



Analisi costi benefici e approfondimenti del collegamento HVDC Sicilia-Campania (East Link)

Sommario

1	Executive Summary	3
2	Analisi Costi – Benefici del collegamento East Link (Sicilia-Campania)	5
2.1	Ipotesi alla base dell'analisi costi-benefici	5
2.2	Analisi costi benefici del collegamento East Link	6
2.2.1	<i>Sintesi dei benefici</i>	6
2.2.2	<i>Stima dei costi</i>	11
2.2.3	<i>Indicatori economici IUS e VAN</i>	11
2.2.4	<i>Flussi di energia e ore di congestione</i>	12
2.3	Analisi costi benefici del collegamento East Link in assenza dell'intervento HVDC Italia - Tunisia	16
2.3.1	<i>Indicatori economici IUS e VAN East link in assenza dell'ITALIA-TUNISIA (601-I)</i>	17
3	Approfondimenti interdipendenze con i principali interventi in altissima tensione (AAT) previsti in Sicilia	18
3.1.1	<i>Intervento 602-P – Elettrodotto 380 kV Chiaramonte G. – Ciminna</i>	18
3.1.2	<i>Intervento 555-N – Nuovo cavo Bolano-Paradiso</i>	20
3.1.3	<i>Intervento 627-P – Nuovo elettrodotto 380 kV Caracoli – Ciminna</i>	21
3.1.4	<i>Intervento 604-P/619-P - Nuovo elettrodotto 380 kV Assoro – Sorgente 2 – Villafranca</i>	21
4	Analisi comparativa dei costi per il sistema in relazione alle infrastrutture necessarie alla gestione in sicurezza dei sistemi elettrici di Sicilia e Sardegna	23
4.1.1	<i>Ipotesi e Metodologia adottate per l'analisi</i>	24
4.1.2	<i>Definizione dei costi infrastrutturali</i>	25
4.1.3	<i>Esiti dell'analisi</i>	27

1 Executive Summary

A partire dal Piano di Sviluppo 2018, Terna ha pianificato la realizzazione di un collegamento HVDC (alta tensione in corrente continua) tra la penisola italiana, la Sicilia e la Sardegna, denominato Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna (di seguito indicato come “Tyrrhenian Link” o “TL” o “configurazione Full”) per garantire la sicurezza e l’adeguatezza del sistema elettrico a fronte dell’atteso decommissioning degli impianti a carbone e degli impianti più obsoleti e a maggior impatto ambientale, permettere una migliore penetrazione della generazione rinnovabile, limitando fenomeni di curtailment, e ridurre i costi sul mercato dell’energia e dei servizi per il dispacciamento, riducendo le congestioni sulla rete. Il Tyrrhenian Link è il progetto più importante di abilitazione al processo di decarbonizzazione e della transizione ecologica del settore elettrico.

Il Tyrrhenian Link è costituito da due collegamenti HVDC punto–punto e quattro Stazioni di Conversione (SdC), ciascuna con capacità di conversione pari a 1000 MW. I due collegamenti, Sardegna- Sicilia (di seguito anche West Link) e Sicilia–Continente (di seguito anche East Link) interagiscono strettamente fra loro in tutte le condizioni di esercizio, anche attraverso logiche di controllo delle rispettive SdC.

Il presente documento fa seguito alla richiesta dell’ARERA, inclusa nel Parere del 22 Dicembre 2020 n. 574/2020/I/EEL sui Piani di Sviluppo 2019 e 2020, di effettuare l’analisi costi benefici ed ulteriori approfondimenti per il solo tratto del collegamento HVDC Sicilia – Continente prendendo come riferimento gli scenari utilizzati per la predisposizione del Piano di sviluppo 2021.

In particolare, ARERA ha richiesto di effettuare:

- **l’analisi costi benefici del collegamento HVDC Sicilia-Continente**, nelle seguenti ipotesi:
 - I. in presenza e in assenza dell’interconnessione Italia - Tunisia;
 - II. con la valorizzazione del beneficio B7 “variazione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento” con riferimento ai costi sostenuti dagli operatori per fornire servizi e ai costi di approvvigionamento delle risorse nel mercato dei servizi.
- **ulteriori approfondimenti e valutazioni finalizzate ad evidenziare le interdipendenze** dell’intervento HVDC Sicilia-Continente con gli elettrodotti Caracoli - Ciminna (codice 627-P) e Assoro - Sorgente 2 - Villafranca (codici 604-P e 619-P), considerando anche i nuovi interventi infrastrutturali in Sicilia previsti nel PdS 21.

Nel presente rapporto sono contenute le analisi richieste da ARERA e informazioni ulteriori utili ai fini di una piena valutazione dell’utilità economica del collegamento HVDC Sicilia-Continente.

In merito alla valorizzazione del beneficio B7 – ovvero del risparmio nel costo di approvvigionamento delle risorse nel mercato dei servizi di dispacciamento – l’analisi è stata condotta in linea con la metodologia di cui all’allegato metodologico al PdS (Metodologia analisi costi benefici – ACB 2.0), considerando che le nuove UP alimentate a gas nelle isole siano contrattualizzate nell’ambito del Capacity Market. Pertanto, le offerte a salire di tali impianti sono state ipotizzate pari allo strike price del Capacity Market, per la quantità per cui dette UP sono essenziali. Per quanto riguarda, invece, la valorizzazione del beneficio B4 è stato considerato il costo di reintegrazione del Capacity Market per la nuova capacità termoelettrica installata, pari a 75 k€/MW.

Terna per valutare l’efficienza della realizzazione del collegamento HVDC Sicilia-Continente ha ritenuto corretto effettuare un’analisi di comparazione dei costi totali degli impianti e delle infrastrutture alternative

al collegamento necessarie, comunque, a garantire una gestione in sicurezza del sistema elettrico della Sicilia (analisi costi totali infrastrutturali).

I risultati dell'analisi costi benefici, del confronto infrastrutturale, nonché degli approfondimenti tecnici, dettagliati nel seguito del presente report, dimostrano l'efficienza della soluzione proposta rispetto alle alternative infrastrutturali possibili e la piena sostenibilità economica in termini di analisi costi-benefici del collegamento HVDC Sicilia – Continente.

In particolare, gli studi effettuati ai fini dell'analisi costi-benefici del collegamento East Link evidenziano:

- **benefici derivanti dalla realizzazione del collegamento** principalmente legati a:
 - raggiungimento degli obiettivi prefissati per la transizione energetica in atto, in termini di phase out degli impianti a maggiori emissioni inquinanti (carbone e olio nelle Isole maggiori), mantenendo le condizioni di sicurezza e adeguatezza delle Isole;
 - integrazione di nuova generazione da fonti rinnovabili;
 - risoluzione delle condizioni di essenzialità di capacità nelle Isole e riduzione della capacità termoelettrica complessivamente necessaria in Italia;
 - possibilità di esercire il collegamento Sicilia Sardegna a piena potenza;
- **valori elevati dell'indice di utilità (IUS) e di valore attuale netto sia in presenza che in assenza del collegamento HVDC Italia-Tunisia:** con valori di IUS nell'intervallo 2,5 -3,1 nello scenario NT-IT 2030-2040 e 1,5-1,7 nello scenario BAU 2030-2040.

L'analisi delle interdipendenze con gli altri progetti pianificati evidenzia che l'utilità del collegamento East Link è confermata nelle diverse configurazioni di rete previste negli scenari futuri così come è confermata l'utilità economica dei medesimi progetti in presenza del nuovo collegamento East Link.

Per quanto riguarda l'analisi di **comparazione infrastrutturale**:

- la configurazione con entrambi i collegamenti in esercizio (configurazione Full) risulta essere quella con i **minori costi infrastrutturali complessivi** nell'orizzonte di 25 anni considerato nell'analisi e quella che garantisce l'esercizio in sicurezza di entrambe le isole con minimizzazione della necessità di capacità termoelettrica installata e dell'over generation di sistema;
- In assenza del ramo East Link, non è possibile esercire a piena capacità il ramo West-link garantendo adeguati standard di esercizio per le Isole. Pertanto, sarebbero necessari circa 700 MW di capacità di generazione termoelettrica rispetto alla configurazione completa del Tyrrhenian Link, di cui 300 MW di capacità termoelettrica addizionali in Sardegna (ovverosia sarebbero necessari 850 MW in luogo dei 550 MW previsti) o, in alternativa, aggiuntivi in Sicilia occidentale.

Il presente report è strutturato come segue:

- Cap. 2.2 Analisi costi benefici del collegamento East Link in presenza del collegamento Italia – Tunisia;
- Cap. 2.3 Analisi costi benefici del collegamento East Link in assenza dell'intervento HVDC Italia – Tunisia;
- Cap. 3 Approfondimenti sulle interdipendenze con i principali interventi in altissima tensione (AAT) previsti in Sicilia;
- Cap. 4 Analisi comparativa dei costi per il sistema in relazione alle infrastrutture necessarie alla gestione in sicurezza dei sistemi elettrici di Sicilia e Sardegna.

2 Analisi Costi – Benefici del collegamento East Link (Sicilia-Campania)

2.1 Ipotesi alla base dell'analisi costi-benefici

In linea con la richiesta contenuta nel parere 574/2020, è stata elaborata un'analisi costi-benefici per il solo intervento Sicilia-Continente in presenza e in assenza dell'interconnessione Italia – Tunisia.

In merito alla valorizzazione del beneficio B7 (variazione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento) l'analisi è stata condotta in linea con la metodologia di cui all'allegato metodologico al PdS (Metodologia analisi costi benefici – ACB 2.0) e considerando anche che le offerte a salire dei nuovi impianti nelle isole sono state ipotizzate pari allo strike price del Capacity Market, per la quantità per cui dette UP sono essenziali. Per quanto riguarda, invece, la valorizzazione del beneficio B4 è stato considerato il costo di reintegrazione del Capacity Market per la nuova capacità termoelettrica installata, pari a 75 k€/MW (premio massimo fissato da ARERA per le aste del capacity market 22 e 23 e prezzo di assegnazione delle medesime aste per la nuova capacità).

Per la stima dei benefici dell'East Link (HVDC Sicilia – Campania) è stato applicato il TOOT partendo dalla rete di riferimento al 2030 comprensiva quindi anche del collegamento West.

