

# 2026

Interconnessione a 220 kV tra  
Italia e Austria “Somplago-Würmlach”

Aprile 2026



## “ Terna investe per lo sviluppo dell'Italia

Assicuriamo la sicurezza energetica e l'equilibrio tra domanda e offerta di elettricità 24 ore su 24, mantenendo il sistema affidabile, efficiente e accessibile a tutti.

Investiamo e innoviamo ogni giorno per sviluppare una rete elettrica in grado di integrare l'energia prodotta da fonti rinnovabili, collegando sempre meglio le diverse aree del Paese e rafforzando le interconnessioni con l'estero, con un approccio sostenibile e attento alle esigenze dei territori e delle persone con cui lavoriamo. ”

MISSION

## “ Siamo dietro l'energia che usi ogni giorno

Abbiamo la responsabilità di garantire la continuità del servizio elettrico, condizione indispensabile perché l'elettricità arrivi in ogni istante a case e imprese in Italia.

Assicuriamo a tutti parità di accesso all'elettricità e lavoriamo per consegnare energia pulita alle generazioni future. ”

PURPOSE

## “ Pensiamo al futuro dell'energia

Ci impegniamo per un futuro alimentato da energia pulita, favorendo nuovi modi di consumare e di produrre basati sempre più sulle fonti rinnovabili per raggiungere gli obiettivi di una transizione energetica che sia equa e inclusiva, anche riducendone i costi.

Grazie alla nostra visione d'insieme del sistema elettrico e alle nuove tecnologie digitali, guidiamo il percorso del Paese verso l'azzeramento delle emissioni di gas serra al 2050, in linea con i target climatici europei. ”

VISION



# Indice

<b>1</b>	Executive Summary	4
<b>2</b>	Esigenza di incremento di Capacità di trasporto alla frontiera con l’Austria	6
	2.1 Overview sui progetti di interconnessione esistenti e pianificati sulla frontiera Italia – Austria	7

<b>3</b>	Progetto "Interconnessione Italia – Austria "Somplago-Würmlach""	8
	3.1 Descrizione generale del progetto	8
<b>4</b>	Valutazioni economiche preliminari	9
	4.1 Ipotesi alla base dell'ACB	9
	4.2 Calcolo dei benefici	10
	4.3 Stima dei costi	11
	4.4 Risultati ACB: perimetro Europa	11
	4.5 Risultati ACB: perimetro Italia	13



## 1 Executive Summary

Il presente documento riporta la proposta di integrazione dello schema di Piano di Sviluppo 2025 (PdS25), finalizzata a sottoporre alla valutazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) il progetto di interconnessione tra Italia e Austria "Somplago - Würmlach" tra i progetti pianificati da Terna. Tale progetto è classificato nel PdS25 come iniziativa *Merchant Line*<sup>1</sup>, nel fascicolo 5 "Esigenze di sviluppo: nuovi progetti" al paragrafo 5.4 "Merchant Lines e/o progetti di altri promotori".

Il progetto prevede la realizzazione di un elettrodotto in cavo interrato a 220 kV in corrente alternata, dalla lunghezza complessiva di 51 km, di cui 40 km in Italia ed 11 km in Austria, con capacità nominale di 300 MVA che collegherà la stazione di Somplago (Friuli-Venezia Giulia, IT) alla nuova stazione di Würmlach (Austria).

L'integrazione del Piano di Sviluppo 2025, consentita dall'articolo 36 comma 12 del d.lgs. 93/2011, si rende necessaria e non ulteriormente differibile alla luce dei seguenti elementi.

Lo sviluppo dell'interconnessione "Somplago-Würmlach" risponde a esigenze immediate del sistema elettrico nazionale legate al rafforzamento della capacità di scambio sulla frontiera Nord, oggi indicata dalle più recenti analisi come una delle principali aree di necessità per garantire adeguatezza, sicurezza operativa e maggiore integrazione dei mercati. Considerando i differenziali di prezzo tra Austria/Germania e Italia, attuali e previsionali, la capacità di trasporto su tale frontiera si conferma potenzialmente competitiva, come riportato nella delibera 366/2025 e nel rapporto di identificazione della capacità obiettivo<sup>2</sup>, che mostrano sulla frontiera con l'Austria valori di capacità obiettivo aggiuntiva pari a 1.850 MW e 2.080 MW, rispettivamente al 2030 e al 2040. La stessa Autorità, nel Parere ARERA 391/2025 sullo schema decennale del Piano di Sviluppo, in coerenza con i risultati presentati nel rapporto di identificazione delle capacità obiettivo di cui al punto precedente, richiede a Terna di attribuire elevata priorità ai progetti di interconnessione con Francia, Svizzera e Austria.

In aggiunta, la rinuncia del promotore privato, avvenuta dopo il completamento di tutte le principali autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio sia in Italia che in Austria, rende urgente evitare che un'opportunità già pronta all'avvio realizzativo venga dispersa, soprattutto in un contesto in cui l'evoluzione del sistema elettrico richiede un rapido incremento delle connessioni transfrontaliere e una maggiore resilienza alle condizioni di mercato e di rete.

