

2018

**AVANZAMENTO PIANI DI SVILUPPO PRECEDENTI**

TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA



**VOLUME 2**

# **Trasmettiamo energia**



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

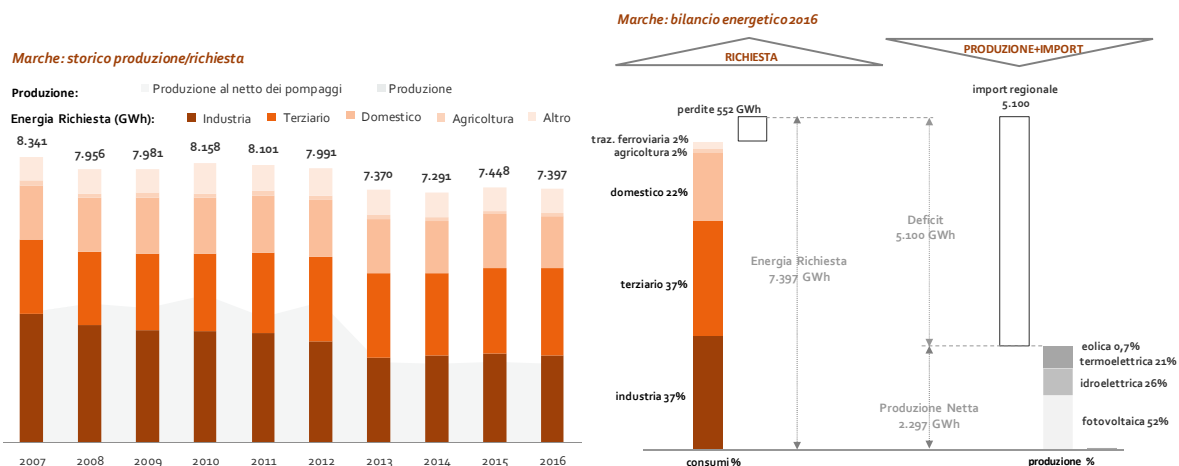


### 1.5.5. Area Centro



#### 1.5.5.1. Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Centro

##### Marche



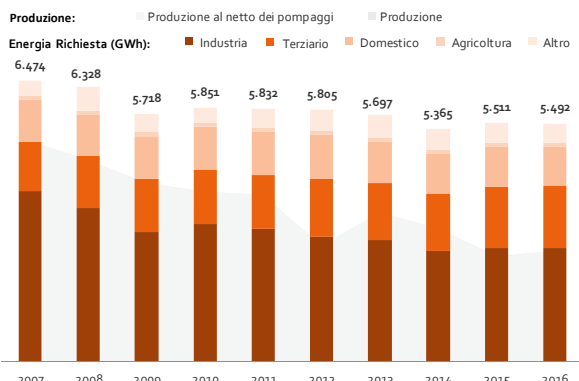
Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Marche per l'anno 2016 è stato pari a circa 7,4 TWh, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente (-0,7%).

Nel 2016 il contributo principale alla domanda è rappresentato dai consumi dell'industria (37%) e del terziario (37%), seguiti dal domestico (22%), dal settore agricolo (2%) e dalla trazione ferroviaria (2%).

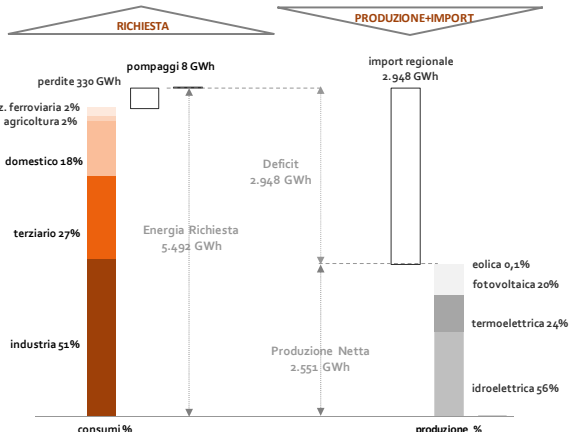
La produzione regionale, che registra una riduzione di circa il 2% rispetto al 2015, risulta prevalentemente rinnovabile, con il 52% di produzione fotovoltaica ed il 26% di produzione idroelettrica. La Regione si conferma deficitaria con un import dalle altre regioni pari a circa 5,1 TWh.

## Umbria

### Umbria: storico produzione/riciesta



### Umbria: bilancio energetico 2016

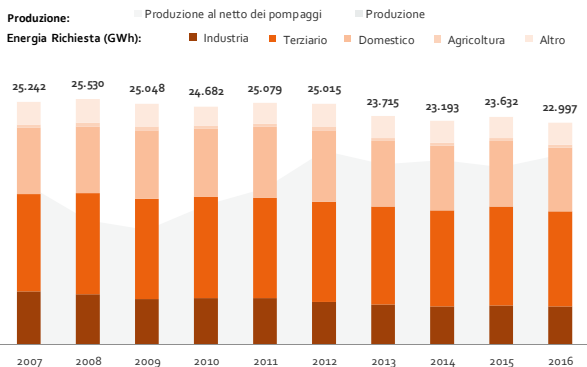


La Regione Umbria ha registrato nel 2016 una leggera riduzione del fabbisogno, che si attesta a circa 5,5 TWh. I consumi sono imputabili per buona parte al settore industriale (51%), seguito dal settore terziario (27%), dal settore domestico (18%), dal settore agricolo (2%) e dalla trazione ferroviaria (2%).

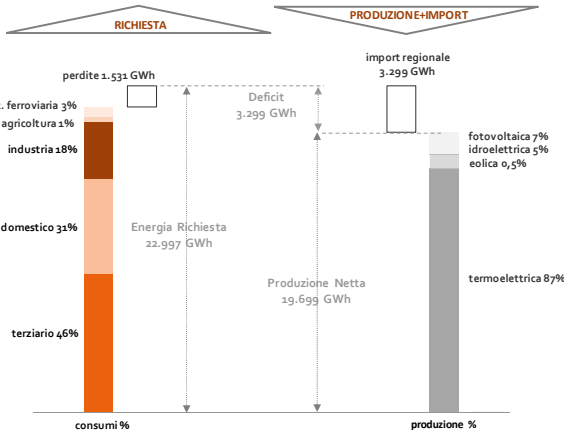
La produzione regionale registra un incremento di circa il 5,4% rispetto al 2015, dovuto principalmente all'aumento della produzione termoelettrica (+26% circa). In particolare nel 2016 il contributo principale è stato fornito dalla produzione idroelettrica (56%), seguita dalla produzione termoelettrica (24%) e fotovoltaica (20%). La Regione si conferma deficitaria con un import dalle altre regioni pari a circa 3 TWh.

## Lazio

### Lazio: storico produzione/riciesta



### Lazio: bilancio energetico 2016



Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Lazio per l'anno 2016 è stato pari a circa 23 TWh, registrando una riduzione di circa l'2,7% rispetto all'anno precedente.

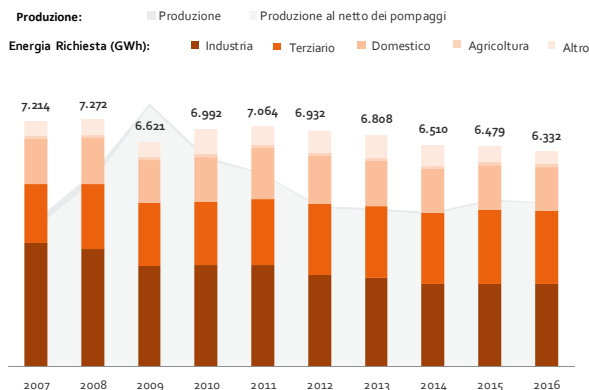
Nel 2016 il contributo principale alla domanda è rappresentato dai consumi del terziario (46%) e del domestico (31%), seguiti dall'industria (18%), dalla trazione ferroviaria (3%) e dal settore agricolo (1%).

La produzione regionale, caratterizzata in prevalenza dall'elevato contributo degli impianti termoelettrici (87%), ha registrato un incremento di circa il 7% rispetto al 2015. La Regione si conferma deficitaria con un import dalle altre regioni pari a circa 3,3 TWh, in calo comunque del 37% rispetto al precedente anno.

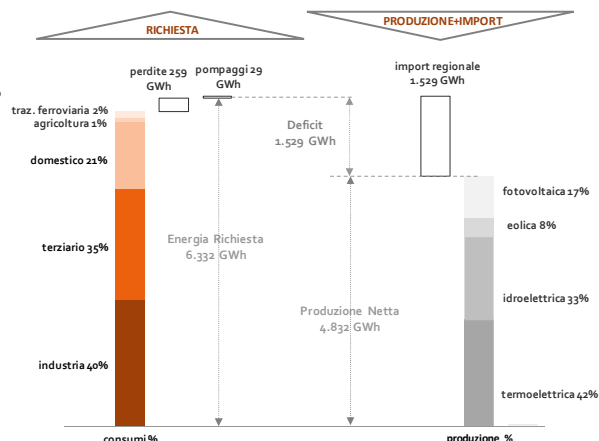


## Abruzzo

### Abruzzo: storico produzione/riciesta



### Abruzzo: bilancio energetico 2016

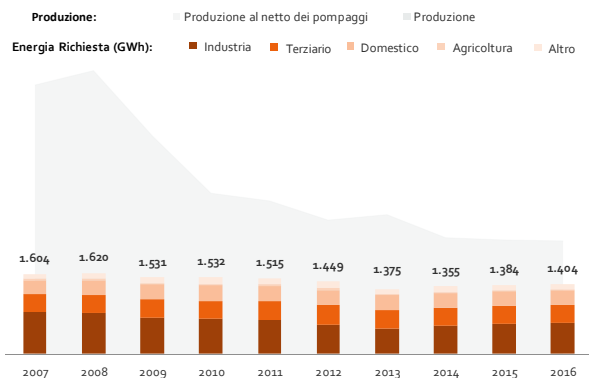


Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Abruzzo per l'anno 2016 è stato pari a circa 6,3 TWh, in riduzione rispetto all'anno precedente (-2,2%). I consumi regionali sono prevalenti nei settori industriale (40%) e terziario (35%), seguiti dal domestico (21%), dalla trazione ferroviaria (2%) e dal settore agricolo (1%).

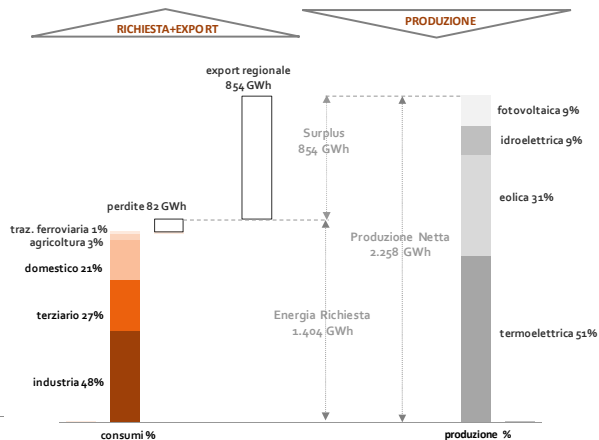
La produzione regionale, in prevalenza da fonte rinnovabile, ha registrato una lieve flessione del 2% rispetto al 2015; ciononostante si evidenzia l'aumento del contributo degli impianti termoelettrici (+33%). La Regione si conferma deficitaria con un import dalle altre regioni pari a circa 1,5 TWh, in riduzione rispetto all'anno precedente (-5,3%).

## Molise

### Molise: storico produzione/riciesta



### Molise: bilancio energetico 2016



Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Molise per l'anno 2016 è stato pari a circa 1,4 TWh, registrando una crescita di circa il 1,4% rispetto all'anno precedente.

Nel 2016 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 netta regionale a copertura del fabbisogno è quasi esclusivamente suddivisa tra termoelettrico (51%) e eolico (31%). La produzione interna riesce a coprire l'intero fabbisogno regionale, consentendo alla Regione Molise di esportare verso le regioni limitrofe circa 0,9 TWh.

## 1.5.5.2. Schede Interventi Area Centro

Interconnessione HVDC Italia - Montenegro						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP <sup>1</sup>		Identificativo RIP
401-P		3.22.5		28		77, 621, 622
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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019 <sup>2</sup> /2026 <sup>3</sup>	
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	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 '18	PdS '17				
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	

<sup>1</sup> In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2018 paragrafo 4.3.2.4 "Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016"

<sup>2</sup> La data si riferisce all'entrata in servizio del primo polo.

<sup>3</sup> La data si riferisce all'entrata in servizio del secondo polo.

Raccordi 380 kV "SE conversione – SE Villanova"	Compl.	Compl.		2014	2015	
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	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>4</sup>						
Investimento sostenuto/stimato					Benefici totali di sistema	
742 M€ / 1.164 M€					2020, 2025, 2030	
					IUS	1,9 – 1,3
					VAN	1.171 M€ - 392 M€
Investimento sostenuto/stimato <sup>5</sup>					Benefici totali di sistema	
742 M€ / 1.164 M€					2020, 2025, 2030	
					IUS	3,8 – 1,8
					VAN	3.433 M€ - 970 M€

<sup>4</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

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).

<sup>5</sup> L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio perseguibile dall'intervento per il consumatore italiano anziché il beneficio cumulativo (delibera AEEGSI 627/2016/R/EEL art 12.5)



Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP <sup>6</sup>	Identificativo RIP
402-P		127	86
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"><li>•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;</li><li>•installazione di due nuovi ATR 380/150 kV da 250 MVA al posto delle attuali trasformazioni 220/150 kV;</li><li>•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".</li></ul> <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	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		2024	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
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			

<sup>6</sup> In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2018 paragrafo 4.3.2.4 "Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016".

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 380 kV "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	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.
Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>7</sup>						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici totali di sistema		
230 M€ / 406 M€				2025, 2030		
				IUS	2,8 – 8	
				VAN	921 M€ - 3.528 M€	

<sup>7</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Rimozione limitazioni sezione Centro Sud – Centro Nord						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
432-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2014		Tab.1		Toscana, Umbria, Abruzzo, Marche		Centro Sud/Centro Nord
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare gli scambi sulla sezione critica Centro Sud - Centro Nord, sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni 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. A complemento di tali attività, saranno rimosse le limitazioni presenti sulla rete adriatica 132 kV, compresa tra le SE di Candia, Rosara e Teramo (nonché, laddove presenti, le limitazioni di trasporto esistenti in alcune cabine primarie previa verifica di fattibilità con i relativi gestori), interessata da fenomeni di trasporto della potenza sulla sezione indicata. L'intervento consentirà di ridurre le congestioni che già, attualmente, non consentono il pieno sfruttamento della produzione più efficiente compresa quella da fonte rinnovabile localizzata principalmente nell'Italia centro meridionale.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018/2019		2020			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione	12					
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 '18	PdS '17				
Rimozione delle limitazioni sugli el. 220 kV "Villavalle – S. Barbara"	Fase 2	Fase 1	2018/2019	2020	Lungo termine	
Rimozione delle limitazioni sugli el. 132 kV "Villanova – Candia"	Fase 2	Fase 1	2018/2019	2020	Lungo termine	



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

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"><li>- 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.";</li><li>- dismissione dei tratti non più utilizzati del citato elettrodotto;</li><li>- nuovo elettrodotto 150 kV "Monterotondo – Roma Nord", sfruttando parte del tracciato dell'attuale linea a 60 kV verso Monterotondo;</li><li>- l'attuale linea 150 kV "Flaminia – Nomentana" sarà attestata alla SE Roma Nord in modo da ottenere un collegamento diretto "Roma Nord – Nomentana".</li><li>- Inoltre, a cura di ACEA sulla rete di distribuzione:</li><li>- 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;</li><li>- 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;</li><li>- è prevista la realizzazione della nuova linea di distribuzione a 150 kV Roma Sud – Lido N.</li></ul> <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"><li>- 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;</li><li>- realizzazione dei raccordi alla nuova SE Roma Sud Ovest per la connessione in entra – esce della linea a 150 kV "Ponte Galeria – Magliana".</li></ul> <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.</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	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		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		140		59		37
Dismissione		153		53		32
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 '18	PdS '17				
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 4	03/01/2012 (EL-266)	2017	2019	In data 01/12/2014 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
El. 150 kV "Flaminia – Laurentina"	Fase 3	Fase 3	11/10/2011 (EL-245)	2018	2023	In data 01/07/2016 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Elettrodotto 150 kV "Roma N. – Monterotondo"	Compl.	Fase 5	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-229)	2023	Lungo termine	È in corso l'aggiornamento documentazione VIA.
Riassetto "Quadrante Sud-Ovest"	Fase 3	Fase 3	25/01/2011 (EL-223)	2023	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 San Paolo-Roma Sud	Fase 3	Fase 3	12/12/2012 (EL-295)	2020	2023	Svolta CdS il 21/07/2015: chiusa positivamente. In attesa del parere della soprintendenza del Mibact e dell'emissione del decreto di autorizzazione.
Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>8</sup>						
Investimento sostenuto/stimato					Benefici totali di sistema	
83 M€ / 443 M€					2020, 2025, 2030	
					IUS	2,6
					VAN	884 M€

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



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. 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.</p> <p>Infine, potranno essere installate anche opportune compensazioni reattive.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
			Lungo termine
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie.	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	25	2	
Dismissione	2		
Dismissione e Realizzazione	1		

Avanzamento opere principali									
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)			
	PdS '18	PdS '17							
Reattanza 258 MVAR SE Teramo	Compl.	Compl.	2012	2013	2014				
Ampliamento SE Teramo e raccordi 380/150 kV	Fase 2	Fase 2	2018	2023	Lungo termine	L'avvio dell'iter autorizzativo è previsto nel 2018 per modifiche progettuali finalizzate ad incrementare ulteriormente la resilienza della rete.			
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	Lungo termine				
Risoluzione der. Rigida "Montesilvano – S. Donato all. der. Villanova"	Fase 3	Fase 2	2018	2022	2023				
Stato avanzamento altre opere									
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)			
	PdS '18	PdS '17							
Rimozione limitazioni CP S. Giovanni Teatino						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)				
<1 M€ / 64 M€	Scenario ST 2025, 2030					Scenario ST 2025,2030			
	IUS	1,9				IUS	2,9		
	VAN	75 M€				VAN	148 M€		

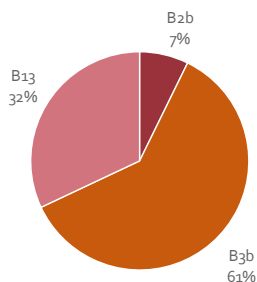
## Benefici totali di sistema

## 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 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	

## 2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	0	<table><tr><td>B2b</td><td>7%</td></tr><tr><td>B13</td><td>32%</td></tr><tr><td>B3b</td><td>61%</td></tr></table>	B2b	7%	B13	32%	B3b	61%
B2b	7%							
B13	32%							
B3b	61%							
B2b - Riduzione Perdite	1							
B3b- Riduzione ENF	9							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabili	0							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	0							
B13 - Incremento Resilienza	5							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					



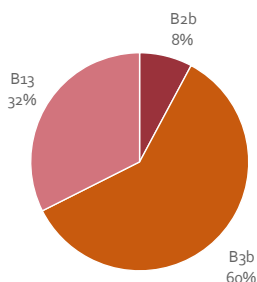
## 2025 - Distributed Generation

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












## 2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]																																				
B1 - SEW	0	<p>A pie chart illustrating the distribution of monetary benefits. The largest portion is B3b (60%), followed by B13 (32%), and B2b (8%).</p> <table border="1"><thead><tr><th>Benefit Category</th><th>Value [M€]</th><th>Percentage</th></tr></thead><tbody><tr><td>B1 - SEW</td><td>0</td><td>0%</td></tr><tr><td>B2b - Riduzione Perdite</td><td>1</td><td>8%</td></tr><tr><td>B3b - Riduzione ENF</td><td>9</td><td>60%</td></tr><tr><td>B4 - Costi evitati o differiti</td><td>0</td><td>0%</td></tr><tr><td>B5b - Integrazione rinnovabili</td><td>0</td><td>0%</td></tr><tr><td>B6 - Investimenti evitati</td><td>0</td><td>0%</td></tr><tr><td>B7 - Costi evitati MSD</td><td>0</td><td>0%</td></tr><tr><td>B13 - Incremento Resilienza</td><td>5</td><td>32%</td></tr><tr><td>B16 - Opex Evitati o differiti</td><td>0</td><td>0%</td></tr><tr><td>B18 - Riduzione CO<sub>2</sub></td><td>0</td><td>0%</td></tr><tr><td>B19 - Rid. NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, PM</td><td>0</td><td>0%</td></tr></tbody></table>	Benefit Category	Value [M€]	Percentage	B1 - SEW	0	0%	B2b - Riduzione Perdite	1	8%	B3b - Riduzione ENF	9	60%	B4 - Costi evitati o differiti	0	0%	B5b - Integrazione rinnovabili	0	0%	B6 - Investimenti evitati	0	0%	B7 - Costi evitati MSD	0	0%	B13 - Incremento Resilienza	5	32%	B16 - Opex Evitati o differiti	0	0%	B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>	0	0%	B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM	0	0%
Benefit Category	Value [M€]		Percentage																																			
B1 - SEW	0		0%																																			
B2b - Riduzione Perdite	1		8%																																			
B3b - Riduzione ENF	9		60%																																			
B4 - Costi evitati o differiti	0		0%																																			
B5b - Integrazione rinnovabili	0		0%																																			
B6 - Investimenti evitati	0		0%																																			
B7 - Costi evitati MSD	0		0%																																			
B13 - Incremento Resilienza	5		32%																																			
B16 - Opex Evitati o differiti	0	0%																																				
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>	0	0%																																				
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM	0	0%																																				
B2b - Riduzione Perdite	1																																					
B3b - Riduzione ENF	9																																					
B4 - Costi evitati o differiti	0																																					
B5b - Integrazione rinnovabili	0																																					
B6 - Investimenti evitati	0																																					
B7 - Costi evitati MSD	0																																					
B13 - Incremento Resilienza	5																																					
B16 - Opex Evitati o differiti	0																																					
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>	0																																					
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM	0																																					

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



## 2030 - Distributed Generation

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

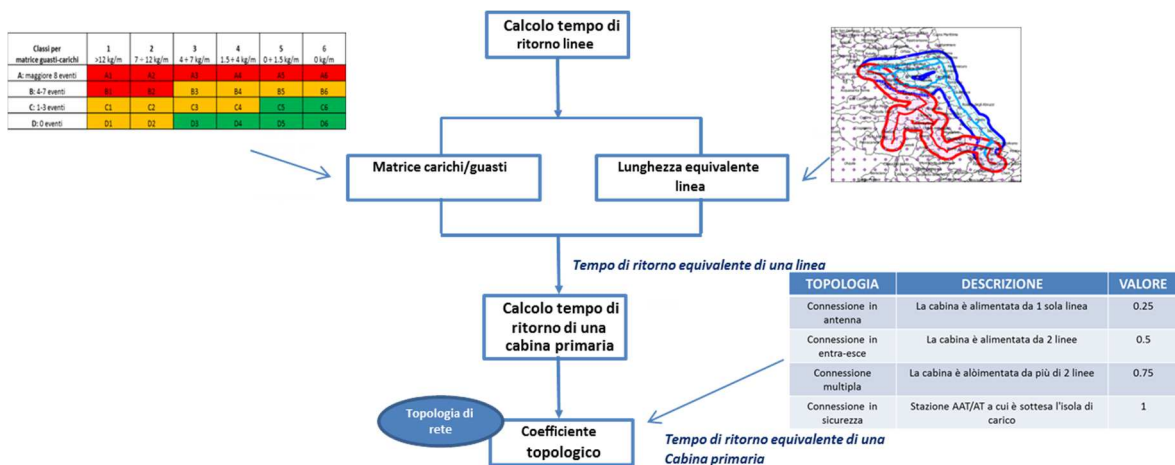
### Beneficio Incremento Resilienza

L'analisi della resilienza è basata su un Indice di Rischio (IRI) di disalimentazione degli Utenti di una rete elettrica.

Indice di Rischio (IRI) =  $\text{NUD}/\text{TR}$

dove:

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



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

Cabine Primarie	IRI [utenti/anno]		Impatto atteso	Beneficio [M€]
	pre	post		
Roseto	922	37	-96%	1,09
Pineto	754	260	-66%	0,34
Montesilvano	4393	90	-98%	2,52
Isola Gran Sasso	364	99	-73%	0,15
C. Attanasio	408	20	-95%	0,6
Il totale beneficio di incremento resilienza dell'intervento legato agli eventi neve e ghiaccio è di circa 4,7 M€				

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 magliare 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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	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 '18	PdS '17				
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 3	Fase 3	20/12/2013 (EL-321)	2020	2022	In data 16/02/2017 emanato decreto dal MATTM di non assoggettabilità a VIA. Si attende l’emissione del Dec, autorizzativo.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 2 M€						

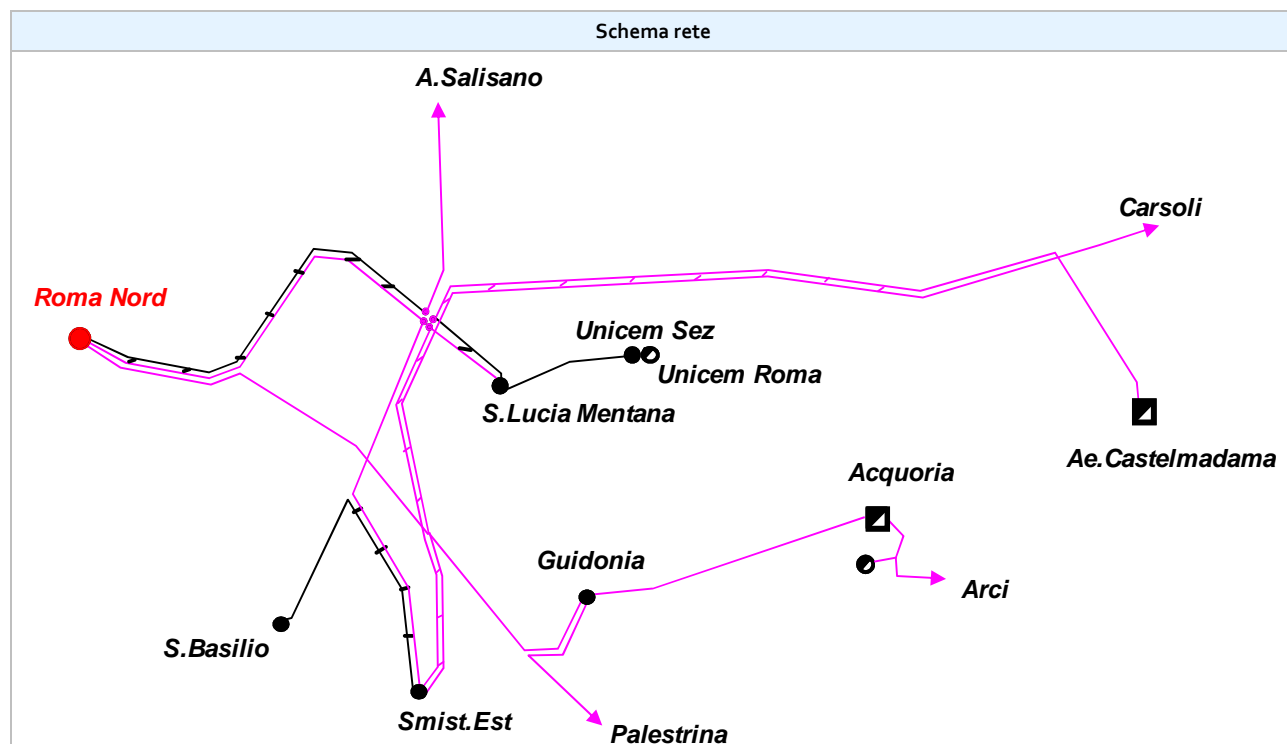
Stazione 380 kV Toscana						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
416-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011				Lazio		Centro Sud
Descrizione intervento						
È in fase di realizzazione una nuova stazione 380/150 kV nel comune di Toscana, 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. Contestualmente si valuterà la possibilità di rimuovere le attuali limitazioni della capacità di trasporto sulla medesima direttrice. 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.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	9					
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
SE 380/150 kV Toscana 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 terna della linea Canino - Arlena	Fase 3	Fase 3	30/07/2013 (EL-310)	2020	2022	In data 29/09/2017 emanato decreto dal MATTM di non assoggettabilità a VIA. Si attende la convocazione del CdS finale e a seguire l'emissione del Dec. autorizzativo.
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						
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. 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. 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”.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2021	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione	4					
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	4 <sup>0</sup>					
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuova SE S. Salvo smistamento e raccordi	Fase 5	Fase 5	16/11/2011 (EL-252)	Novembre 2016	2019	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	È in corso dal 2016 la ricostruzione della direttrice. Sarà avviata nel 2018 in iter autorizzativo 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)			
20 M€ / 22 M€	Scenario ST 2020, 2025				Scenario ST 2020, 2025			
	IUS	1,6			IUS	1,6		
	VAN	17 M€			VAN	17 M€		
Benefici totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1 - SEW		0	<div><div></div></div> <div>B3b 100%</div>					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0						
<div></div> B3b- Riduzione ENF		3						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0						
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0						
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0						
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0						
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0						
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0						
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1 - SEW		0	<div><div></div></div> <div>B3b 100%</div>					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0						
<div></div> B3b- Riduzione ENF		3						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0						
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0						
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0						
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0						
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0						
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0						
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1		0						
<div></div> B2b		0						
<div></div> B3b		0						
<div></div> B4		0						
<div></div> B5b		0						
<div></div> B6		0						
<div></div> B7		0						
<div></div> B13		0						
<div></div> B16		0						
<div></div> B18		0						
<div></div> B19		0						
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]		0	I13		0			
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1 - SEW		0						
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0						
<div></div> B3b- Riduzione ENF		0						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0						
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0						
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0						
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0						
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0						
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0						
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0			
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1		0						
<div></div> B2b		0						
<div></div> B3b		0						
<div></div> B4		0						
<div></div> B5b		0						
<div></div> B6		0						
<div></div> B7		0						
<div></div> B13		0						
<div></div> B16		0						
<div></div> B18		0						
<div></div> B19		0						
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]		0	I13		0			

Potenziamento 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						
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 potenziato l’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.						
Successivamente, saranno superati i problemi di interferenza presenti sul tratto di elettrodotto “Villavalle – Acea Salisano”, previa realizzazione di un breve raccordo alla CP Vacone.						
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.						
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:						
<div><div>- elettrodotto 150 kV “Roma Nord – Acea Salisano”;</div><div>- elettrodotto 150 kV “Roma Nord – Acea Smistamento Est”;</div><div>- elettrodotto 150 kV “Guidonia – Roma Nord”;</div><div>- elettrodotto 150 kV “Carsoli – Acea Smistamento Est”;</div><div>- elettrodotto 150 kV “Ae Castelmadama – S. Lucia di Mentana”;</div><div>- elettrodotto 150 kV “S. Lucia di Mentana – Acea Smistamento Est”;</div><div>• elettrodotto 150 kV “S. Lucia di Mentana – Unicem sez.”.</div></div>						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2020			Lungo Termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la realizzazione di stalli presso le Cabine Primarie		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	1					
Dismissione	1					
Dismissione e Realizzazione	30		5			
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Potenziamento el. 150 kV “Villavalle – Orte”	Fase 2	Fase 2	2018	2023	Lungo termine	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all’esigenza di individuare al migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.
Risoluzione der. rigide area S. Lucia di Mentana	Fase 2	Fase 2	2018	2021	2022	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all’esigenza di individuare al migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.
El. 150 kV Fiano - Nazzano	Fase 3	Fase 3	11/07/2012 (El-286)	2020	2022	In attesa del Dec. autorizzativo da parte del Mise.



Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>9</sup>																																																																																																																																																																																																																																																									
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)																																																																																																																																																																																																																																																			
<1 M€ / 34 M€ <sup>10</sup>	Scenario ST 2020,2025,2030				Scenario ST 2020,2025,2030																																																																																																																																																																																																																																																				
	IUS		2,1		IUS		2,1																																																																																																																																																																																																																																																		
	VAN		119 M€		VAN		119 M€																																																																																																																																																																																																																																																		
Benefici totali di sistema																																																																																																																																																																																																																																																									
<div><div><div>2020 - Best Estimation</div><table><thead><tr><th colspan="2">Benefici monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td>B1 - SEW</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B2b - Riduzione Perdite</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B3b- Riduzione ENF</td><td></td><td>1</td></tr><tr><td>B4 - Costi evitati o differiti</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B5b - Integrazione rinnovabili</td><td></td><td>2</td></tr><tr><td>B6 - Investimenti evitati</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B7 - Costi evitati MSD</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B13 - Incremento Resilienza</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B16 - Opex Evitati o differiti</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B18 - Riduzione CO2</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B19 - Rid. NOx, SOx, PM</td><td></td><td>0</td></tr></tbody></table><div><div><div></div><div></div><div></div></div><div><div>B5b</div><div>73%</div><div>B3b</div><div>27%</div></div></div><table><thead><tr><th colspan="2">Altri benefici non monetari</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>l21 - TTC/Zone di mercato [MW]</td><td>0</td><td>l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>l5 - Overgeneration [MWh]</td><td>0</td><td>l13 - Variazione resilienza</td><td>0</td></tr></tbody></table></div><div><div><div>2025 - Sustainable Transition</div><table><thead><tr><th colspan="2">Benefici monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td>B1 - SEW</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B2b - Riduzione Perdite</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B3b- Riduzione ENF</td><td></td><td>8</td></tr><tr><td>B4 - Costi evitati o differiti</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B5b - Integrazione rinnovabili</td><td></td><td>3</td></tr><tr><td>B6 - Investimenti evitati</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B7 - Costi evitati MSD</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B13 - Incremento Resilienza</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B16 - Opex Evitati o differiti</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B18 - Riduzione CO2</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B19 - Rid. NOx, SOx, PM</td><td></td><td>0</td></tr></tbody></table><div><div><div></div><div></div><div></div></div><div><div>B3b</div><div>75%</div><div>B5b</div><div>25%</div></div></div><table><thead><tr><th colspan="2">Altri benefici non monetari</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>l21 - TTC/Zone di mercato [MW]</td><td>0</td><td>l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>l5 - Overgeneration [MWh]</td><td>0</td><td>l13 - Variazione resilienza</td><td>0</td></tr></tbody></table></div><div><div><div>2025 - Distributed Generation</div><table><thead><tr><th colspan="2">Monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td>B1</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B2b</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B3b</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B4</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B5b</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B6</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B7</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B13</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B16</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B18</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B19</td><td></td><td>0</td></tr></tbody></table><table><thead><tr><th colspan="2">Altri</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>l21 [MW]</td><td>0</td><td>l8 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>l5 [MWh]</td><td>0</td><td>l13</td><td>0</td></tr></tbody></table></div></div><div><div><div>2030 - Sustainable Transition</div><table><thead><tr><th colspan="2">Benefici monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td>B1 - SEW</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B2b - Riduzione Perdite</td><td></td><td>4</td></tr><tr><td>B3b- Riduzione ENF</td><td></td><td>9</td></tr><tr><td>B4 - Costi evitati o differiti</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B5b - Integrazione rinnovabili</td><td></td><td>4</td></tr><tr><td>B6 - Investimenti evitati</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B7 - Costi evitati MSD</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B13 - Incremento Resilienza</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B16 - Opex Evitati o differiti</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B18 - Riduzione CO2</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B19 - Rid. NOx, SOx, PM</td><td></td><td>0</td></tr></tbody></table><div><div><div></div><div></div><div></div></div><div><div>B3b</div><div>51%</div><div>B2b</div><div>23%</div><div>B5b</div><div>25%</div></div></div><table><thead><tr><th colspan="2">Altri benefici non monetari</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>l21 - TTC/Zone di mercato [MW]</td><td>0</td><td>l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>l5 - Overgeneration [MWh]</td><td>0</td><td>l13 - Variazione resilienza</td><td>0</td></tr></tbody></table></div><div><div><div>2030 - Distributed Generation</div><table><thead><tr><th colspan="2">Monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td>B1</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B2b</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B3b</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B4</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B5b</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B6</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B7</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B13</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B16</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B18</td><td></td><td>0</td></tr><tr><td>B19</td><td></td><td>0</td></tr></tbody></table><table><thead><tr><th colspan="2">Altri</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>l21 [MW]</td><td>0</td><td>l8 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>l5 [MWh]</td><td>0</td><td>l13</td><td>0</td></tr></tbody></table></div></div></div></div></div>										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 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	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 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	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	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 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	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
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 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																																																																																																																																																																																																																																																						
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 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																																																																																																																																																																																																																																																						
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																																																																																																																																																																																																																																																						
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 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																																																																																																																																																																																																																																																						
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																																																																																																																																																																																																																																																						

<sup>9</sup> L'analisi si riferisce agli interventi 409-P, 411-P e 417-P.

<sup>10</sup> 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						
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. 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”. 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”.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	75			38		3
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 “Alanno – Villa S. Maria”	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Rimozione limitazioni el. 150 kV “Villa S. Maria – Castel del Giudice derivazione Agnone”	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 2 M€						



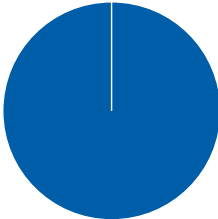
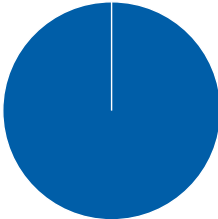
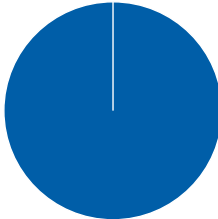
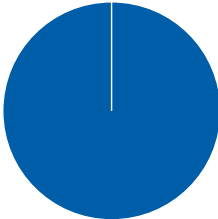
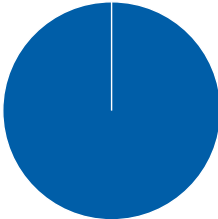
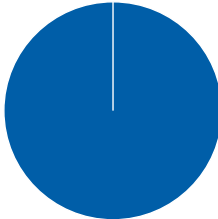
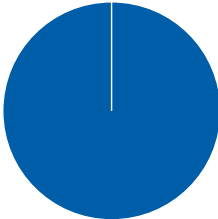
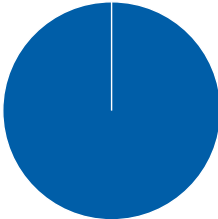
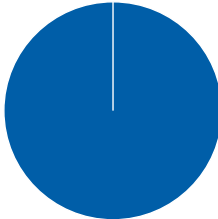
Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Abruzzo e Lazio						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
411-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011				Abruzzo/Lazio		Centro Sud
Descrizione intervento						
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. 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. 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:						
<div><div>- ricostruzione degli elettrodotti 150 kV "Cocullo B. – Smist. Collarmele" e 150 kV in doppia terna "Smist. Collarmele – Collarmele CP – Nuova SE Celano/Smist. Collarmele – SE Celano" garantendo comunque il raddoppio della dorsale tra gli impianti di Cocullo e Celano/Avezzano;</div><div>- nuovo elettrodotto 150 kV in doppia terna tra la direttrice 150 kV "SE Collarmele – 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";</div><div>- raccordo tra l'attuale derivazione rigida della linea 150 kV a tre estremi "Collarmele – Sulmona NI – der. S.Angelo" e la stazione di smistamento di Collarmele ottenendo a fine lavori i collegamenti diretti "Collarmele – Sulmona NI" e "Collarmele – S. Angelo".</div></div> <div><div>• In relazione poi all'evoluzione di nuova capacità produttiva nell'area, sono previsti i seguenti ulteriori lavori di sviluppo:</div><div>• prioritariamente la rimozione delle attuali limitazioni della capacità di trasporto sugli elettrodotti 150 kV "Popoli – S.Pio" e "S.Pio – Bazzano";</div><div>• la ricostruzione degli elettrodotti 150 kV "Pettino – Torrione" e "Torrione – Bazzano";</div><div>• successivamente la ricostruzione dell'elettrodotto in doppia terna 150 kV "Nuova SE Celano – CP Arci/CP Carsoli";</div><div>• la rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 150 kV tra la CP Avezzano e la c.le Cassino.</div></div>						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		SEN 2017
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2023			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [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 '18	PdS '17				
El.150kV "Pettino-Torrione"	Fase 2	Fase 2	2018	2023	Lungo termine	
El.150kV "Torrione-Bazzano"	Fase 2	Fase 1	2019	2024	Lungo termine	
Rimozione limitazioni sugli el. 150 kV "Popoli – S.Pio – Bazzano"	Fase 1	Fase 1	Lungo termine	Lungo termine	Lungo termine	
Risoluz. Der rigida "Collarmele – Sulmona NI – der. S.Angelo"	Fase 1	Fase 1	Lungo termine	Lungo termine	Lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>11</sup>									
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
1 M€ / 36 M€ <sup>12</sup>	Scenario ST 2020,2025,2030				Scenario ST 2020,2025,2030				
	IUS		2,1		IUS		2,1		
	VAN		119 M€		VAN		119 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.					
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	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.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Distributed Generation									
Monetari		Val. [M€]							
	B1	0							
	B2b	0							
	B3b	0							
	B4	0							
	B5b	0							
	B6	0							
	B7	0							
	B13	0							
	B16	0							
	B18	0							
	B19	0							
Altri		Val.		Val.					
I21 [MW]		0		I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]		0		I13		0			
2030 - Sustainable Transition									
Benefici monetari		Val. [M€]							
	B1 - SEW	0							
	B2b - Riduzione Perdite	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.					
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			

<sup>11</sup> L'analisi si riferisce agli interventi 409-P, 411-P e 417-P.

<sup>12</sup> 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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2022			2024	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	24			5		1
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 “Campobasso – Cercemaggiore - Castel-pagano”	Fase 2	Fase 2	2019	2022	2024	Sarà necessario avviare un procedimento autorizzativo ai sensi del d.lgs.239 per risolvere una interferenza in ingresso a CP Campobasso.

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	4,7	IUS	10,2	IUS	4,7	IUS	10,2																																																																																																																																																																																														
2 M€ / 21 M€	VAN	96 M€	VAN	238 M€	VAN	96 M€	VAN	238 M€																																																																																																																																																																																														
Benefici totali di sistema																																																																																																																																																																																																						
<div><div><div>2020 - Best Estimation</div><table><thead><tr><th colspan="2">Benefici monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td>B1 - SEW</td><td>0</td><td rowspan="10"></td></tr><tr><td>B2b - Riduzione Perdite</td><td>0</td></tr><tr><td>B3b- Riduzione ENF</td><td>0</td></tr><tr><td>B4 - Costi evitati o differiti</td><td>0</td></tr><tr><td>B5b - Integrazione rinnovabil</td><td>6</td></tr><tr><td>B6 - Investimenti evitati</td><td>0</td></tr><tr><td>B7 - Costi evitati MSD</td><td>0</td></tr><tr><td>B13 - Incremento Resilienza</td><td>0</td></tr><tr><td>B16 - Opex Evitati o differiti</td><td>0</td></tr><tr><td>B18 - Riduzione CO2</td><td>0</td></tr><tr><td>B19 - Rid. NOx, SOx, PM</td><td>0</td></tr></tbody></table><table><thead><tr><th colspan="2">Altri benefici non monetari</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>I21 - TTC/Zone di mercato [MW]</td><td>0</td><td>I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>I5 - Overgeneration [MWh]</td><td>0</td><td>I13 - Variazione resilienza</td><td>0</td></tr></tbody></table></div><div><div>2025 - Sustainable Transition</div><table><thead><tr><th colspan="2">Benefici monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td>B1 - SEW</td><td>0</td><td rowspan="10"></td></tr><tr><td>B2b - Riduzione Perdite</td><td>0</td></tr><tr><td>B3b- Riduzione ENF</td><td>0</td></tr><tr><td>B4 - Costi evitati o differiti</td><td>0</td></tr><tr><td>B5b - Integrazione rinnovabil</td><td>8</td></tr><tr><td>B6 - Investimenti evitati</td><td>0</td></tr><tr><td>B7 - Costi evitati MSD</td><td>0</td></tr><tr><td>B13 - Incremento Resilienza</td><td>0</td></tr><tr><td>B16 - Opex Evitati o differiti</td><td>0</td></tr><tr><td>B18 - Riduzione CO2</td><td>0</td></tr><tr><td>B19 - Rid. NOx, SOx, PM</td><td>0</td></tr></tbody></table><table><thead><tr><th colspan="2">Altri benefici non monetari</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>I21 - TTC/Zone di mercato [MW]</td><td>0</td><td>I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>I5 - Overgeneration [MWh]</td><td>0</td><td>I13 - Variazione resilienza</td><td>0</td></tr></tbody></table></div><div><div>2025 - Distributed Generation</div><table><thead><tr><th colspan="2">Monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td>B1</td><td>0</td><td rowspan="10"></td></tr><tr><td>B2b</td><td>0</td></tr><tr><td>B3b</td><td>0</td></tr><tr><td>B4</td><td>0</td></tr><tr><td>B5b</td><td>19</td></tr><tr><td>B6</td><td>0</td></tr><tr><td>B7</td><td>0</td></tr><tr><td>B13</td><td>0</td></tr><tr><td>B16</td><td>0</td></tr><tr><td>B18</td><td>0</td></tr><tr><td>B19</td><td>0</td></tr></tbody></table><table><thead><tr><th colspan="2">Altri</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>I21 [MW]</td><td>0</td><td>I8 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>I5 [MWh]</td><td>0</td><td>I13</td><td>0</td></tr></tbody></table></div><div><div>2030 - Sustainable Transition</div><table><thead><tr><th colspan="2">Benefici monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td>B1 - SEW</td><td>0</td><td rowspan="10"></td></tr><tr><td>B2b - Riduzione Perdite</td><td>0</td></tr><tr><td>B3b- Riduzione ENF</td><td>0</td></tr><tr><td>B4 - Costi evitati o differiti</td><td>0</td></tr><tr><td>B5b - Integrazione rinnovabil</td><td>0</td></tr><tr><td>B6 - Investimenti evitati</td><td>0</td></tr><tr><td>B7 - Costi evitati MSD</td><td>0</td></tr><tr><td>B13 - Incremento Resilienza</td><td>0</td></tr><tr><td>B16 - Opex Evitati o differiti</td><td>0</td></tr><tr><td>B18 - Riduzione CO2</td><td>0</td></tr><tr><td>B19 - Rid. NOx, SOx, PM</td><td>0</td></tr></tbody></table><table><thead><tr><th colspan="2">Altri benefici non monetari</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>I21 - TTC/Zone di mercato [MW]</td><td>0</td><td>I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>I5 - Overgeneration [MWh]</td><td>0</td><td>I13 - Variazione resilienza</td><td>0</td></tr></tbody></table></div><div><div>2030 - Distributed Generation</div><table><thead><tr><th colspan="2">Monetari</th><th>Val. [M€]</th></tr></thead><tbody><tr><td>B1</td><td>0</td><td rowspan="10"></td></tr><tr><td>B2b</td><td>0</td></tr><tr><td>B3b</td><td>0</td></tr><tr><td>B4</td><td>0</td></tr><tr><td>B5b</td><td>0</td></tr><tr><td>B6</td><td>0</td></tr><tr><td>B7</td><td>0</td></tr><tr><td>B13</td><td>0</td></tr><tr><td>B16</td><td>0</td></tr><tr><td>B18</td><td>0</td></tr><tr><td>B19</td><td>0</td></tr></tbody></table><table><thead><tr><th colspan="2">Altri</th><th>Val.</th><th>Val.</th></tr></thead><tbody><tr><td>I21 [MW]</td><td>0</td><td>I8 [k ton]</td><td>0</td></tr><tr><td>I5 [MWh]</td><td>0</td><td>I13</td><td>0</td></tr></tbody></table></div></div>									Benefici monetari		Val. [M€]	B1 - SEW	0		B2b - Riduzione Perdite	0	B3b- Riduzione ENF	0	B4 - Costi evitati o differiti	0	B5b - Integrazione rinnovabil	6	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	Benefici monetari		Val. [M€]	B1 - SEW	0		B2b - Riduzione Perdite	0	B3b- Riduzione ENF	0	B4 - Costi evitati o differiti	0	B5b - Integrazione rinnovabil	8	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	Monetari		Val. [M€]	B1	0		B2b	0	B3b	0	B4	0	B5b	19	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	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	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
Benefici monetari		Val. [M€]																																																																																																																																																																																																				
B1 - SEW	0																																																																																																																																																																																																					
B2b - Riduzione Perdite	0																																																																																																																																																																																																					
B3b- Riduzione ENF	0																																																																																																																																																																																																					
B4 - Costi evitati o differiti	0																																																																																																																																																																																																					
B5b - Integrazione rinnovabil	6																																																																																																																																																																																																					
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																																																																																																																																																																																																			
Benefici monetari		Val. [M€]																																																																																																																																																																																																				
B1 - SEW	0																																																																																																																																																																																																					
B2b - Riduzione Perdite	0																																																																																																																																																																																																					
B3b- Riduzione ENF	0																																																																																																																																																																																																					
B4 - Costi evitati o differiti	0																																																																																																																																																																																																					
B5b - Integrazione rinnovabil	8																																																																																																																																																																																																					
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																																																																																																																																																																																																			
Monetari		Val. [M€]																																																																																																																																																																																																				
B1	0																																																																																																																																																																																																					
B2b	0																																																																																																																																																																																																					
B3b	0																																																																																																																																																																																																					
B4	0																																																																																																																																																																																																					
B5b	19																																																																																																																																																																																																					
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																																																																																																																																																																																																			
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																																																																																																																																																																																																			
Monetari		Val. [M€]																																																																																																																																																																																																				
B1	0																																																																																																																																																																																																					
B2b	0																																																																																																																																																																																																					
B3b	0																																																																																																																																																																																																					
B4	0																																																																																																																																																																																																					
B5b	0																																																																																																																																																																																																					
B6	0																																																																																																																																																																																																					
B7	0																																																																																																																																																																																																					
B13	0																																																																																																																																																																																																					
B16	0																																																																																																																																																																																																					
B18	0																																																																																																																																																																																																					
B19	0																																																																																																																																																																																																					
Altri		Val.	Val.																																																																																																																																																																																																			
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0																																																																																																																																																																																																			
I5 [MWh]	0	I13	0																																																																																																																																																																																																			

Elettrodotto 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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		26		10		
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS ‘18	PdS ‘17				
Nuovo el. 150 kV per risoluzione antenna CP Leonessa	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 7 M€						

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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		4		3		
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuovo raccordo a 150 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 3 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: • 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 la 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 – Porta 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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	14		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 '18	PdS '17				
Riasetto tra la SE di Candia e la CP di Fossombrone	Fase 2	Fase 2	2018	2023	Lungo termine	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare al migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.
Nuovo el. 132 kV "Acquara – Porta Potenza Picena"	Fase 2	Fase 2	2018	2023	Lungo termine	Nel corso del 2017 è stata condotta attività concertativa.
Risoluzione der. Rigida CP Osimo	Fase 2	Fase 2	2018	2023	2024	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare al migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.
Rimozioe limitazioni el. 132 kV "Visso – Belforte"	Compl.	Compl.	2014	2015	2016	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 14 M€						

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 un nuovo raccordo a 150 kV.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	6					
Dismissione	1					
Dismissione e Realizzazione	3 <sup>2</sup>					
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuova SE 150 kV Pontecorvo e raccordi	Fase 2	Fase 3	2018	2023	2025	L'istanza ritirata in quanto è stata accettata una soluzione di connessione che rende necessaria una modifica progettuale. Nel corso del 2018 sarà presentata una nuova istanza autorizzativa.
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	Lungo termine	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 4 M€ / 7 M€						

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			
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:			
<ul style="list-style-type: none"><li>• 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;</li><li>• ricostruzione in doppia terna di un tratto dell’elettrodotto 150 kV “Latina – Latina Scalo” raccordando una terna all’impianto Le Ferriere;</li><li>• 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);</li><li>• ricostruzione dell’elettrodotto 150 kV “Roma Sud – Pomezia”;</li><li>• eliminazione della derivazione rigida presente sull’elettrodotto 150 kV “Aprilia – Cisterna – der.Latina LTF”;</li><li>• 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;</li><li>• il superamento della derivazione rigida sull’elettrodotto 150 kV “Velletri –Campoleone – der. Albano”, in sinergia con le stazioni di connessione delle centrali presenti.</li></ul>			
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 RFI).			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività		Avvio cantieri	Completamento
			2021
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	5		
Dismissione	8		
Dismissione e Realizzazione	9		1

Avanzamento opere principali									
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)			
	PdS '18	PdS '17							
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.	Fase 5	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 3	02/09/2014 (EL-337)	2019	2021	In data 11/12/2017 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 '18	PdS '17							
Rimozione limitazioni CP Pontinia						Si è in attesa di completamento degli interventi a cura di Enel D. (2018).			
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	2				IUS	2,1		
	VAN	19 M€				VAN	19 M€		

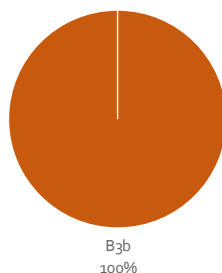
### Benefici totali di sistema

#### 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 <sub>2</sub>		0	
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

#### 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		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>		0	
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

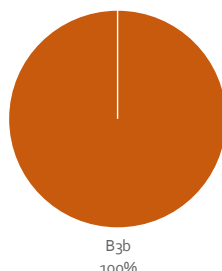


#### 2025 - Distributed Generation

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		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 <sub>2</sub>		0	
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0



#### 2030 - Distributed Generation
























































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

Riassetto rete 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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2020			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza da accordi con 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 '18	PdS '17				
Nuovo el. 150 kV “Porto-Fiumicino”	Fase 2	Fase 2	2019	2024	Lungo termine	
El. 150 kV “Roma Ovest – Raffinerie Smistamento”, “Raffinerie Smistamento – Interporto”, “Interporto – Porto” e “Porto – Ponte Galeria”	Fase 1	Fase 1	Lungo termine	Lungo termine	Lungo termine	
El. 150 kV esistente “CP Fiumicino – CP Porto”	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	18 M€			VAN	18 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.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		0
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza				0
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW		0				
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite		0				
<input 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				
				B3b 100%			
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		0
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza				0
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1		0				
<input type="checkbox"/>	B2b		0				
<input type="checkbox"/>	B3b		0				
<input type="checkbox"/>	B4		0				
<input type="checkbox"/>	B5b		0				
<input type="checkbox"/>	B6		0				
<input type="checkbox"/>	B7		0				
<input type="checkbox"/>	B13		0				
<input type="checkbox"/>	B16		0				
<input type="checkbox"/>	B18		0				
<input type="checkbox"/>	B19		0				
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0		0
I5 [MWh]		0	I13				0
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW		0				
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite		0				
<input 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				
				B3b 100%			
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		0
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza				0
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1		0				
<input type="checkbox"/>	B2b		0				
<input type="checkbox"/>	B3b		0				
<input type="checkbox"/>	B4		0				
<input type="checkbox"/>	B5b		0				
<input type="checkbox"/>	B6		0				
<input type="checkbox"/>	B7		0				
<input type="checkbox"/>	B13		0				
<input type="checkbox"/>	B16		0				
<input type="checkbox"/>	B18		0				
<input type="checkbox"/>	B19		0				
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0		0
I5 [MWh]		0	I13				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		Risoluzione congestioni
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		SEN 2017
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 '18	PdS '17				
El. 132 kV "Cappuccini -Camerino" e variante el. "Cappucc.-Preci"	Fase 3	Fase 3	27/11/2012 (EL 306)	2023	Lungo termine	È in corso l'istruttoria tecnica della Commissione VIA sul progetto.
El. 132 kV "Villavalle – Spoleto"	Fase 3	Fase 3	11/02/2015 (EL-344)	2023	Lungo termine	È in corso l'istruttoria tecnica della Commissione VIA sul progetto.
El. 132 kV "Magione – Ponte Rio"	Fase 2	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Passaggio di tensione di esercizio da 120 kV a 132 kV.	Fase 3	Fase 3	06/06/2016 (EL-357)	2025	Lungo termine	Il MATTM ha richiesto l'avvio della procedura di VIA.