Le ipotesi alla base delle analisi sono le seguenti:

- I. Anni studio e scenari di riferimento: 2030 e 2040, scenario NT-IT (National Trend Italia) e scenario BAU (Business As Usual) con alcune variazioni nella capacità installata previsionale sia con riferimento agli impianti termoelettrici che ai sistemi di accumulo, al fine di rendere il sistema elettrico adeguato in funzione del grado di completamento dell'opera ed in coerenza con le analisi di affidabilità e sicurezza condotte;
- II. Anno di entrata in servizio dell'intervento: la soluzione progettuale prevede una configurazione impiantistica di tipo doppio-biterminale e modulare che consente di rendere progressiva l'entrata in esercizio dell'opera a partire dal 2026 traguardando il completamento del West Link al 2027 e dell'East Link al 2028;
- III. Rete di riferimento utilizzata ai fini dell'analisi: nella Tabella 1 sono indicati i limiti di transito in MW, utilizzati nelle simulazioni di mercato e di rete, che considerano gli interventi presenti nei piani di sviluppo precedenti al PdS 2021 la cui entrata in esercizio è programmata entro il 2030, fatta eccezione per l'interconnessione MONITA secondo polo (401-P) e l'interconnessione Italia - Slovenia (200-I).

2030/2040		
<i>Limite di transito [MW]¹</i>	<i>Direzione opposta alla freccia</i>	<i>Direzione concorde alla freccia</i>
<i>AT>ITn</i>	- 1 045	1 215
<i>CH>ITn</i>	- 1 910	4 440
<i>FRcoV>ITcn</i>	- 400	400
<i>ITsar>FRcoV</i>	- 430	500

¹ Indicato valore massimo del limite di transito, nel caso di profilature diurne-notturne, estive-invernali

2030/2040		
Limite di transito [MW] ¹	Direzione opposta alla freccia	Direzione concorde alla freccia
<i>ITcs>ITcn</i>	- 3 650	3 550
<i>FR>ITn</i>	- 2 160	4 350
<i>ITcn>ITn</i>	- 4 900	4 100
<i>ITsar>ITcs</i>	- 720	900
<i>ITs>GR</i>	- 500	500
<i>ITs>ITcs</i>	- 3 100	5 700
<i>ITsic>MT</i>	- 200	200
<i>ITsic>TN00</i>	- 600	600
<i>SI>ITn</i>	- 680	730
<i>ME>ITcs</i>	- 600	600
<i>ITcal>ITs</i>	- 2 000	3 250
<i>ITsic>ITcal</i>	- 1 500	1 500
<i>ITsar>ITsic</i>	- 1 000	1 000
<i>ITcs>ITsic</i>	- 1 000	1 000

Tabella 1 – Limiti di transito in MW

Si evidenzia che ai fini delle seguenti valutazioni, la rete di riferimento non considera in servizio i nuovi interventi pianificati nel Piano di Sviluppo 2021 in quanto non ancora approvati. Tale impostazione rappresenta la modalità di valutazione più cautelativa e conservativa per gli approfondimenti richiesti ed inoltre consente di garantire la coerenza con le analisi svolte nello scenario BAU e di evitare l'adozione di *reference grid* differenti tra gli scenari BAU e NT-IT.

2.2 Analisi costi benefici del collegamento East Link

2.2.1 Sintesi dei benefici

Nel presente paragrafo si riporta una sintesi dei benefici per il collegamento Sicilia-Continente (East Link), secondo le ipotesi precedentemente descritte per ciascuno scenario utilizzato nel PdS (NT-IT e BAU) e nei diversi anni di riferimento (2030-2040), tale analisi è stata effettuata con la presenza in servizio dell'interconnessione Italia – Tunisia.

I singoli benefici (in parentesi la variazione che porta a un beneficio positivo) stimati sono:

- B1: variazione (incremento) del socio-economic welfare (SEW) correlato al funzionamento del mercato dell'energia e all'incremento di limiti di transito tra zone della rete rilevante o ai confini;
- B3: variazione (riduzione) dell'energia non fornita attesa calcolata mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico;

- B4: costi evitati o differiti (o, con segno negativo, costi aggiuntivi) relativi a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e del mercato per il servizio di dispacciamento (beneficio valutato in modo da non essere sovrapposto ai benefici di tipo B1 e B7 - assenza di *double counting*);
- B5: maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER);
- B7: variazione (riduzione) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento, che tengono conto delle valutazioni effettuate ai fini della quantificazione del beneficio B4;
- B18: variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO2 ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nel beneficio B1 mediante il prezzo della CO2 per tenere conto di un eventuale differente valore delle emissioni per la società;
- B19: variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO2 né gas effetto serra quali ad esempio ossidi di zolfo e ossidi di azoto.

Per quanto riguarda il beneficio B2 "Variazione delle perdite di rete" nella Tabella 2, si riporta il valore dell'indicatore B2 associato al ramo East del TL, che non è stato inserito nel calcolo degli indicatori economici in quanto Terna ha intrapreso attività finalizzate ad adeguare e riformulare la metodologia e gli algoritmi con cui stimare tale beneficio in maniera più opportuna.

Beneficio B2 – East Link		
Scenario - anno orizzonte	GWh/y	M€
BAU 30	-19,4	-1,1
NT-IT 30	-44,2	-2,5
BAU 40	-44,6	-3
NT-IT 40	-69,4	-4,6

Tabella 2 - Variazione delle perdite di rete nei diversi scenari ed anni orizzonte considerati

Ad oggi, infatti, le perdite di rete non sono considerate negli algoritmi dei mercati dell'energia (MGP) e dei mercati dei servizi (MSD) attualmente utilizzati e pertanto non vengono in nessun modo calcolate ed ottimizzate durante l'esercizio della rete, risultando di conseguenza fortemente dipendenti dal dispacciamento degli impianti e dallo scenario energetico in generale.

Analogamente i simulatori su base annuale utilizzati nella Pianificazione della rete non includono il calcolo e l'ottimizzazione delle perdite, ad esclusione di una stima semplificata effettuata attraverso le simulazioni affidabilistiche, che non è oggetto della funzione obiettivo dei tool di calcolo.

In generale, gli HVDC di tipo VSC (*Voltage Source Converter*) risultano caratterizzati da stazioni di conversione che presentano perdite mediamente maggiori rispetto alla tecnologia *Line Commutated Converter* (2% dei VSC rispetto all'1% degli LCC), ma comunque nettamente inferiori rispetto ad una infrastruttura equivalente in AC

("[...] When compared to an AC system with the same power transfer, the same insulation levels, and over the same size conductors, HVDC losses are approximately 33% lower than the AC system losses. [...]")².

Tale tecnologia consente anche l'implementazione di logiche di controllo (es. Emulation mode) tali da essere perfettamente integrate in una rete AC, consentendone un controllo dei flussi tale da minimizzare l'impatto in termini di trasmissione e nel caso specifico del TL East si rende possibile l'alimentazione dei carichi della zona centro sud evitando il percorso di rete più lungo "Sicilia-Calabria-Campania" e conseguentemente anche le relative perdite.

Infine, le perdite calcolate risultano di modesta entità se confrontate con le perdite di rete attuali (circa 4.5 TWh/y pari a 2% della domanda complessiva), considerando soprattutto gli scenari previsionali in cui la netta prevalenza di generazione da FER (intermittenti e non programmabili) porterà ad una sempre crescente variabilità dei flussi nella direzione Sud-Nord dalle zone con maggior fonte primaria verso le aree di carico del Paese.

² Fonte EPRI - "Interconnected Power System Dynamics Tutorial"

Benefici	2030 BAU (M€/y)	2040 BAU (M€/y)	2030 NT- IT (M€/y)	2040 NT-IT (M€/y)	
B1 (SEW)	12.1	9.7	4.6	93.4	Nello scenario BAU, il B1 imputabile al ramo East è legato principalmente alla maggiore concorrenzialità sul Mercato del Giorno Prima, perseguibile grazie al nuovo collegamento, e alla riduzione della capacità termoelettrica necessaria nelle Isole. Nello scenario NT IT, lo sviluppo del secondo ramo EAST LINK porta consistenti benefici al sistema Italia (circa 93 M€) al 2040 grazie alla riduzione di Overgeneration che si ottiene con il collegamento. L'effetto sui prezzi della minore OG consiste nella riduzione del numero di ore a prezzo nullo in entrambe le Isole (con un contestuale aumento dei prezzi in Sicilia e Sardegna) e nella riduzione dei prezzi medi nel Continente, circostanze che influenzano l'andamento del SEW.
B3 (Rid. ENF)	0	0	0	0	Lo scenario BAU considera un parco termoelettrico pienamente disponibile e senza dismissioni e, pertanto, nelle varie configurazioni dell'opera in esame consente di ottenere una situazione adeguata. Le modifiche apportate allo scenario NT IT, specialmente quelle riguardanti il parco termoelettrico considerato pienamente disponibile e senza dismissioni in assenza del TL, nelle varie configurazioni dell'opera in esame permettono di avere una situazione sempre adeguata, e quindi non si rileva energia non fornita. Tuttavia, negli approfondimenti tecnici e affidabilistici svolti da Terna si dimostra che la sola presenza del TL completo consentirà di garantire l'esercizio in sicurezza delle due isole, consentendo al contempo la dismissione di impianti ad elevate emissioni inquinanti.
B4 (rid. Essenzialità)	52.5	52.5	52.5	52.5	La realizzazione dell'East Link abilita la dismissione del parco termoelettrico per circa 700 MW aggiuntivi rispetto alla realizzazione del solo tratto ovest, di cui 300 MW in Sardegna o (nuovi) da localizzare in Sicilia occidentale
B5 (Int. FER)	2.6	24.7	33.1	52.2	Nello scenario BAU, il ramo EAST LINK permette di integrare OG , principalmente localizzata nelle Isole e in zona Sud, a cui corrisponde un beneficio di circa 3 M€ al 2030 e 25 M€ al 2040. Nello scenario NT IT, il ramo EAST LINK permette di integrare OG a cui corrisponde un beneficio di circa 33 M€ al 2030 e 52 M€ al 2040 (principalmente localizzata in Sicilia e in zona Sud).
B7 (rid. MSD)	63.8	119.7	128.5	146.3	Nello scenario BAU, il beneficio relativo alla configurazione EAST LINK è pari a 64 M€ al 2030 e raggiunge i 120 M€ al 2040, principalmente riconducibile alla riduzione delle movimentazioni termoelettriche in Sicilia. Nello scenario NT IT, al 2030 i benefici relativi alla configurazione EAST LINK sono pari a 128 M€, localizzati in Sicilia, che a seguito della realizzazione di tale collegamento, beneficia di una riduzione del costo delle movimentazioni di generazione termoelettrica. La quota corrispondente alla riduzione delle movimentazioni per essenzialità (nel B4 sono ricompresi solo i costi fissi) nelle Isole è di 36 M€. Al 2040, tale beneficio, raggiunge circa 146 M€, principalmente circoscritto alla Sicilia che conseguentemente alla realizzazione del collegamento beneficia di una riduzione del costo delle movimentazioni di generazione termoelettrica. La quota corrispondente alla riduzione delle movimentazioni per essenzialità nelle Isole è di 101 M€.
B18 (var. CO2)	0.7	8.6	1.6	31.7	

