central area around VITTORIA and COMISO. Key locations and lines include:

- Substations:** GELA, DIRILLO, VITTORIA, VITTORIA SUD, S. CROCE CAMERINA, SCICLI, RAGUSA, RAGUSA 2, RAGUSA 3, RAGUSA NORD, COLACEM PA, POZZALLO, ROSOLINI.
- Lines:**
 - Magenta lines: GELA to DIRILLO, DIRILLO to VITTORIA, VITTORIA to VITTORIA SUD, VITTORIA SUD to S. CROCE CAMERINA, S. CROCE CAMERINA to SCICLI, SCICLI to RAGUSA, RAGUSA to POZZALLO, POZZALLO to ROSOLINI.
 - Green lines: RAGUSA to FAVARA, FAVARA to PATERNO', PATERNO' to CHIARAMONTE G., CHIARAMONTE G. to PRIOLO.
 - Red lines: PATERNO' to CHIARAMONTE G., CHIARAMONTE G. to PRIOLO.
- Annotations:**
 - 'Rimozione limitazioni T rigido' points to the line between DIRILLO and VITTORIA.
 - 'Incremento magliatura' points to the area around RAGUSA.
 - 'Rimozione limitazioni' points to the line between VITTORIA and RAGUSA.

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
6 M€ / 54 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	2,3			IUS	2,3	
	VAN	84M€			VAN	84 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 rinnovabil	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.			
l21	TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	0	0	0
l5	Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	0	0	0
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	0					
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	0					
<input checked="" type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF	10					
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	0					
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	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.			
l21	TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	0	0	0
l5	Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	0	0	0
		<p>B3b 100%</p>					
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.			
l21	[MW]	0	l8 [k ton]	0	0	0	0
l5	[MWh]	0	l13	0	0	0	0
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	0					
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	0					
<input checked="" type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF	10					
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	0					
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	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.			
l21	TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	0	0	0
l5	Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	0	0	0
		<p>B3b 100%</p>					
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.			
l21	[MW]	0	l8 [k ton]	0	0	0	0
l5	[MWh]	0	l13	0	0	0	0

Rimozione derivazione rigida SE 150 kV Castel di Lucio						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
614-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011				Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
A completamento delle attività realizzate presso la nuova SE 150 kV di Castel di Lucio, sarà rimossa l'attuale derivazione rigida sulla linea "Castel di Lucio – Troina CP – der. Serra Marrocco CP", realizzando così le seguenti due direttrici distinte a 150 kV "Castel di Lucio – Troina CP" e "Castel di Lucio – Serra Marrocco CP".						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2021			2023	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		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 '19	PdS '18				
Rimozione der. rigida el. 150 kV "Castel di Lucio – Troina CP – der. Serra Marrocco CP"	Fase 3	Fase 3	22/12/2016 (RS-011)	2021	2023	In data 22/12/2016 è stata presentata alla Regione Siciliana l'istanza di autorizzazione.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 5 M€ / 6 M€						

Direttrice 150 kV "SE Caracoli – SSE Furnari FS"						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
622-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2016				Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 150 kV compresa tra le Stazioni Elettriche di Caracoli e Furnari 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 e nel contempo una maggiore potenza rinnovabile liberata in condizione di sicurezza.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2026			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		147		33		7
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni direttrice 150 kV tra la SSE FS Furnari e la SE Caracoli	Fase 1	Fase 1	2021	2026	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 13 M€						

5.3.3. Schede interventi in valutazione Area Sicilia

Elettrodotto 380 kV "Partanna – Ciminna"

Cod. 605-S

L'intervento prevede la realizzazione di due nuovi collegamenti a 380 kV tra le stazioni elettriche di Partanna e di Ciminna, anche in vista di possibili ulteriori sviluppi del sistema interconnesso. Presso l'esistente SE 220 kV di Partanna, sarà necessario realizzare una nuova sezione a 380 kV con le relative trasformazioni 380/220.

Note: Le suddette attività sono state poste in valutazione nel PdS 2014.

Motivazioni: Tenuto conto delle incertezze realizzative relative alla reale fattibilità dell'opera ed in relazione alla variazione degli scenari di generazione e carico previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Elettrodotto 220 kV Partinico-Fulgatore

Cod. 607-S

Le attività prevedono la realizzazione di una nuova linea a 220 kV tra le SE di Partinico e Fulgatore.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Elettrodotto 220 kV Partinico-Fulgatore"(cod. 607-P).

Motivazioni: La variazione degli scenari di carico e generazione nell'area occidentale della Sicilia e le attività (rif. interventi cod. 609-P e cod. 608-P) finalizzate all'ottimizzazione dell'utilizzo di asset esistenti mediante gli interventi pianificati di rimozione delle limitazioni sulla rete AT e presso gli impianti del distributore, nonché l'installazione presso la stazione 220 kV di Fulgatore di un condensatore da 54 MVAR (in luogo dell'esistente da 25 MVAR), hanno reso differibile l'esigenza di una nuova linea a 220 kV tra le SE di Partinico e Fulgatore.

Ulteriori interventi riassetto area metropolitana di Palermo

Cod. 608-S

L'intervento prevede la messa in continuità delle linee 150 kV "Quattroventi – Mulini" e "Mulini – Casuzze" ottenendo un nuovo collegamento 150 kV "Quattroventi – Casuzze".

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "E riassetto area metropolitana di Palermo" (cod. 608-P).