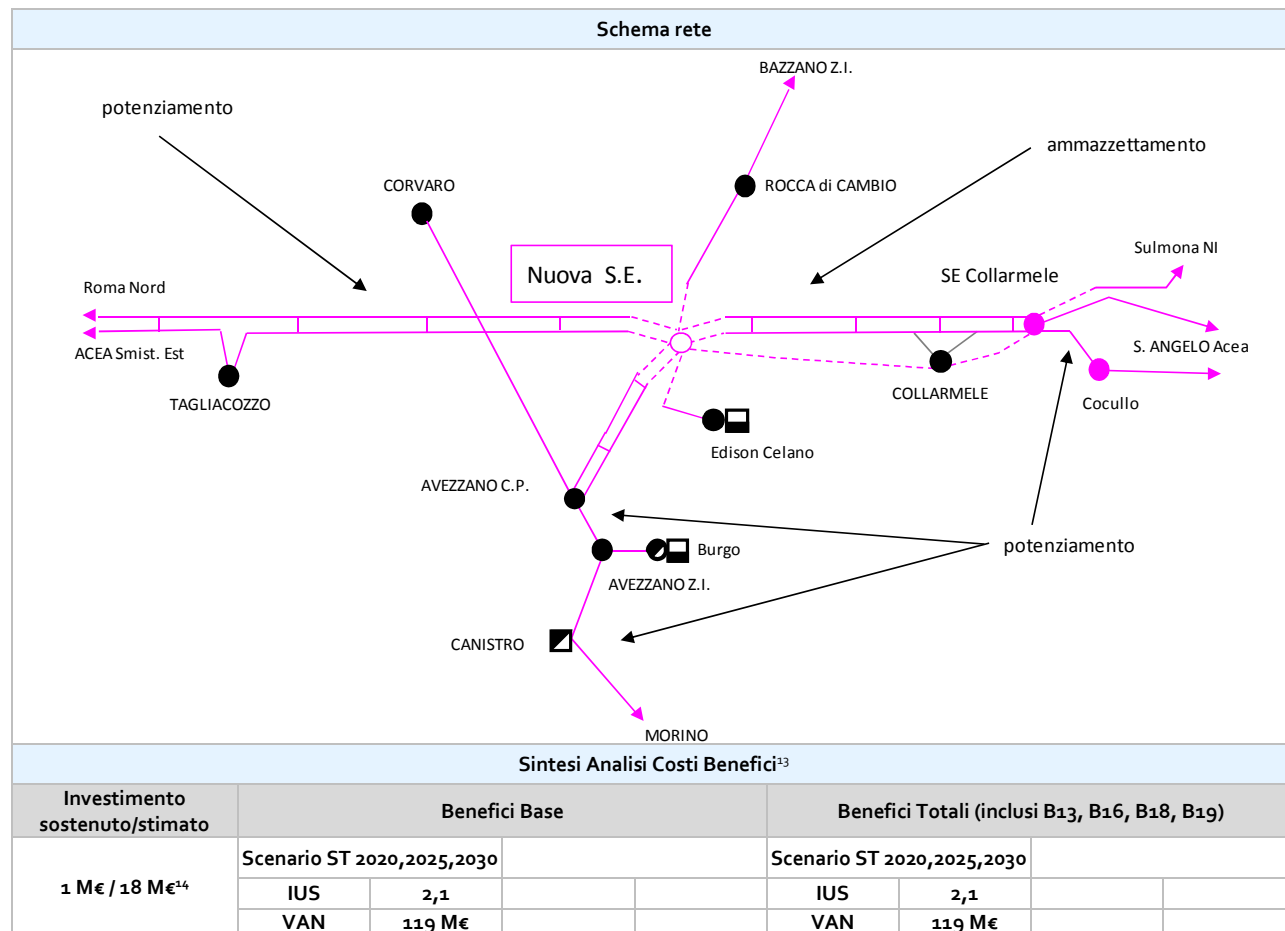
Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
11 M€ / 54 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025,2030		
	IUS	3,3			IUS	3,3	
	VAN	152 M€			VAN	152 M€	
Benefici totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW	0					
	B2b - Riduzione Perdite	0					
	B3b- Riduzione ENF	0					
	B4 - Costi evitati o differiti	0					
	B5b - Integrazione rinnovabili	0					
	B6 - Investimenti evitati	0					
	B7 - Costi evitati MSD	0					
	B13 - Incremento Resilienza	0					
	B16 - Opex Evitati o differiti	0					
	B18 - Riduzione CO2	0					
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW	0					
	B2b - Riduzione Perdite	2					
	B3b- Riduzione ENF	6					
	B4 - Costi evitati o differiti	0					
	B5b - Integrazione rinnovabili	3					
	B6 - Investimenti evitati	0					
	B7 - Costi evitati MSD	0					
	B13 - Incremento Resilienza	0					
	B16 - Opex Evitati o differiti	0					
	B18 - Riduzione CO2	0					
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
	B1	0					
	B2b	0					
	B3b	0					
	B4	0					
	B5b	0					
	B6	0					
	B7	0					
	B13	0					
	B16	0					
	B18	0					
	B19	0					
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0		
I5 [MWh]		0	I13		0		
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
	B1 - SEW	0					
	B2b - Riduzione Perdite	3					
	B3b- Riduzione ENF	6					
	B4 - Costi evitati o differiti	0					
	B5b - Integrazione rinnovabili	5					
	B6 - Investimenti evitati	0					
	B7 - Costi evitati MSD	0					
	B13 - Incremento Resilienza	0					
	B16 - Opex Evitati o differiti	0					
	B18 - Riduzione CO2	0					
	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
	B1	0					
	B2b	0					
	B3b	0					
	B4	0					
	B5b	0					
	B6	0					
	B7	0					
	B13	0					
	B16	0					
	B18	0					
	B19	0					
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0		
I5 [MWh]		0	I13		0		

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						
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. 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. 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.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	13				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 '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni direttrice 150 kV "SE Valmontone - CP Cinecittà"	Fase 5	Fase 4	2017	2017	2018	
Nuovo el. 150 kV tra SE Roma Sud e la direttrice "SE Valmontone - CP Cinecittà"	Fase 2	Fase 2	2019	2024	Lungo termine	
Nuovo el. 150 kV per rimozione der. rigida Ciampino	Fase 2	Fase 2	2019	2024	Lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
3 M€/ 21 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030			
	IUS	6,9			IUS	6,9		
	VAN	153 M€			VAN	153 M€		
Benefici totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1 - SEW		0						
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0						
<div></div> B3b- Riduzione ENF		0						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0						
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0						
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0						
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0						
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0						
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0						
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0			
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza			0			
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1 - SEW		0	<div><div></div><div>B3b100%</div></div>					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0						
<div></div> B3b- Riduzione ENF		12						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0						
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0						
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0						
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0						
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0						
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0						
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0			
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza			0			
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1		0						
<div></div> B2b		0						
<div></div> B3b		0						
<div></div> B4		0						
<div></div> B5b		0						
<div></div> B6		0						
<div></div> B7		0						
<div></div> B13		0						
<div></div> B16		0						
<div></div> B18		0						
<div></div> B19		0						
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]	0	I8 [k ton]			0			
I5 [MWh]	0	I13			0			
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1 - SEW		0	<div><div></div><div>B3b100%</div></div>					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0						
<div></div> B3b- Riduzione ENF		11						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0						
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0						
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0						
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0						
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0						
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0						
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0			
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza			0			
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1		0						
<div></div> B2b		0						
<div></div> B3b		0						
<div></div> B4		0						
<div></div> B5b		0						
<div></div> B6		0						
<div></div> B7		0						
<div></div> B13		0						
<div></div> B16		0						
<div></div> B18		0						
<div></div> B19		0						
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]	0	I8 [k ton]			0			
I5 [MWh]	0	I13			0			

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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2023			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Adeguamento SE 150 kV Pettino	Fase 2	Fase 1	2018	2023	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 9 M€						

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						
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.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [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 '18	PdS '17				
Nuova SE 150 kV Celano e raccordi	Fase 4	Fase 4	11/05/2011 (EL-239)	2019	2022	In data 13/01/2014 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo. Sarà inviata nel corso del 2018 una variante localizzativa propedeutica alla realizzazione della nuova Stazione.

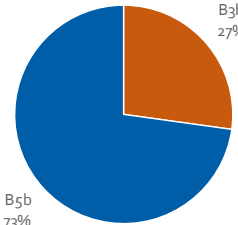




## Benefici totali di sistema

## 2020 - Best Estimation

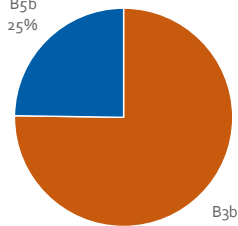
Benefici monetari		Val. [M€]
B1 - SEW		0
B2b - Riduzione Perdite		0
B3b - Riduzione ENF		1
B4 - Costi evitati o differiti		0
B5b - Integrazione rinnovabili		2
B6 - Investimenti evitati		0
B7 - Costi evitati MSD		0
B13 - Incremento Resilienza		0
B16 - Opex Evitati o differiti		0
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>		0
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0



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

## 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 <sub>2</sub>		0
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0



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

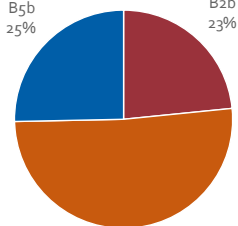
## 2025 - Distributed Generation

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		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 <sub>2</sub>		0
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0



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

## 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

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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		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 '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni “Pofi – Sezze”	Fase 2	Fase 1	2018	2020	2021	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare al migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 2 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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019 <sup>15</sup>	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Batteria di condensatori in SE Cappuccini	Compl.	Compl.	Luglio 2014	Luglio 2015	Agosto 2017	
Batteria di condensatori in SE Mercatello sul Metauro	Fase 4	Fase 4	2015	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€						

<sup>15</sup> La data si riferisce al completamento della batteria di condensatori in SE Mercatello sul Metauro.

**1.5.5.3. 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 MVar.

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 nell'area di Cassino

#### **Cod. 408-S**

L'intervento prevede di realizzare una nuova SE 150 kV nelle vicinanze dell'attuale impianto di Sud Europa Tissue.

**Note:** Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Sviluppi di rete nell'area di Cassino (cod. 408-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.

**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. Collarmele – Collarmele CP – Nuova SE Celano/Smist. Collarmele – 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".

**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.

**1.5.5.4. 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 <sup>16</sup>		Identificativo RIP
401-I		3.22.5		Project: 28		Investments ID: 77, 621, 622
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2014 <sup>17</sup>				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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
L'interconnector 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						
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 '18	PdS '17				
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: - M€ / 175 M€					Capacità convenzionale in esenzione: 150 MW	

<sup>16</sup> In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2018 paragrafo 4.3.2.4 "Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016".

<sup>17</sup> Primo anno inserimento intervento Interconnector nel Piano di Sviluppo

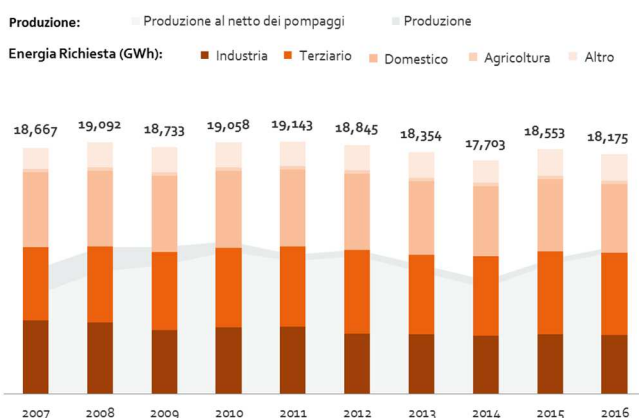
## 1.5.6. Area Sud



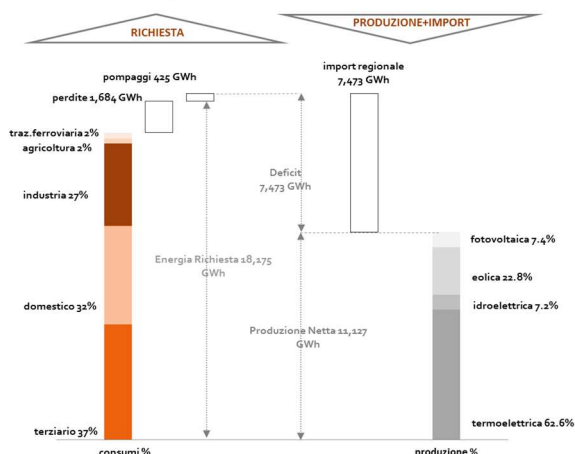
### 1.5.6.1. Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Sud

#### Campania

Campania: storico produzione/richiesta



Campania: bilancio energetico 2016

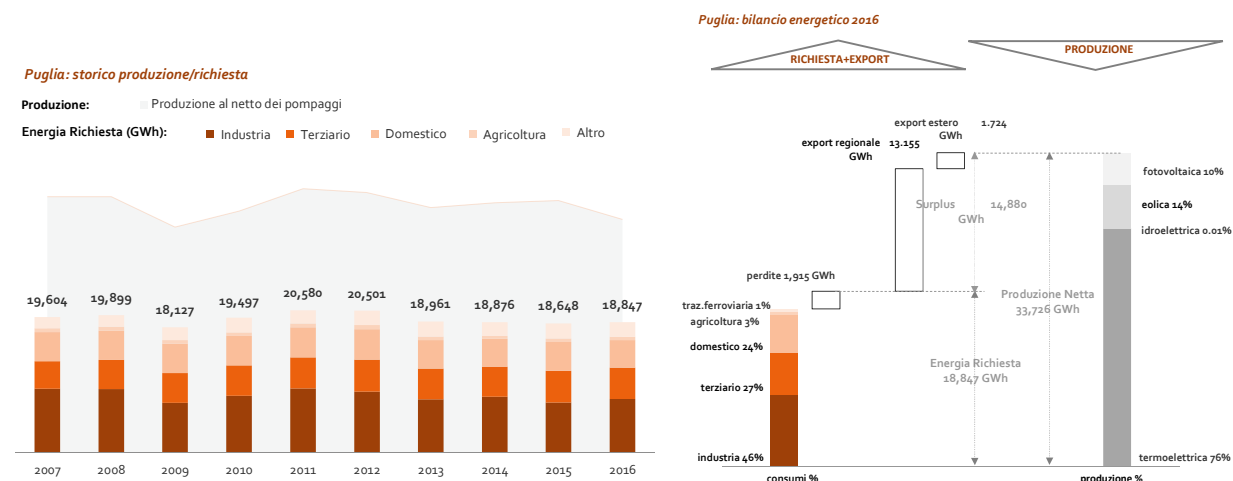


Nell'anno 2016 la Regione Campania ha registrato una flessione della richiesta di energia elettrica, rispetto all'anno precedente, di circa 2 % (18.553 GWh nel 2015 contro 18.175 GWh nel 2016).

Il contributo principale alla domanda è rappresentato dal settore terziario (37%), seguito dal settore domestico (33%) e dal comparto industriale (27%); il settore agricolo e la trazione ferroviaria rappresentano entrambi il 2% dei consumi regionali.

La produzione netta regionale, attribuibile prevalentemente alla generazione termoelettrica (circa 63%) e a quella eolica (circa 23%), registra nel 2016 un aumento rispetto all'anno precedente (+9%). In continuità con quanto avvenuto negli anni precedenti, la Regione si conferma ancora una volta fortemente deficitaria, con un import dalle altre regioni pari a circa 7,5 TWh.



Puglia

Nell'anno 2016 la domanda complessiva di energia elettrica nella Regione Puglia è stata di circa 18,8 TWh, in linea con l'anno precedente (+1%). Anche per l'anno 2016 i consumi di energia sono attribuibili principalmente al settore industriale (46%), seguito dal settore terziario (27%), dal settore domestico (24%), dal settore agricolo (3%) e dalla trazione ferroviaria (1%).

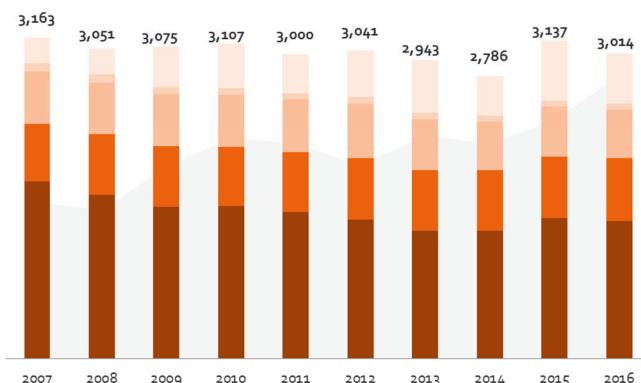
Il parco di generazione è caratterizzato prevalentemente dalla presenza di impianti termoelettrici, che contribuiscono alla produzione regionale per circa il 76%, e da impianti eolici e fotovoltaici (24%).

La Puglia si contraddistingue per un considerevole surplus di energia elettrica prodotta: il parco produttivo regionale permette di coprire interamente la richiesta interna di energia, consentendo di esportare alle altre regioni e all'estero una quota pari a 14,9 TWh.

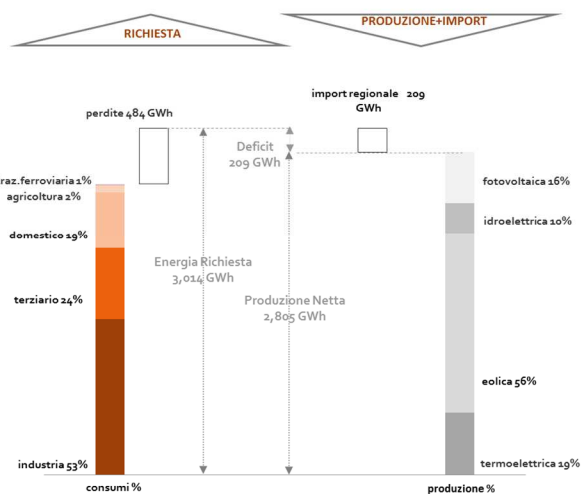
## Basilicata

### Basilicata: storico produzione/richiesta

**Produzione:** ■ Produzione al netto dei pompaggi  
**Energia Richiesta (GWh):** ■ Industria ■ Terziario ■ Domestico ■ Agricoltura ■ Altro



### Basilicata: bilancio energetico 2016



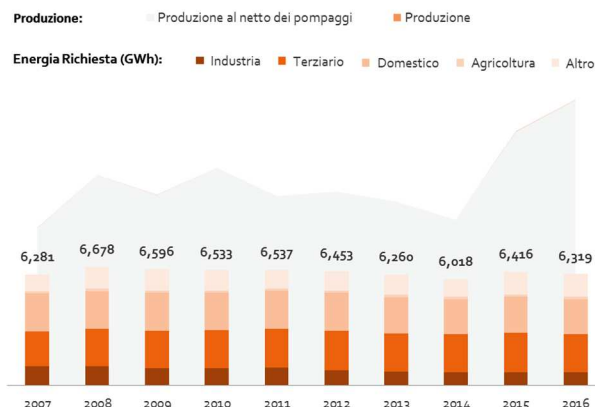
Nel 2016 la Regione Basilicata ha registrato una richiesta totale di energia elettrica pari a circa 3 TWh in linea rispetto all'anno precedente.

Il contributo principale alla domanda è stato fornito dal comparto industriale (53%), seguito dal terziario (24%), dal domestico (19%), dal settore agricolo (2%) e dalla trazione ferroviaria (1%).

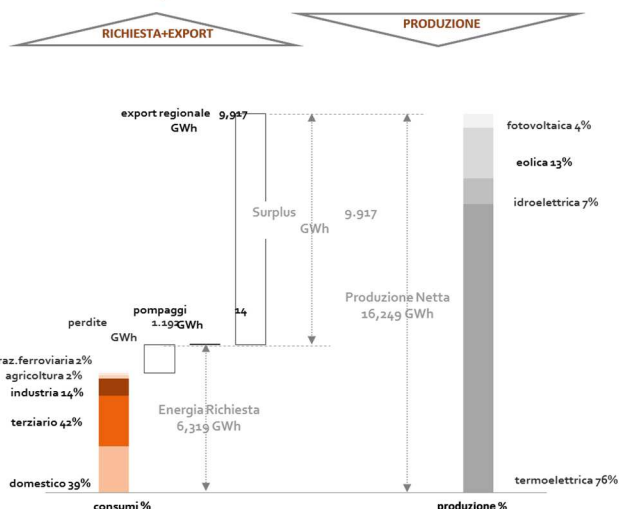
La produzione regionale, prevalentemente rinnovabile, registra un aumento dell'19,4% rispetto al 2015; si evidenzia in particolare la crescita del contributo eolico (+63,1%). La Regione si conferma deficitaria con un import dalle altre regioni di circa 0,2 TWh.

## Calabria

Calabria: storico produzione/riciesta



Calabria: bilancio energetico 2016



La richiesta complessiva di energia elettrica nella Regione Calabria nel 2016 è stata di circa 6,3 TWh, in lieve calo rispetto all'anno precedente (- 1,5 %).

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%).

Nel 2016 si registra un forte aumento della produzione netta regionale a copertura del fabbisogno rispetto al 2015 (+12%). L'energia prodotta, di molto superiore al fabbisogno regionale, consente alla Regione un'esportazione di energia di circa 10 TWh verso delle regioni limitrofe.

### 1.5.6.2. Schede Interventi Area Sud

Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP <sup>18</sup>	Identificativo RIP
501-P		30	75
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 ammazzezzare 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 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	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		2025	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	

<sup>18</sup> In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2018 paragrafo 4.3.2.4 "Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016"

Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [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	
Nuovo 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.						
<u>Razionalizzazione Rete AT RC</u>						
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 ammazzettare 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.						
<u>Razionalizzazione Rete AT ME</u>						
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 Villafarana". 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 '18	PdS '17				
Nuovo raccordo 150 kV "Messina riviera - CP Villafranca"	Fase 5	Fase 3	13/09/2016 (RS-005)	Novembre 2017	2018	Procedimento autorizzativo in Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
Riassetto rete AT Messina: "Contesse - Contesse FS", "S. Cosimo - Messina R.", "Villafranca FS/Villafranca CP - Pace del Mela" e dismissioni associate	Fase 3	Fase 3	13/05/2016	2021	2025	Procedimento autorizzativo in Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
Raccordo 150 kV "S. Procopio – Palmi Sud"	Fase 3	Fase 3	28/01/2016	2021	2025	
Sintesi <sup>29</sup>						
Investimento sostenuto/stimato: 828 M€ / 885 M€						

<sup>29</sup> 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 <sup>20</sup>		Identificativo RIP
502-P				127		91
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, riducano 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		Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		SEN 2017
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
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 '18	PdS '17				
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	Fase 3	Fase 3		2014	2019	
Raccordi 150 kV alla SE 380/150 kV di Benevento III	Fase 3	Fase 3	04/09/2012 20/09/2016 (EL-290)	23/06/2017	2019	Integrato e trasmesso al MiSE l'intero tracciato dei raccordi a 150 kV.Nuovo procedimento avviato dal MSE 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	

<sup>20</sup> In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2018 paragrafo 4.3.2.4 "Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016".

Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
SE 380/150 kV Benevento III	Fase 5	Fase 5	04/09/2012 20/09/2016 (EL-290)	2014	2019	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).
Sintesi <sup>21</sup>						
Investimento sostenuto/stimato: 137 M€ / 146 M€						

<sup>21</sup> 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			88			
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 in doppia terna a 380 kV “Montecorvino – 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	Risoluzione congestioni			
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza			
		Integrazione RFI	SEN 2017			
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento				
		Lungo termine				
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere		Da accordi con terzi				
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]			
Realizzazione	64	24				
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 '18	PdS '17				
SE 380/150 kV di Avellino Nord e raccordi	Compl.	Compl.	26/06/2008 (EL-129)	dicembre 2010	dicembre 2014	
Nuovo el. 380 kV “Montecorvino – Avellino N”	Fase 3	Fase 3	09/06/2010 (EL-209)	Lungo termine	Lungo termine	
Nuovo el. 380 kV “Avellino N – Benevento II”	Fase 2	Fase 2	Lungo termine	Lungo termine	Lungo termine	



Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Razionalizzazione rete AT tra le SE Montecorvino e Benevento II.	Fase 1	Fase 1	Lungo termine	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>22</sup>						
Investimento sostenuto/stimato					Benefici totali di sistema	
83 M€ / 224 M€					2020, 2025, 2030	
					IUS	3,9 - 2,1
					VAN	792 M€ - 302 M€

<sup>22</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP <sup>23</sup>	Identificativo RIP
402-P		127	86
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"><li>•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;</li><li>•installazione di due nuovi ATR 380/150 kV da 250 MVA al posto delle attuali trasformazioni 220/150 kV;</li><li>•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".</li></ul> <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	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		2024	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
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			

<sup>23</sup> In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2018 paragrafo 4.3.2.4 "Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016".

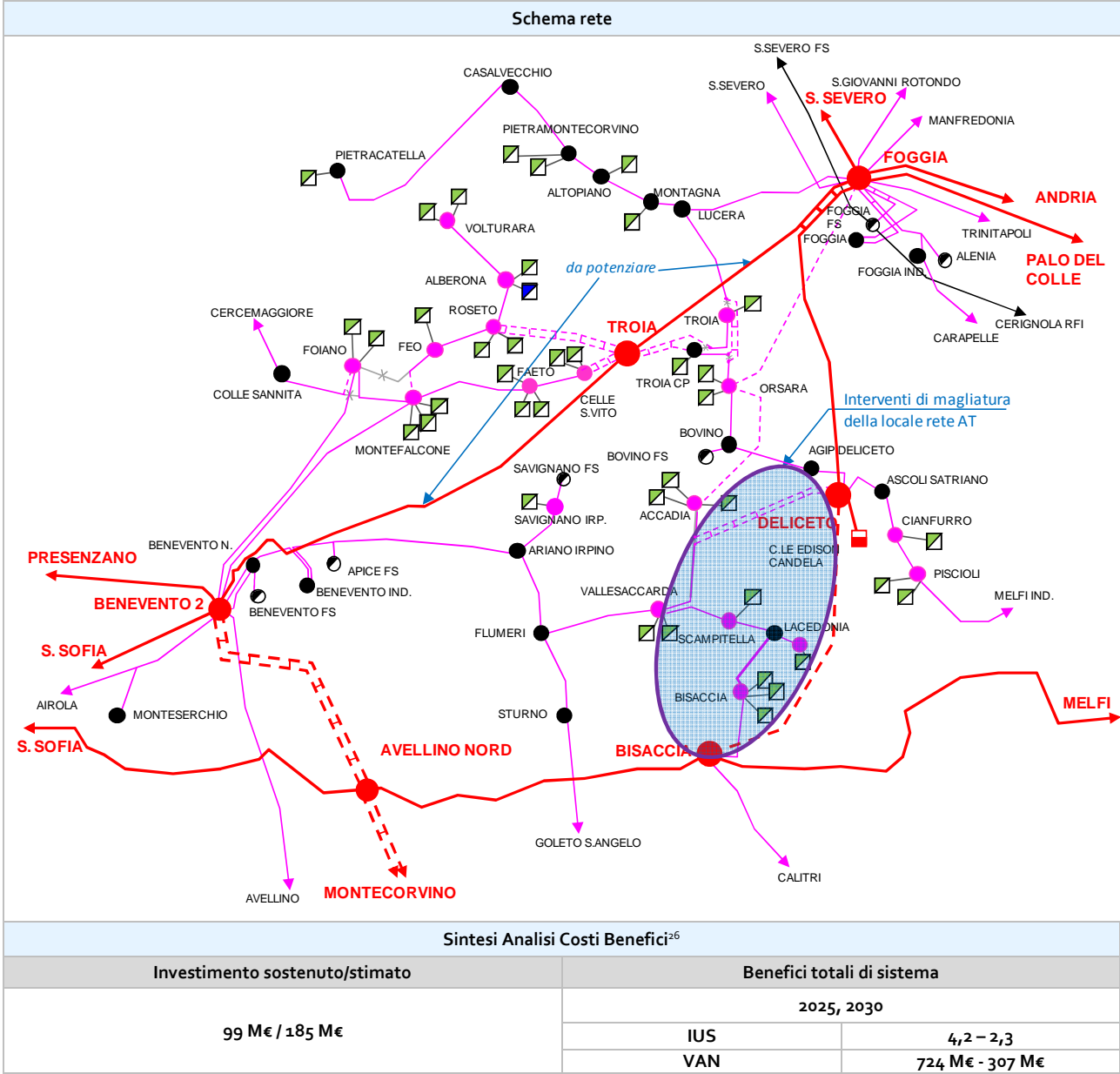
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Elettrodotto 380 kV "Villanova – Gissi"	Compl.	Compl.	25/01/2010 (EL-195)	05/2014	gennaio 2016	In data 15/01/2013 è stato emanato 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	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.
Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>24</sup>						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici totali di sistema		
230 M€ / 406 M€				2025, 2030		
				IUS	2,8 – 8	
				VAN	921 M€ - 3.528 M€	

<sup>24</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

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 <sup>25</sup>		Identificativo RIP
505-P				127		96
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		Risoluzione congestioni
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		SEN 2017
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		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 '18	PdS '17				
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 3	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	2018	2019	2022	

<sup>25</sup> In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2018 paragrafo 4.3.2.4 “Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016”.

ATR 380/150 kV SE Bisaccia	Fase 2	Fase 1	2018	2019	2022	
Nuovo el. 150 kV "SE Troia-Celle San Vito	Fase 3	Fase 3	03/12/2010 (EL-224)	2020	2024	Emesso parere positivo di compatibilità ambientale con prescrizioni nella seduta del 15/07/2016. Si stende l'emissione del Dec. VIA.
Nuovo el. 150 kV "Troia-Roseto"	Fase 3	Fase 3	22/03/2011 (EL-233)	Lungo termine	Lungo termine	
Nuovo el. 150 kV "SE Troia - SE Troia/Eos1 - Troia CP"	Fase 3	Fase 3	09/10/2012 (EL-291)	2021	2024	Emesso parere positivo di compatibilità ambientale con prescrizioni nella seduta del 15/07/2016. Si stende l'emissione del Dec. VIA.