B19 (var. NOX, SOX)	8.9	7.9	8.7	5.1	L'introduzione dell'EAST-LINK consente una riduzione dell'OG legata alla minore capacità termoelettrica necessaria nelle Isole e quindi a riduzione di emissioni.
----------------------------	-----	-----	-----	-----	---

Tabella 3 - Riassunto dei benefici per il collegamento East Link in presenza del Italia Tunisia

Focus su Ore di separazione dei prezzi tra Continente e Isole negli scenari analizzati

Di seguito si riportano due tabelle di sintesi per lo scenario NT-IT e lo scenario BAU in cui sono riassunte, sia al 2030 che al 2040, il numero di ore di separazione dei prezzi in MGP tra le zone di mercato Sicilia-Centro Sud e Sardegna-Centro Sud per le varie configurazioni dell'opera. In particolare, le tabelle riportano il numero di ore di separazione tra le Isole e il Continente in entrambe le direzioni di transito (separati dal segno "/") e, tra parentesi, il totale di ore di separazione ottenute per la sezione analizzata.

Si evidenzia come la realizzazione dell'East link incida in maniera rilevante sulle ore di separazione dei prezzi tra Centro Sud e Isole, mostrando in tutti gli scenari analizzati, una netta riduzione.

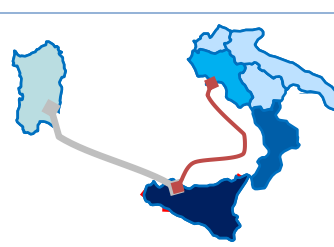
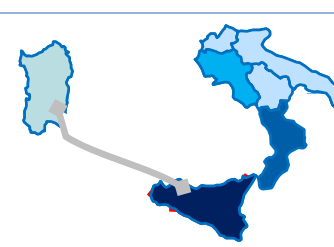
Scenari NT-IT	Con East Link		Senza East link	
				
	2030 NT-IT	2040 NT-IT	2030 NT-IT	2040 NT-IT
# Ore separazione SI>CS/CS>SI (TOT)	39/249 (288)	1323/84 (1407)	163/1341 (1504)	2333/483 (2816)
# Ore separazione SA>CS/CS>SA (TOT)	21/166 (187)	1417/49 (1466)	125/1062 (1187)	2175/283 (2458)

Tabella 4 - Numero di ore di separazione dei prezzi MGP tra Sicilia e Centro-Sud e tra Sardegna e Centro-Sud nello scenario NT- IT

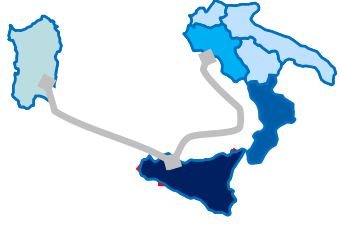
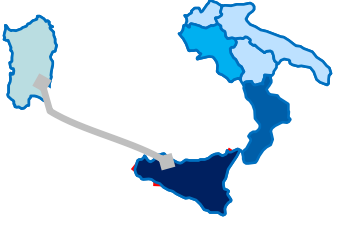
Scenari BAU	Con East Link		Senza East link	
				
	2030 BAU	2040 BAU	2030 BAU	2040 BAU
# Ore separazione SI>CS/CS>SI (TOT)	59/88 (147)	109/131 (240)	210/477 (687)	314/714 (1028)
# Ore separazione SA>CS/CS>SA (TOT)	1/110 (111)	12/133 (145)	20/436 (456)	85/636 (721)

Tabella 5 - Numero di ore di separazione dei prezzi MGP tra Sicilia e Centro-Sud e tra Sardegna e Centro-Sud nello scenario BAU

2.2.2 Stima dei costi

Il valore di Capex stimato per il solo ramo HVDC Sicilia – Continente, è pari a 1.8 B€, incluse le incertezze (ad es. aspetti autorizzativi, criticità realizzative non note a priori, procurement) e le stime delle relative contingency legate a fattori non prevedibili.

Si fa presente che il valore economico considerato, rappresenta la migliore stima economica sulla base dei valori di riferimento presenti nel mercato ad oggi disponibili, valorizzati anche attraverso sondaggi specifici e in esito a ulteriori approfondimenti tecnici e localizzativi.

Infine, ai fini dell'analisi costi benefici è stata considerata una stima del valore di costi operativi (O&M) pari a circa 0,19% del valore dell'investimento.

2.2.3 Indicatori economici IUS e VAN

In esito alle analisi di dettaglio condotte nella tabella seguente sono riportati gli indicatori indice di utilità del sistema (IUS) e il valore attuale netto (VAN) per l'intervento HVDC Sicilia-Continente stimati utilizzando la metodologia analisi costi benefici.

Lo IUS è pari a:

- 2,5 – 2,8 nello scenario NT-IT rispettivamente con benefici base (dal B1 al B7) e benefici totali (dal B1 al B19)
- 1,5 – 1,6 nello scenario BAU con benefici base e benefici totali.

SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
	NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040
<1 M€ / 1.800 M€ (OPEX= 0,19 %/anno)	IUS	2,5	IUS	1,5	IUS	2,8	IUS	1,6
	VAN _{PDS}	2152 M€	VAN _{PDS}	730 M€	VAN _{PDS}	2478 M€	VAN _{PDS}	897 M€
	VAN _{NORM}	2832 M€	VAN _{NORM}	960 M€	VAN _{NORM}	3261 M€	VAN _{NORM}	1180 M€

Tabella 6 - Indicatori economici del ramo East in presenza del collegamento Italia-Tunisia

2.2.4 Flussi di energia e ore di congestione

Di seguito si riportano i flussi di energia e le ore di congestione stimati con la completa realizzazione del TL e la presenza dell'intervento Italia-Tunisia, nei due scenari BAU e NT-IT e nei due anni orizzonte 2030 e 2040.

a. 2030 BAU

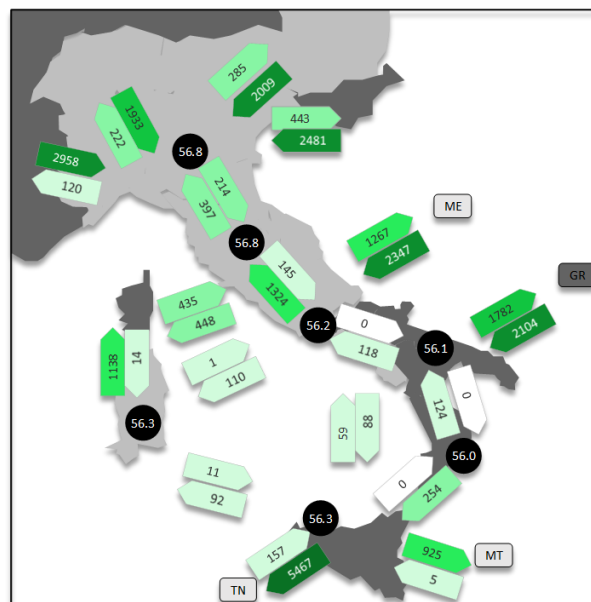
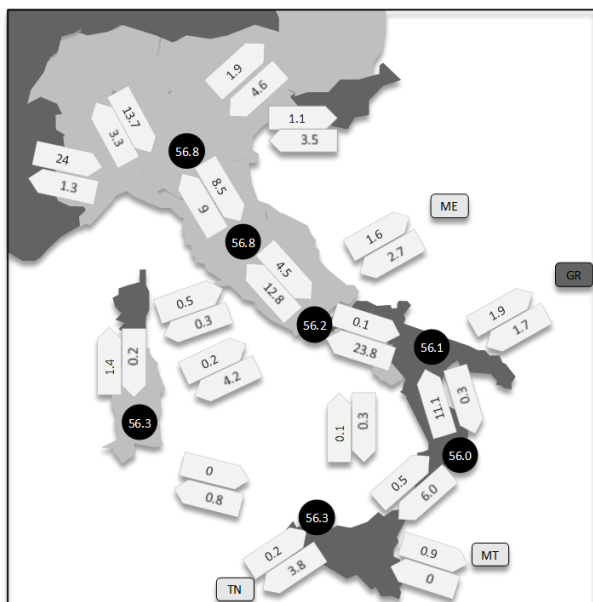


Figura 1 – Flussi di energia (TWh) e ore di congestione, scenario 2030 BAU

b. 2030 NT IT

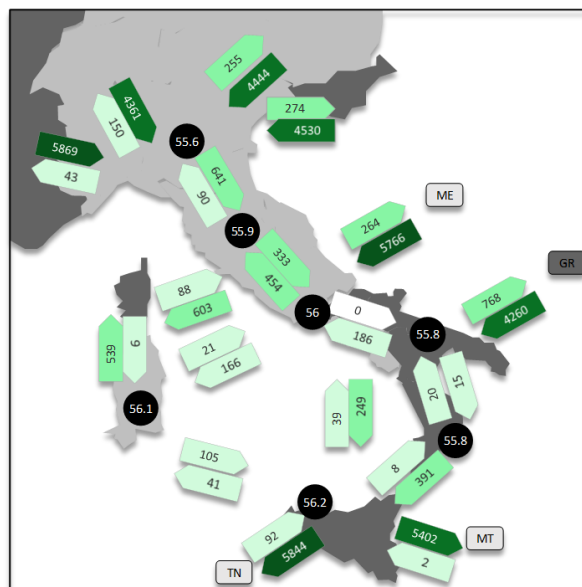
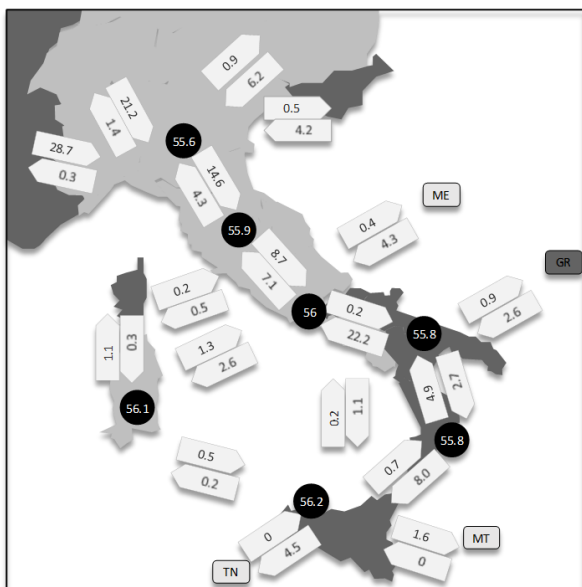