Motivazioni: La variazione degli scenari di carico e generazione nell'area occidentale della Sicilia e le attività (rif. intervento cod. 608-P) finalizzate all'ottimizzazione dell'utilizzo di asset esistenti mediante gli interventi pianificati di rimozione delle limitazioni sulla rete AT e presso gli impianti del distributore, hanno reso differibile l'esigenza delle attività di sviluppo in oggetto.

Ulteriori interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Sicilia

Cod. 609-S

Inoltre, tenuto conto dell'evoluzione del parco produttivo e della sperimentazione in corso, si valuterà l'installazione di sistemi di accumulo diffuso sulle seguenti direttrici:

- •150 kV Tempio Pausania – Assoro – Valguarnera;
- •150 kV S. Cono – Mineo – Scordia – Francofonte – Francofonte CP – Carlentini – Augusta 2.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo all'interno degli "interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Sicilia" (cod. 609-P).

Motivazioni: Le suddette attività risultano differibili in virtù della variazione degli scenari di generazione e carico nell'area

Ulteriori interventi nell'area a nord di Catania

Cod. 612-S

Le attività prevedono la realizzazione di un collegamento a 150 kV, in parte già costruito, fra la CP di Roccalumera (ME) e il punto in derivazione rigida per la CP di S. Venerina (CT) della linea a 150 kV "S. Venerina – S. Venerina all.". Con la nuova linea si eliminerà la derivazione stessa e si realizzerà la linea "Roccalumera – S. Venerina". Infine si prevede la realizzazione di una nuova stazione di smistamento 150 kV a cui raccordare la direttrice 150 kV "Sorgente – Misterbianco" e la futura linea "Roccalumera – S. Venerina".

E' infine prevista la realizzazione nell'area a nord di Catania, in prossimità dell'attuale derivazione rigida della linea 150 kV a tre estremi Giarre – Giardini – der. S. Venerina, di una nuova stazione di trasformazione 220/150 kV da collegare in entra – esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. Misterbianco – Sorgente. Al termine dei lavori, alla sezione a 150 kV della nuova SE saranno raccordate le linee per Giarre, Giardini e S. Venerina.

Note: Le suddette attività, già parzialmente poste in valutazione nel PdS 2014 (cod. 612-S), erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Interventi nell'area nord di Catania"(cod. 612-P).

Motivazioni: La variazione degli scenari di carico e generazione nell'area orientale della Sicilia e le attività (rif. intervento 612-P) finalizzate all'ottimizzazione dell'utilizzo di asset esistenti mediante gli interventi pianificati di rimozione delle limitazioni sulla rete AT e presso gli impianti del distributore hanno reso differibili le sopra citate attività di sviluppo.

Stazione 220 kV Agrigento

Cod. 617-S

Le attività prevedono la realizzazione di una nuova stazione elettrica 220/150 kV nell'area ad ovest di Agrigento, realizzata in classe 380 kV, esercita a 220 kV. La nuova SE sarà collegata in entra – esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. "Partanna – Favara".

La nuova stazione sarà raccordata alla rete AT presente nella zona consentendo così un'ampia razionalizzazione della rete esistente mediante la dismissione di alcuni tratti di linee che attraversano l'area urbana della città di Agrigento.

Note: Le suddette attività sono state poste in valutazione nel PdS 2014.

Motivazioni: Le suddette attività risultano differibili in virtù della variazione degli scenari di generazione e carico nell'area.

Stazione 220 kV Noto

Cod. 618-S

Le attività prevedono la realizzazione di una nuova stazione elettrica 220/150 kV nell'area ad ovest di Ragusa, realizzata in classe 380 kV, esercita a 220 kV. La nuova SE sarà collegata in entra – esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. "Melilli – Ragusa". Alla nuova stazione di trasformazione sarà raccordato in entra – esce l'elettrodotto a 150 kV "Rosolini – Pachino".

Note: Le suddette attività, poste in valutazione nel PdS 2014, erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Stazione 220 kV Noto".

Motivazioni: Le suddette attività risultano differibili in virtù della variazione degli scenari di generazione e carico nell'area.

Stazione 150 kV S. Cono

Cod. 620-S

E' in programma una nuova stazione di smistamento a 150 kV nei pressi della CP S. Cono. Alla nuova stazione saranno raccordati gli elettrodotti afferenti alla CP S. Cono e l'elettrodotto 150 kV Barrafranca - Caltagirone, nonché l'esistente CP S. Cono.

***Note:** Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Stazione 150 kV S. Cono"(cod. 620-P).*

***Motivazioni:** La variazione degli scenari di carico e generazione nell'area sud-orientale della Sicilia e le attività (rif. intervento 609-P) finalizzate all'ottimizzazione dell'utilizzo di asset esistenti, anche mediante gli interventi pianificati di rimozione delle limitazioni sulla rete AT e presso gli impianti del distributore, hanno reso differibili le sopra citate attività di sviluppo.*