<sup>26</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Riassetto rete nord Calabria			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP <sup>27</sup>	Identificativo RIP
509-P		127	645
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"><li>• realizzazione di un nuovo cavo 150 kV "Laino - Rotonda";</li><li>• dismissione della sezione a 220 kV di Rotonda e adeguamento della sezione a 150 kV.</li></ul> <p>Transitoriamente presso la SE di Rotonda è prevista la messa in continuità degli elettrodotti 220 kV "Rotonda – Laino" e "Rotonda–Tusciano–Montecorvino" al fine di realizzare un collegamento "Laino – Tusciano - Montecorvino".</p> <p>Contestualmente, laddove presenti, saranno rimossi gli elementi limitanti la piena capacità di trasporto.</p> <p>In correlazione al declassamento a 150 kV della direttrice 220 kV "Rotonda – Pisticci – Taranto Nord - Brindisi", sono previste le seguenti attività:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• 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;</li><li>• 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.".</li></ul> <p>In correlazione al citato declassamento a 150 kV della direttrice 220 kV "Rotonda – Mucone – Feroletto", sono inoltre previste le seguenti attività:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• installazione presso la SE Feroletto del secondo ATR 380/150 kV e dismissione dell'attuale trasformazione 220/150 kV;</li><li>• 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";</li><li>• attività presso gli impianti 220 kV di Mucone 1S, Mucone 2S e Terranova propedeutiche al declassamento a 150 kV.</li></ul> <p>Infine sarà valutato il necessario adeguamento della SE Tusciano 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	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
			Lungo Termine
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	

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

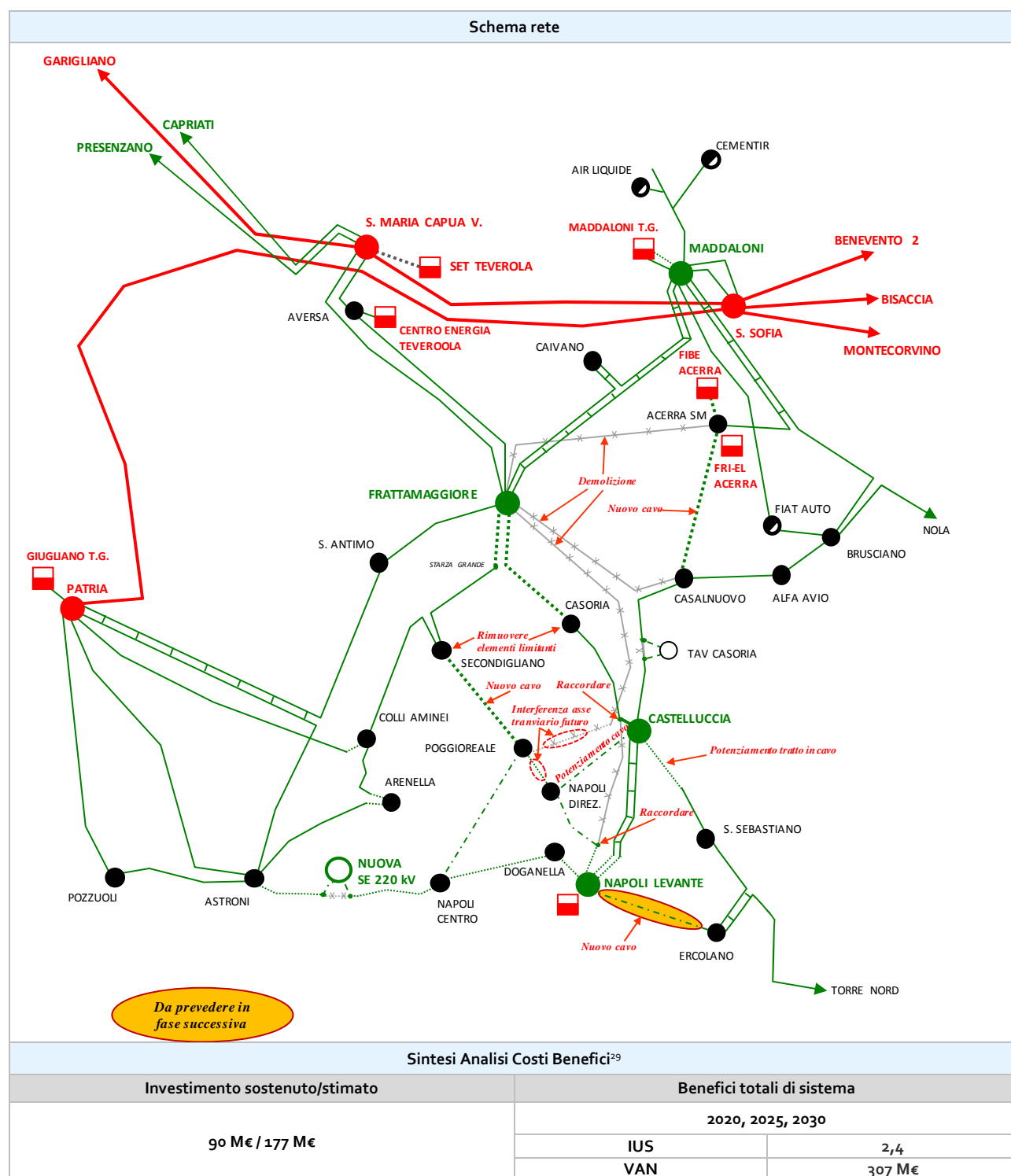
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		27		9		
Dismissione		80		48		2
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
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	2018	Attività di completamento posticipata al 2018 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 2	13/06/2017 (EL-379)	2020	2023	In data 31/03/2015 il MATTM ha determinato l'ottemperanza. Progetto avviato in iter autorizzativo in data 13/06/2017.
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	Lungo termine	Lungo termine	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)	Lungo termine	Lungo termine	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)	Lungo termine	Lungo termine	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 '18	PdS '17				
Razionalizzazione delle esistenti reti AT ricadenti nell'area nel territorio del Parco del Pollino	Fase 3	Fase 2	13/06/2017 (EL-379) 23/02/2017	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>28</sup>						
Investimento sostenuto/stimato					Benefici totali di sistema	
150 M€ / 183 M€					2020, 2025, 2030	
					IUS	2,6 – 2,3
					VAN	362 M€ – 287 M€

<sup>28</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Riassetto rete a 220 kV città di Napoli			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
514-P			102
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"><li>• realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Poggioreale e la CP Secondigliano;</li><li>• realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Napoli Direzionale e la SE Napoli Levante;</li><li>• ricostruzione del collegamento "Napoli Direzionale – Castelluccia", tenuto conto della ridotta portata, con nuovo collegamento di adeguata capacità di trasporto;</li><li>• realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Casalnuovo e la CP Acerra;</li><li>• 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".</li></ul> <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 "Frattamaggiore – 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 mediante la realizzazione di una nuova SE 220 kV, che sarà opportunamente raccordata alla CP Fuorigrotta, il cui riclassamento dovrà essere previsto a cura del Distributore. Tale nuova SE sarà racordata in entra – 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 Frattamaggiore, 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	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
			Lungo termine
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	20		12
Dismissione	33	4	10
Dismissione e Realizzazione	16	1	8



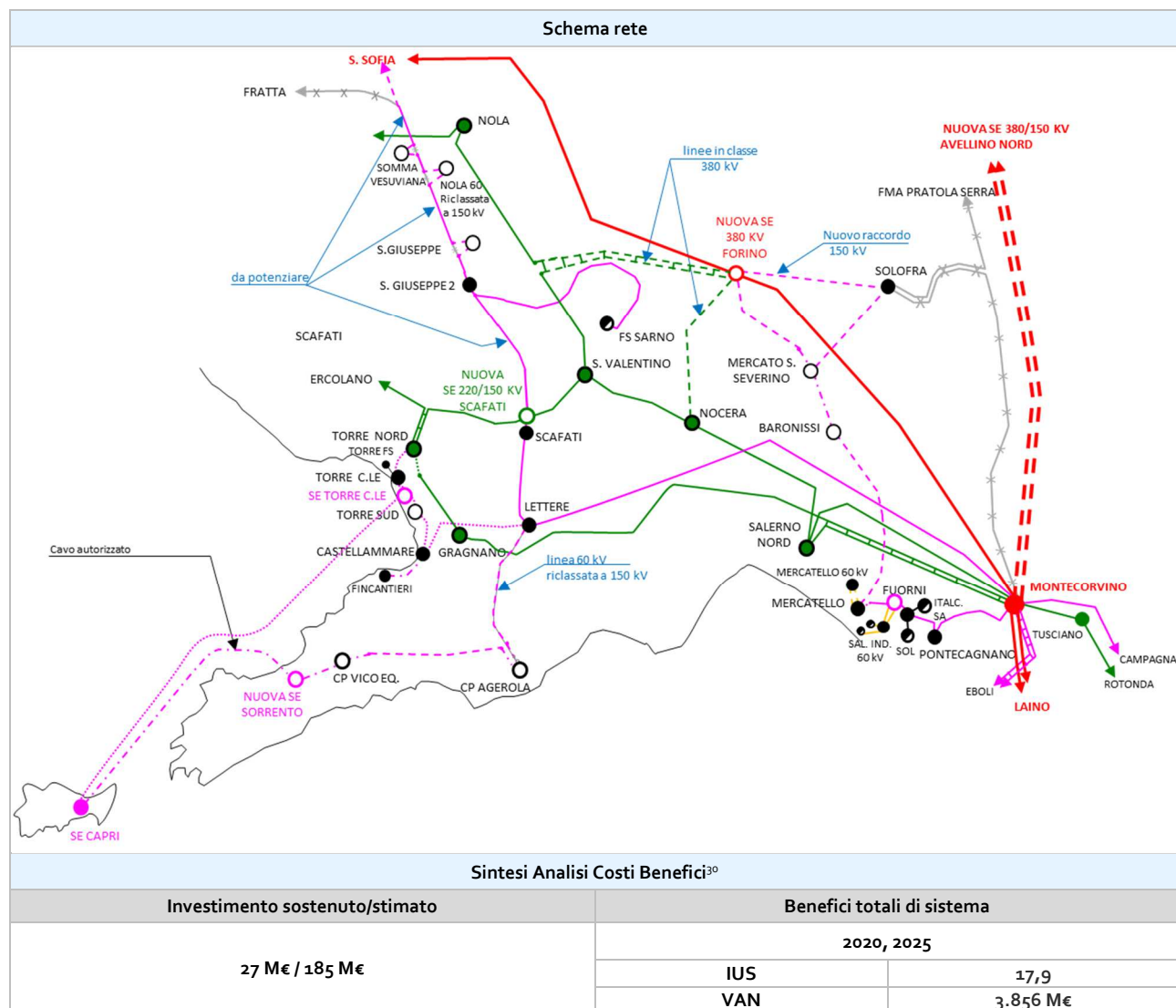
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuovo el. 220 kV "Fratta - Starza Grande" del collegamento 220 kV in cavo "Fratta – Secondigliano".	Compl.	Compl.	07/10/2009 (EL-168)	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.	Fase 5		2014	26/01/2017	
Nuovo el. 220 kV "Napoli Dir. – Castelluccia"	Fase 4	Fase 4	12/05/2010 (EL-197)	2018	2020	In data 10/03/2014 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Nuovo el. 220 kV "Napoli Dir. - Napoli Levante"	Fase 5	Fase 4		2017	2018	
Nuova SE 220/150 kV Fuorigrotta e raccordi	Fase 4	Fase 3	23/11/2012 (EL-290)	2018	2022	In data 02/11/2017 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Raccordo a SE 220 kV Castelluccia della linea 220 kV "Casoria – Napoli Levante"	Fase 5	Fase 4	29/01/2015 (EL-342)	2017	2018	In data 15/09/2016 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Nuovo el. 220 kV "Napoli C. - Poggioreale"	Fase 2	Fase 2	2018	2023	Lungo termine	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare al migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.
Reattanza 180 MVar SE 220 kV Patria	Compl.	Compl.	2014	2014	Luglio 2016	
El. 220 kV "Castelluccia S. Sebastiano"	Fase 3	Fase 2	Marzo 2017 (EL-371)	2019	2022	



<sup>29</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Riassetto rete AT penisola Sorrentina			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
504-P			110
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 di trasformazione RTN 380/220/150 kV e 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>L'impianto 380/220/150 kV sarà inserito in entra – esce alla linea a 380 kV Montecorvino – S. Sofia, previa rimozione delle limitazioni della capacità di trasporto, raccordato alla rete 220 kV compresa tra le province di Napoli e Salerno. È 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. 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 della prossima interconnessione dell'isola di Capri con il continente. A tal fine, per limitare i rischi di disalimentazione del carico, sarà previsto un nuovo collegamento tra la futura SE Scafati e la suddetta porzione di rete a 150 kV. 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.</p> <p>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>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 Brusciano.</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	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie e per adeguamento a 150 kV.	

Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		105		48		10
Dismissione		112		32		10
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				
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)	2018	2019	In data 02/05/2014 è stato emanato il decreto autorizzativo.
Nuova SE 150 kV Sorrento	Fase 4	Fase 4	12/01/2012 (EL-269)	2018	2019	In data 10/06/2015 è stato emanato il decreto autorizzativo della SE Sorrento e del tratto "SE Capri – SE Sorrento".
Nuova SE 380/220/150 kV in entra – esce alla linea a 380 kV Montecorvino – S. Sofia	Fase3	Fase 3	Marzo 2013	Lungo termine	Lungo termine	Istanza trasmessa al MATTM nell'ambito di integrazioni al procedimento VIA del nuovo elettrodotto 380 kV "Montecorvino – Avellino N."
Nuovo collegamento 150 kV "Sorrento – Vico Equense – Agerola – Lettere"	Fase 3	Fase 3	23/04/2013 (EL 307)	2019	2023	In data 01/06/2017 è stato emesso il Decreto VIA.
Connessione CP Mercatello a esistente el. 150 kV "Lettere – Montecorvino"	Fase 3	Fase 3	22/03/2017 (EL 363)	2018	2020	
Interconnessione 150 kV CP Solofra-CP Mercato S. Severino-CP Baronissi	Fase 3	Fase 2	11/10/2017 EL 388	2019	2020	
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	
Riassetto el. 150 kV SE Torre C.le	Fase 2	Fase 1	2018	2019	2022	
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Razionalizzazione della locale rete AT	Fase 2	Fase 1	2018	2023	Lungo termine	
Adeguamento a 150 kV delle CP Agerola, Vico Eq., Lettere e Castellammare						Interventi a cura di E-distribuzione.
Rimozione limitazioni nelle CP 220 kV Salerno e S. Valentino						Si è in attesa di completamento degli interventi a cura di E-Distribuzione.



<sup>30</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

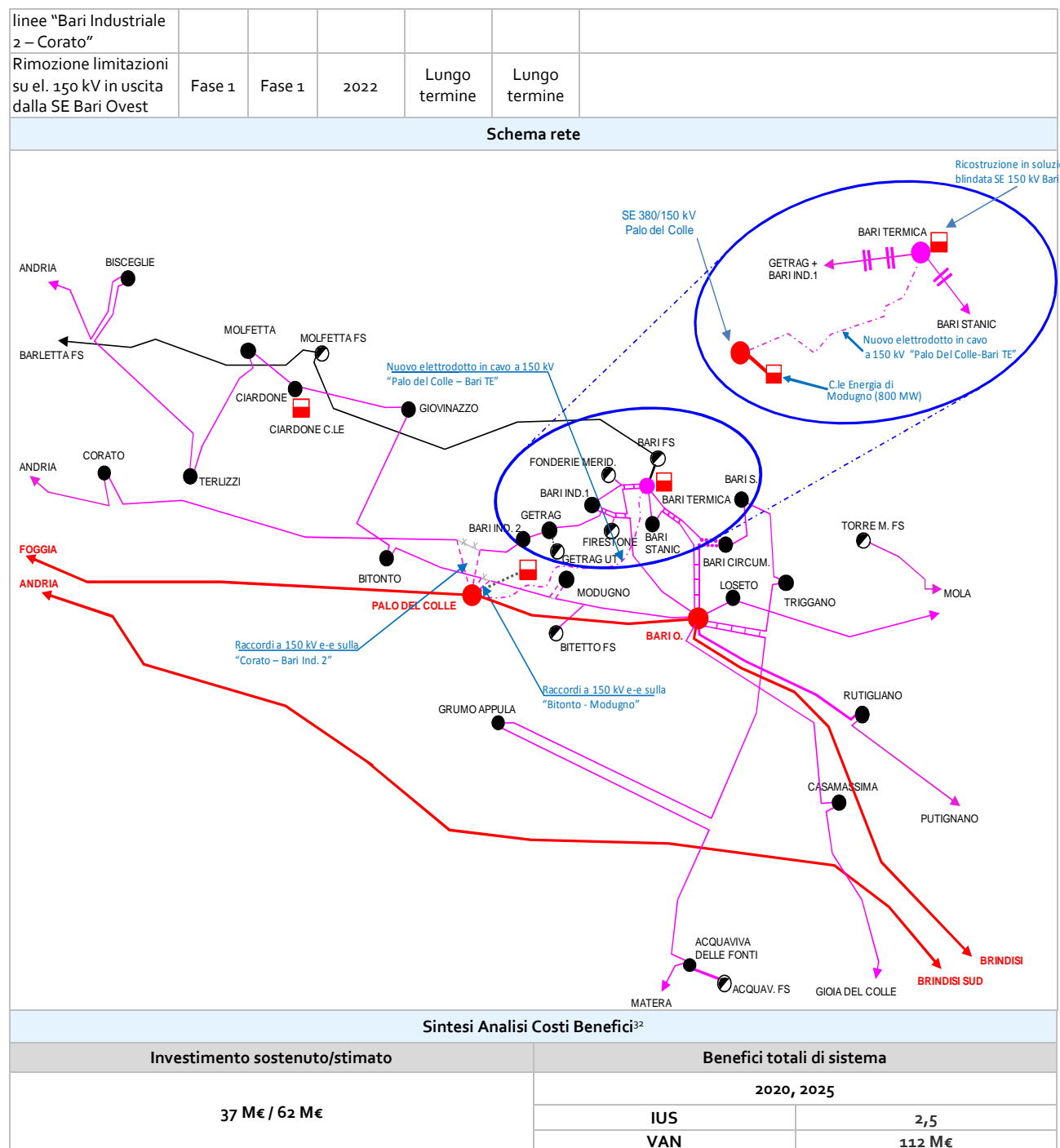
Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
510-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2008		Campania, Puglia, Basilicata, Calabria	Sud
Descrizione intervento			
<b>Cluster 1 – Regione Campania:</b> È in programma una nuova stazione nel comune di Montesano sulla Marcellana, 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.			
<b>Cluster 2 – Regione Puglia:</b> È in programma una nuova stazione nel comune di Manfredonia, 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 Erchie, 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 Castellaneta, 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 Palagiano – Gioia del Colle.			
<b>Cluster 3 – Regione Basilicata:</b> È in programma una nuova stazione RTN 380/150 kV nel comune di Melfi 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 Garaguso 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.			
<b>Cluster 4 – Regione Calabria:</b> 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.			
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	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
			Lungo termine
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	3 <sup>1</sup>	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 '18	PdS '17				
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 Palagianò – 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	Fase 5	Fase 5	2016	2016	2018	Entrato in servizio a dicembre 2016 in assetto provvisorio.
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	Lungo termine	Lungo termine	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	Fase 3	Fase 2	06/12/2017 (EL-383)	2022	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: Cluster 1: <1 M€ / 5 M€ Cluster 2: 5 M€ / 8 M€ Cluster 3: <1 M€ / 1 M€ Cluster 4 <sup>31</sup>						

<sup>31</sup> Il costo dei raccordi è ricompreso all'interno dell'intervento "Elettrodotto 150 kV Catanzaro – Belcastro – Mesoraca – Calusia" (cod. 521-P).

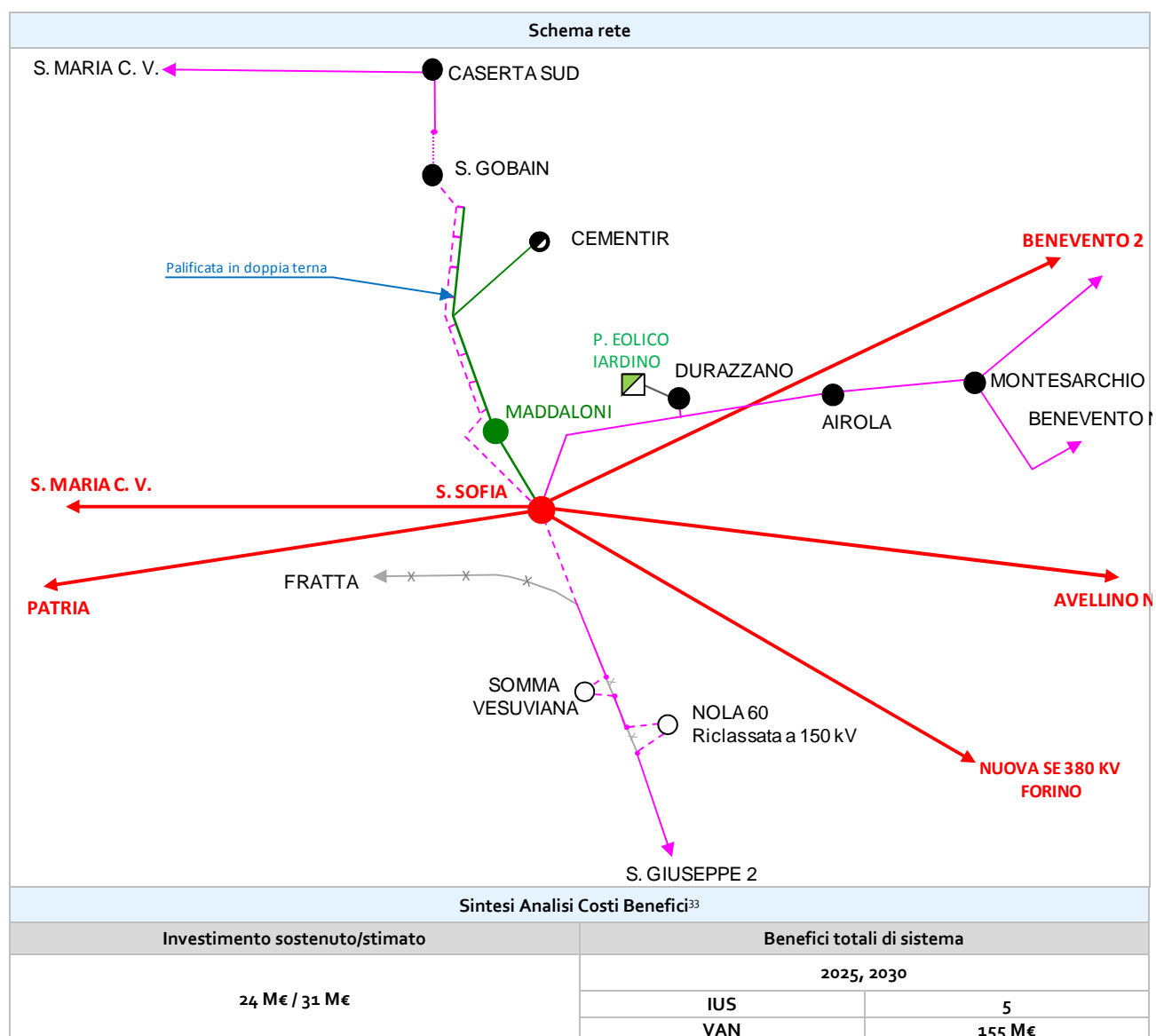
Stazione 380 - 150 kV di Palo del Colle						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
512-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2007				Puglia		Sud
Descrizione intervento						
La rete di trasmissione a 380 kV 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.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	16				10	
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	42		1		5	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuova sezione a 150 kV SE Palo del Colle, ATR 380/150 kV e raccordi 150 kV Modugno – Bitonto	Fase 5	Fase 5	13/05/2009 (EL-133)	2014	2018	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			2019	
Ricostruzione SE 150 kV Bari Termica	Fase 2	Fase 2	2018	2019	2023	È prevista la presentazione di una DIA ministeriale.
Ricostruzione elettrodotto 150 kV "Corato - Bari Termica"	Fase 3	Fase 3	22/04/2009 (EL-151)	Lungo termine	Lungo termine	Procedimento VIA nazionale c/o MATTM e MIBAC formalmente avviato in data 03/09/2014.
Raccordi 150 kV della SE Palo del Colle alle	Fase 2	Fase 2	Lungo termine	Lungo termine	Lungo termine	





<sup>32</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

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						
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 (già realizzato) 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 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.						
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 socio-economici per le province di Benevento e di Caserta.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione	5					1
Dismissione	79			6		13
Dismissione e Realizzazione	19			2		4
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
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 1	2019	2024	Lungo termine	
Raccordi della SE S. Sofia alla linea 150 kV "Fratta - S. Giuseppe 2"	Fase 1	Fase 1	Lungo termine	Lungo termine	Lungo termine	
Ricostruzione tratti di elettrodotti a 150 kV	Compl.	Compl.	2009	2013	2013	Nel corso del 2013 è stato completato il raccordo della stazione di S. Sofia alla direttrice 150 kV Airola – Montesarchio – Benevento II.



<sup>33</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

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 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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	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 '18	PdS '17				
Raccordi 380 kV SE S. Maria Capua Vetere in entra-esce alla linea Patria – S. Sofia.	Fase 2	Fase 2	2019	2024	Lungo termine	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all’esigenza di individuare al migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 4 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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2021			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Adeguamento SE 220 kV Maddaloni	Fase 2	Fase 2	20/12/2013	2021	Lungo termine	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€						

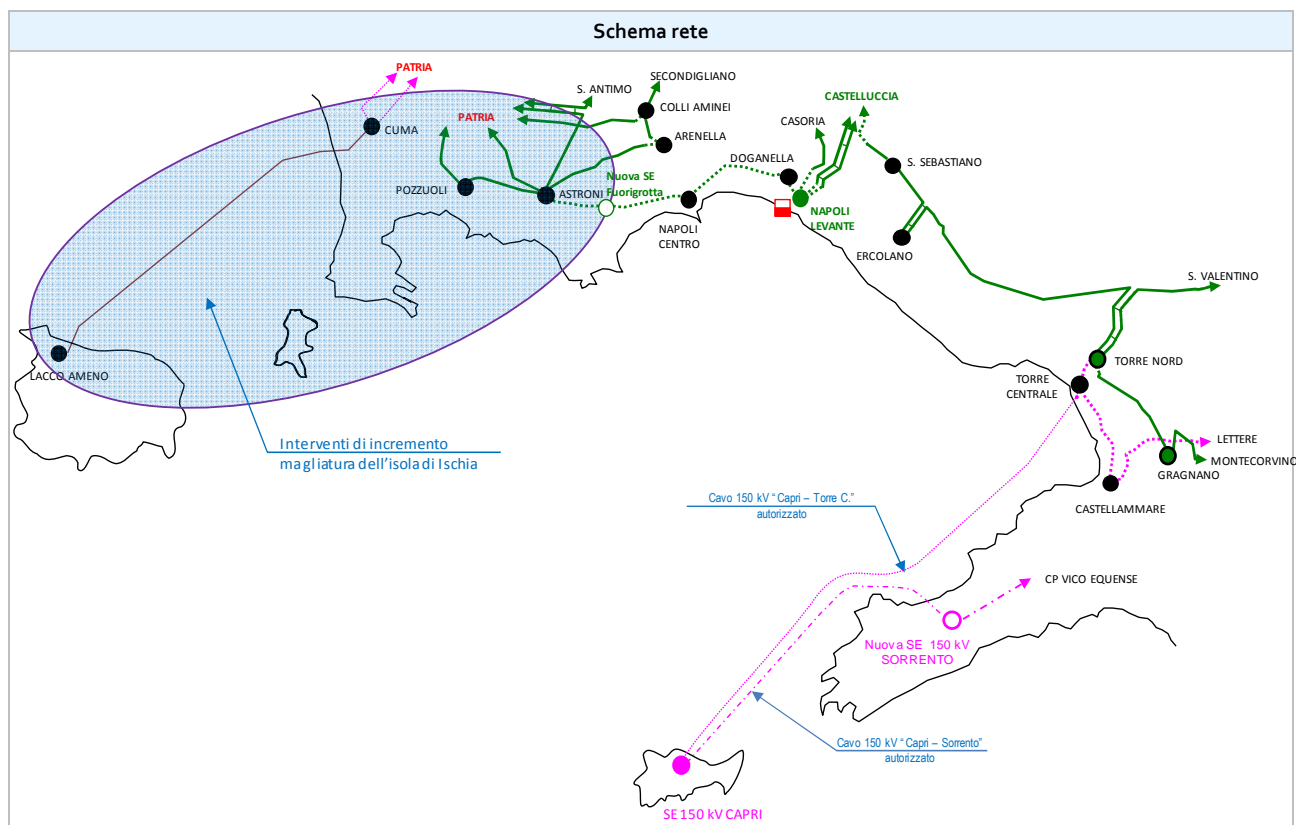
Interconnessione a 150 kV isole campane						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
516-P						119
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2009		Tab.1 Tab.2		Campania		Centro Sud
Descrizione intervento						
<p>Attualmente 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"><li>• incremento della sicurezza, continuità e qualità dell'alimentazione del servizio elettrico;</li><li>• incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita;</li><li>• maggiore economicità del servizio correlata alla partecipazione al mercato elettrico, che renderebbe meno competitiva l'attuale generazione locale;</li><li>• sensibile riduzione delle emissioni inquinanti.</li></ul>						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
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 '18	PdS '17				
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.				