Figura 2– Flussi di energia (TWh) e ore di congestione, scenario 2030 NT IT

c. 2040 BAU

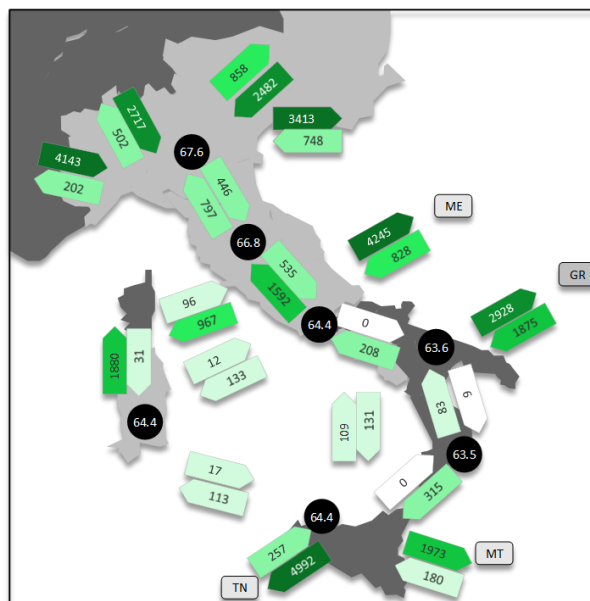
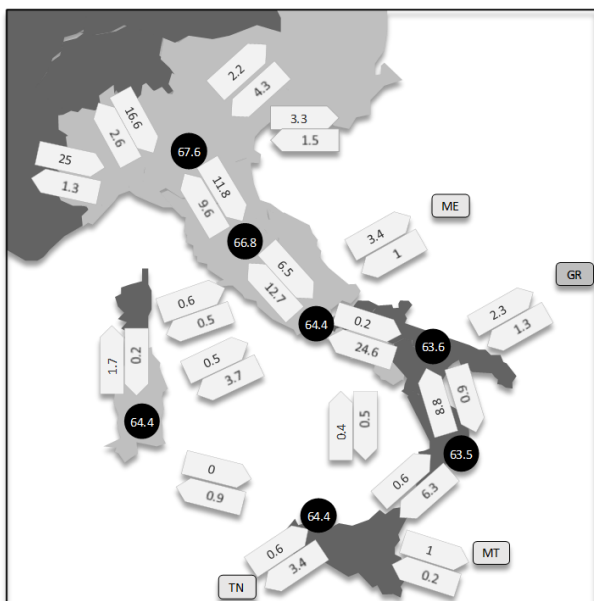


Figura 3– Flussi di energia (TWh) e ore di congestione, scenario 2040 BAU

d. 2040 NT IT

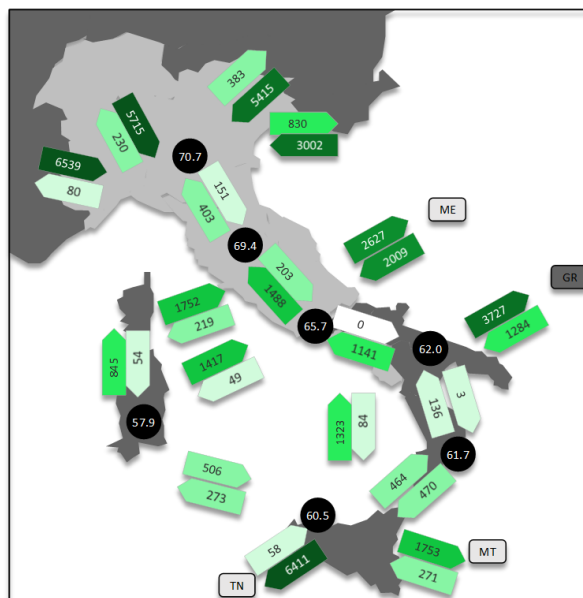
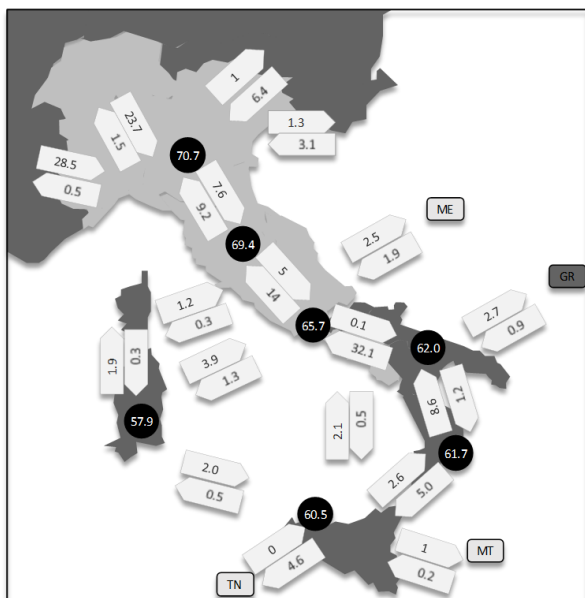


Figura 4– Flussi di energia (TWh) e ore di congestione, scenario 2040 NT IT

Di seguito si riportano i flussi di energia e le ore di congestione stimati in assenza del ramo East del Tyrrhenian Link e in presenza dell'intervento Italia-Tunisia, nei due scenari BAU e NT-IT e nei due anni orizzonte 2030 e 2040.

a. 2030 BAU

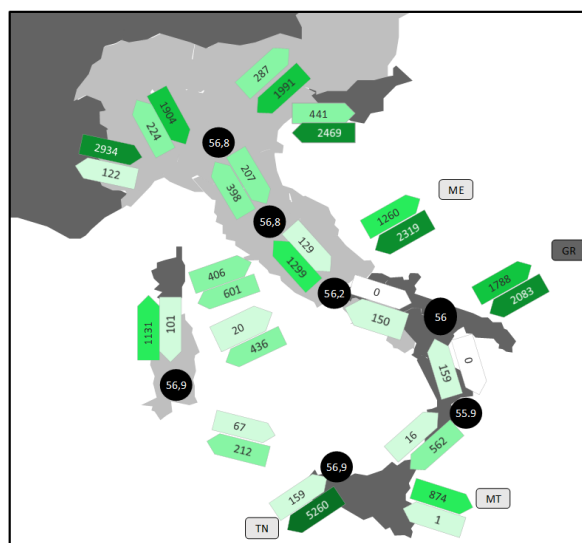
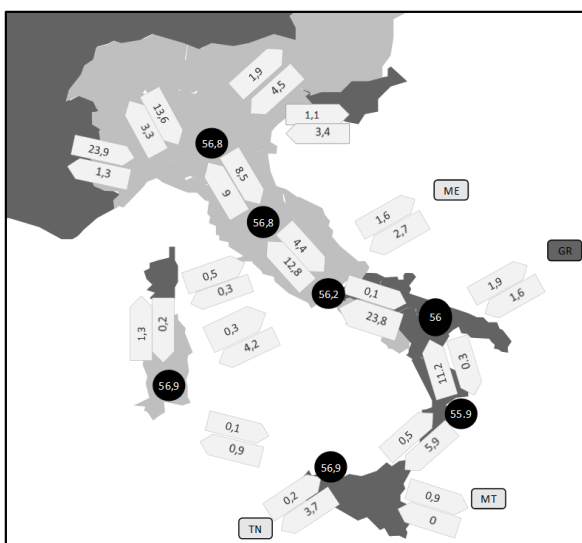


Figura 5 – Flussi di energia (TWh) e ore di congestione, scenario 2030 BAU

b. 2030 NT IT

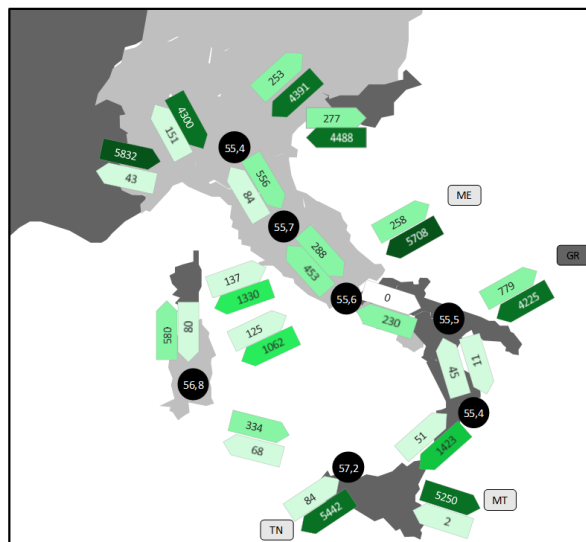
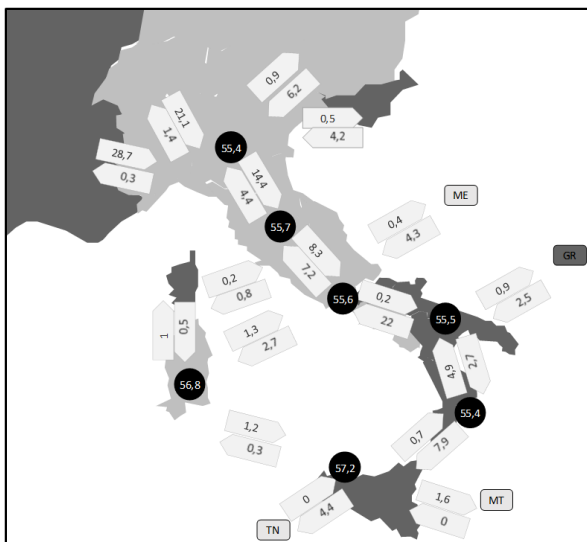