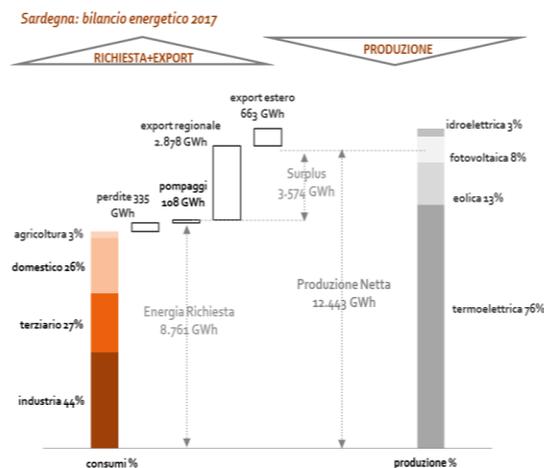
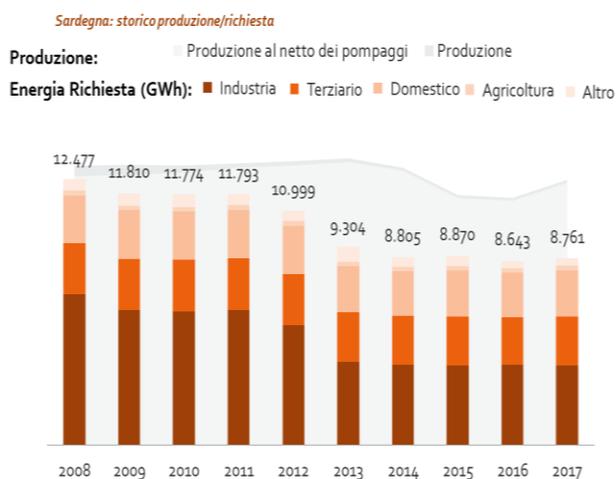
5.4. AREA SARDEGNA



5.4.1. Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Sardegna

Sardegna

Il fabbisogno di energia elettrica nella Regione Sardegna nel 2017 è stato di circa 8,8 TWh, in aumento dell'1,4% rispetto al 2016. Il contributo principale all'energia richiesta è fornito dal settore industriale (44%), seguito dal terziario (27%), dal domestico (26%) e dal settore agricolo (3%).



La produzione regionale, che registra un aumento rispetto al 2016 (+7,1%), è caratterizzata dal notevole contributo degli impianti termoelettrici, in crescita del 10,5% rispetto all'anno precedente; si registrano inoltre l'aumento della generazione idroelettrica (+20%) e fotovoltaica (+9,1%) ed il calo del contributo da impianti eolici (-11,6%).

La produzione interna si conferma superiore al fabbisogno energetico regionale evidenziando un surplus di circa 3,6 TWh.

5.4.2. Schede Interventi pianificati Area Sardegna

Interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (Sa.Co.I.3)						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ⁸²		Identificativo RIP
301-P		2.4		299		
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁸³
2011				Sardegna/Toscana		Sardegna/Centro Nord
Descrizione intervento						
<p>L'attuale collegamento Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I 2) è ormai giunto al termine della sua vita utile. Un' eventuale perdita definitiva di tale collegamento comporterebbe:</p> <ul style="list-style-type: none"> • la mancanza di uno strumento fondamentale al mantenimento di adeguati livelli di affidabilità della Sardegna; • la perdita di un collegamento attivo tra la zona Centro-Nord e Sardegna, con relativa riduzione della capacità di trasporto fra le stesse aree di mercato; • un rilevante deficit della copertura del fabbisogno previsionale della Corsica. <p>Con riferimento all'ultimo punto, lo stesso gestore di rete corso (EDF) ha inoltrato una richiesta per un eventuale incremento dello spillamento presso l'impianto di Lucciana, che necessiterebbe, quindi, di un intervento di potenziamento della capacità di trasporto. 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. Saranno valutati anche interventi finalizzati a razionalizzare la porzione di rete afferente al nodo di Suvereto.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2022			2024	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			11 Ottobre 2017 in Corsica firmato Memorandum of Understanding fra Terna ed EDF per la realizzazione del nuovo collegamento SACOI. Terna ed EDF (gestore di rete corso) si sono accordati nel corso del 2017 per un incremento del prelievo presso la stazione di conversione di Lucciana (Corsica), a fronte di un contributo economico da parte di EDF			
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [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 '19	PdS '18				
Interconnessione HVDC Sardegna – Corsica - Italia	Fase 2	Fase 2	2017	2022	2024	Presentata istanza al MiSE nel 2017 per consentire l'avvio della consultazione pubblica ai sensi del regolamento 347/2013. L'avvio procedimento autorizzativo, riprogrammato nel 2019, si è reso necessario per consentire la condivisione delle soluzioni tecniche con il territorio. Si sono svolti anche Open Day nel corso del 2018.

⁸²In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

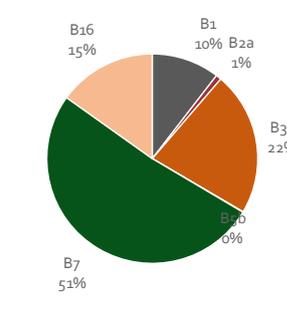
⁸³Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
107 M€ / 664 ⁸⁴ M€	IUS	5,7	IUS	2,7	IUS	6,3	IUS	3,7
	VAN	3.401 M€	VAN	1.201 M€	VAN	3.868 M€	VAN	1.937 M€
	Benefici Totali di sistema							

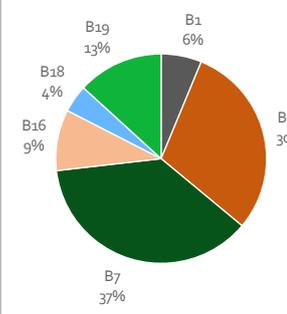
⁸⁴ A fronte del rifacimento del SACOI 3, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, EDF verserà un contributo pari a 20 M€/anno a partire dalla data di completamento del progetto, valorizzato nell'indicatore B16. In merito ad altri contributi europei, non ci sono ne' misure ne' certezze in merito.