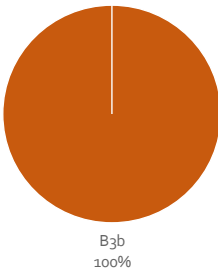
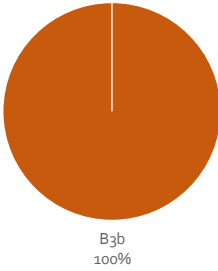
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Collegamento "SE Capri – SE Sorrento – Castellammare"	Fase 5	Fase 5	12/01/2012 (EL-269)	Novembre 2015	2019	In data 10/06/2015 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo del tratto "SE Capri – SE Sorrento" e della SE Sorrento.
Schema rete						
Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>34</sup>						
Investimento sostenuto/stimato			Benefici totali di sistema			
115 M€ / 165 M€			2020, 2025			
			IUS	4,3		
			VAN	665 M€		

<sup>34</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Interconnessione a 150 kV isola di Ischia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
536-P (ex 516-P)						119
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. 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"><li>• incremento della sicurezza, continuità e qualità dell'alimentazione del servizio elettrico;</li><li>• incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita.</li></ul> <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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		Lungo termine			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 '18	PdS '17				
Collegamento Ischia – Continente	Fase 1	Fase 1	2021	Lungo termine	Lungo termine	
Nuova SE 150 kV Ischia	Fase 1	Fase 1	2021	Lungo termine	Lungo termine	



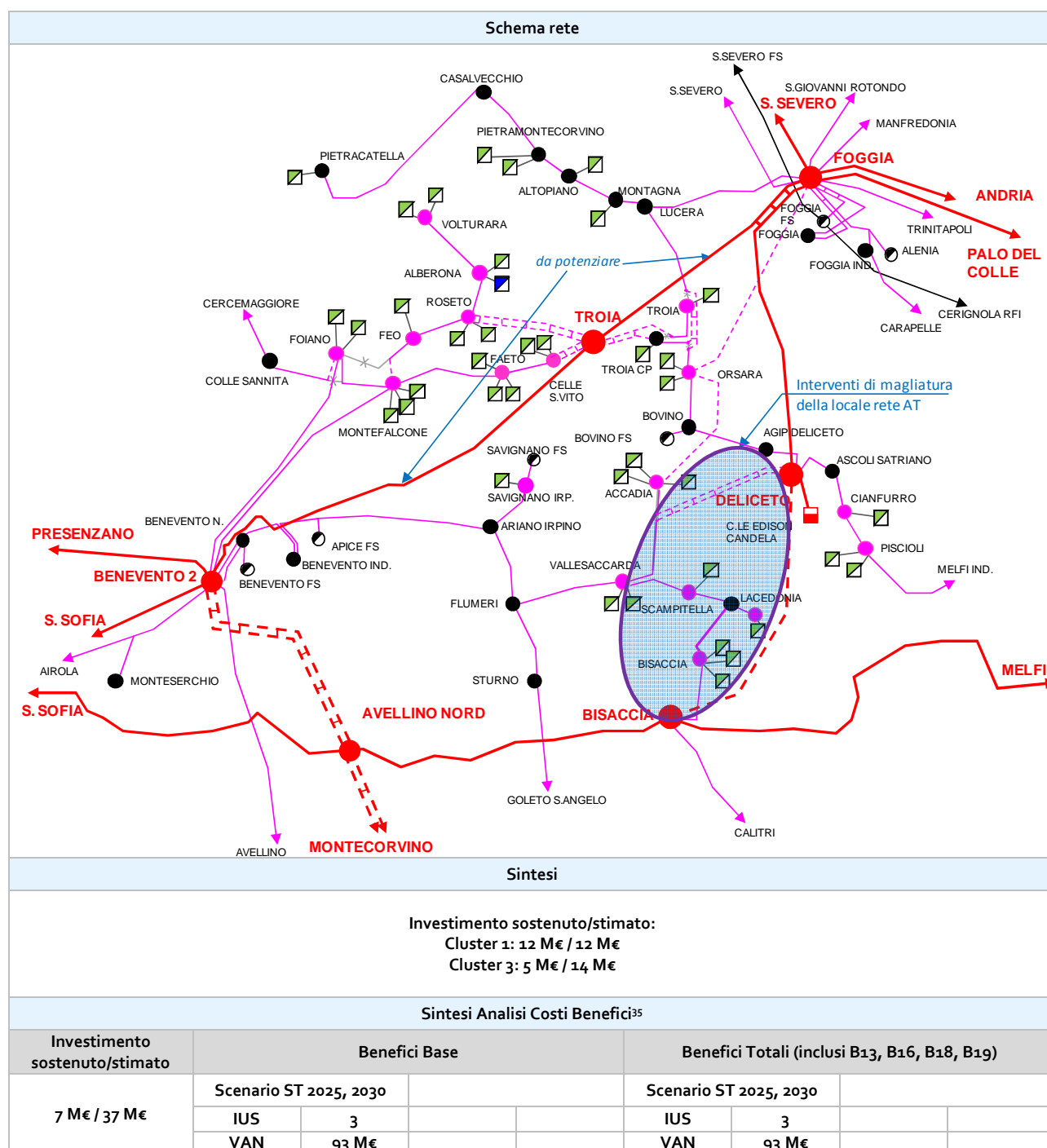


Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
<1 M€ / 90 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030			
	IUS	8,6			IUS	8,6		
	VAN	849 M€			VAN	849 M€		
Benefici totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW		0					
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite		0					
<input type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF		0					
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti		0					
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabili		0					
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati		0					
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD		0					
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza		0					
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti		0					
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2		0					
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW		0	 <p>B3b 100%</p>				
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite		0					
<input checked="" type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF	60						
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti		0					
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabili		0					
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati		0					
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD		0					
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza		0					
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti		0					
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2		0					
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
<input type="checkbox"/>	B1		0					
<input type="checkbox"/>	B2b		0					
<input type="checkbox"/>	B3b		0					
<input type="checkbox"/>	B4		0					
<input type="checkbox"/>	B5b		0					
<input type="checkbox"/>	B6		0					
<input type="checkbox"/>	B7		0					
<input type="checkbox"/>	B13		0					
<input type="checkbox"/>	B16		0					
<input type="checkbox"/>	B18		0					
<input type="checkbox"/>	B19		0					
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]		0	I13		0			
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW		0	 <p>B3b 100%</p>				
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite		0					
<input checked="" type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF	62						
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti		0					
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabili		0					
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati		0					
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD		0					
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza		0					
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti		0					
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2		0					
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0			
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
<input type="checkbox"/>	B1		0					
<input type="checkbox"/>	B2b		0					
<input type="checkbox"/>	B3b		0					
<input type="checkbox"/>	B4		0					
<input type="checkbox"/>	B5b		0					
<input type="checkbox"/>	B6		0					
<input type="checkbox"/>	B7		0					
<input type="checkbox"/>	B13		0					
<input type="checkbox"/>	B16		0					
<input type="checkbox"/>	B18		0					
<input type="checkbox"/>	B19		0					
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]		0	I13		0			

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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2020	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza da accordi con E-distribuzione 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 '18	PdS '17				
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 '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni Cabine Primarie						E-distribuzione nel corso del 2013 ha comunicato la fattibilità preliminare per le CP Marzanello, Pignataro e Capua.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 5 M€						

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Campania						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
518-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2008				Campania		Centro Sud
Descrizione intervento						
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.						
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.						
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.						
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.						
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.						
In relazione agli interventi previsti, dovranno essere opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.						
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".						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per 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						
Dismissione						
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 '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni sulla direttrice 150 kV	Compl.	Compl.	2008	2009	2013	

"Benevento Ind.le – Bisaccia 380 kV – Contursi"						
Rimozione limitazioni sulle direttrici 150 kV "Montecorvino – Rotonda"	Fase 2	Fase 2	2018	2023	Lungo termine	Nel corso del 2013 sono stati completati gli interventi di rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 150 kV "Lauria- Padula" e "Buccino – Tanagro". Sono in corso le attività programmate sulle linee 150 kV "Bussento-Padula" e "Agropoli-Salento" (progetto ricompreso nel POI MISE 2007-2013). Nel corso del 2018 sarà avviata una nuova istanza autorizzativa relativa all'el. 150 kV "Buccino – Contursi".
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	15/09/2011 (EL-263)	2021	Lungo termine	A causa delle richieste della commissione Tecnica VIA è prevista la rielaborazione del progetto nel 2019.
Installazione DTR el. 150 kV "Benevento II-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 "Tuscianno-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 '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni nelle Cabine Primarie						E-distribuzione nel corso del 2013 ha comunicato la fattibilità preliminare per le CP Buccino, Sala Consilina, Padula, Centola, Salento, Agropoli, Eboli e Campagna.



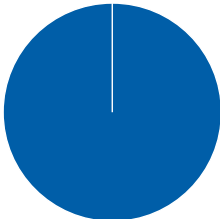
<sup>35</sup> Relativi al cluster 2.

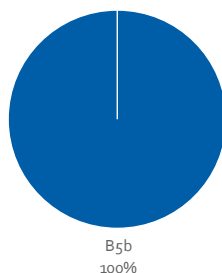
### Benefici totali di sistema

#### 2020 - Best Estimation












Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabili	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	

#### 2025 - Sustainable Transition

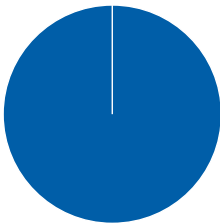
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0	 <p>B5b 100%</p>	
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabili	4		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

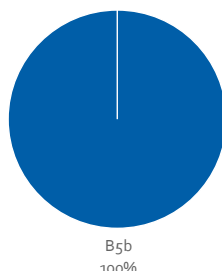


#### 2025 - Distributed Generation












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

#### 2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0	 <p>B5b 100%</p>	
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabili	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.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

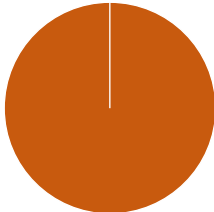


#### 2030 - Distributed Generation


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

Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>36</sup>									
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
11 M€ / 16 M€			Scenario DG 2020, 2025				Scenario DG 2020, 2025		
			IUS	1,6			IUS	1,6	
			VAN	11 M€			VAN	11 M€	
Benefici totali di sistema									

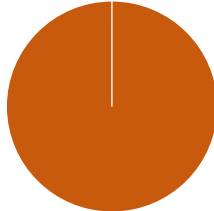
2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	2		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabili	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
			B3b
Altri benefici non monetari		Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0


2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabili	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0


2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2b	0		
B3b	2		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
			B3b
Altri		Val.	
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabili	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

2030 - Distributed Generation

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

<sup>36</sup> Relativi al cluster 4.



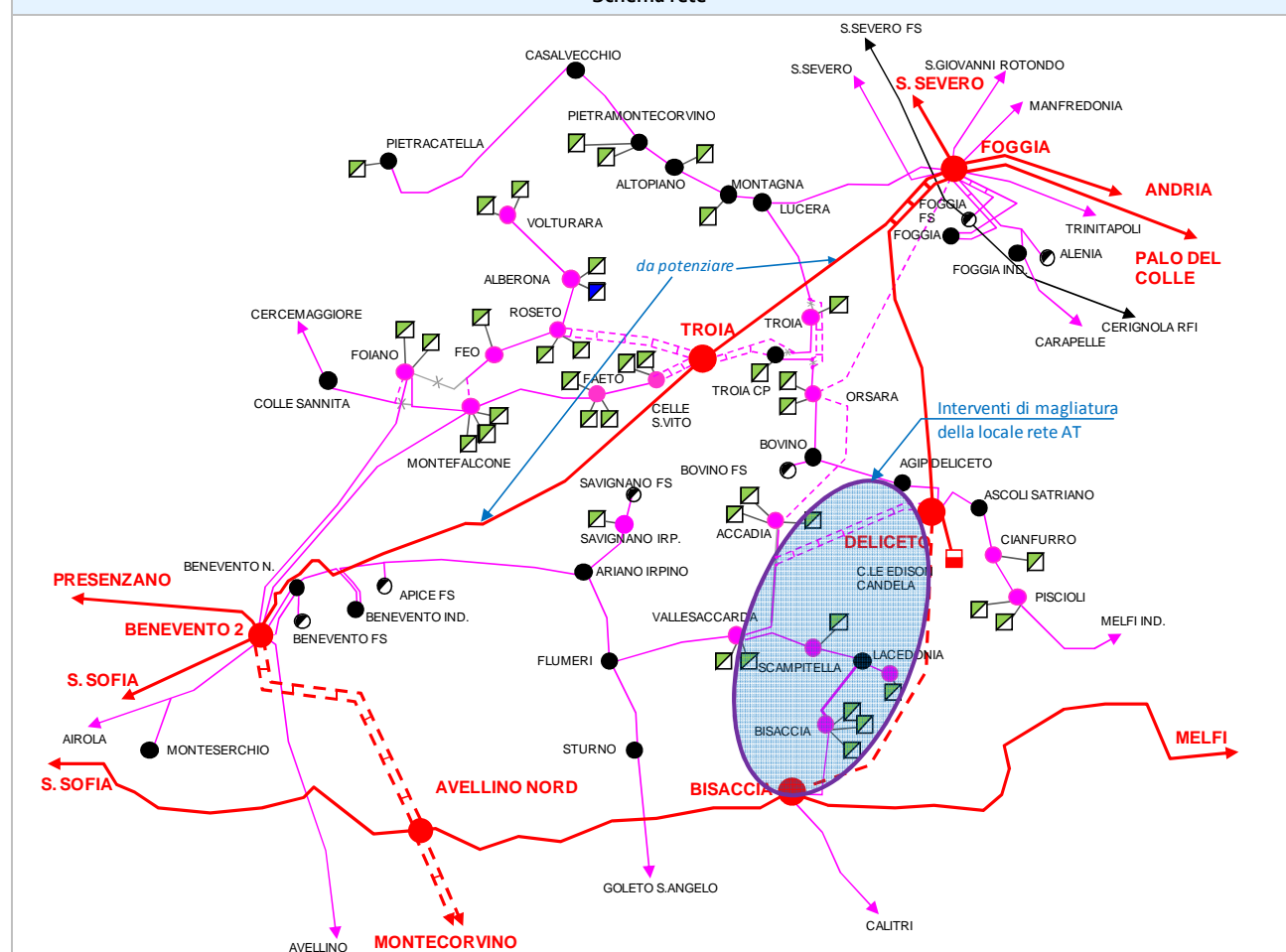
Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
519-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2008				Puglia		Sud
Descrizione intervento						
Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore 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.						
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.						
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.						
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 migliore sicurezza della produzione da fonti rinnovabili previsti nell'area del Salento e nell'area 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.						
Cluster 4 – Area Brindisi - Taranto - Lecce: al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore 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.						
In relazione di ciò, 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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2020	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione 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 '18	PdS '17				
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 '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni nelle CP presenti lungo le direttrici 150 kV						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.

## Schema rete



## Sintesi

Investimento sostenuto/stimato:

Cluster 2: 10 M€ / 11 M€

Cluster 3: &lt;1 M€ / 1 M€

Cluster 4: &lt;1 M€ / 14 M€

Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>37</sup>									
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
8 M€ / 19 M€		Scenario ST 2020, 2025				Scenario ST 2020, 2025			
		IUS		3		IUS		3	
		VAN		46 M€		VAN		46 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		1							
B6 - Investimenti evitati		0							
B7 - Costi evitati MSD		0							
B13 - Incremento Resilienza		0							
B16 - Opex Evitati o differiti		0							
B18 - Riduzione CO2		0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0							
Altri benefici non monetari		Val.				Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - 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		5							
B6 - Investimenti evitati		0							
B7 - Costi evitati MSD		0							
B13 - Incremento Resilienza		0							
B16 - Opex Evitati o differiti		0							
B18 - Riduzione CO2		0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0							
Altri benefici non monetari		Val.				Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Distributed Generation									
Monetari		Val. [M€]							
B1		0							
B2b		0							
B3b		0							
B4		0							
B5b		0							
B6		0							
B7		0							
B13		0							
B16		0							
B18		0							
B19		0							
Altri		Val.				Val.			
I21 [MW]		0		I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]		0		I13		0			
2030 - Sustainable Transition									
Benefici monetari		Val. [M€]							
B1 - SEW		0							
B2b - Riduzione Perdite		0							
B3b- Riduzione ENF		0							
B4 - Costi evitati o differiti		0							
B5b - Integrazione rinnovabil		0							
B6 - Investimenti evitati		0							
B7 - Costi evitati MSD		0							
B13 - Incremento Resilienza		0							
B16 - Opex Evitati o differiti		0							
B18 - Riduzione CO2		0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0							
Altri benefici non monetari		Val.				Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0			
2030 - Distributed Generation									
Monetari		Val. [M€]							
B1		0							
B2b		0							
B3b		0							
B4		0							
B5b		0							
B6		0							
B7		0							
B13		0							
B16		0							
B18		0							
B19		0							
Altri		Val.				Val.			
I21 [MW]		0		I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]		0		I13		0			

<sup>37</sup> 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		Sud
Descrizione intervento						
<b>Cluster 1 – Area Matera:</b> 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).						
<b>Cluster 2 – Area Potenza - Melfi:</b> 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.						
<b>Cluster 3 – Area Ionica:</b> 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.						
Saranno, infine, 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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2020	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione 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 '18	PdS '17				
Potenziamento el. 150 kV "Matera CP - Grottole – Salandra – S. Mauro Forte"	Fase 4	Fase 3	01/07/2009 (EL-163)	2018	2020	In data 24/04/2015 è stato emanato dal MiSE il decreto autorizzativo.
Potenziamento linea 150 kV "Matera SE – Acquaviva delle Fonti"	Fase 3	Fase 3	12/10/2010 (EL-218)	2021	2023	Nel corso del 2019 sarà presentata una variante progettuale.
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.

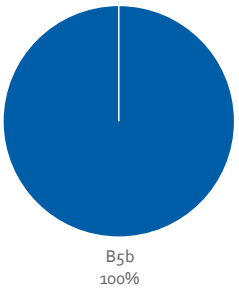
Stato avanzamento altre opere								
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)		
	PdS '18	PdS '17						
Rimozione limitazioni nelle CP presenti lungo le direttrici 150 kV						E-distribuzione nel corso del 2013 ha comunicato la fattibilità preliminare per le CP Melfi Fiat e Tricarico. È stato completato l'adeguamento della CP Matera.		
Sintesi								
Investimento sostenuto/stimato: Cluster 3: 1 M€ / 2 M€								
Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>38</sup>								
10 M€ / 25 M€			Scenario DG 2020, 2025				Scenario DG 2020, 2025	
			IUS	1,7			IUS	1,7
			VAN	21 M€			VAN	21 M€

<sup>38</sup> Relativi al cluster 1.

## 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		2
B6 - Investimenti evitati		0
B7 - Costi evitati MSD		0
B13 - Incremento Resilienza		0
B16 - Opex Evitati o differiti		0
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>		0
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0




B5b  
100%

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

## 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		0
B6 - Investimenti evitati		0
B7 - Costi evitati MSD		0
B13 - Incremento Resilienza		0
B16 - Opex Evitati o differiti		0
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>		0
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0

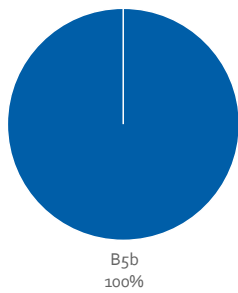


B5b  
100%

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

## 2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]
B1		0
B2b		0
B3b		0
B4		0
B5b		4
B6		0
B7		0
B13		0
B16		0
B18		0
B19		0




B5b  
100%

Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

## 2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]
B1 - SEW		0
B2b - Riduzione Perdite		0
B3b- Riduzione ENF		0
B4 - Costi evitati o differiti		0
B5b - Integrazione rinnovabil		0
B6 - Investimenti evitati		0
B7 - Costi evitati MSD		0
B13 - Incremento Resilienza		0
B16 - Opex Evitati o differiti		0
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>		0
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0




B5b  
100%

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

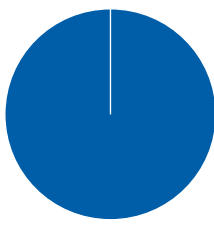
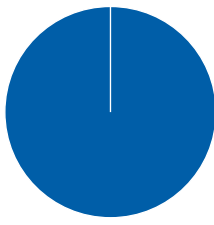
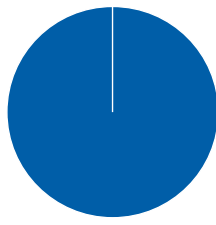
## 2030 - Distributed Generation

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



B5b  
100%

Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

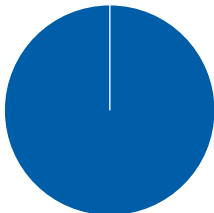
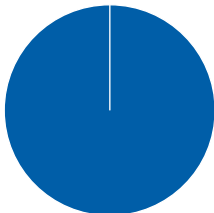
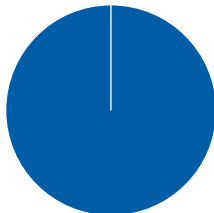
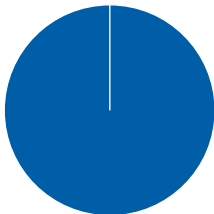
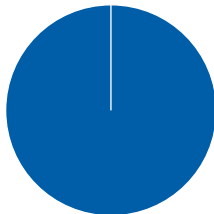
Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>39</sup>								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2020, 2025		Scenario DG 2020, 2025		Scenario ST 2020, 2025		Scenario DG 2020, 2025	
	IUS	2,6	IUS	2,8	IUS	2,6	IUS	2,8
	VAN	32 M€	VAN	36 M€	VAN	32 M€	VAN	36 M€
Benefici totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]		 <p>B5b 100%</p>				
B1 - SEW		0						
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€]		 <p>B5b 100%</p>				
B1 - SEW		0						
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€]		 <p>B5b 100%</p>				
B1		0						
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			

<sup>39</sup> 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						
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.						
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".						
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 le seguenti:						
<ul style="list-style-type: none"><li>• la linea 150 kV "Mucone – Cecita";</li><li>• la linea 150 kV "Calusia – Rossano";</li><li>• 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).</li></ul>						
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 il nodo di Calusia interessate dalla produzione rinnovabile (sia idroelettrica che da FRNP).						
Infine, saranno 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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie.			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione	44		5		2	
Dismissione e Realizzazione	150		23		3	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni sulla direttrice 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 – Crotone – 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	Lungo termine	Lungo termine	Vista la necessità di un approfondimento di ulteriori soluzioni progettuali in data 06/11/2014 il MSE 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 '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni nelle CP presenti lungo le direttrici 150 kV						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 <sup>40</sup>							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
10 M€ / 49 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,6			IUS	1,6	
	VAN	37 M€			VAN	37 M€	
Benefici totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		4					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
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 rinnovabil		6					
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		5					
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		

<sup>40</sup> Relative al Cluster 2.

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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		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 '18	PdS '17				
Nuovo el. 150 kV tra la SSE Benevento FS e la CP Benevento Ind.	Fase 2	Fase 1	2019	2024	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 10 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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2022		Lungo termine			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [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 '18	PdS '17				
Nuovo el. 150 kV tra la SSE Campomaggiore e la CP Tricarico	Fase 1	Fase 1	2022	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 13 M€						

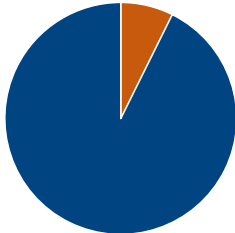
Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Napoli e Caserta							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
533-P							
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato	
2016				Campania		Centro Sud	
Descrizione intervento							
L'area compresa tra le province di Napoli e Caserta è caratterizzata da una un'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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
2020		2025			Lungo termine		
Interdipendenze o correlazione							
Con altre opere				Da accordi con terzi			
				Possibile acquisizione in RTN di porzione di rete esistente.			
Impatti territoriali							
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione		10					
Dismissione		76		7		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 '18	PdS '17				
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	
Stato avanzamento altre opere							
Nome Opera		Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
		PdS '18	PdS '17				
Interventi di rimozione delle limitazioni presso le CP							Interventi a cura di e-distribuzione
Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)	
1 M€ / 17 M€		Scenario ST 2025, 2030			Scenario ST 2025, 2030		
		IUS	1,5		IUS	1,5	
		VAN	10 M€		VAN	10 M€	

## Benefici totali di sistema

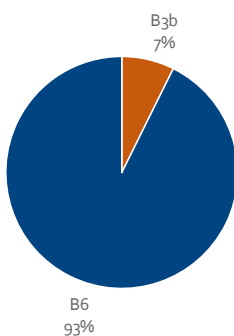
## 2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabili	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0












## 2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]									
B1 - SEW	0	 <p>A pie chart illustrating the distribution of monetary benefits. The chart is divided into two segments: a large dark blue segment representing 'B6 - Investimenti evitati' at 93%, and a smaller orange segment representing 'B3b - Riduzione ENF' at 7%.</p> <table border="1"><thead><tr><th>Beneficio</th><th>Valore [M€]</th><th>Percentuale</th></tr></thead><tbody><tr><td>B6 - Investimenti evitati</td><td>14</td><td>93%</td></tr><tr><td>B3b - Riduzione ENF</td><td>1</td><td>7%</td></tr></tbody></table>	Beneficio	Valore [M€]	Percentuale	B6 - Investimenti evitati	14	93%	B3b - Riduzione ENF	1	7%
Beneficio	Valore [M€]		Percentuale								
B6 - Investimenti evitati	14		93%								
B3b - Riduzione ENF	1		7%								
B2b - Riduzione Perdite	0										
B3b- Riduzione ENF	1										
B4 - Costi evitati o differiti	0										
B5b - Integrazione rinnovabili	0										
B6 - Investimenti evitati	14										
B7 - Costi evitati MSD	0										
B13 - Incremento Resilienza	0										
B16 - Opex Evitati o differiti	0										
B18 - Riduzione CO2	0										
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0										

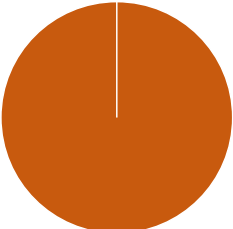
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

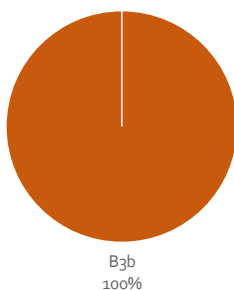


## 2025 - Distributed Generation












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

## 2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	 <p>B3b 100%</p>
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	1		
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.	
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		Lungo termine			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 '18	PdS '17				
Nuovo el. 150 kV "Cerignola FS – Stornara – Deliceto"	Fase 1	Fase 1	2021	Lungo termine	Lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
17 M€ / 47 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	3,3			IUS	3,3	
	VAN	136 M€			VAN	136 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.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	o	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o
I5 - Overgeneration [MWh]	o	I13 - Variazione resilienza	o

2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		o	
B2b - Riduzione Perdite		<1	
B3b- Riduzione ENF		o	
B4 - Costi evitati o differiti		o	
B5b - Integrazione rinnovabil	12		
B6 - Investimenti evitati		o	
B7 - Costi evitati MSD		o	
B13 - Incremento Resilienza		o	
B16 - Opex Evitati o differiti		o	
B18 - Riduzione CO2		o	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		o	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	o	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o
I5 - Overgeneration [MWh]	o	I13 - Variazione resilienza	o

B2b  
3%

B5b  
97%

2025 - Distributed Generation

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

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		o	
B2b - Riduzione Perdite	1		
B3b- Riduzione ENF		o	
B4 - Costi evitati o differiti		o	
B5b - Integrazione rinnovabil	12		
B6 - Investimenti evitati		o	
B7 - Costi evitati MSD		o	
B13 - Incremento Resilienza		o	
B16 - Opex Evitati o differiti		o	
B18 - Riduzione CO2		o	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		o	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	o	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o
I5 - Overgeneration [MWh]	o	I13 - Variazione resilienza	o

B2b  
5%

B5b  
95%

2030 - Distributed Generation

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



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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		Lungo termine			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 '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni direttrice 150 kV tra SSE FS Foggia e Termoli	Fase 1	Fase 1	2021	Lungo termine	Lungo termine	
Rimozione limitazioni SSE FS Foggia, S. Severo, Lesina, Ripalta e Termoli	Fase 1	Fase 1	2021	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 13 M€						

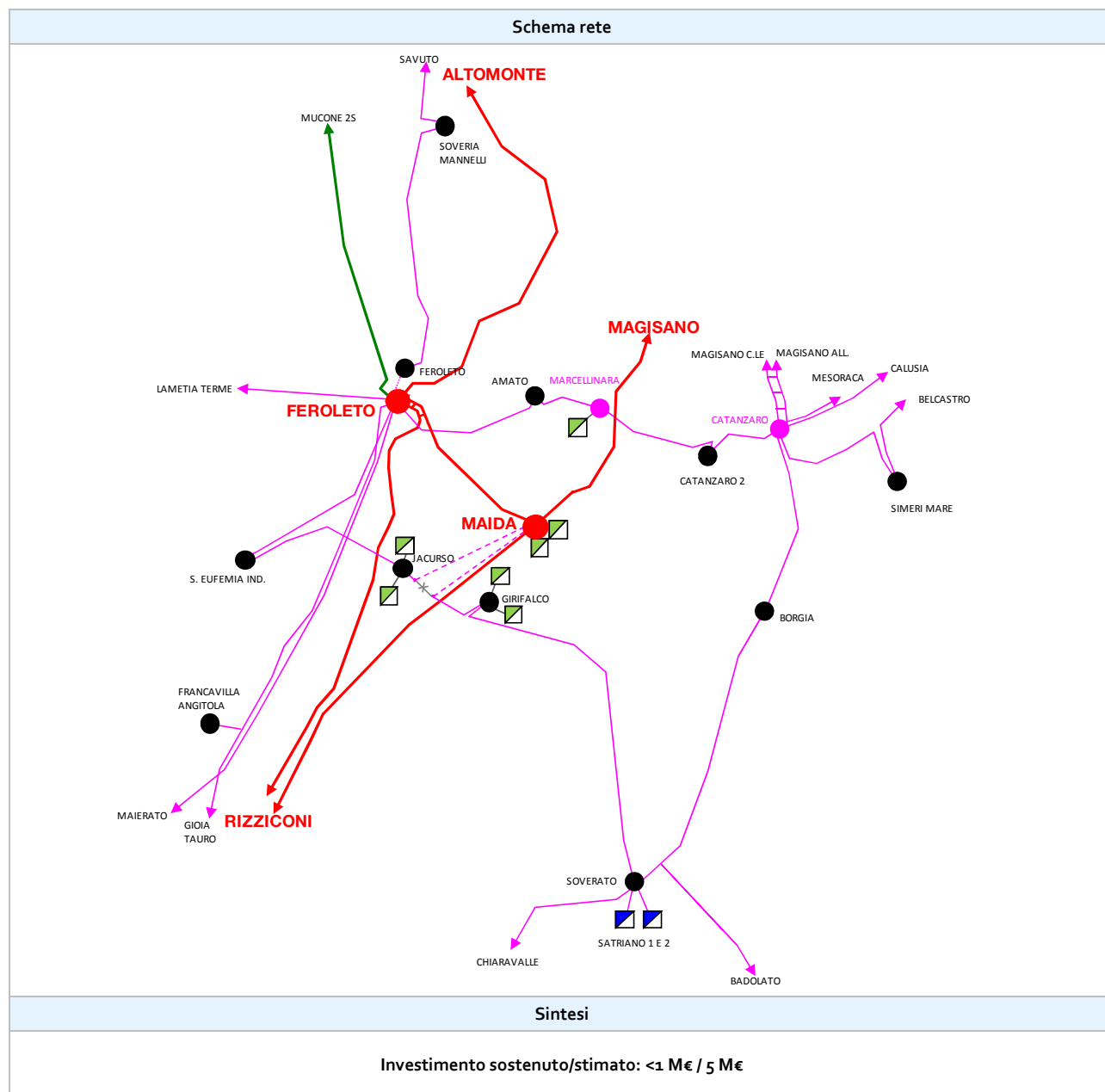
Elettrodotto 150 kV Castrocuco – Maratea						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
522-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2007				Basilicata		Sud
Descrizione intervento						
L'area del Cilento è alimentata 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 Castrocuco 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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2018			2020	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
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 '18	PdS '17				
Nuovo el. 150 kV "Castrocuco – Maratea"	Fase 4	Fase 3	13/07/2011 (EL-249)	2018	2020	In data 14/08/2017 è stato emanato dal Mise il dec. Autorizzativo.