Figura 6 – Flussi di energia (TWh) e ore di congestione, scenario 2030 NTIT

c. 2040 BAU

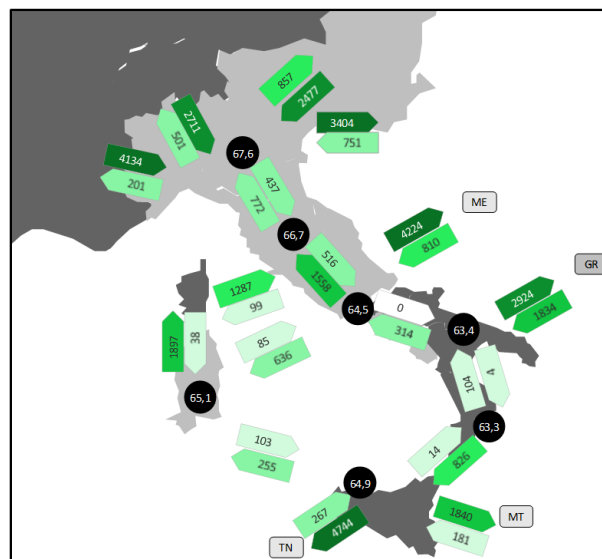
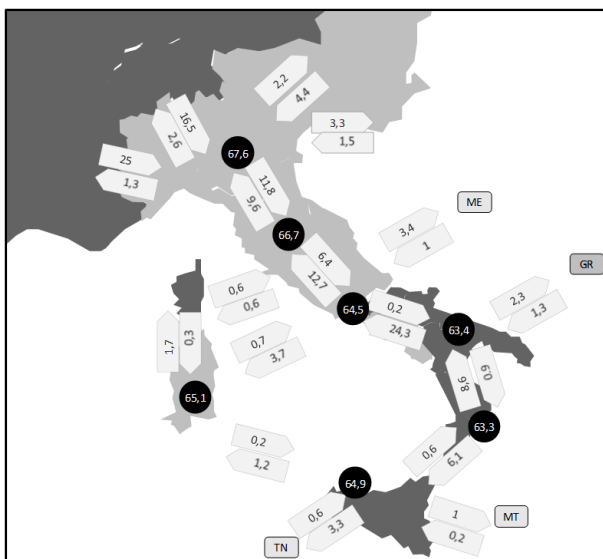


Figura 7 – Flussi di energia (TWh) e ore di congestione, scenario 2040 BAU

d. 2040 NTIT

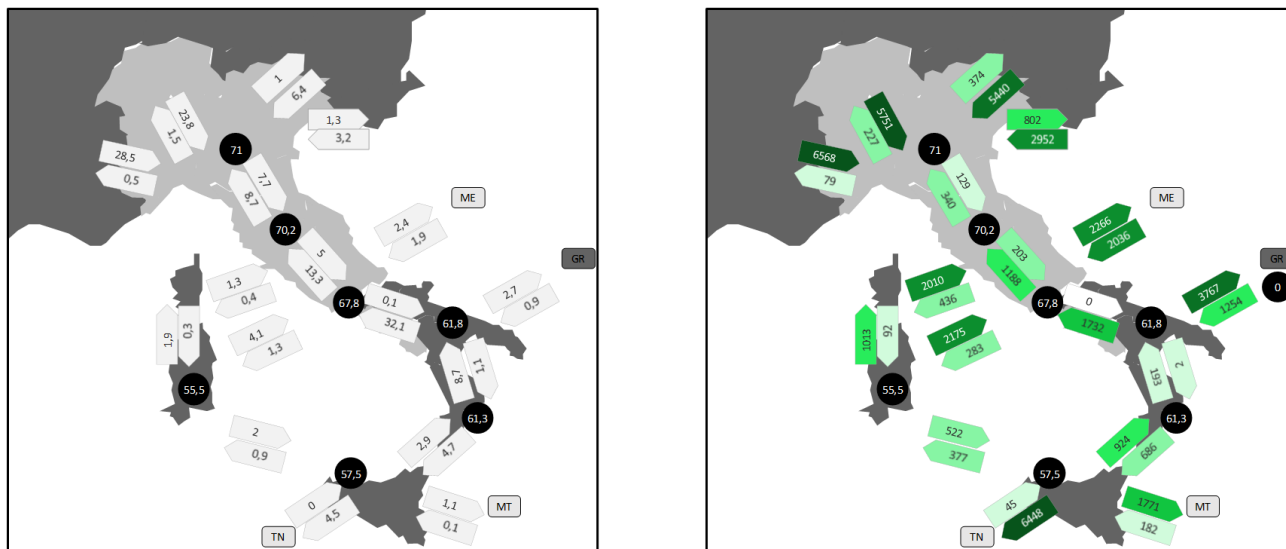


Figura 8 – Flussi di energia (TWh) e ore di congestione, scenario 2040 NTIT

2.3 Analisi costi benefici del collegamento East Link in assenza dell'intervento HVDC Italia - Tunisia

Il presente paragrafo sintetizza gli esiti dell'ACB in assenza dell'interconnessione Italia - Tunisia (cod. 601-I), al fine di valutarne le possibili interdipendenze con l'East link.

Benefici	Valutazione dei benefici del collegamento Sicilia-Continente in assenza del collegamento Italia- Tunisia							
	2030 BAU		2040 BAU		2030 NT-IT		2040 NT-IT	
	Con TN	Senza TN	Con TN	Senza TN	Con TN	Senza TN	Con TN	Senza TN
B1 (SEW)	12.1	13.4	9.7	12.9	4.6	10.5	93.4	114.6
B3 (Rid. ENF)	0	0	0	0	0	0	0	0
B4 (rid. Essenzialità)	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5
B5 (Int. FER)	2.6	4.5	24.7	30.3	33.1	38.5	52.2	50.0
B7 (rid. MSD)	63.8	68.7	119.7	115.2	128.5	140.3	146.3	163.9
B18 (var. CO2)	0.7	0.2	8.6	11.6	1.6	2.4	31.7	40.1
B19 (var. NOX, SOX)	8.9	7.6	7.9	9.2	8.7	8.7	5.1	6.1

Tabella 7 - Benefici del ramo East in assenza del collegamento Italia-Tunisia

Nel seguito, si riportano alcune considerazioni sui benefici B1 e B18 in quanto gli altri indicatori mostrano sostanzialmente valori e trend simili a quelli del caso con Italia-Tunisia.

Il beneficio di Social Economic Welfare (B1) non varia significativamente nei vari scenari in assenza del collegamento con la Tunisia, ad eccezione dello scenario NT-IT 40. Quest'ultimo è caratterizzato, come precedentemente evidenziato, da un alto livello di Overgeneration anche nel MGP (>4 TWh/anno).

Il collegamento Italia-Tunisia contribuisce, infatti, a trasferire il surplus di energia da fonti energetiche rinnovabili verso la Tunisia, pertanto, l'assenza di tale collegamento comporta un aumento del beneficio per il ramo East del Tyrrhenian Link. La maggiore riduzione di Overgeneration al 40 NT-IT e soprattutto in MGP registrata in assenza dell'Italia-Tunisia, ha come effetto anche quello di incrementare il beneficio B18 (circa +9 M€).

Gli altri indicatori risultano essere sostanzialmente allineati al "caso di riferimento" che include anche il progetto TUNITA. Il beneficio B4 è stato considerato, dal punto di vista della capacità termoelettrica, uguale a quello riportato nella Tabella 3 del paragrafo 2.2.1, in quanto – anche in assenza del TUNITA ed in particolari situazioni di indisponibilità di elementi di rete – si conferma la necessità di capacità termoelettrica almeno pari a 700 MW, al fine di poter esercire in sicurezza le Isole.

2.3.1 Indicatori economici IUS e VAN East link in assenza dell'ITALIA-TUNISIA (601-I)

Con riferimento a quanto sopra è stata eseguita un'analisi costi-benefici escludendo dalla rete base di riferimento l'interconnessione HVDC Italia-Tunisia.

In esito alle analisi di dettaglio condotte, relativamente agli scenari NT-IT e BAU, si conferma la sostenibilità economica dell'intervento HVDC Sicilia-Continente con Indice di Utilità per il Sistema (IUS) pari a:

- 2,8 – 3,1 nello scenario NT-IT 2030-2040 rispettivamente con benefici base (dal B1 al B7) e benefici totali (dal B1 al B19)
- 1,6 – 1,7 nello scenario BAU 2030-2040 rispettivamente con benefici base e benefici totali.

SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
<1 M€ / 1.800 M€ (OPEX= 0,19 %/anno)	NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	
	IUS	2,8	IUS	1,6	IUS	3,1	IUS	1,7
	VAN _{PDS}	2532 M€	VAN _{PDS}	795 M€	VAN _{PDS}	2934 M€	VAN _{PDS}	987 M€
	VAN _{NORM}	3332 M€	VAN _{NORM}	1046 M€	VAN _{NORM}	3861 M€	VAN _{NORM}	1299 M€

Tabella 8 - Indicatori economici del ramo East in assenza del collegamento Italia-Tunisia

3 Approfondimenti interdipendenze con i principali interventi in altissima tensione (AAT) previsti in Sicilia

Il presente paragrafo esamina le relative interdipendenze del progetto East Link con i principali interventi in altissima tensione (AAT) previsti in Sicilia e di seguito elencati:

- Caracoli – Ciminna (627-P);
- Chiaramonte G.- Ciminna (602-P);
- Assoro – Sorgente 2 – Villafranca (604-P/619-P);
- Nuovo cavo Bolano - Paradiso (555-N, intervento pianificato nel PdS 21).

È opportuno premettere che il sistema elettrico siciliano è attualmente costituito da un parco di generazione in parte vetusto, concentrato principalmente nell’area Sud - Est e Ovest dell’Isola, e da numerosi impianti FER (in particolare eolici e fotovoltaici) maggiormente presenti nell’area Sud/Ovest, attesi in forte aumento al fine di tragguardare gli obiettivi fissati dal PNIEC.

La rete di trasmissione primaria è costituita essenzialmente da un’unica dorsale a 380 kV “Sorgente - Paternò - Chiaramonte Gulfi - Priolo - Isab E.” e da un anello a 220 kV con ridotta capacità di trasporto tra l’area orientale e occidentale dell’Isola.

La distribuzione del parco di generazione rende, già oggi, squilibrati i flussi di energia nell’isola, comportando l’asservimento di parte degli impianti termoelettrici per la gestione in sicurezza della rete siciliana.