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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

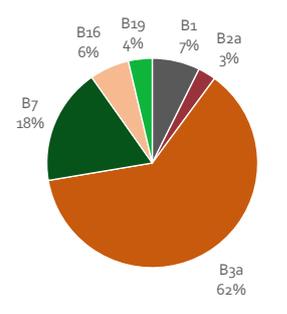
2025 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		14	
B2a - Riduzione Perdite		1	
B3a- Riduzione ENF		29	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		<1	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		68	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		20	
B18 - Riduzione CO2		0	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0



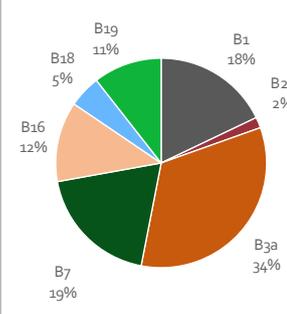
2025 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1		13	
B2a		0	
B3a		63	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		79	
B13		0	
B16		20	
B18		9	
B19		28	
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	400	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0



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 rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		59	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		20	
B18 - Riduzione CO2		0	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		12	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

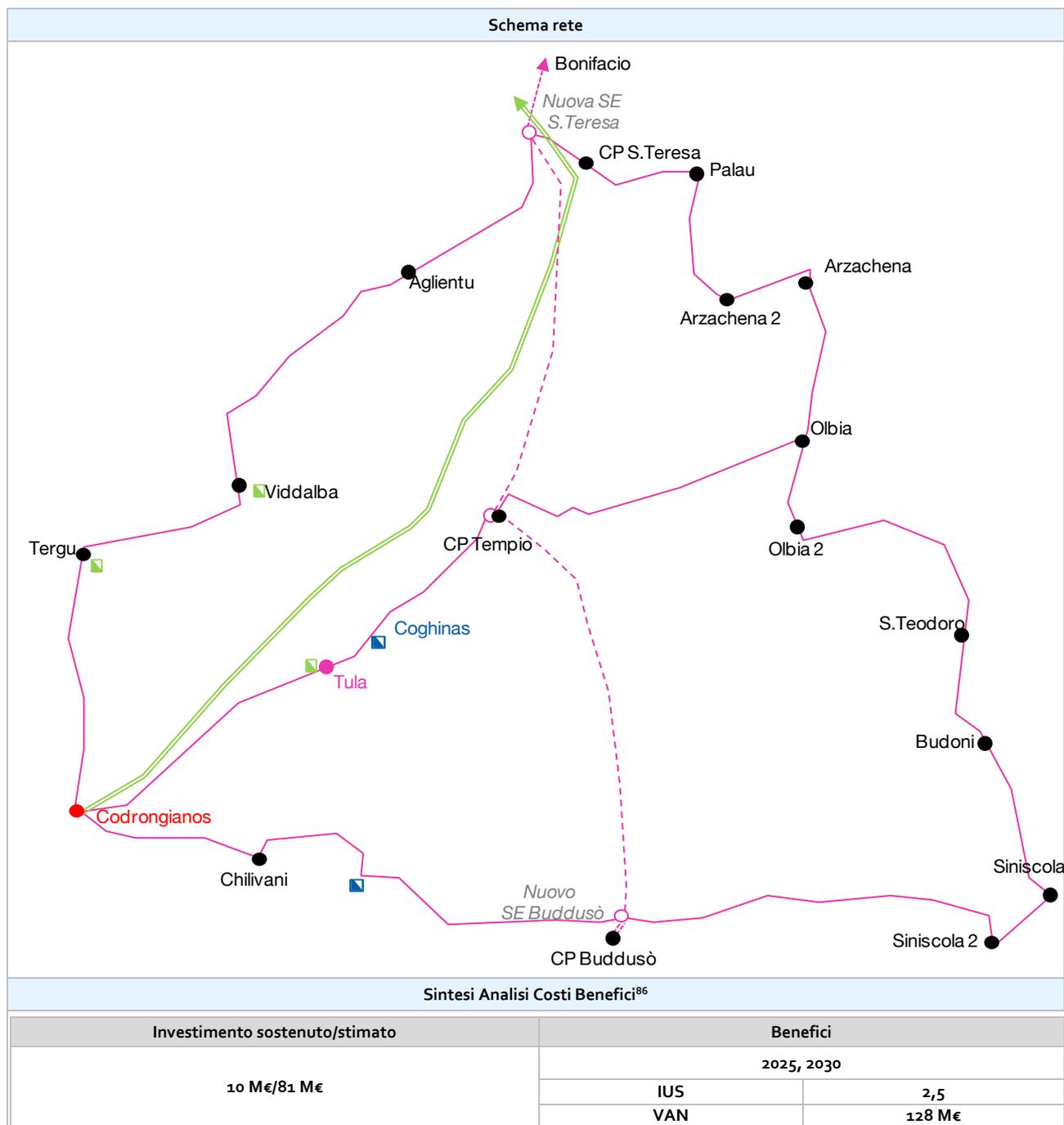


2030 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1		29	
B2a		3	
B3a		54	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		31	
B13		0	
B16		20	
B18		8	
B19		17	
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	400	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0



Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
707- P						RIP 2017
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁸⁵
2003				Sardegna		Sardegna
Descrizione intervento						
Al fine di potenziare la rete Nord della Sardegna, e mantenere un adeguato livello di sicurezza della rete e della qualità della fornitura, saranno realizzati nei prossimi anni: <ul style="list-style-type: none"> • tre nuove stazioni di smistamento in adiacenza alle attuali cabine primarie di S.Teresa, Tempio e Buddusò; • un nuovo elettrodotto 150 kV tra le future SE S. Teresa (OT), Tempio (OT) e Buddusò (OT) come descritte al punto precedente. L'intervento, che incrementerà la magliatura dell'area Nord Occidentale dell'Isola, garantirà una alimentazione dei carichi con maggiori margini di sicurezza e un migliore sfruttamento degli impianti da fonti rinnovabili presenti e previsti nell'area. Contestualmente presso la nuova SE di S. Teresa sarà attestato il collegamento con la Corsica, denominato SAR.CO, attualmente connesso all'impianto del distributore.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione temporistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2026	
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		97		7		
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 '19	PdS '18				
Nuova stazione RTN in adiacenza alla CP S.Teresa.	Fase 5	Fase 5	Sett-2012 (EL-297)	2017	2020	In data 14 Maggio 2014 è stata autorizzata la SE 150 kV di Santa Teresa ed opere connesse (239/EL-297/209/2014).
Nuovo elettrodotto 150 kV S. Teresa – Tempio – Buddusò e le stazioni 150 kV di Tempio e di Buddusò con i relativi raccordi.	Fase 3	Fase 3	Ott-2014 (EL-327)	2022	2026	

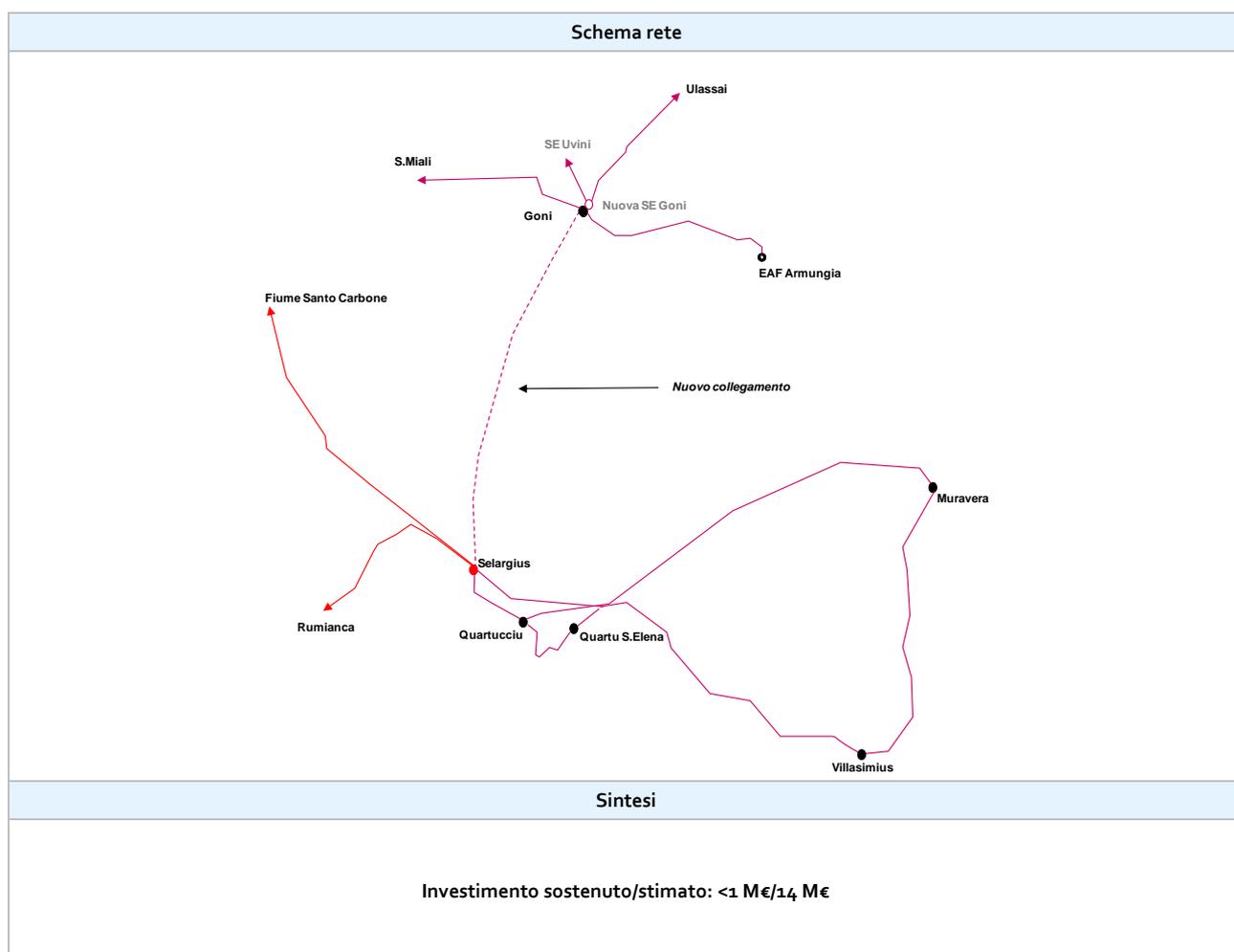
⁸⁵Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità



⁸⁶Gli 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 150 kV Selargius – Goni						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
708 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁸⁷
2004				Sardegna		Sardegna
Descrizione intervento						
<p>Al fine di rafforzare la rete a 150 kV dell'Ogliastra e di migliorare il servizio di trasmissione, favorendo anche una maggiore integrazione della produzione da fonti rinnovabili, sarà realizzato un nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE di Selargius e una nuova SE 150 kV da realizzare presso l'attuale cabina primaria di Goni. A tale nuova stazione saranno inoltre raccordate le linee esistenti di collegamento con i nodi a 150 kV di S.Miali, EAF Armungia, Ulassai, Taloro, oltre alla stessa CP Goni.</p> <p>In anticipo con quanto descritto, e in accordo con il Distributore, si provvederà alla rimozione delle limitazioni sulle attuali linee 150 kV "Santu Miali – Goni" e "Santu Miali – Villasor", garantendo un uso più efficiente della generazione rinnovabile connessa all'attuale anello dell'Ogliastra.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2020			2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Rimozione limitazioni presenti su impianti esistenti vincolata al raggiungimento di accordi con il distributore titolare degli stessi.			
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		30				2
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 150 kV "Selargius-Goni"	Fase 2	Fase 2	2022	2021	2022	In data 9 febbraio 2010 è stato condiviso il corridoio ambientale con la Regione Sardegna.
Elettrodotti 150 kV "Santu Miali – Goni" e "Santu Miali – Villasor"	Fase 2	Fase 2	2020	2020	2020	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE.

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



Elettrodotto 150 kV Taloro - Goni						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
704-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁸⁸
2011				Sardegna		Sardegna
Descrizione intervento						
<p>L'area ricompresa fra le attuali stazioni di Taloro e Goni è alimentata principalmente attraverso una direttrice 70 kV che collega gli impianti di Fonni, Aritzo, Perdasdefogu e Uvini.</p> <p>La direttrice, con caratteristiche tecniche obsolete che ne limitano fortemente l'esercizio, presenta anche un livello di affidabilità piuttosto basso, specie a fronte di condizioni climatiche avverse.</p> <p>Tale condizione determina una qualità e affidabilità di servizio non sempre sufficiente.</p> <p>Saranno pertanto previsti i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • il riclassamento alla tensione di 150 kV delle tratte "Taloro – Fonni" e "Fonni – Aritzo"; • la realizzazione di una nuova SE 150 kV presso l'attuale impianto di Aritzo e di due nuovi raccordi alla linea 150kV "Villasor - Taloro"; • la realizzazione di una nuova SE 150 kV presso l'attuale impianto di Perdasdefogu, e relativi raccordi all'attuale tratta 150 kV fra Goni e Ulassai; • la realizzazione di una nuova trasformazione 150/70 kV presso l'impianto di Fonni (già in classe 150 kV); • l'ampliamento e l'adeguamento dell'impianto di Uvini (già in classe 150 kV) e la realizzazione dei relativi raccordi alla linea 150 kV S.Miali – Goni. <p>Successivamente sarà possibile la demolizione dell'attuale tratto 70 kV fra gli impianti di Aritzo e Uvini.</p> <p>In anticipo sulle attività descritte saranno rimosse limitazioni puntuali presenti sull'attuale collegamento 70 kV.</p> <p>L'intervento garantirà un sensibile aumento dei margini di sicurezza e affidabilità dell'alimentazione dei carichi sottesi alle cabine primarie.</p> <p><i>Nota: in relazione al perdurare delle problematiche legate ai fenomeni di "neve-umida" e a fronte delle nuove linee guida per la resilienza è stata rivalutata la soluzione progettuale.</i></p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			lungo temine	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	39		13			
Dismissione	83		22			
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
150 kV "Taloro-Fonni"	Fase 2	Fase 2	2020	2025	lungo temine	
150 kV "Fonni-Aritzo"	Fase 2	Fase 2	2020	2025	lungo temine	

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

SE 150 kV Perdasdefogu e raccordi	Fase 2	Fase 2	2020	2025	lungo temine	
SE 150 kV Aritzo e Raccordi	Fase 2	Fase 2	2020	2025	lungo temine	
SE 150 kV Fonni e Raccordi	Fase 2	Fase 2	2020	2025	lungo temine	
Ribaltamentodella linea 150kV S.Miali – Goni alla SE Uvini	Fase 2	Fase 2	2020	2025	lungo temine	
Raccordi S/E Aritzo alla linea 150kV Villasor-Taloro	Fase 2	Fase 2	2020	2025	lungo temine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,1			IUS	15	
3M€/43M€	VAN	5 M€			VAN	755M€	
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.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		<1					
B3b - Riduzione ENF		2					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		24					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		48					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		1					
B3b - 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		48					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Elettrodotto 150 kV Fiumesanto – Porto Torres						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
706-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁸⁹
2010				Sardegna		Sardegna
Descrizione intervento						
Al fine di garantire un'adeguata gestione delle produzioni del polo di Fiumesanto e tenuto conto delle nuove iniziative produttive locali sottese anche su rete di distribuzione, si provvederà a un incremento della capacità di trasporto fra gli impianti 150 kV di Fiumesanto e Porto Torres, sfruttando le infrastrutture esistenti.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione temporistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2021	
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		18				
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni "Fiume Santo – P.Torres" (tratto esistente)	Compl.	Compl.	2013	2013	2013	
Predisposizione nuovo collegamento "Fiume Santo – P.Torres"	Fase 4	Fase 4	2013	2019	2021	Det. 5835 n° 121 (5 marzo 2013) Det. 16452 n. 307 (12 giugno 2014): autorizzazione di variante in riduzione
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€/6 M€						