Sintesi Analisi Costi Benefici									
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
<1 M€ / 16 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030				
	IUS	7,6			IUS	7,6			
	VAN	131 M€			VAN	131 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.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0				
2025 - Sustainable Transition									
Benefici monetari		Val. [M€]							
<input type="checkbox"/> B1 - SEW		0							
<input checked="" type="checkbox"/> B2b - Riduzione Perdite		1							
<input checked="" type="checkbox"/> B3b- Riduzione ENF		9							
<input type="checkbox"/> B4 - Costi evitati o differiti		0							
<input checked="" type="checkbox"/> B5b - Integrazione rinnovabil		27							
<input type="checkbox"/> B6 - Investimenti evitati		0							
<input type="checkbox"/> B7 - Costi evitati MSD		0							
<input type="checkbox"/> B13 - Incremento Resilienza		0							
<input type="checkbox"/> B16 - Opex Evitati o differiti		0							
<input type="checkbox"/> B18 - Riduzione CO2		0							
<input type="checkbox"/> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0				
2025 - Distributed Generation									
Monetari		Val. [M€]							
<input type="checkbox"/> B1		0							
<input type="checkbox"/> B2b		0							
<input type="checkbox"/> B3b		0							
<input type="checkbox"/> B4		0							
<input type="checkbox"/> B5b		0							
<input type="checkbox"/> B6		0							
<input type="checkbox"/> B7		0							
<input type="checkbox"/> B13		0							
<input type="checkbox"/> B16		0							
<input type="checkbox"/> B18		0							
<input type="checkbox"/> B19		0							
Altri		Val.		Val.					
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0				
I5 [MWh]		0	I13		0				
2030 - Sustainable Transition									
Benefici monetari		Val. [M€]							
<input type="checkbox"/> B1 - SEW		0							
<input checked="" type="checkbox"/> B2b - Riduzione Perdite		1							
<input checked="" type="checkbox"/> B3b- Riduzione ENF		9							
<input type="checkbox"/> B4 - Costi evitati o differiti		0							
<input checked="" type="checkbox"/> B5b - Integrazione rinnovabil		43							
<input type="checkbox"/> B6 - Investimenti evitati		0							
<input type="checkbox"/> B7 - Costi evitati MSD		0							
<input type="checkbox"/> B13 - Incremento Resilienza		0							
<input type="checkbox"/> B16 - Opex Evitati o differiti		0							
<input type="checkbox"/> B18 - Riduzione CO2		0							
<input type="checkbox"/> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0				
2030 - Distributed Generation									
Monetari		Val. [M€]							
<input type="checkbox"/> B1		0							
<input type="checkbox"/> B2b		0							
<input type="checkbox"/> B3b		0							
<input type="checkbox"/> B4		0							
<input type="checkbox"/> B5b		0							
<input type="checkbox"/> B6		0							
<input type="checkbox"/> B7		0							
<input type="checkbox"/> B13		0							
<input type="checkbox"/> B16		0							
<input type="checkbox"/> B18		0							
<input type="checkbox"/> B19		0							
Altri		Val.		Val.					
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0				
I5 [MWh]		0	I13		0				

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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per 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	Lungo termine	Lungo termine	
Rimozioni 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.						
Inoltre 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 ammazzezzare 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, contestualmente adeguata. In alternativa si potrebbe prevedere un'alimentazione di riserva dalla rete MT afferente gli impianti limitrofi di E-distribuzione.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2021	
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 '18	PdS '17				
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".
Bypass in accesso alla SE di proprietà Edipower tra la linea n.229 e la d.t. n.260/261	Fase 1	Fase 1				L'attività è in valutazione, in quanto al momento è stata accettata una soluzione di connessione che rende non più necessario tale bypass.
Adeguamento sezione 150 kV Brindisi Pignicelle	Fase 4	Fase 1	2018	2018	2021	
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						
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.						
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.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2025			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
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 '18	PdS '17				
Raccordi 150 kV SE Maida in e-e a linea 150 kV "Girifalco-Jacurso"	Fase 2	Fase 1	2019	2025	Lungo termine	A causa di modifica della normativa ambientale si renderà necessaria la valutazione di impatto ambientale.



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 riassetto di infrastrutture esistenti. In seguito, si valuterà la possibilità di riassetto del collegamento 60 kV “Ostuni – Martina Franca”.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2023			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione	17			15		
Dismissione	30					
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Nuovo el. 150 kV Noci – Martina Franca.	Fase 2	Fase 1	2018	2023	Lungo termine	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all’esigenza di individuare al migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.

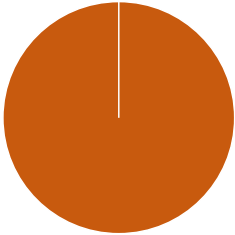




**Benefici totali di sistema**
**2020 - Best Estimation**

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

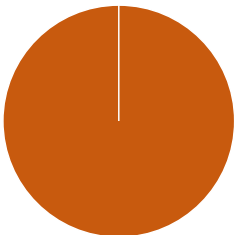
**2025 - Sustainable Transition**

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 CO <sub>2</sub>		0	
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0	
		 <p>B3b 100%</p>	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**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		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 CO <sub>2</sub>		0	
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0	
		 <p>B3b 100%</p>	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

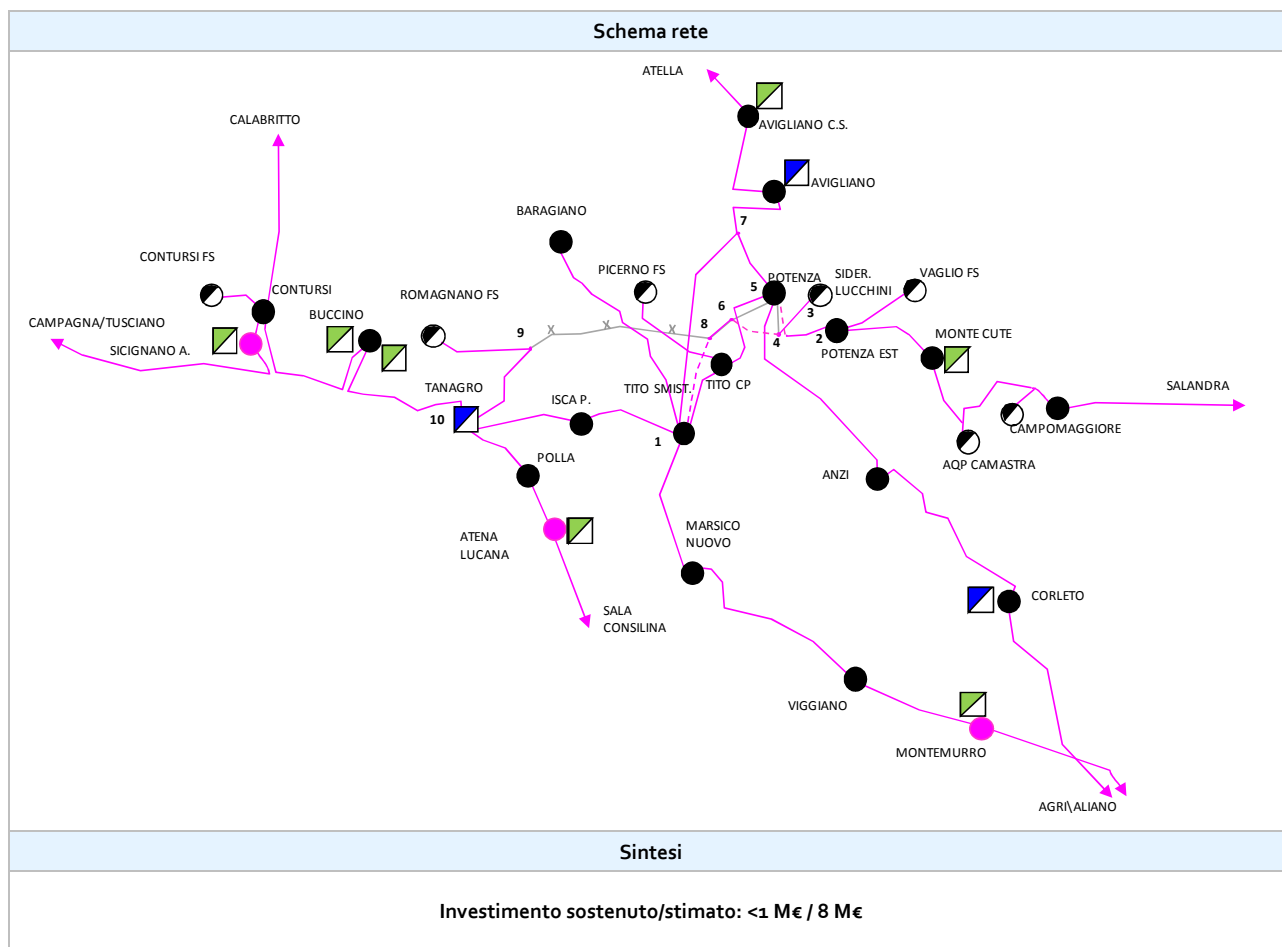
**2030 - Distributed Generation**

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

Elettrodotto 150 kV Goleto – 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 Goleto 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 Goleto -Cassano - Calore - Benevento (già in classe 150 kV nel tratto Goleto - 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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per 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 '18	PdS '17				
Nuovo elettrodotto 150 kV Goleto – Avellino N.	Fase 1	Fase 1	2019	2024	Lungo termine	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare al migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Adeguamento a 150 kV delle Cabine Primarie						Interventi a cura di E-distribuzione.
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 14 M€						

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						
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.						
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.						
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.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2023			2025	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [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 '18	PdS '17				
Nuovo elettrodotto 150 kV “Mesagne – Brindisi Sud”	Fase 2	Fase 1	2018	2023	2025	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all’esigenza di individuare al migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.
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"><li>• 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;</li><li>• 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;</li><li>• 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;</li><li>• dismissione di tratti estesi della linea a 150 kV Potenza – Potenza Est (tratto 4 – 5);</li><li>• dismissione di tratti estesi della linea a 150 kV Potenza – Tanagro (tratto 5 – 6 e tratto 8 – 9).</li></ul> <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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per 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 '18	PdS '17				
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	Lungo termine	Lungo termine	
Nuovo el. 150 kV "Smistamento Tito – Sider. Lucchini"	Fase 2	Fase 2	2021	Lungo termine	Lungo termine	



### 1.5.6.3. 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**

Le attività prevedono la realizzazione di un cavo marino 150 kV tra la futura SE 150 kV di Sorrento e la CP Castellammare. E' inoltre previsto il collegamento in cavo 150 kV tra la futura SE 220/150 kV Scafati e la CP Torre Centrale.

**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 – Palagiano – 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 – Feroletto";
- 150 kV "Feroletto 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).

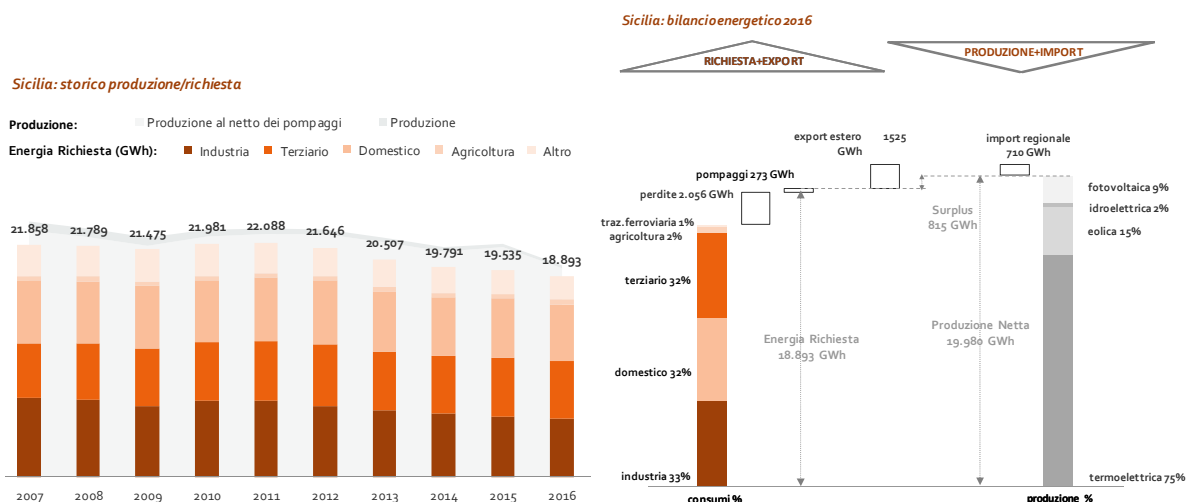
**Motivazioni:** Le suddette attività risultano differibili in virtù della variazione degli scenari di generazione e carico nell'area

### 1.5.7. Area Sicilia



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

##### Sicilia



L'energia totale richiesta dalla Regione Sicilia nell'anno 2016 è stata di circa 18,9 TWh, in calo rispetto al 2015 di circa il 3,2%. 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%).

La produzione regionale, attribuibile per circa il 75% agli impianti termoelettrici, seguiti dagli impianti eolici (circa il 15%), dai fotovoltaici (circa l'9%) e dagli idroelettrici (circa il 2%), registra una riduzione del 9,1% rispetto al 2015. In particolare si è verificata una riduzione di produzione termoelettrica del 9% ed un incremento della generazione da fonte eolica del 17,9%. Mentre per quanto concerne l'idroelettrico e il fotovoltaico la produzione è stata leggermente inferiore del precedente anno.

## 1.5.7.2. Schede Interventi Area Sicilia

Nuova interconnessione Italia-Tunisia								
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP <sup>41</sup>		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 aggiuntivo per ottimizzare l’uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa. 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		Risoluzione congestioni		
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		SEN 2017		
Previsione tempistica Intervento								
Avvio attività			Avvio cantieri			Completamento		
2018/2019			2020/2021			2025		
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 '18	PdS '17					
Nuovo el. HVDC in cavo "Italia-Tunisia"		Fase 1	Fase 1	2018/2019	2020/2021	2025	Attività subordinata agli accordi tra i Paesi	
Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>42</sup>								
Investimento sostenuto/stimato		Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
<1 M€ / 300 M€		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030
		IUS	3	IUS	3,1	IUS	3	IUS
		VAN	740 M€	VAN	775 M€	VAN	740 M€	VAN
								775 M€

<sup>41</sup> In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2018 paragrafo 4.3.2.4 "Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016".

<sup>42</sup> Relativo all'investimento a cura Terna, esclusi eventuali finanziamenti a fondo perduto.

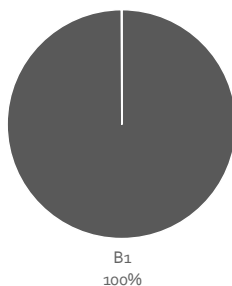
Benefici totali di sistema<sup>43</sup>

## 2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2a - Riduzione Perdite		0	
B3a- Riduzione ENF		0	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabili		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>		0	
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

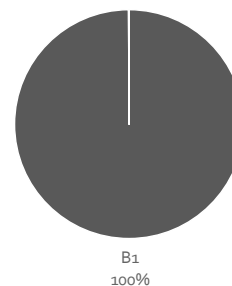
## 2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		72	
B2a - Riduzione Perdite		0	
B3a- Riduzione ENF		0	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabili		<1	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		<1	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>		0	
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0



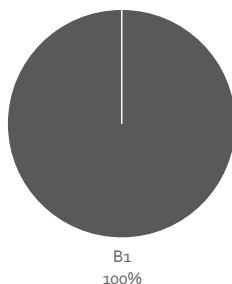
## 2025 - Distributed Generation

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.
I21 [MW]	600	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0



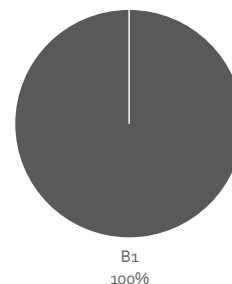
## 2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		71	
B2a - Riduzione Perdite		0	
B3a- Riduzione ENF		0	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabili		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>		0	
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600	I8 - Variaz. emissioni CO <sub>2</sub> [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0



## 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.
I21 [MW]	600	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0



<sup>43</sup> La nuova interconnessione consentirà di evitare la riduzione di capacità di trasporto sulla frontiera Nord dell'Italia per c.ca 500 MW.

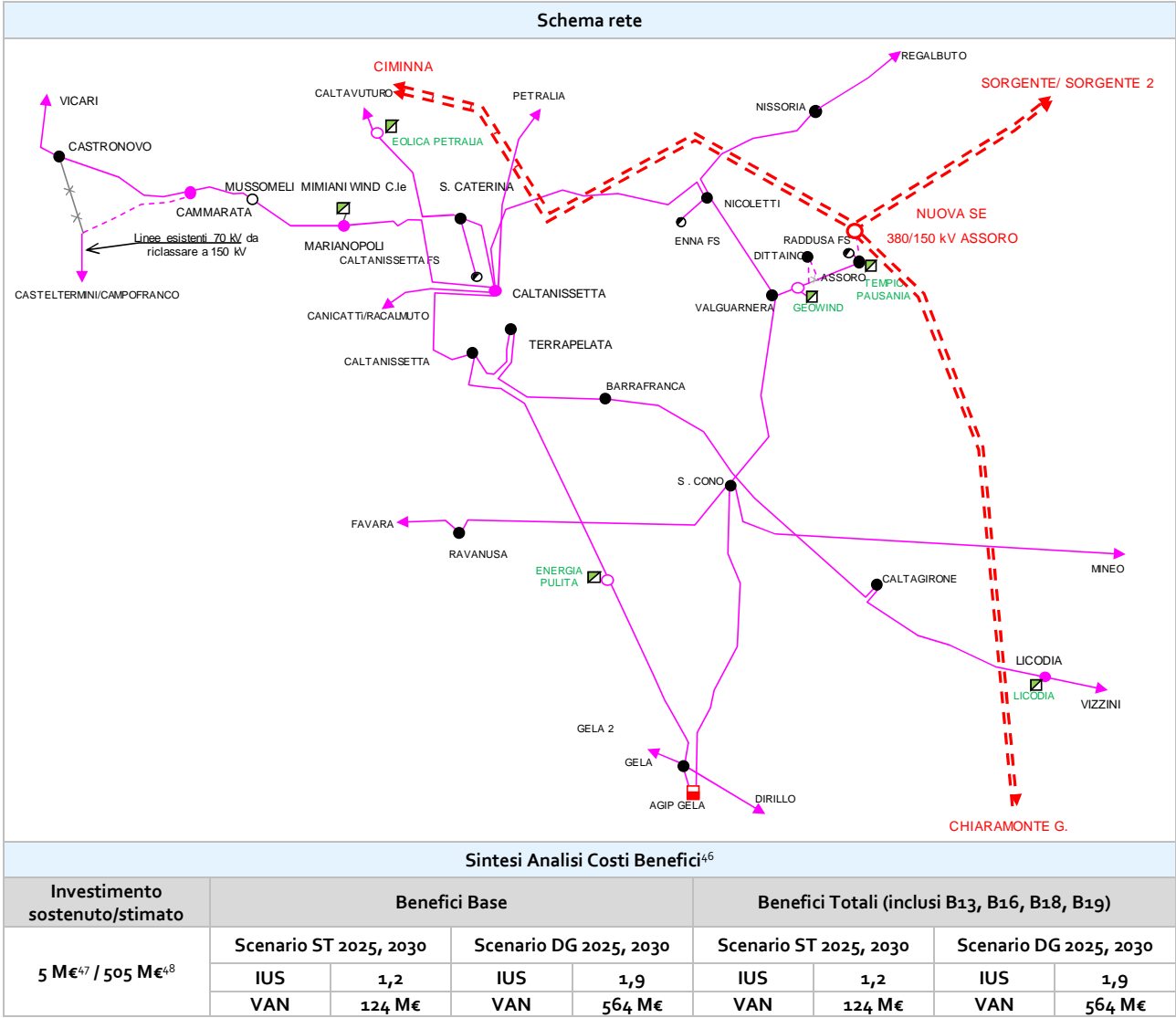
Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP <sup>44</sup>	Identificativo RIP
501-P		30	75
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2003		Calabria, Sicilia	Sud/Sicilia
Descrizione intervento			
<p>Al fine di rendere 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".</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.</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 (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	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		2025	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	7	5	2

<sup>44</sup> In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2018 paragrafo 4.3.2.4 "Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016"

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 '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			
Nuovo el. 150 kV in cavo "SE Villafranca- CP Villafranca"	Compl.	Fase 5	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								
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.								
<u>Razionalizzazione Rete AT RC</u>								
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 ammazzezzare 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.								
<u>Razionalizzazione Rete AT ME</u>								
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 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 '18	PdS '17						
Nuovo raccordo 150 kV "Messina riviera - CP Villafranca"	Fase 5	Fase 3	13/09/2016 (RS-005)	novembre 2017	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", "S. Cosimo - Messina Riviera", "VillafrancaFS/Villafranca CP - Pace del Mela" e dismissioni associate	Fase 3	Fase 3	13/05/2016 (RS-004)	2021	2025	Procedimento autorizzativo in Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.		
Nuovo raccordo 150 kV "S. Procopio – Palmi Sud"	Fase 3	Fase 2	17/05/2017 (EL-369)	2021	2025			
Sintesi <sup>45</sup>								
Investimento sostenuto/stimato: 828 M€ / 885 M€								

<sup>45</sup> 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						637
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 l'utente 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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2020			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
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 '18	PdS '17				
Elettrodotto d.t. 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna"	Fase 3	Fase 3	26/04/2012 (EL-279)	2020	Lungo termine	A dicembre 2015 la CTVIA ha espresso parere positivo di compatibilità ambientale riguardante l'elettrodotto in oggetto. In data 27/04/2016 è stato ottenuto il Decreto VIA. In attesa dell'emissione del decreto di autorizzazione.
Ampliamento SE 380 kV Chiaramonte Gulfi	Fase 3	Fase 3		2020	Lungo termine	
Ampliamento SE 380 kV Ciminna	Fase 3	Fase 3		2020	Lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
El. 150 kV "Cammarata - Campofranco FS"	Fase 2	Fase 2	2019	Lungo termine	Lungo termine	
El. 150 kV Caltanissetta - Nicoletti	Fase 2	Fase 1	2021	Lungo termine	Lungo termine	



<sup>46</sup> L'analisi tiene conto anche dell'intervento Elettrodotto 380 kV "Assoro - Sorgente 2 – Villafranca" (Cod. 604-P)

<sup>47</sup> L'investimento sostenuto è Riferito all'intervento 604-P.

<sup>48</sup> Il costo stimato include i costi di "Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 e Sorgente 2 – Villafranca" (Cod. 604-P).



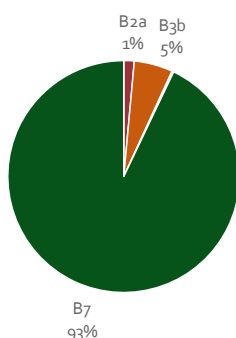
**Benefici totali di sistema**
**2020 - Best Estimation**

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2a - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabili	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

**2025 - Sustainable Transition**

Benefici monetari		Val. [M€]												
B1 - SEW	0	<p>A pie chart illustrating the distribution of monetary benefits. The largest segment is B7 (Costi evitati MSD) at 93%, colored dark green. The next largest is B3b (Riduzione ENF) at 5%, colored orange. The smallest is B2a (Riduzione Perdite) at 1%, colored dark red. The chart is positioned to the right of the table listing these benefits.</p> <table border="1"><thead><tr><th>Benefit</th><th>Value (M€)</th><th>Percentage</th></tr></thead><tbody><tr><td>B7 - Costi evitati MSD</td><td>56</td><td>93%</td></tr><tr><td>B3b - Riduzione ENF</td><td>3</td><td>5%</td></tr><tr><td>B2a - Riduzione Perdite</td><td>1</td><td>1%</td></tr></tbody></table>	Benefit	Value (M€)	Percentage	B7 - Costi evitati MSD	56	93%	B3b - Riduzione ENF	3	5%	B2a - Riduzione Perdite	1	1%
Benefit	Value (M€)		Percentage											
B7 - Costi evitati MSD	56		93%											
B3b - Riduzione ENF	3		5%											
B2a - Riduzione Perdite	1		1%											
B2a - Riduzione Perdite	1													
B3b- Riduzione ENF	3													
B4 - Costi evitati o differiti	0													
B5b - Integrazione rinnovabili	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													

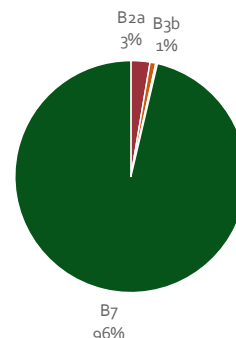
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

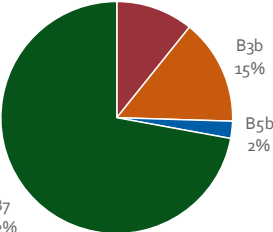

**2025 - Distributed Generation**

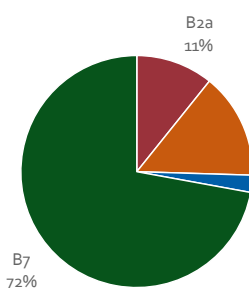
Monetari		Val. [M€]
<div></div>	B1	0
<div></div>	B2a	2
<div></div>	B3b	1
<div></div>	B4	0
<div></div>	B5b	0
<div></div>	B6	0
<div></div>	B7	77
<div></div>	B13	0
<div></div>	B16	0
<div></div>	B18	0
<div></div>	B19	0

<div></div>	B2a	3%
<div></div>	B3b	1%
<div></div>	B7	96%

Altri		Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]
I5 [MWh]	0	I13


**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 rinnovabili	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.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0

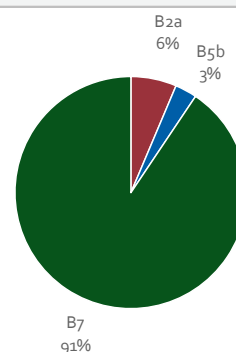

**2030 - Distributed Generation**

Monetari		Val. [M€]
B1		0
B2a		5
B3b		0
B4		0
B5b		2
B6		0
B7		68
B13		0
B16		0
B18		0
B19		0

Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

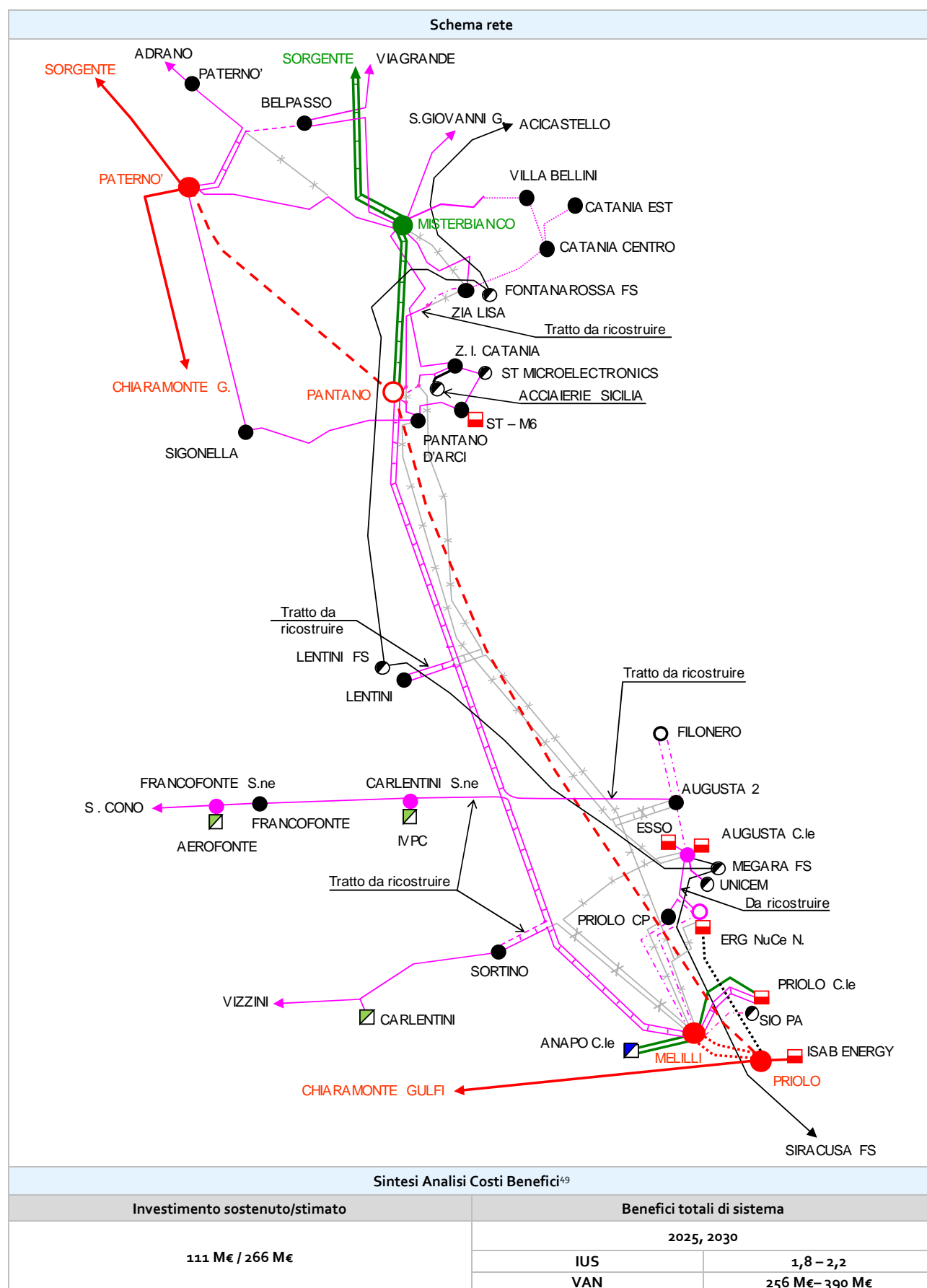
A pie chart illustrating the distribution of monetary values across different categories. The chart is divided into four segments: a large dark green segment for B7 (91%), a red segment for B2a (6%), a blue segment for B5b (3%), and a very small white segment for B1 (0%). The labels for each segment are placed around the chart: B7 at the bottom, B2a at the top right, B5b at the top right, and B1 at the top right.