Per risolvere tali criticità, Terna ha pianificato una serie di interventi, riportati nella tabella di seguito, la cui realizzazione consentirà l’incremento della sicurezza ed affidabilità del sistema elettrico siciliano e garantirà una maggiore efficienza dei mercati in presenza del TL completo.

La presenza di tali rinforzi risulta essere ancora più determinante per il sistema elettrico Siciliano in caso di presenza del solo ramo West Link.

Codice	Nome intervento	Entrata in esercizio
602-P	El. 380 kV Chiaramonte G. – Ciminna	2026
555-N	Nuovo cavo 380 kV Bolano-Paradiso (PdS 21)	2026
627-P	El. 380 kV Caracoli-Ciminna	2030
604-P/619-P	El. 380 kV Assoro-Sorgente 2 - Villafranca	2030

Tabella 9 – Principali interventi previsti in Sicilia

Nei prossimi paragrafi vengono rappresentate le interdipendenze tra i diversi progetti frutto delle analisi di rete eseguite (statica e dinamica).

3.1.1 Intervento 602-P – Elettrodotta 380 kV Chiaramonte G. – Ciminna

La realizzazione del TL e del nuovo cavo Bolano Paradiso (inserito nel PdS 2021) abiliterà un maggior transito di potenza dalla parte Est verso la parte Ovest dell’isola, rendendo di fatto cruciale la presenza dell’intervento 602-P “Elettrodotta 380 kV Chiaramonte G. – Ciminna” per incrementare la capacità di trasporto tra Sicilia orientale e Sicilia occidentale e sviluppare la rete 380 kV in Sicilia.

Oltre a ciò, la realizzazione del suddetto intervento, garantirà il pieno sfruttamento del Tyrrhenian Link (e quindi anche dell'East Link) in ogni condizione operativa, sia in condizioni di Import che in Export, anche in considerazione degli elevati transiti attesi tra Sicilia e Calabria.

Le analisi condotte mostrano, infatti, come – in assenza del progetto 602-P – tutti i flussi di energia transiterebbero attraverso gli elettrodotti 220 kV, i quali, già in condizione di rete integra (situazione in N), risulterebbero interessati da elevati transiti; pertanto, la perdita di un qualsiasi collegamento 220 kV³ (es. N-1 della Sorgente – Caracoli) esporrebbe il sistema elettrico Siciliano ad alti rischi dovuti ai sovraccarichi e ad un probabile collasso delle tensioni nell'area palermitana.

L'assenza del ramo East del Tyrrhenian Link (tratto Sicilia – Campania), inoltre, acuirebbe ulteriormente i problemi sopra riportati, con sovraccarichi (risultanti dalle analisi di Load Flow su rete previsionale al 2030) che sull'anello 220 kV raggiungerebbero valori fino al 180% della portata in sicurezza degli elettrodotti.

Si conferma, pertanto, l'imprescindibile necessità del ramo East e dell'elettrodotto 380 kV Chiaramonte G – Ciminna, che – insieme – garantiscono l'esercizio in sicurezza del sistema siciliano in tutte le condizioni operative.

Infine, la presenza dell'intervento 602-P risulta condizione necessaria per la realizzazione dei futuri interventi 604-P/619-P (Assoro – Sorgente 2 – Villafranca) e 627-P (Caracoli – Ciminna): nel primo caso, infatti, abiliterà la realizzazione dell'anello 380 kV in Sicilia mediante il collegamento con la futura stazione elettrica a 380 kV di Assoro; nel secondo caso, invece, l'intervento 627-P (Caracoli - Ciminna) metterà in comunicazione la sezione 380 kV di Ciminna (602-P) con la sezione 380 kV di Caracoli (723-P), consentendo quindi di collegare il Tyrrhenian Link con la rete 380 kV.

³ Data l'estensione della rete 220 kV in Sicilia la probabilità di perdita di un qualsiasi collegamento risulta elevata, determinando pertanto un'elevata esposizione al rischio per il sistema elettrico dell'isola.

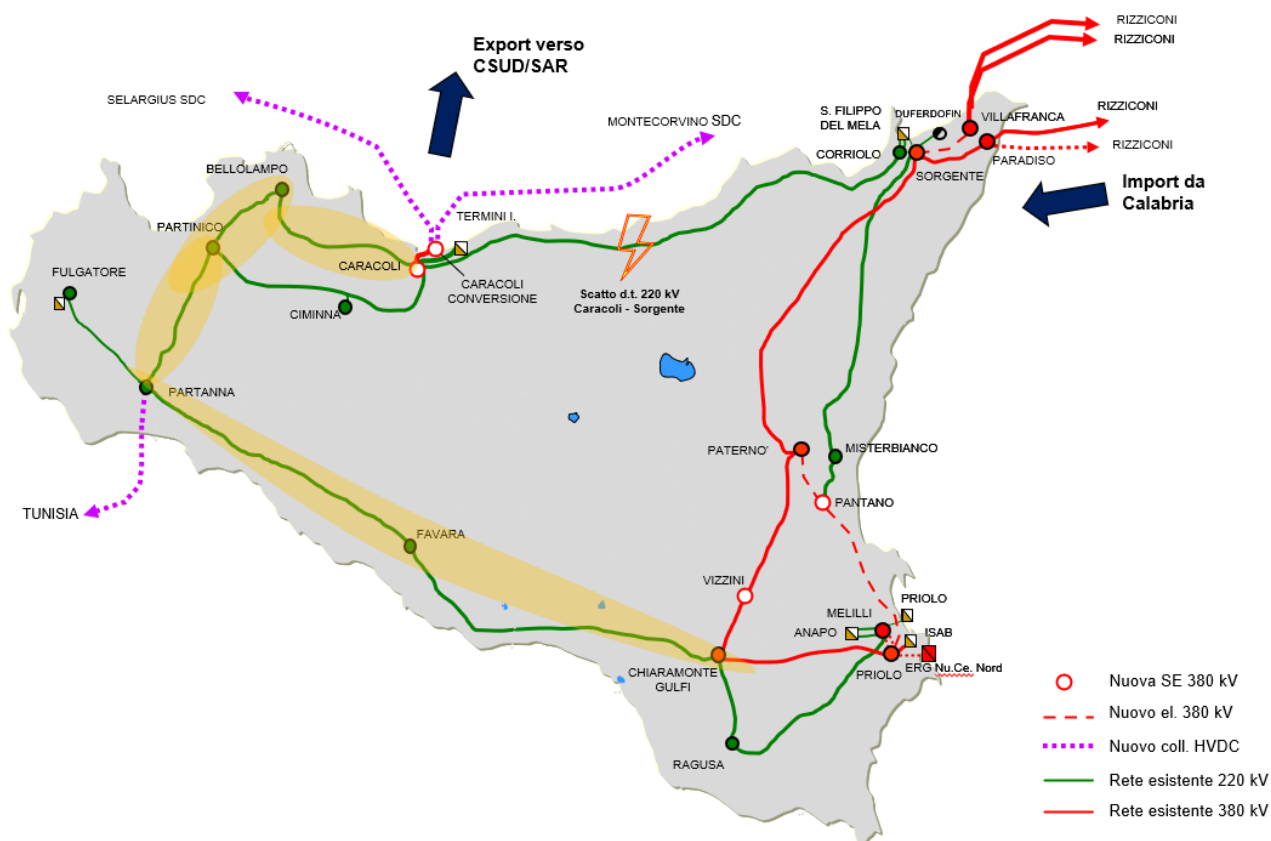


Figura 9 - Sovraccarichi critici in caso di mancata realizzazione dell'intervento 602-P

3.1.2 Intervento 555-N - Nuovo cavo Bolano-Paradiso

Nell’ambito del PdS 2021 è stato presentato il nuovo intervento di sviluppo 555-N “Nuovo cavo 380 kV Bolano-Paradiso” che garantirà una nuova via di alimentazione tra Sicilia e Calabria. Il nuovo collegamento avrà come principale obiettivo l’aumento dell’efficienza dei mercati a rete integra, allineando maggiormente i prezzi tra Sicilia ed Italia continentale ed incrementando il quantitativo di nuova generazione da FER prodotta nell’Isola e integrabile nella rete di trasmissione.

Tale nuovo collegamento, insieme alla realizzazione dell’East Link, consentirà di incrementare il livello di interconnessione dell’isola con il continente, garantendo una maggiore efficienza dei mercati (riduzione congestioni di rete e overgeneration) ed un incremento della gestione in sicurezza del sistema elettrico siciliano. Il nuovo intervento non concorre però direttamente alla risoluzione delle problematiche interne della rete siciliana, in particolare in condizioni di rete non integra, e la sua presenza non consente di mitigare i flussi tra Sicilia orientale e occidentale.

In qualsiasi condizione di esercizio le criticità sono risolte efficacemente dalla presenza del Tyrrhenian Link Sicilia-Campania e dell’intervento 602-P (Chiaramonte G. - Ciminna).

3.1.3 Intervento 627-P – Nuovo elettrodotto 380 kV Caracoli – Ciminna

Il nuovo elettrodotto 380 kV Caracoli – Ciminna, pianificato nel corso del PdS 2020, ha l’obiettivo di collegare – attraverso la rete a 380 kV – il futuro punto di approdo del TL (la stazione elettrica di Caracoli) con il nodo elettrico di Ciminna (punto di arrivo del futuro elettrodotto 380 kV Chiamonte G. – Ciminna) per consentire lo sfruttamento dello stesso alla piena potenza.

L’assenza di questo collegamento, inoltre, non consentirebbe una gestione più efficace dei flussi sulla rete 220 kV della Sicilia occidentale che, in particolari condizioni di indisponibilità di elementi di rete, sarebbe interessata da elevati sovraccarichi e conseguenti rischi per l’esercizio in sicurezza dell’intero sistema elettrico dell’isola.