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

Potenziamento rete AT in Gallura						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
710-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁹⁰
2009				Sardegna		Sardegna
Descrizione intervento						
La rete di trasmissione della Gallura è costituita da un lungo anello 150 kV che comprende una serie di cabine primarie in entra – esce, che si richiudono sulle stazioni di trasformazione di Codrongianos e Taloro. La scarsa magliatura della rete e gli elevati carichi, che si registrano particolarmente nella stagione estiva, determinano problemi di trasporto e di contenimento dei profili di tensione. Tali criticità sono accentuati, ancora di più, in condizioni di rete non integra.						
E' stata prevista la rimozione delle limitazioni sulle seguenti linee 150 kV:						
<ul style="list-style-type: none"> • Codrongianos – Chilivani; • Codrongianos - Ploaghe • Codrongianos – Tula; • Tergu – Viddalba; • Tergu – Ploaghe; • Palau – S. Teresa; • S. Teresa-Aglientu; • Villalba-Aglientu; • Olbia – Arzachena; • Arzachena– Arzachena 2; • Arzachena 2 – Palau; • Olbia – Olbia 2; • Olbia 2 – S. Teodoro; • S. Teodoro – Budoni; • Siniscola 1 – Budoni; • Siniscola 1 – Siniscola 2; • Taloro – Nuoro 2; • Nuoro – Lula; • Nuoro – Nuoro 2; • Lula – Siniscola 2. 						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Rimozione limitazioni presenti su impianti esistenti vincolata al raggiungimento di accordi con il distributore titolare degli stessi.		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		63				1
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				

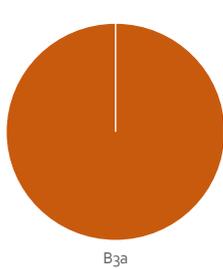
⁹⁰Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Codrongianos – Chilivani	Compl.	Compl.	2011	2011	2011	
Codrongianos - Ploaghe	Compl.	Compl.	2010	2011	2016	
Codrongianos – Tula	Compl.	Compl.	2011	2011	2011	
Tergu – Viddalba	Compl.	Compl.	2010	2011	2016	
Tergu – Ploaghe	Compl.	Compl.	2010	2011	2016	
Palau – S. Teresa	Compl.	Compl.	2011	2012	2017	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE.
S. Teresa-Aglientu	Compl.	Compl.	2013	2013	2016	
Villalba-Aglientu	Compl.	Compl.	2013	2013	2016	
Olbia – Arzachena	Compl.	Compl.	2012	2012	2017	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE
Arzachena– Arzachena 2	Compl.	Compl.	2012	2012	2017	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE
Arzachena 2 – Palau	Compl.	Compl.	2012	2012	2017	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE
Olbia – Olbia 2	Fase 5	Fase 5	2014	2014	2019	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE
Olbia 2 – S. Teodoro	Fase 5	Fase 5	2014	2014	2019	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE
S. Teodoro – Budoni	Fase 5	Fase 5	2013	2013	2019	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE
Siniscola 1 – Budoni	Fase 5	Fase 5	2013	2013	2019	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE

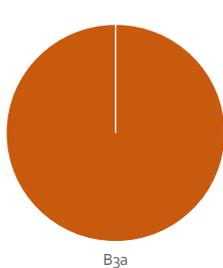
Siniscola 1 – Siniscola 2	Fase 5	Fase 5	2013	2013	2019	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE		
Taloro – Nuoro 2	Fase 5	Fase 2	2018	2018	2019	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE		
Nuoro – Lula	Fase 5	Fase 5	2015	2015	2019	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE		
Nuoro – Nuoro 2	Fase 5	Fase 5	2015	2015	2019	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE		
Lula – Siniscola 2.	Fase 5	Fase 5	2017	2018	2019	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE		
Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2020, 2025				Scenario ST 2020, 2025			
22 M€/23 M€	IUS	1,3			IUS	1,3		
	VAN	7,8 M€			VAN	7,8 M€		

Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation			
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 CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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 CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition			
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 CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - 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.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Stazione 150 kV Selegas						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
715-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁹¹
2008				Sardegna		Sardegna
Descrizione intervento						
Al fine di garantire flessibilità e sicurezza di esercizio della rete a 150 kV si realizzerà una nuova stazione di smistamento RTN in corrispondenza dell'incrocio delle direttrici "Goni – S. Miali" e "Villasor – Nurri".						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			2022	
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 '19	PdS '18				
Stazione Elettrica 150 kV Selegas e opere connesse	Fase 4	Fase 4	Ott- 2012 (EL.301)	2019	2022	In data 05/12/2017 è stata conseguita l'autorizzazione
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/8 M€						

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

Stazione 150 kV Nuraminis						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
716-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁹²
2009				Sardegna		Sardegna
Descrizione intervento						
Al fine di garantire la necessaria affidabilità ed incrementare la qualità del servizio nell'area, sarà superata l'attuale connessione in derivazione rigida dell'utente Samatzai mediante la realizzazione di una nuova stazione di smistamento RTN in entra-esce sulla linea Villasor – Nurri.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione temporistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			2022	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Impatti non significativi						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione Elettrica 150 kV Nuraminis e opere connesse	Fase 4	Fase 4	Dic- 2012 (EL.298)	2019	2022	In data 11/12/2017 è stata conseguita l'autorizzazione
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/8 M€						