Category	Value [M€]	Percentage
B1	0	0%
B2a	5	6%
B3b	0	0%
B4	0	0%
B5b	2	3%
B6	0	0%
B7	68	91%
B13	0	0%
B16	0	0%
B18	0	0%
B19	0	0%



Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
603-P						917
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.</p> <p>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.</p> <p>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.</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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie e per la realizzazione di nuovi stalli.			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [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 '18	PdS '17				
Elettrodotto 380 kV "Paternò-Pantano - Priolo"	Fase 3	Fase 3	03/02/2011 (EL-227)	2020	Lungo termine	In data 28/11/2013 è stato emanato il decreto VIA di compatibilità ambientale. In data 26/10/2017 si è svolta la CdS finale. In attesa dell'emissione del decreto di autorizzazione.
Stazione 380 kV Pantano	Fase 3	Fase 3		2020	Lungo termine	

Ampliamento SE 380 kV Paternò	Fase 3	Fase 3		2020	Lungo termine	
Raccordi el. 150 kV "CP Pantano d'Arce - CP Zia Lisa" in e-e alla SE Pantano	Fase 3	Fase 3		2020	Lungo termine	
Raccordo el. 150 kV "SE Pantano d'Arce - CP Catania ZI"	Fase 3	Fase 3		2020	Lungo termine	
Nuovi El. 380 kV "Melilli - Priolo	Compl.	Fase 5	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.	Fase 5		2011	29/04/2017	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
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	Lungo termine	Lungo termine	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	2022	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 3	Fase 3	28/07/2014 (RS-008)	2020	Lungo termine	Procedimento autorizzativo in Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140. In attesa dell'emissione del decreto di autorizzazione.
Raccordi CP Lentini in e-e a el. 150 kV "SE Pantano - Melilli"	Fase 2	Fase 2	2018	2023	Lungo termine	
Raccordi CP Sortino in e-e a el. 150 kV "SE Pantano - Melilli"	Fase 2	Fase 2	2018	2023	Lungo termine	



<sup>49</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 – Villafranca			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
604-P/619-P			916/638
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2004/2013 <sup>50</sup>		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	Risoluzione congestioni
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	SEN 2017
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
2021	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			

<sup>50</sup> 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 '18	PdS '17						
Nuova SE 380/220/150 kV a sud-ovest di Sorgente (Sorgente 2) e raccordi	Fase 2	Fase 1	2021	Lungo termine	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 progettazione è sospesa a causa delle interferenze con le aree di massima tutela previste nel Piano paesistico di Messina.		
Nuova SE 380/150 kV nel comune di Assoro e raccordi	Fase 2	Fase 1	2021	Lungo termine	Lungo termine			
Nuovo el. 380 kV "Assoro – Sorgente 2- Villafranca"	Fase 2	Fase 1	2021	Lungo termine	Lungo termine			
Avanzamento altre opere								
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa -mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)		
	PdS '18	PdS '17						
Rimozione limitazioni sull'elettrodotto Assoro – Valguarnera	Fase 1	Fase 1	Lungo termine	Lungo termine	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 progettazione è sospesa a causa delle interferenze con le aree di massima tutela previste nel Piano paesistico di Messina.		
Rimozione limitazioni Cabine Primarie						Interventi a cura di E-distribuzione.		
Schema rete								
Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>51</sup>								
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	1,2	IUS	1,9	IUS	1,2	IUS	1,9
5 M€ <sup>52</sup> / 505 M€ <sup>53</sup>	VAN	124 M€	VAN	564 M€	VAN	124 M€	VAN	564 M€

<sup>51</sup> L'analisi tiene conto anche dell'intervento Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte G. - Ciminna" (cod PdS 602-P).

<sup>52</sup> L'investimento sostenuto è riferito all'intervento 604-P/619-P.

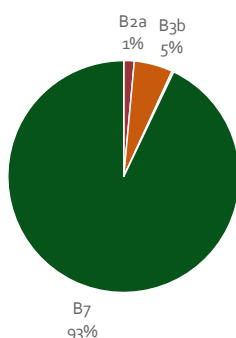
<sup>53</sup> L'investimento stimato include i costi di "Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna" (Cod. 602-P).

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

**2025 - Sustainable Transition**

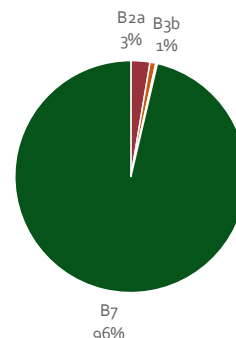
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	0	<table><tr><td>B7</td><td>93%</td></tr><tr><td>B3b</td><td>5%</td></tr><tr><td>B2a</td><td>1%</td></tr></table>	B7	93%	B3b	5%	B2a	1%
B7	93%							
B3b	5%							
B2a	1%							
B2a - Riduzione Perdite	1							
B3b- Riduzione ENF	3							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabili	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.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					

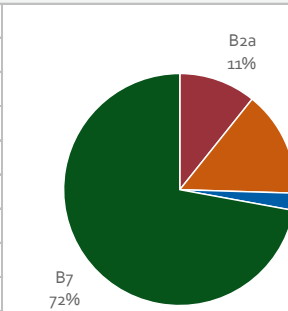

**2025 - Distributed Generation**

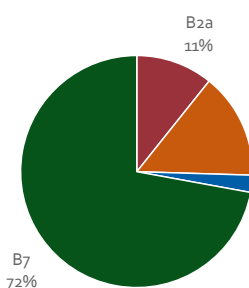
Monetari		Val. [M€]
<div></div>	B1	0
<div></div>	B2a	2
<div></div>	B3b	1
<div></div>	B4	0
<div></div>	B5b	0
<div></div>	B6	0
<div></div>	B7	77
<div></div>	B13	0
<div></div>	B16	0
<div></div>	B18	0
<div></div>	B19	0

<div></div>	B2a	3%
<div></div>	B3b	1%
<div></div>	B7	96%

Altri		Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]
I5 [MWh]	0	I13


**2030 - Sustainable Transition**

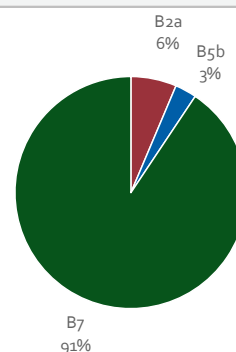
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2a - Riduzione Perdite	5		
B3b- Riduzione ENF	7		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabili	1		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	33		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0


**2030 - Distributed Generation**

Monetari		Val. [M€]
<div></div>	B1	0
<div></div>	B2a	5
<div></div>	B3b	0
<div></div>	B4	0
<div></div>	B5b	2
<div></div>	B6	0
<div></div>	B7	68
<div></div>	B13	0
<div></div>	B16	0
<div></div>	B18	0
<div></div>	B19	0

Category	Value [M€]	Percentage
B1	0	0%
B2a	5	6%
B3b	0	0%
B4	0	0%
B5b	2	3%
B6	0	0%
B7	68	91%
B13	0	0%
B16	0	0%
B18	0	0%
B19	0	0%

Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	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						
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. 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.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			2024	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione	40					
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 '18	PdS '17				
Nuova SE 380/150 kV Vizzini e raccordi 380 kV	Fase 3	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.Si è conclusa l’istruttoria tecnica della Commissione VIA sul progetto. In attesa dell’emissione del decreto di compatibilità ambientale.
Raccordi 150 kV alla SE 380/150 kV Vizzini in e-e a “Scordia – Lentini”	Fase 3	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.
El. 150 kV “CP Mineo – SE Vizzini”	Fase 3	Fase 3		2021	2024	
El. 150 kV “SE Vizzini - SE Licodia Eubea”	Fase 3	Fase 3		2019	2022	





Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
1 M€ / 44 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,9			IUS	1,9	
	VAN	51 M€			VAN	51 M€	
Benefici totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<div></div> B1 - SEW		0					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0					
<div></div> B3b- Riduzione ENF		0					
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0					
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0					
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0					
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0					
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0					
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0					
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0					
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<div></div> B1 - SEW		0					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0					
<div></div> B3b- Riduzione ENF	5						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0					
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili	4						
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0					
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0					
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0					
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0					
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0					
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<div></div> B1		0					
<div></div> B2b		0					
<div></div> B3b		0					
<div></div> B4		0					
<div></div> B5b		0					
<div></div> B6		0					
<div></div> B7		0					
<div></div> B13		0					
<div></div> B16		0					
<div></div> B18		0					
<div></div> B19		0					
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0		
I5 [MWh]		0	I13		0		
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<div></div> B1 - SEW		0					
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0					
<div></div> B3b- Riduzione ENF	5						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0					
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili	<1						
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0					
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0					
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0					
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0					
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0					
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza		0		
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<div></div> B1		0					
<div></div> B2b		0					
<div></div> B3b		0					
<div></div> B4		0					
<div></div> B5b		0					
<div></div> B6		0					
<div></div> B7		0					
<div></div> B13		0					
<div></div> B16		0					
<div></div> B18		0					
<div></div> B19		0					
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]		0	I8 [k ton]		0		
I5 [MWh]		0	I13		0		

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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2020			2023	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Installazione nuovo ATR 220/150 kV	Fase 4	Fase 1	2018	2020	2023	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 7 M€						

Riassetto area metropolitana di Palermo						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
608-P						78
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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2018	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	11		1		9	
Dismissione	1					
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Raccordi alla SE 150 kV Casuzze el. 150 kV “Ciminna – Mulini”	Fase 5	Fase 5	28/12/2011	Ottobre 2016	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	2018	In data 19/07/2016 è stata inviata istanza autorizzativa alla Regione Siciliana secondo il D. Lgs. 2 agosto 2007, n.140.
Collegamento a 150 kV “Cusmano – Cappuccini”	Compl.	Compl.	2009	2013	29/07/2014	In data 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	Compl.	Fase 5	2014	2014	2017	

150 kV tra "Caracoli e Casuzze"						
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Installazione batteria di condensatori da 54 MVar presso SE 220 kV Bellolampo	Compl.	Compl.	2013	2014	Maggio 2015	
Schema rete						
Sintesi Analisi Costi Benefici <sup>54</sup>						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici totali di sistema		
82 M€ / 83 M€				2020, 2025		
				IUS	3,2	
				VAN	227 M€	

<sup>54</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

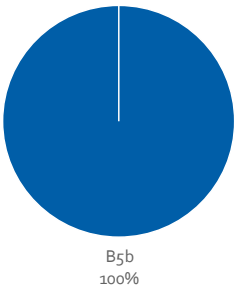
Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Sicilia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
609-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011				Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
<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 e Corriolo, tra Paternò 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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2018	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza da accordi con E-distribuzione per la rimozione delle limitazioni presso le Cabine Primarie.		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [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 '18	PdS '17				
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	Fase 5	Fase 5	2014	2014	2018	

"Caltanissetta – Sorgente"								
Stato avanzamento altre opere								
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)		
	PdS '18	PdS '17						
Rimozione limitazioni Cabine Primarie						Interventi a cura di E-distribuzione.		
Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
21 M€ / 22 M€	Scenario ST 2020, 2025					Scenario ST 2020, 2025		
	IUS	1,6				IUS	1,6	
	VAN	15 M€				VAN	15 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		2
B6 - Investimenti evitati		0
B7 - Costi evitati MSD		0
B13 - Incremento Resilienza		0
B16 - Opex Evitati o differiti		0
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>		0
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0

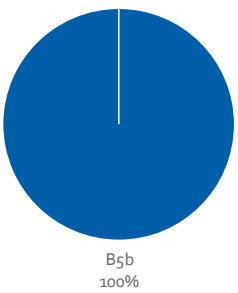


B5b  
100%

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

## 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		3
B6 - Investimenti evitati		0
B7 - Costi evitati MSD		0
B13 - Incremento Resilienza		0
B16 - Opex Evitati o differiti		0
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>		0
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0



B5b  
100%

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

## 2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]
B1		0
B2b		0
B3b		0
B4		0
B5b		0
B6		0
B7		0
B13		0
B16		0
B18		0
B19		0

Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

## 2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]
B1 - SEW		0
B2b - Riduzione Perdite		0
B3b- Riduzione ENF		0
B4 - Costi evitati o differiti		0
B5b - Integrazione rinnovabil		0
B6 - Investimenti evitati		0
B7 - Costi evitati MSD		0
B13 - Incremento Resilienza		0
B16 - Opex Evitati o differiti		0
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>		0
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0

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

## 2030 - Distributed Generation

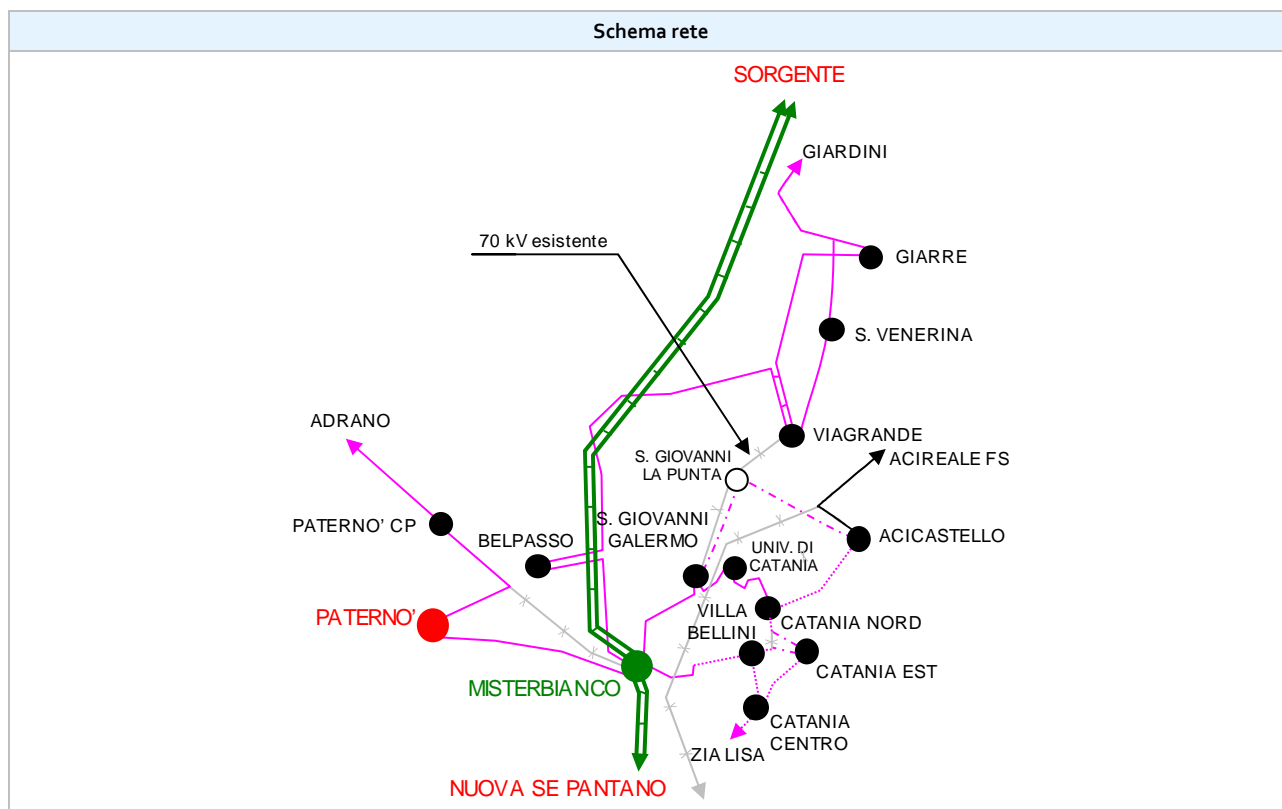
Monetari		Val. [M€]
B1		0
B2b		0
B3b		0
B4		0
B5b		0
B6		0
B7		0
B13		0
B16		0
B18		0
B19		0

Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0



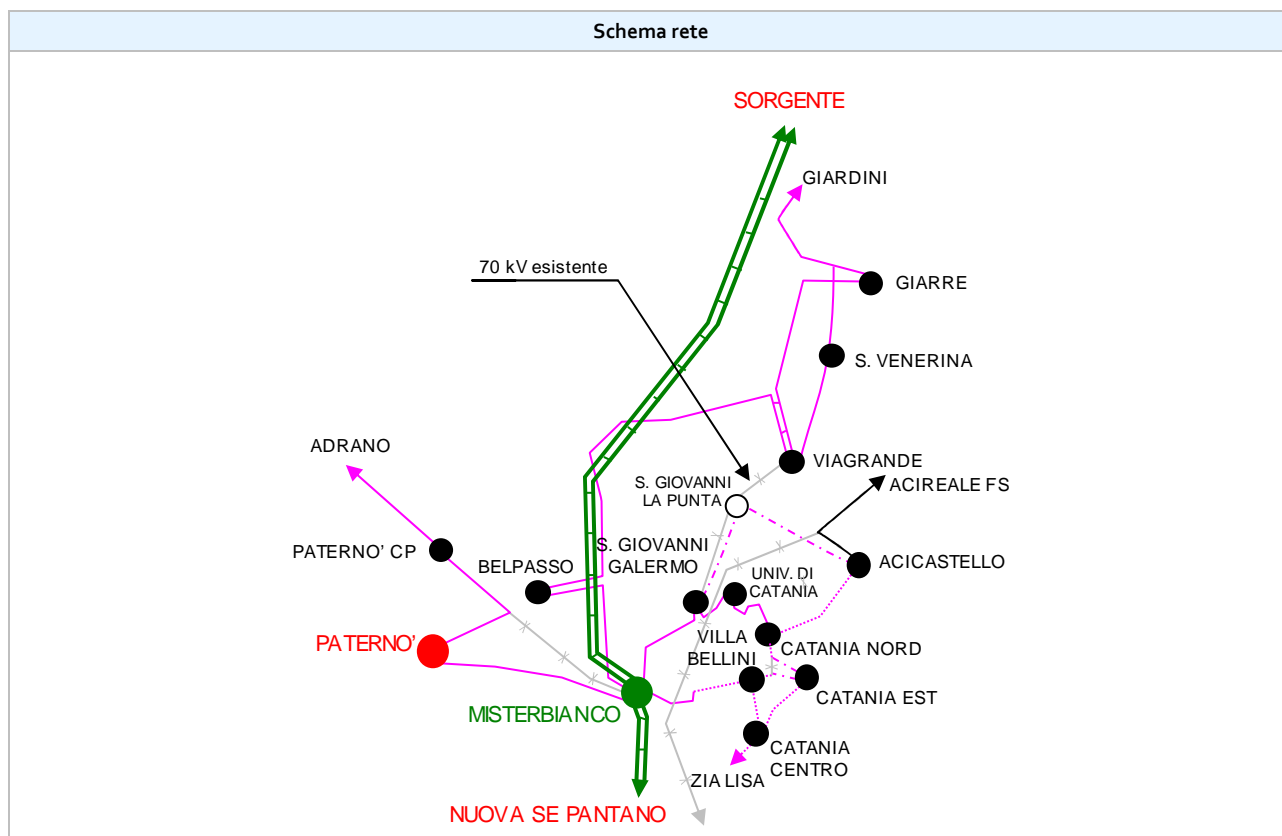
Elettrodotto 150 kV Paternò – Belpasso						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
610-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2012				Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
Le trasformazioni 220/150 kV 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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2023			2024	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [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 '18	PdS '17				
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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		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		I22 [km]		I23 [km]		I24 [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 '18	PdS '17				
El. 150 kV Catania Est – Villa Bellini	Fase 2	Fase 1	2018	2021	2023	
El. 150 kV Catania Est – Catania Nord	Fase 2	Fase 1	2018	2021	2023	



Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
6 M€ / 17 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	5,6			IUS	5,6	
	VAN	94 M€			VAN	94 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		
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		
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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2024	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza da accordi con E-distribuzione per l'adeguamento delle Cabine Primarie coinvolte		
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	14				8	
Dismissione	16				6	
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
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 2	Fase 1	2018	2021	2024	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni Cabine Primarie						Interventi a cura di E-distribuzione.



Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
15 M€ / 40 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	3,3			IUS	3,3	
	VAN	112 M€			VAN	112 M€	
Benefici totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<div></div>	B1 - SEW		0				
<div></div>	B2b - Riduzione Perdite		0				
<div></div>	B3b- Riduzione ENF		0				
<div></div>	B4 - Costi evitati o differiti		0				
<div></div>	B5b - Integrazione rinnovabili		0				
<div></div>	B6 - Investimenti evitati		0				
<div></div>	B7 - Costi evitati MSD		0				
<div></div>	B13 - Incremento Resilienza		0				
<div></div>	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
<div></div>	B18 - Riduzione CO2		0				
<div></div>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]			0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0
I5 - Overgeneration [MWh]			0	I13 - Variazione resilienza			0
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<div></div>	B1 - SEW		0				
<div></div>	B2b - Riduzione Perdite		0				
<div></div>	B3b- Riduzione ENF		11				
<div></div>	B4 - Costi evitati o differiti		0				
<div></div>	B5b - Integrazione rinnovabili		0				
<div></div>	B6 - Investimenti evitati		0				
<div></div>	B7 - Costi evitati MSD		0				
<div></div>	B13 - Incremento Resilienza		0				
<div></div>	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
<div></div>	B18 - Riduzione CO2		0				
<div></div>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]			0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0
I5 - Overgeneration [MWh]			0	I13 - Variazione resilienza			0
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<div></div>	B1		0				
<div></div>	B2b		0				
<div></div>	B3b		0				
<div></div>	B4		0				
<div></div>	B5b		0				
<div></div>	B6		0				
<div></div>	B7		0				
<div></div>	B13		0				
<div></div>	B16		0				
<div></div>	B18		0				
<div></div>	B19		0				
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]			0	I8 [k ton]			0
I5 [MWh]			0	I13			0
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<div></div>	B1 - SEW		0				
<div></div>	B2b - Riduzione Perdite		0				
<div></div>	B3b- Riduzione ENF		10				
<div></div>	B4 - Costi evitati o differiti		0				
<div></div>	B5b - Integrazione rinnovabili		0				
<div></div>	B6 - Investimenti evitati		0				
<div></div>	B7 - Costi evitati MSD		0				
<div></div>	B13 - Incremento Resilienza		0				
<div></div>	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
<div></div>	B18 - Riduzione CO2		0				
<div></div>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]			0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]			0
I5 - Overgeneration [MWh]			0	I13 - Variazione resilienza			0
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<div></div>	B1		0				
<div></div>	B2b		0				
<div></div>	B3b		0				
<div></div>	B4		0				
<div></div>	B5b		0				
<div></div>	B6		0				
<div></div>	B7		0				
<div></div>	B13		0				
<div></div>	B16		0				
<div></div>	B18		0				
<div></div>	B19		0				
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]			0	I8 [k ton]			0
I5 [MWh]			0	I13			0

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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza da accordi con E-distribuzione per 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 '18	PdS '17				
Nuovo el. 150 kV "Vittoria Sud – S. Croce Camerina"	Fase 2	Fase 1	2019	2021	2024	
Nuovo el. 150 kV "S. Croce Camerina – Scicli"	Fase 2	Fase 1	2019	2021	2024	
Raccordi CP Comiso in e-e alla linea 150 kV "Ragusa – Chiaramonte G."	Fase 1	Fase 1	2021	Lungo termine	Lungo termine	
Risoluzione der. rigida della CP Dirillo	Fase 2	Fase 2	2018	2021	2023	
Rimozione delle limitazioni elettrodotti 150 kV	Compl.	Compl.	2014	2014	2016	
Potenziamento ATR 220/150 kV SE Ragusa	Fase 5	Fase 4	2017	2018	2019	

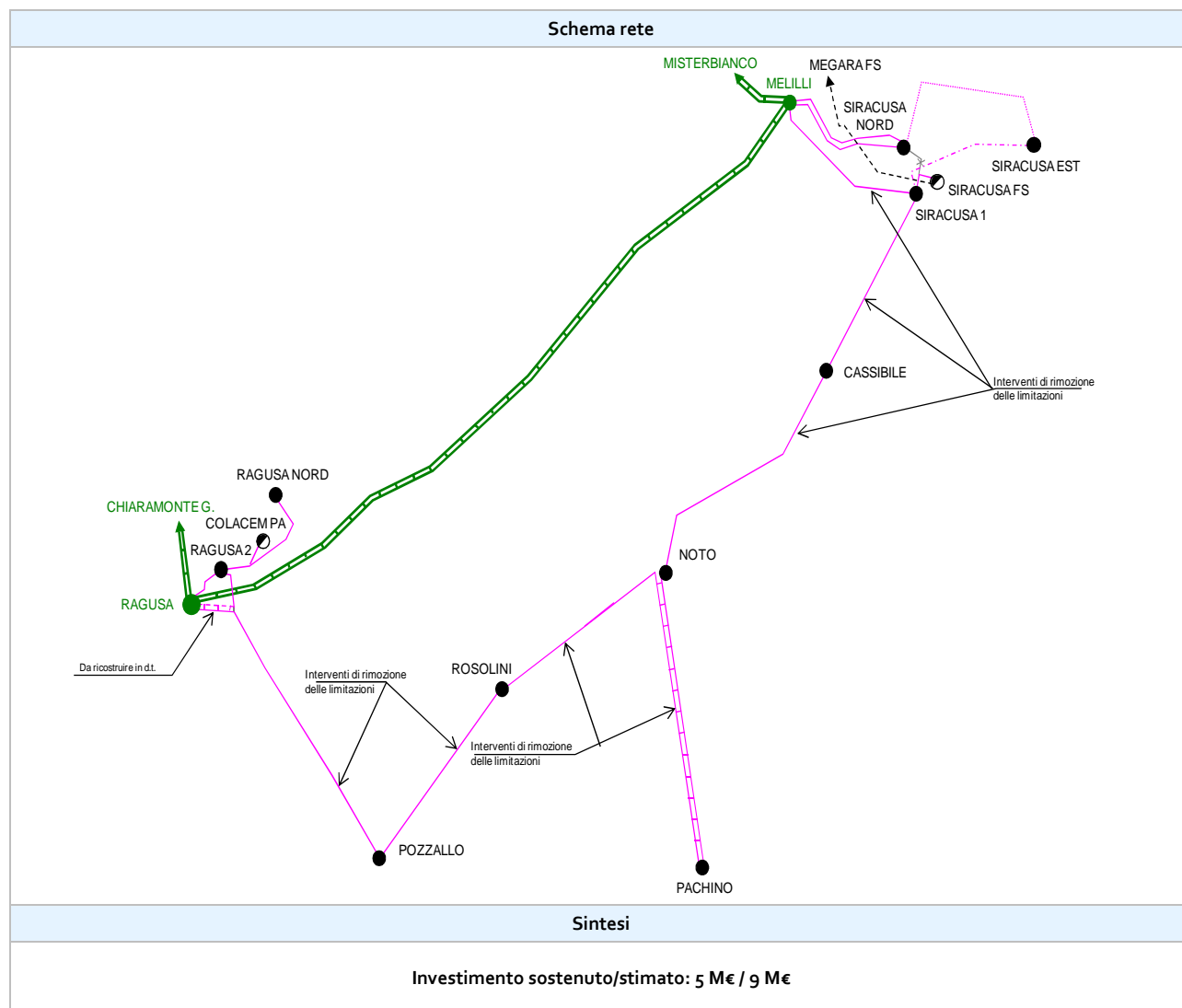


Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni Cabine Primarie						Interventi a cura di E-distribuzione.
Schema rete						

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
5 M€ / 53 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030			
	IUS	2,3			IUS	2,3		
	VAN	87 M€			VAN	87 M€		
Benefici totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1 - SEW		0						
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0						
<div></div> B3b- Riduzione ENF		0						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0						
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0						
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0						
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0						
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0						
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0						
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza		0				
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1 - SEW		0						
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0						
<div></div> B3b- Riduzione ENF		10						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0						
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0						
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0						
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0						
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0						
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0						
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza		0				
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1		0						
<div></div> B2b		0						
<div></div> B3b		0						
<div></div> B4		0						
<div></div> B5b		0						
<div></div> B6		0						
<div></div> B7		0						
<div></div> B13		0						
<div></div> B16		0						
<div></div> B18		0						
<div></div> B19		0						
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]	0	I8 [k ton]		0				
I5 [MWh]	0	I13		0				
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1 - SEW		0						
<div></div> B2b - Riduzione Perdite		0						
<div></div> B3b- Riduzione ENF		10						
<div></div> B4 - Costi evitati o differiti		0						
<div></div> B5b - Integrazione rinnovabili		0						
<div></div> B6 - Investimenti evitati		0						
<div></div> B7 - Costi evitati MSD		0						
<div></div> B13 - Incremento Resilienza		0						
<div></div> B16 - Opex Evitati o differiti		0						
<div></div> B18 - Riduzione CO2		0						
<div></div> B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza		0				
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
<div></div> B1		0						
<div></div> B2b		0						
<div></div> B3b		0						
<div></div> B4		0						
<div></div> B5b		0						
<div></div> B6		0						
<div></div> B7		0						
<div></div> B13		0						
<div></div> B16		0						
<div></div> B18		0						
<div></div> B19		0						
Altri		Val.		Val.				
I21 [MW]	0	I8 [k ton]		0				
I5 [MWh]	0	I13		0				

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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
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 '18	PdS '17				
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€						

Interventi sulla rete AT nell’area sud-orientale della Sicilia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
618-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2010				Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
L’area compresa tra le province di Ragusa e Siracusa è alimentata esclusivamente da una lunga direttrice a 150 kV alla quale sono collegate numerose cabine primarie. Tale dorsale è pertanto soggetta a transiti elevati di potenza, con elevato rischio di disalimentazione dei carichi in caso di fuori servizio accidentale di un tratto di linea. Al fine di garantire il pieno sfruttamento della direttrice a 150 kV compresa tra le SE 220 kV di Melilli e Ragusa, e rimuovere i vincoli di trasporto degli attuali collegamenti, saranno rimosse le limitazioni sugli elettrodotti a 150 kV Ragusa all. – Pozzallo, Pozzallo – Rosolini, Rosolini – Pachino, Pachino – Noto, Noto – Cassibile, Cassibile – Siracusa 1, Siracusa 1 – Melilli, incrementando la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio. Per consentire il superamento dell’attuale derivazione rigida Ragusa – Pozzallo – der. Ragusa 2, il tratto a 150 kV Ragusa – Ragusa all. sarà ricostruito in d.t., ottenendo i collegamenti diretti Ragusa – Ragusa 2 e Ragusa – Pozzallo.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2023	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	3					
Dismissione	3					
Dismissione e Realizzazione	15		1		1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni sull’elettrodotto 150 kV Ragusa all. – Pozzallo	Compl.	Compl.	2014	2014	2015	Progetto ricompreso nel POI MISE 2007-2013.
Rimozione limitazioni sull’elettrodotto 150 kV “Rosolini – Pachino – Noto – Cassibile”	Compl.	Compl.	2014	2014	2015	
Ricostruzione tratto in d.t. a 150 kV Ragusa – Raqusa all.”	Fase 3	Fase 2	12/06/2017 (RS-010)	2021	2023	In data 12/06/2017 è stata presentata alla Regione Siciliana l’istanza di autorizzazione.