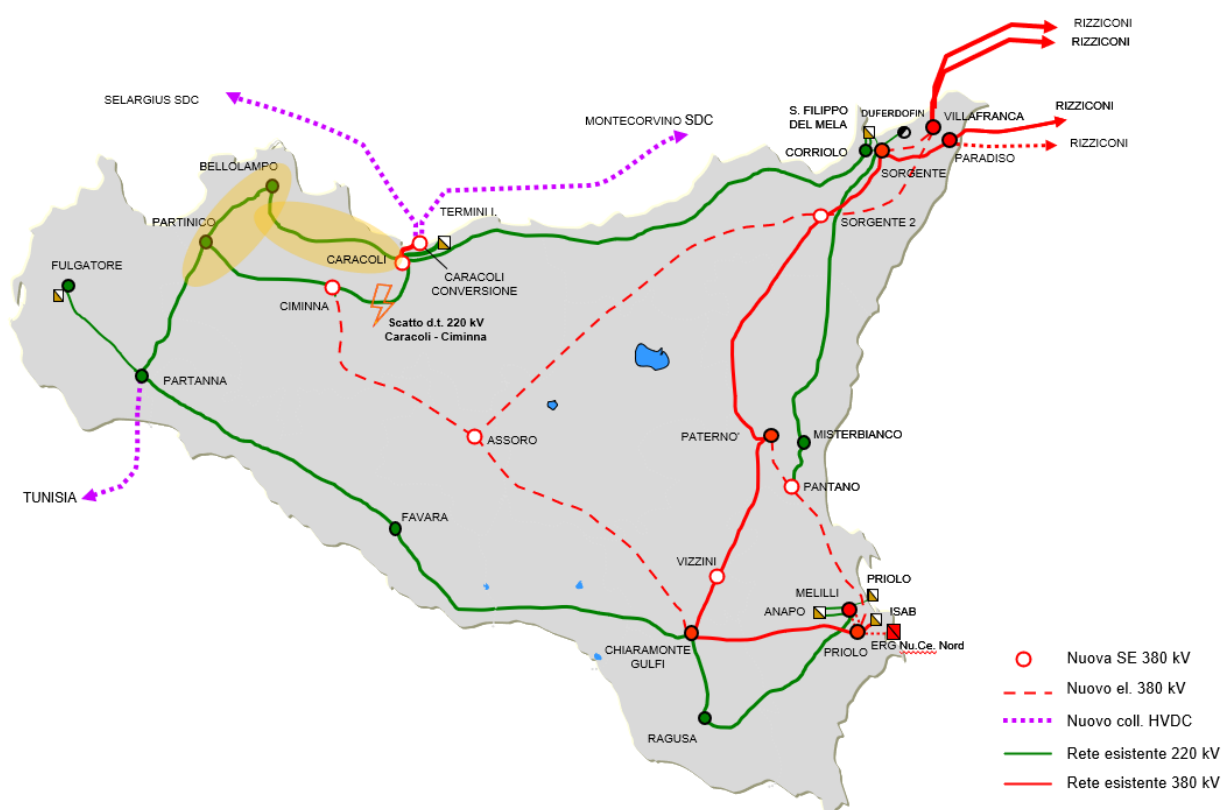


Figura 10 - Sovraccarichi critici in caso di assenza dell'intervento 627-P

3.1.4 Intervento 604-P/619-P - Nuovo elettrodotto 380 kV Assoro – Sorgente 2 – Villafranca

Il nuovo elettrodotto 380 kV Assoro – Sorgente 2 – Villafranca ha l’obiettivo di rinforzare ulteriormente la rete di trasmissione siciliana tramite la realizzazione (in sinergia con l’elettrodotto Chiamonte G. – Ciminna) dell’anello a 380 kV in Sicilia, consentendo quindi l’incremento della capacità di scambio tra la parte orientale della Sicilia e quella occidentale ed una gestione dei flussi attesi nell’isola più efficiente e sicura.

La mancata realizzazione dell’intervento 604-P/619-P, infatti, esporrebbe il sistema elettrico siciliano a criticità di maggiore entità nel caso con solo West Link. Le analisi condotte da Terna, infatti, hanno dimostrato che, in questa situazione, gli elettrodotti 220 kV della dorsale nord siciliana sono soggetti a sovraccarichi maggiori (in alcuni casi fino al 200% della portata in sicurezza degli elettrodotti).

Per quanto detto, si ribadisce perciò il ruolo determinante dell'elettrodotto Assoro – Sorgente 2 – Villafranca nel decongestionare le dorsali 220 kV siciliane e nel favorire una gestione in sicurezza dei flussi Est/Ovest attesi nell'isola.

4 Analisi comparativa dei costi per il sistema in relazione alle infrastrutture necessarie alla gestione in sicurezza dei sistemi elettrici di Sicilia e Sardegna

Nel seguente paragrafo è riportata una valutazione comparativa dei costi complessivi per il sistema necessari per esercire al 2030 i sistemi elettrici di Sicilia e Sardegna in sicurezza.

L'obiettivo dell'analisi è stata l'individuazione della capacità programmabile minima da installare nelle due isole – successivamente al phase out degli impianti a olio/carbone ed in assenza degli sviluppi degli accumuli previsti nello scenario National Trend Italia – rispetto a due diverse configurazioni del collegamento Tyrrhenian Link, di seguito rappresentate:

- **Configurazione 1:** (nel seguito denominata Full): che prevede la presenza del collegamento HVDC bipolare da 1000 MW tra Sicilia e Sardegna e dell'analogo collegamento tra Sicilia e Campania;
- **Configurazione 2:** (nel seguito denominata West Link 1000): che prevede in servizio il solo tratto Sardegna-Sicilia del collegamento HVDC.

Per ciascuna delle configurazioni infrastrutturali ipotizzate, è stata individuata la capacità minima di generazione termoelettrica a gas necessaria a soddisfare il fabbisogno elettrico delle due isole ed a garantire target adeguati all'esercizio in sicurezza (sia in termini di Energia Non Fornita (ENF) che di fabbisogno di riserva non coperto a salire). Al contempo si è valutato anche il livello di OG (a livello nazionale) per le configurazioni infrastrutturali analizzate.

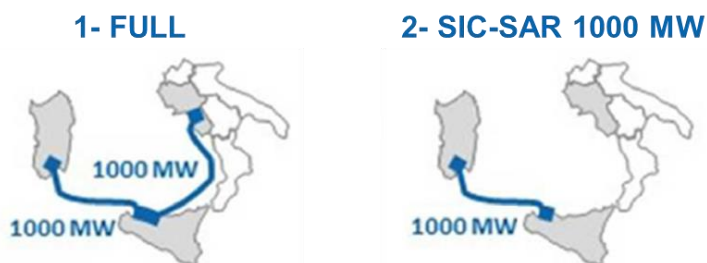


Figura 11 - Configurazioni infrastrutturali considerate

Per poter effettuare la comparazione dei costi complessivi di sistema sono stati considerati i costi di investimento, i costi fissi e i costi variabili per ciascuna infrastruttura ipotizzata nelle configurazioni. In particolare, i costi variabili attribuiti al termoelettrico sono stati valorizzati mediante il prodotto tra il differenziale di OG ottenuto (su isole e continente) rispetto al caso che registra minore OG ed il costo medio di generazione degli impianti termoelettrici presenti sul territorio nazionale.

Per soddisfare la stessa domanda di energia elettrica, l'OG aggiuntiva ottenuta nelle diverse opzioni rispetto al caso migliore simulato viene infatti sostituita da analoga quantità di generazione termoelettrica; per questo si è ritenuto che il modo più corretto di valorizzare il differenziale di costo variabile tra le due configurazioni fosse valorizzare direttamente il delta di OG, trascurando anche l'ulteriore aumento dei costi dovuto all'utilizzo di mix di generazione meno efficiente in caso di realizzazione del solo tratto Sicilia-Sardegna e, quindi, sottodimensionando i costi variabili di tale configurazione rispetto a quella Full.

4.1.1 Ipotesi e Metodologia adottate per l'analisi

L'analisi comparativa dei costi di seguito riportata esamina le due configurazioni in presenza (configurazione Full) e in assenza del collegamento East Link (denominata configurazione West Link). In entrambe le configurazioni il tratto Sicilia-Sardegna è in servizio con una capacità di interconnessione pari a 1000 MW).

Date queste premesse, l'analisi è stata effettuata seguendo un approccio che:

- prende come riferimento lo scenario NT Italia, pubblicato da Terna e Snam a Febbraio 2021, per gli anni 2030 e 2040; rispetto a questo scenario, mantenendo la domanda elettrica ed un livello di penetrazione delle fonti rinnovabili identici a quelli previsti nello scenario NT nelle due isole, è stato prevista:
 - l'assenza di sistemi di accumulo (di seguito: SdA) aggiuntivi rispetto alla situazione attuale;
 - la dismissione degli impianti termoelettrici attualmente alimentati a olio/carbone (San Filippo del Mela, Fiume Santo, Saras, Sulcis, Ottana), per poi individuare il fabbisogno minimo di nuova capacità di generazione a gas.

Nella successiva tabella sono riportati i valori di domanda e di capacità produttiva installata nelle due isole maggiori nello scenario di partenza utilizzato per le simulazioni.

NT 30	Sardegna	Sicilia
Domanda [TWh]	9.8	20.6
Domanda di picco [GW]	1.9	3.9
Termoelettrico ⁴ [GW]	0.2	3.6
Storage [GW]	0.3	0.6
Solare + Eolico [GW]	4.7	7.9
NT 40	Sardegna	Sicilia
Domanda [TWh]	11.4	23.6
Domanda di picco [GW]	2.5	4.8
Termoelettrico ⁴ [GW]	0.2	3.4
Storage [GW]	0.3	0.6
Solare + Eolico [GW]	7.1	10.8

Tabella 10 - Installato e domanda in Sicilia e Sardegna nello scenario di partenza

- considera l'attualizzazione dei costi delle configurazioni infrastrutturali e dal loro valore residuo;
- considera un orizzonte temporale di 25 anni;
- calcola l'over generation (OG) variabile negli anni studio al 2030 e al 2040 ai fini della valorizzazione dei costi variabili del termoelettrico, considerando l'evoluzione di domanda e della capacità installata da fonti energetiche non programmabili negli scenari NT 2030 e 2040.

Ai fini dell'individuazione della capacità termoelettrica necessaria per l'esercizio in sicurezza nelle due isole, l'analisi:

- considera input derivanti dagli esiti di altre analisi di sicurezza della rete (analisi di rete statiche in N e N-1 o analisi dinamiche) condotte come ulteriori approfondimenti rispetto all'opera e descritte in questo documento;

⁴ Comprende quota biomasse e altre non RES

- prevede simulazioni di mercato e di affidabilità iterative, come riportato in Figura 12, incrementando la capacità termica installata nelle due isole fino a raggiungere gli standard di adeguatezza e sicurezza utilizzati nella gestione del sistema di trasmissione.