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

Adeguamento SE Rumianca						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
724-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁹³
2018				Sardegna		Sardegna
Descrizione intervento						
L'impianto di Rumianca è, e lo sarà anche in futuro, fondamentale per la gestione in sicurezza della rete dell'area Sud della Sardegna. Tale ruolo è andato rafforzandosi anche in funzione degli impianti di generazione da fonte rinnovabile non programmabile collegati nel corso degli ultimi anni, e della recente entrata in servizio del cavo 150 kV "Cagliari Sud – Rumianca" e del banco di reattori per la stabilizzazione dei livelli di tensione. A fronte di ciò si rende necessario intervenire aumentando la flessibilità di esercizio della sezione 150 kV al fine di garantire un migliore sfruttamento della capacità rinnovabile collegata e un aumento dei margini di sicurezza della stessa rete 150 kV sottesa all'impianto.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2020			2025	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Adeguamento sezione 150 kV Rumianca	Fase 1	Fase 1	2020	2020	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/8 M€						

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

Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
723 - N				Project: 339		
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2018				Campania/Sicilia/Sardegna		Centro-Sud/Sicilia/Sardegna
Descrizione intervento						
<p>Il progressivo piano di decarbonizzazione del sistema elettrico nazionale, così come previsto dalla proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC), pone importanti problematiche nella futura gestione della rete sarda, che attualmente si caratterizza proprio per la presenza di un parco termico obsoleto e di due centrali alimentate a carbone; si rendono pertanto necessari nuovi interventi per il funzionamento in sicurezza dell'Isola.</p> <p>La soluzione prospettata prevede un nuovo sviluppo della capacità di interconnessione dell'isola verso il Continente, che considerando la distribuzione del carico e la presenza di già due collegamenti in corrente continua al Nord dell'Isola, dovrà interessare l'area Sud della Sardegna. Considerando quindi le esigenze elettriche summenzionate e la fattibilità dell'opera la soluzione preferibile è quella di un futuro collegamento HVDC fra Sardegna (SE Villasor) e Sicilia (SE Ciminna).</p> <p>Tale collegamento comporterà la necessità di un incremento della capacità di scambio fra l'area Centro-Sud e la zona Sicilia, che sarà realizzata tramite un collegamento HVDC; l'effettivo punto di connessione al Continente è subordinato a verifiche tecnico-ambientali.</p> <p>Il futuro collegamento HVDC tra Continente, Sicilia e Sardegna, consentirà, quindi, un incremento della capacità di scambio fra le zone insulari e il Continente a fronte di una sostanziale variazione della capacità di generazione prevista: incremento della capacità rinnovabile e phase-out del carbone.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione temporistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri ⁹⁴			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		882		50		39
Dismissione		-		-		-
Dismissione e Realizzazione		-		-		-
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
SE HVDC Continente	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
SE HVDC Sicilia	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
SE HVDC Sardegna	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Collegamento Continente-Sicilia	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Collegamento Sicilia-Sardegna	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
SE 380 kV Villasor	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	

⁹⁴ Nell'eventualità di strumenti normativi straordinari di accelerazione dell'iter autorizzativo, la data può subire anticipazioni – nota valida per tutte le schede

SE 380 kV Continente	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine			
Sintesi Analisi Costi Benefici⁹⁵								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
o M€ / 2.600 M€ ⁹⁶ (in corso studi di prefattibilità)	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	0,9	IUS	1,3	IUS	0,9	IUS	1,3
	VAN	-268 M€	VAN	810 M€	VAN	-268 M€	VAN	893 M€

⁹⁵ Si evidenzia come nella sensitivity sullo scenario ST 2030 in assenza di impianti a carbone in Sardegna, le sole analisi di mercato rendono l'intervento profittevole (IUS maggiore di 1).

⁹⁶ La stima del CAPEX potrebbe subire variazioni a causa di attività specifiche che potrebbero rendersi necessarie in relazione all'esito della survey marina.

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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - 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 rinnovabil	1		
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD	145		
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2a		0	
B3a		0	
B4		0	
B5b	<1		
B6		0	
B7	220		
B13		0	
B16		0	
B18	6		
B19	8		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	1000	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	23		
B2a - Riduzione Perdite		0	
B3a- Riduzione ENF	8		
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil	<1		
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD	118		
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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1	23		
B2a		0	
B3a		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7	195		
B13		0	
B16		0	
B18	1		
B19	2		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	1000	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Sintesi Sensitivity Analisi Costi Benefici ⁹⁷								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario PNEC 2025, 2030				Scenario PNEC 2025, 2030			
o M€ / 2.600 M€ (in corso studi di prefattibilità)	IUS	2,1			IUS	2,1		
	VAN	2.927 M€			VAN	2.927 M€		

⁹⁷ L'analisi di sensitivity è coerente con gli scenari elaborati da Terna sulla base delle assunzioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNEC)

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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	o	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o
l5 - Overgeneration [MWh]	o	l13 - 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	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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	o	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o
l5 - Overgeneration [MWh]	o	l13 - Variazione resilienza	o

2025 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	o		
B2a	o		
B3a	o		
B4	o		
B5b	<1		
B6	o		
B7	220		
B13	o		
B16	o		
B18	6		
B19	8		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	o	l8 [k ton]	o
l5 [MWh]	o	l13	o

2030 - 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	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.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	o	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o
l5 - Overgeneration [MWh]	o	l13 - Variazione resilienza	o

2030 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	39		
B2a	o		
B3a	86		
B4	o		
B5b	3		
B6	o		
B7	254		
B13	o		
B16	o		
B18	1		
B19	1		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	o	l8 [k ton]	o
l5 [MWh]	o	l13	o

www.terna.it

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