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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		Lungo termine			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 '18	PdS '17				
Rimozione limitazioni direttrice 150 kV tra la SSE FS Furnari e la SE Caracoli	Fase 1	Fase 1	2021	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 13 M€						

### 1.5.7.3. 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.

## 1.5.8. Area Sardegna

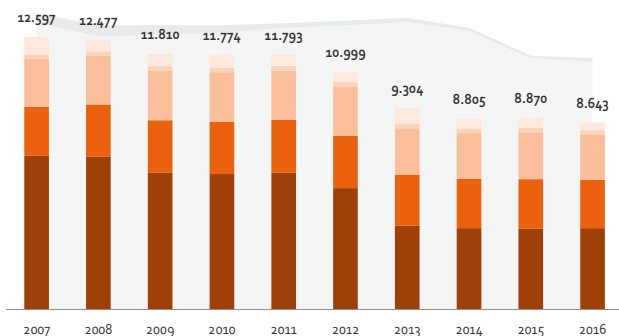


### 1.5.8.1. Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Sardegna

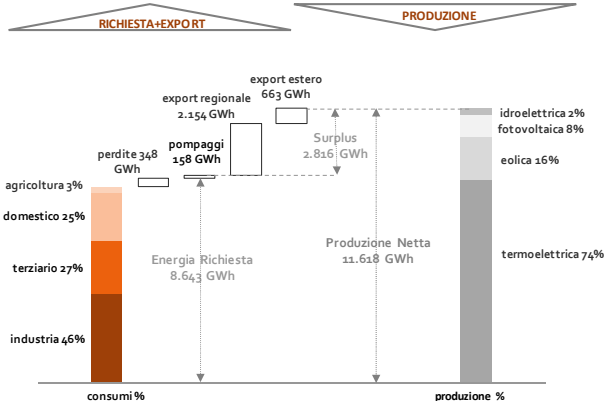
Il fabbisogno di energia elettrica nella Regione Sardegna nel 2016 è stato di circa 8,6 TWh in calo del 2,6% rispetto al 2015. Il contributo principale all'energia richiesta è fornito dal settore industriale (45%), in linea con gli anni precedenti, seguito dal terziario (27%), dal domestico (26%) e dal settore agricolo (3%).

#### Sardegna: storico produzione/riciesta

Produzione: ■ Produzione al netto dei pompaggi ■ Produzione  
Energia Richiesta (GWh): ■ Industria ■ Terziario ■ Domestico ■ Agricoltura ■ Altro



#### Sardegna: bilancio energetico 2016



La produzione interna si conferma superiore al fabbisogno energetico regionale evidenziando un surplus di circa 2,8 TWh; i contributi maggiori alla generazione derivano principalmente dalla fonte termoelettrica (74%), seguita da quella eolica (16%), fotovoltaica (8%) e idroelettrica (2%). In particolare nel 2016 si osserva un ingente aumento della produzione da fonte eolica rispetto all'anno precedente (+22,1%), compensato da un analogo calo della produzione termoelettrica (-5,1%).

**1.5.8.2. Schede Interventi Area Sardegna**

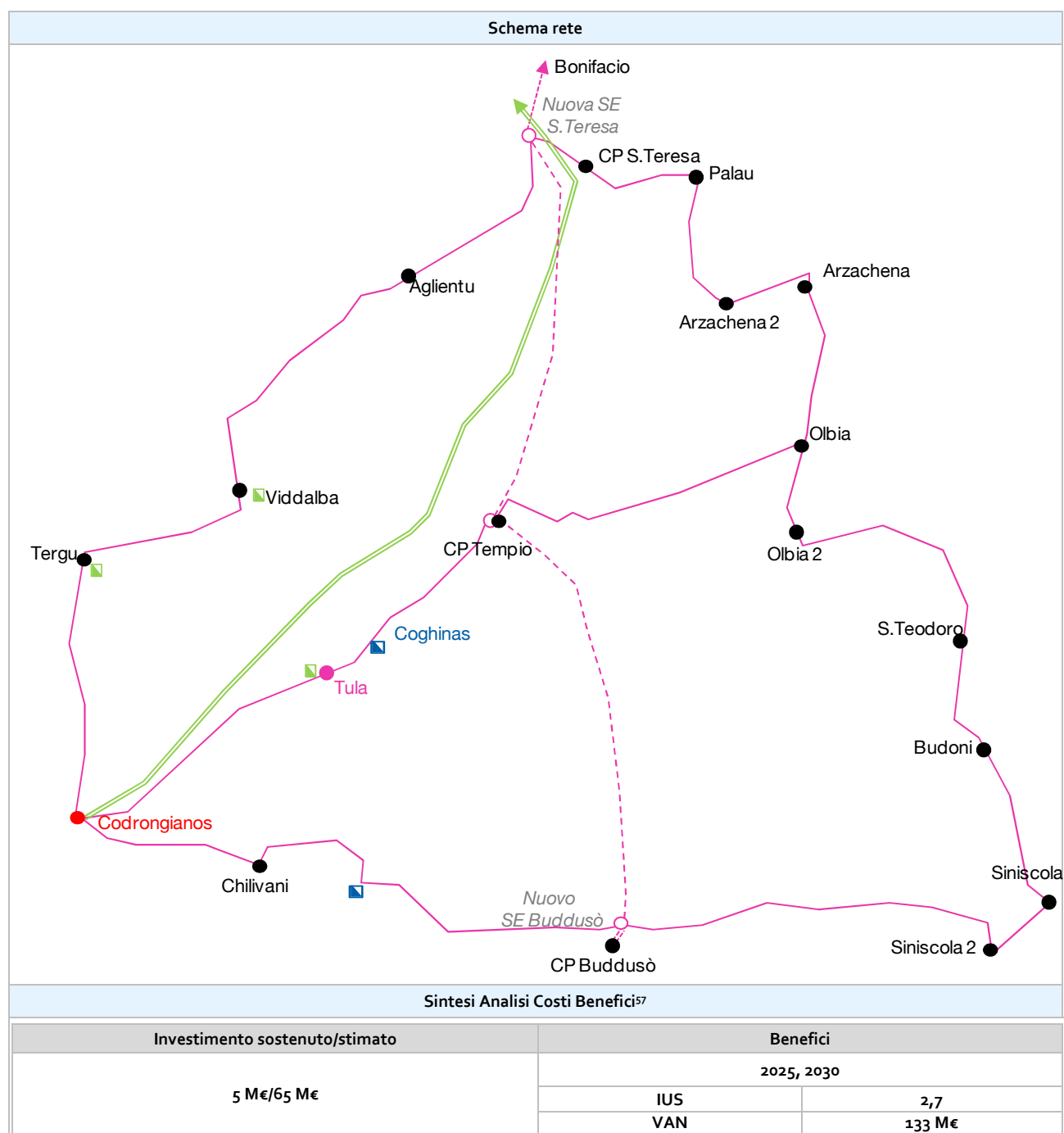
Interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (Sa.Co.I.3)						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
301-P		2.4		299		
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato <sup>55</sup>
2011				Sardegna/Toscana		Sardegna/Centro Nord
Descrizione intervento						
L'attuale collegamento Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I 2) è ormai giunto al termine della sua vita utile. Un' eventuale perdita definitiva di tale collegamento comporterebbe: <ul style="list-style-type: none"><li>- la mancanza di uno strumento fondamentale al mantenimento di adeguati livelli di affidabilità della Sardegna;</li><li>- la perdita di un collegamento attivo tra la zona Centro-Nord e Sardegna, con relativa riduzione della capacità di trasporto fra le stesse aree di mercato;</li><li>- un rilevante deficit della copertura del fabbisogno previsionale della Corsica.</li></ul> Con riferimento all'ultimo punto, lo stesso gestore di rete corso (EDF) ha inoltrato una richiesta per un eventuale incremento dello spillamento presso l'impianto di Lucciana, che necessiterebbe, quindi, di un intervento di potenziamento della capacità di trasporto. Il nuovo collegamento premetterà, inoltre, di mantenere opportuni margini di adeguatezza del sistema elettrico della Sardegna, evitando riduzioni dei margini di riserva per la copertura del fabbisogno oltre i valori di sicurezza. Sarà inoltre possibile realizzare il collegamento alla luce delle più recenti evoluzioni tecnologiche, con l'opportunità di fornire un ulteriore contributo in termini di regolazione e stabilità ad un sistema intrinsecamente debole come quello Sardo.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2017		2021			2023	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			11 Ottobre 2017 in Corsica firmato Memorandum of Understanding fra Terna ed EDF per la realizzazione del nuovo collegamento SACOI 3			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	505		163		2	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Interconnessione HVDC Sardegna – Corsica - Italia	Fase 2	Fase 1	2017	2021	2023	

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

Sintesi Analisi Costi Benefici									
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)				
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG2025, 2030		
	IUS	4,6	IUS	2,4	IUS	4,8	IUS	2,9	
104 M€/674 M€	VAN	2.986 M€	VAN	1161 M€	VAN	3.121 M€	VAN	1.605 M€	
Benefici Totali di sistema									
2020 - Best Estimation									
Benefici monetari		Val. [M€]							
B1 - SEW		0							
B2a - Riduzione Perdite		0							
B3a- Riduzione ENF		0							
B4 - Costi evitati o differiti		0							
B5b - Integrazione rinnovabili		0							
B6 - Investimenti evitati		0							
B7 - Costi evitati MSD		0							
B13 - Incremento Resilienza		0							
B16 - Opex Evitati o differiti		0							
B18 - Riduzione CO2		0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0							
Altri benefici non monetari		Val.			Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Sustainable Transition									
Benefici monetari		Val. [M€]							
B1 - SEW		14							
B2a - Riduzione Perdite		1							
B3a- Riduzione ENF		29							
B4 - Costi evitati o differiti		0							
B5b - Integrazione rinnovabili		<1							
B6 - Investimenti evitati		0							
B7 - Costi evitati MSD		68							
B13 - Incremento Resilienza		0							
B16 - Opex Evitati o differiti		0							
B18 - Riduzione CO2		0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0							
Altri benefici non monetari		Val.			Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		400		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Distributed Generation									
Monetari		Val. [M€]							
B1		13							
B2a		0							
B3a		63							
B4		0							
B5b		0							
B6		0							
B7		79							
B13		0							
B16		0							
B18		9							
B19		28							
Altri		Val.			Val.				
I21 [MW]		400		I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]		0		I13		0			
2030 - Sustainable Transition									
Benefici monetari		Val. [M€]							
B1 - SEW		24							
B2a - Riduzione Perdite		9							
B3a- Riduzione ENF		205							
B4 - Costi evitati o differiti		0							
B5b - Integrazione rinnovabili		0							
B6 - Investimenti evitati		0							
B7 - Costi evitati MSD		59							
B13 - Incremento Resilienza		0							
B16 - Opex Evitati o differiti		0							
B18 - Riduzione CO2		0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		12							
Altri benefici non monetari		Val.			Val.				
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		400		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0			
2030 - Distributed Generation									
Monetari		Val. [M€]							
B1		29							
B2a		3							
B3a		54							
B4		0							
B5b		0							
B6		0							
B7		31							
B13		0							
B16		0							
B18		8							
B19		17							
Altri		Val.			Val.				
I21 [MW]		400		I8 [k ton]		0			
I5 [MWh]		0		I13		0			

Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
707- P						1083
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato <sup>56</sup>
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"><li>tre nuove stazioni di smistamento in adiacenza alle attuali cabine primarie di S.Teresa, Tempio e Buddusò;</li><li>un nuovo elettrodotto 150 kV tra le future SE S. Teresa (OT), Tempio (OT) e Buddusò (OT) come descritte al punto precedente.</li></ul> 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.Tersa 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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2026	
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]			l23 [km]		l24 [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 '18	PdS '17				
Nuova stazione RTN in adiacenza alla CP S.Teresa.	Fase 5	Fase 4	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	

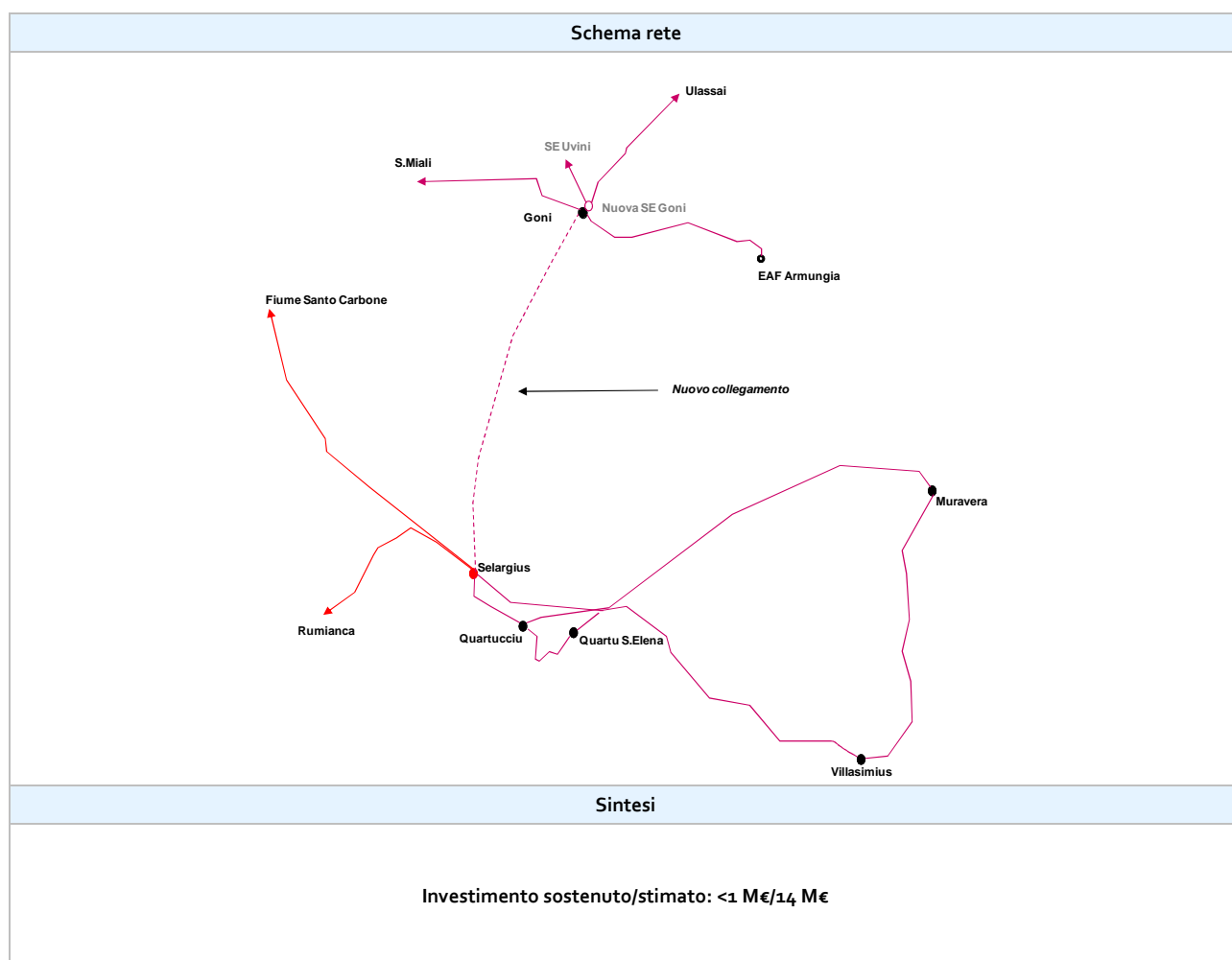
<sup>56</sup> Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità



<sup>57</sup> Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito [www.terna.it](http://www.terna.it)) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

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 <sup>58</sup>
2004				Sardegna		Sardegna
Descrizione intervento						
Al fine di rafforzare la rete a 150 kV dell'Ogliastra e di migliorare il servizio di trasmissione, favorendo anche una maggiore integrazione della produzione da fonti rinnovabili, sarà realizzato un nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE di Selargius e una nuova SE 150 kV da realizzare presso l'attuale cabina primaria di Goni. A tale nuova stazione saranno inoltre raccordate le linee esistenti di collegamento con i nodi a 150 kV di S.Miali, EAF Armungia, Ulassai, Taloro, oltre alla stessa CP Goni. In anticipo con quanto descritto, e in accordo con il Distributore, si provvederà alla rimozione delle limitazioni sulle attuali linee 150 kV "Santu Miali – Goni" e "Santu Miali –Villasor", garantendo un uso più efficiente della generazione rinnovabile connessa all'attuale anello dell'Ogliastra.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		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	l22 [km]		l23 [km]		l24 [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 '18	PdS '17				
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.

<sup>58</sup> Confine 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 <sup>59</sup>
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"><li>• il riclassamento alla tensione di 150 kV delle tratte "Taloro – Fonni" e "Fonni – Aritzo";</li><li>• la realizzazione di una nuova SE 150 kV presso l'attuale impianto di Aritzo e di due nuovi raccordi alla linea 150kV "Villasor -Taloro";</li><li>• 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;</li><li>• la realizzazione di una nuova trasformazione 150/70 kV presso l'impianto di Fonni (già in classe 150 kV);</li><li>• 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.</li></ul> <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		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
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 '18	PdS '17				
150 kV "Taloro-Fonni"	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo temine	
150 kV "Fonni-Aritzo"	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo temine	

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

SE 150 kV Perdasdefogu e raccordi	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo temine	
SE 150 kV Aritzo e Raccordi	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo temine	
SE 150 kV Fonni e Raccordi	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo temine	
Ribaltamento della linea 150kV S.Miali – Goni alla SE Uvini	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo temine	
Raccordi S/E Aritzo alla linea 150kV Villasor-Taloro	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo temine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
<1M€/41M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,2			IUS	16	
	VAN	8 M€			VAN	758 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabili		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.				Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0	
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0	
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		<1					
B3b- Riduzione ENF		2					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabili		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.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0	
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0	
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.				Val.	
I21 [MW]		0		I8 [k ton]		0	
I5 [MWh]		0		I13		0	
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		1					
B3b- Riduzione ENF		2					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabili		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.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0	
I5 - Overgeneration [MWh]		0		I13 - Variazione resilienza		0	
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.				Val.	
I21 [MW]		0		I8 [k ton]		0	
I5 [MWh]		0		I13		0	

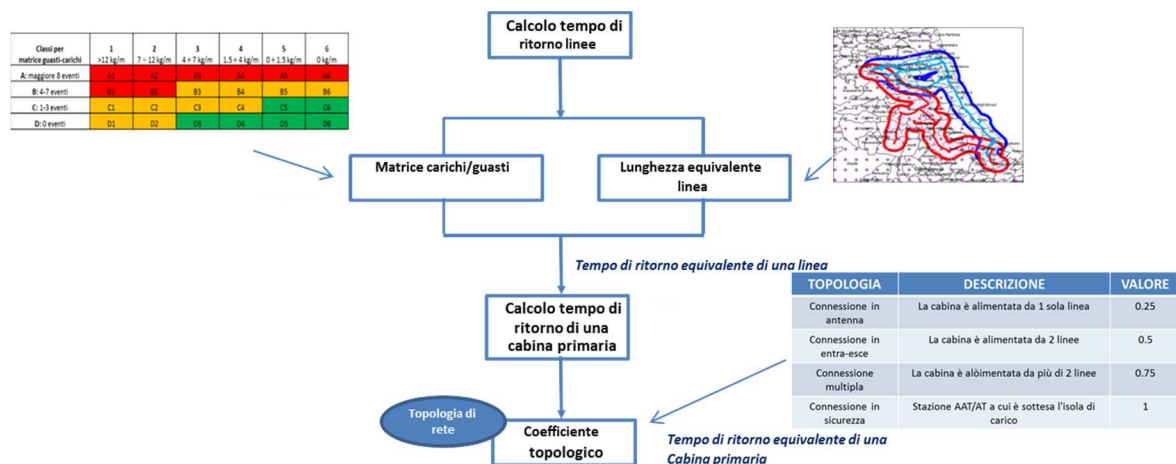
## Beneficio Incremento Resilienza

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

Indice di Rischio (IRI) =  $NUD/TR$

dove:

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



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

Cabine Primarie	IRI [utenti/anno]		Impatto atteso	Beneficio [M€]
	pre	post		
Aritzo	19.260	51	-100%	13
Fonni	39.307	39	-100%	35

Il totale beneficio di incremento resilienza dell'intervento legato agli eventi neve e ghiaccio è di circa **48 M€/anno**.

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 <sup>60</sup>
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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica 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 '18	PdS '17				
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€/5 M€						

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

Potenziamento rete AT in Gallura						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
710-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato <sup>6a</sup>
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"><li>• Codrongianos – Chilivani;</li><li>• Codrongianos - Ploaghe</li><li>• Codrongianos – Tula;</li><li>• Tergu – Viddalba;</li><li>• Tergu – Ploaghe;</li><li>• Palau – S. Teresa;</li><li>• S. Teresa-Aglientu;</li><li>• Villalba-Aglientu;</li><li>• Olbia – Arzachena;</li><li>• Arzachena– Arzachena 2;</li><li>• Arzachena 2 – Palau;</li><li>• Olbia – Olbia 2;</li><li>• Olbia 2 – S. Teodoro;</li><li>• S. Teodoro – Budoni;</li><li>• Siniscola 1 – Budoni;</li><li>• Siniscola 1 – Siniscola 2;</li><li>• Taloro – Nuoro 2;</li><li>• Nuoro – Lula;</li><li>• Nuoro – Nuoro 2;</li><li>• Lula – Siniscola 2.</li></ul>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2018	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Rimozione limitazioni presenti su impianti esistenti vincolata al raggiungimento di accordi con il distributore titolare degli stessi.			
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	63				1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Codrongianos – Chilivani	Compl.	Compl.	2011	2011	2011	

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

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.	Fase 5	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.	Fase 5	2012	2012	2017	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE
Arzachena– Arzachena 2	Compl.	Fase 5	2012	2012	2017	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE
Arzachena 2 – Palau	Compl.	Fase 5	2012	2012	2017	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE
Olbia – Olbia 2	Fase 5	Fase 5	2014	2014	2018	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE
Olbia 2 – S. Teodoro	Fase 5	Fase 5	2014	2014	2018	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE
S. Teodoro – Budoni	Fase 5	Fase 5	2013	2013	2018	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE
Siniscola 1 – Budoni	Fase 5	Fase 5	2013	2013	2018	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE
Siniscola 1 – Siniscola 2	Fase 5	Fase 5	2013	2013	2018	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE

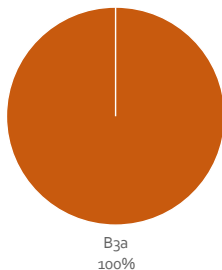
Taloro – Nuoro 2	Fase 5	Fase 2	2018	2018	2018	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE					
Nuoro – Lula	Fase 5	Fase 5	2015	2015	2018	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE					
Nuoro – Nuoro 2	Fase 5	Fase 5	2015	2015	2018	Attività vincolata a completamento opere su impianti E-DISTRIBUZIONE					
Lula – Siniscola 2.	Fase 5	Fase 5	2017	2018	2018	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)					
20 M€/23 M€		Scenario ST 2020, 2025						Scenario ST 2020, 2025			
		IUS	1,3				IUS	1,3			
		VAN	7 M€				VAN	7 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 rinnovabili		0
B6 - Investimenti evitati		0
B7 - Costi evitati MSD		0
B13 - Incremento Resilienza		0
B16 - Opex Evitati o differiti		0
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>		0
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0

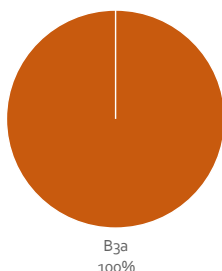


B3a  
100%

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

## 2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]
B1 - SEW		0
B2b - Riduzione Perdite		0
B3a - Riduzione ENF		2
B4 - Costi evitati o differiti		0
B5b - Integrazione rinnovabili		0
B6 - Investimenti evitati		0
B7 - Costi evitati MSD		0
B13 - Incremento Resilienza		0
B16 - Opex Evitati o differiti		0
B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>		0
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0



B3a  
100%

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

## 2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]
B1		0
B2b		0
B3a		0
B4		0
B5b		0
B6		0
B7		0
B13		0
B16		0
B18		0
B19		0

Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

## 2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]
B1 - SEW		0
B2b - Riduzione Perdite		0
B3a - Riduzione ENF		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 <sub>2</sub>		0
B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM		0

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

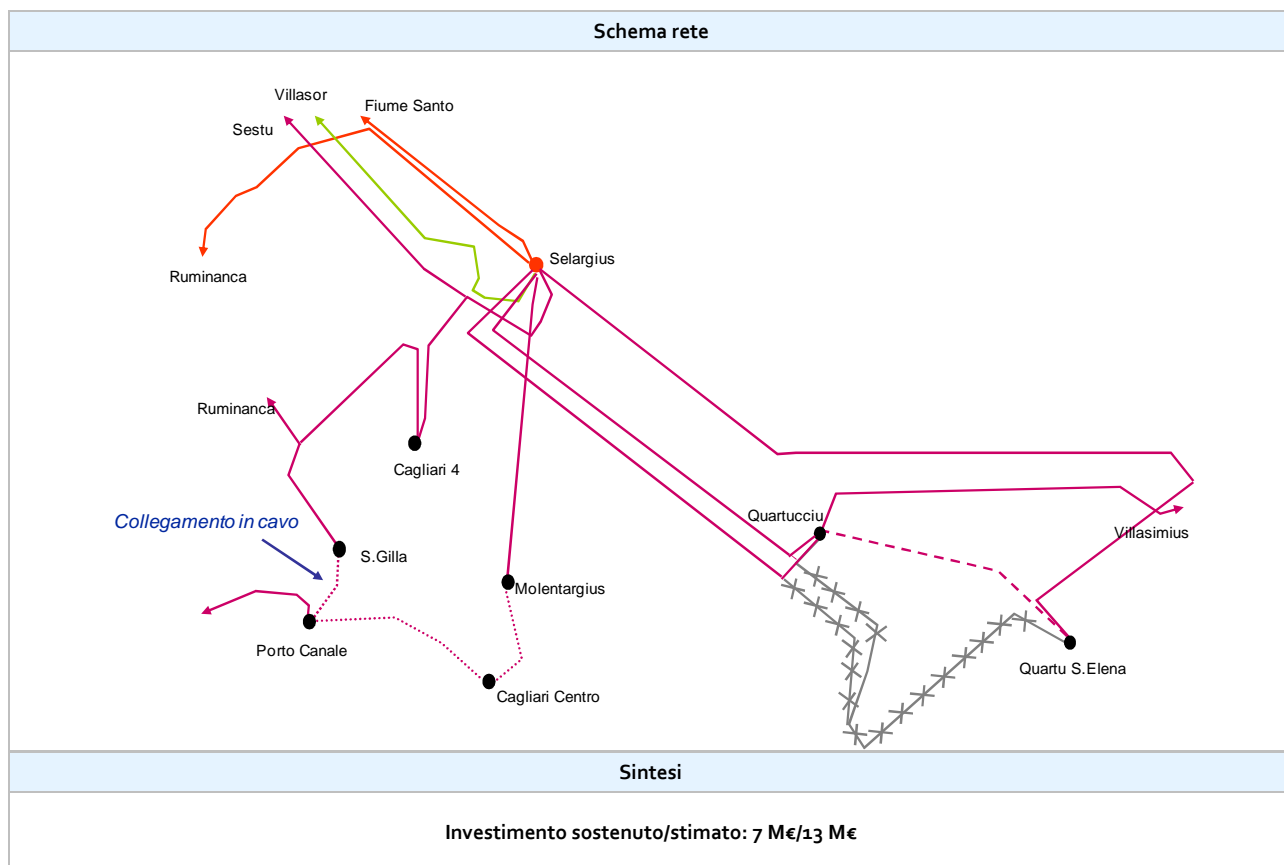
## 2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]
B1		0
B2b		0
B3a		0
B4		0
B5b		0
B6		0
B7		0
B13		0
B16		0
B18		0
B19		0

Altri		Val.	Val.
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0
I5 [MWh]	0	I13	0

Riassetto rete AT area di Cagliari						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
711-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato <sup>62</sup>
2009				Sardegna		Sardegna
Descrizione intervento						
Al fine di migliorare l’affidabilità ed aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione, è stata programmata la chiusura dell’anello 150 kV di alimentazione della città di Cagliari tramite la realizzazione di un collegamento in cavo fra le CP di S.Gilla e Portocanale. Sarà inoltre realizzato un nuovo collegamento in cavo 150 kV tra Quartu e Quartucciu. In seguito potrà essere realizzato un riassetto delle rete AT che renderà possibile la demolizione di alcuni tratti di linee e la conseguente riduzione dell’impatto della rete elettrica sul territorio.						
Finalità intervento				Obiettivo intervento		
Decarbonisation	Security of supply			Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	10		2			
Dismissione	8		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 '18	PdS '17				
Cavo 150 kV “S. Gilla – Porto Canale”	Compl.	Fase 5	Febbr. - 2013 (EL.302)	2016	2017	In data 30 luglio 2014 è stata autorizzata (239/EL-302/213/2014)
Cavo 150 kV “Quartu - Quartucciu”	Fase 5	Fase 5	Ott.-2013 (EL-304)	2017	2019	In data 9 Settembre 2015 è stata autorizzata (239/EL-304/230/2015)

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



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 <sup>63</sup>
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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
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 '18	PdS '17				
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€						

<sup>63</sup> 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 <sup>64</sup>
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	Risoluzione congestioni	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	SEN 2017	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			2022	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]
Impatti non significativi						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Stazione 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€						

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

**Utili  
per il Paese**





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

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