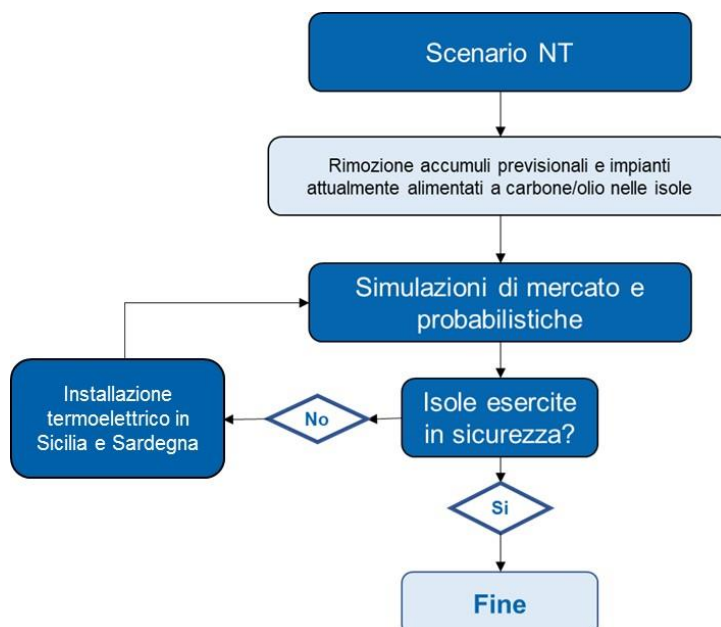


Figura 12 - Metodo iterativo utilizzato

Infine, relativamente al calcolo di adeguatezza, si tiene a precisare che è stato utilizzato un tool di simulazione probabilistico, metodo normalmente impiegato anche in ambito Europeo per le analisi di adeguatezza della rete su orizzonti temporali di lungo periodo. Tali strumenti eseguono simulazioni annuali statiche con granularità orarie fornendo come output i valori medi di energia non fornita e di ore in cui il carico non viene soddisfatto. I risultati ottenuti, in termini di capacità infrastrutturale minima, possono essere considerati come il valore minimo per garantire mediamente l'adeguatezza del sistema.

4.1.2 Definizione dei costi infrastrutturali

Nel presente paragrafo vengono riportate le assunzioni per la stima dei costi utilizzati (costi di investimento iniziali e costi di O&M annuali per il Tyrrhenian Link ed impianti termoelettrici e costi variabili annuali di generazione termoelettrica) nelle diverse configurazioni infrastrutturali.

Relativamente al Tyrrhenian Link, nella Tabella 11 sono rappresentate le stime dei costi iniziali di investimento e dei costi annuali di O&M per le configurazioni individuate, assumendo una vita utile pari a 40 anni, valore determinato come media della vita utile regolatoria prevista per le linee elettriche di trasmissione e per le stazioni.

Costi Tyrrhenian Link	FULL	WEST LINK	EAST LINK
Investimento opera [B€]	3,7	1,9	1,8
Costi O&M [M€/y]	≈ 7	≈ 3,5	≈ 3,4
Vita Utile [y]	40	40	40

Tabella 11 - Stima dei costi per le diverse configurazioni del TL

Per quanto riguarda gli impianti di generazione termoelettrica a gas necessari nelle diverse configurazioni sono stati utilizzati i dati presenti in Tabella 12, il costo unitario di 650.000 €/MW è riferito alla tecnologia CCGT estratto dal documento RSE⁵ “Energia elettrica, anatomia dei costi (Aggiornamento dati al 2015)”.

Costo Termoelettrico a gas	
Investimento specifico opera [M€/MW]	0,65
Costi fissi [€/MW/y]	15 000
Costi variabili 2030 [€/MWh]	56,3
Costi variabili 2040 [€/MWh]	76,1
Vita utile [anni]	25

Tabella 12 - Stima dei costi relativi alla capacità di generazione termoelettrica necessaria nelle diverse configurazioni

I costi fissi sono riferiti alla nuova capacità di generazione⁶, mentre i costi variabili (che comprendono anche i costi di combustibile e della CO₂) corrispondono al costo variabile unitario della tecnologia CCGT dello scenario National Trend Italia, senza considerare il differenziale di costo associato all’approvvigionamento a gas nell’isola.

Le analisi condotte hanno evidenziato che il numero di ore equivalenti annue di funzionamento della nuova capacità a gas in Sardegna varia tra circa 1700 e circa 2100 nello scenario NT-IT 30, e tra circa 2300 e circa 2800 nello scenario NT-IT 40, rispettivamente con e senza il ramo EAST. Si consideri che le ore riportate si riferiscono ad un funzionamento del parco termoelettrico a piena potenza; considerando, invece, l’utilizzo medio del parco – come risultante dalle simulazioni per esigenze di copertura del fabbisogno, fornitura di riserva e bilanciamento – le ore di presenza in servizio si attestano tra poco meno di 4000 e poco più di 6000, a seconda dello scenario e configurazione dell’opera considerata.

Un tale regime di funzionamento rende più conveniente l’installazione di impianti a ciclo combinato rispetto ad impianti turbogas, anche considerando il maggior costo di investimento (CAPEX) generalmente associato agli impianti CCGT.

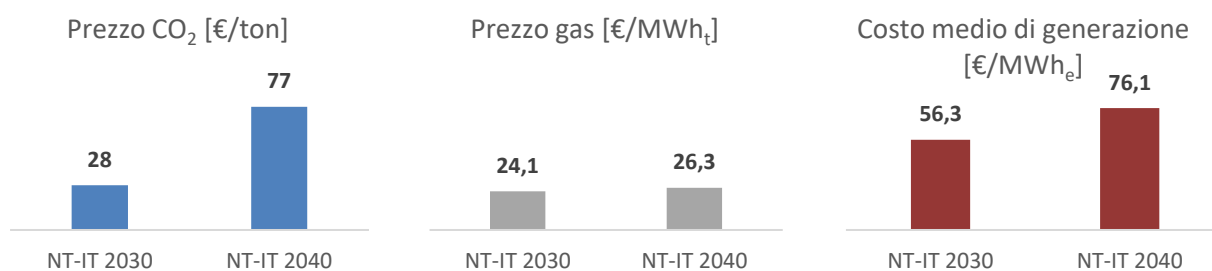
Per quanto riguarda i costi variabili di generazione termoelettrica, questi sono stati valorizzati moltiplicando il differenziale di OG ottenuto rispetto al caso Full (sia nello scenario NT al 2030 che al 2040) per il costo medio di generazione degli impianti termoelettrici presenti sul territorio nazionale, senza considerare il differenziale di costo riconducibile all’approvvigionamento del gas sulle isole.

Al fine di riflettere l’evoluzione attesa dei prezzi di CO₂ e gas nell’orizzonte temporale considerato per l’analisi, il costo medio di generazione è stato fatto evolvere interpolando linearmente i seguenti valori nell’orizzonte 2030-2040:

- 56,3 €/MWh (costo da scenario NT 2030);
 - 76,1 €/MWh (costo da scenario NT 2040);
- e mantenendoli invece fissi all’esterno di tale intervallo.

⁵ Valore tratto dal documento RSE “Energia elettrica, anatomia dei costi (Aggiornamento dati al 2015)”, disponibile al seguente [link](#)

⁶ In coerenza con le ipotesi utilizzate da ENTSO-E per l’elaborazione degli scenari a supporto del TYNDP 2020 (https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/07/TYNDP_2020_Scenario_Building-Guidelines_03_Annex_2_Cost_Assumptions_final_report.pdf)



Infine, si riportano le ipotesi alla base dell'analisi economica, come elencate di seguito:

- ai fini dell'attualizzazione è stato utilizzato un tasso di sconto del 3%⁷ (in termini reali) rispetto all'anno 2021;
- i costi totali di investimento per tutti gli impianti sono stati imputati all'anno 2028, assunto per semplicità come anno di entrata in esercizio delle configurazioni infrastrutturali complete, in linea con l'anno di entrata in esercizio del Tyrrhenian Link in configurazione Full;
- il resto dei costi (O&M e costi variabili di generazione termoelettrica) sono stati considerati annualmente dall'anno successivo a quello di entrata in esercizio per un orizzonte di 25 anni (dal 2029 al 2053), in coerenza con l'orizzonte di analisi considerato per le analisi costi-benefici applicate agli interventi presenti nei Piani di Sviluppo della trasmissione elettrica;
- il valore residuo degli impianti al termine dell'orizzonte temporale oggetto di analisi (pari a 25 anni) è stato calcolato come valore netto del costo di investimento ancora da ammortizzare negli anni di vita rimanenti dell'impianto fino al termine della sua vita utile.

4.1.3 Esiti dell'analisi

Nella tabella seguente si riportano gli esiti dello studio in termini di capacità termoelettrica necessaria da installare nelle due isole, di OG differenziale tra i due casi analizzati e di costi complessivi per il sistema elettrico nell'orizzonte considerato.

Configurazione	Termoelettrico necessario nelle isole [MW]	ΔOG (NT-IT 2030) [GWh]	ΔOG (NT-IT 2040) [GWh]	Totale Costi Attualizzati [M€]
FULL	550	-	-	2.977
WEST LINK 1000	1.250	≈600	≈1.400	3.390

Tabella 13 – Esiti dell'analisi comparativa dei costi per le configurazioni infrastrutturali ipotizzate

La comparazione dei risultati ottenuti evidenzia che:

⁷ Seguendo le recenti Linee guida della Commissione Europea per le analisi dei Fondi di coesione e sviluppo regionale in tema di "social discount rate"

- **la configurazione Full riesce a garantire l'esercizio in sicurezza di entrambe le isole, favorendo la dismissione di 700 MW** di capacità termoelettrica presente nelle due Isole e **minimizzando l'OG di sistema** rispetto alla configurazione con il solo West Link;
- **con la configurazione West Link 1000 MW sarebbero necessari 700 MW di nuova capacità termoelettrica**, localizzata per **400 MW in Sicilia e 300 MW dislocabili anche in Sardegna (o in Sicilia occidentale)**, al fine di poter esercire il tratto West del TL a piena potenza e garantire adeguati standard di esercizio in Sicilia e Sardegna;
- la maggiore capacità di generazione installata nella **configurazione West Link 1000 comporta un volume di OG maggiore** rispetto al caso Full, **che, nell'anno studio 2040 porta ad un differenziale di più di 1 TWh tra le due configurazioni;**
- **la configurazione Full risulta essere quella con i minori costi totali** da sostenere nell'orizzonte considerato (con un risparmio maggiore del 10% rispetto alla configurazione West Link 1000).