In tale contesto, l'intervento potrebbe vedere la sua realizzazione ai sensi della legge 99/2009, che disciplina la realizzazione di Interconnector da parte di soggetti energivori privati e che mira ad ampliare la capacità transfrontaliera a beneficio del sistema e della competitività degli utilizzatori finali energivori.

In attesa di sottoscrivere un accordo TSO-TSO (ed eventualmente con soggetti energivori privati) che definisca il commitment del progetto da realizzare, è stata condotta un'analisi costi benefici sotto due diverse ipotesi basate sulla differente ripartizione di costi e del perimetro dei benefici:

---

<sup>1</sup> Nella titolarità della società Alpe Adria Energia S.r.l. sviluppato nel quadro del Regolamento UE 943/2019, che consente alle imprese private di costruire nuove linee elettriche di interconnessione e di utilizzare la nuova capacità al fine di rafforzare la competitività dei mercati energetici europei e di aumentare la capacità transfrontaliera tra gli Stati Membri.

<sup>2</sup> [Terna: Rapporto Identificazione Capacità Obiettivo 2025](#)

1. in ottica europea, per valutare in maniera complessiva l'utilità dell'intervento dal confronto tra i benefici sistema Europa e costi di investimento complessivo stimato di 250 ÷ 310 M€;
2. in ottica nazionale, assumendo una ripartizione dei diritti di allocazione delle capacità pro-quota all'investimento e una valutazione dei benefici per il solo sistema Italia, si considerano le seguenti opzioni di schema di ripartizione dei costi e di implementazione del progetto:
  - a. *"Schema partecipato Terna-APG"*: prevede un'implementazione del progetto e una ripartizione dei costi di investimento per l'Italia con una quota pari al 71% del totale, ovvero 180 ÷ 220 M€;
  - b. *"Schema full Terna"*: prevede un'implementazione del progetto e costi di investimento integralmente a carico di Terna, ovvero 250 ÷ 310 M€<sup>3</sup>.

L'analisi sul perimetro Europa in particolare mette in luce come l'interconnessione generi benefici strutturali per il sistema elettrico Europa nel suo complesso con uno IUS che varia tra 4,2 e 5,2 e un VAN compreso tra 743 e 954 milioni di euro. L'opzione *"Schema partecipato Terna-APG"* mostra il VAN che varia tra circa 659 e 782 milioni di euro e lo IUS che assume valori compresi tra 5,1 e 5,9, a seconda dello scenario di riferimento, confermando dunque la sussistenza di effetti positivi e la solidità del progetto anche da una prospettiva esclusivamente nazionale. Nello *"Schema full Terna"*, l'Analisi Costi-Benefici attesta la sostenibilità economica dell'opera e ne conferma la convenienza anche nello scenario maggiormente oneroso per l'Italia con il VAN compreso tra 761 e 911 milioni di euro e lo IUS che varia tra 4,4 e 5,1. Inoltre, in entrambi i casi nazionali, è possibile osservare come in presenza dell'interconnessione si ha un incremento sia del beneficio SEW (B1) sia dei benefici B18 e B19 derivanti da una riduzione delle emissioni.

Alla luce di quanto sopra evidenziato si chiede l'approvazione alla realizzazione del progetto nello *"Schema full Terna"* (benefici per il solo sistema Italia e costi di investimento integralmente a carico di Terna).

Il contenuto del documento in oggetto presenta: i) una descrizione dettagliata delle condizioni a contorno e dell'opera ed infine ii) l'esito dettagliato delle valutazioni economiche preliminari quali analisi ACB.

---

<sup>3</sup> Dunque, la totalità dei diritti di allocazione della capacità da intendersi attribuita a Terna.



## 2 Esigenza di incremento di Capacità di trasporto alla frontiera con l’Austria

Nell’ambito di pianificazione dello sviluppo della Rete Elettrica Nazionale (RTN), il Rapporto di Identificazione della Capacità Obiettivo rappresenta un importante strumento a supporto del Piano di Sviluppo.

Tale rapporto, pubblicato da Terna con cadenza biennale su richiesta dell’ARERA, ha consentito nel corso degli anni di elaborare una metodologia che consente di identificare delle possibili direzioni di espansione del sistema elettrico attraverso analisi iterative e multi-scenario condotte ad uno specifico anno orizzonte di riferimento. Di conseguenza, i risultati permettono di fornire indicazioni sulla nuova capacità di trasmissione potenzialmente da realizzare tra diverse zone di mercato italiane ed anche con l’estero. Inoltre, la metodologia sviluppata risulta essere anche funzionale alla definizione di un meccanismo regolatorio incentivante di tipo output-based.

Nello specifico, facendo riferimento alla quarta edizione del Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo, pubblicato a marzo 2025 e agli esiti della Delibera 366/2025 che approva la capacità obiettivo al 2030 emergono delle considerazioni significative circa le potenzialità di sviluppo della frontiera Italia-Austria negli anni a venire. In particolare, come è possibile osservare dalla Figura 1, la frontiera Italia-Austria presenta il maggior valore di Capacità Obiettivo rispetto alle ulteriori frontiere Italia-Francia e Italia-Svizzera costituendo complessivamente la frontiera Nord italiana (come definita dalla Delibera 366/2025).

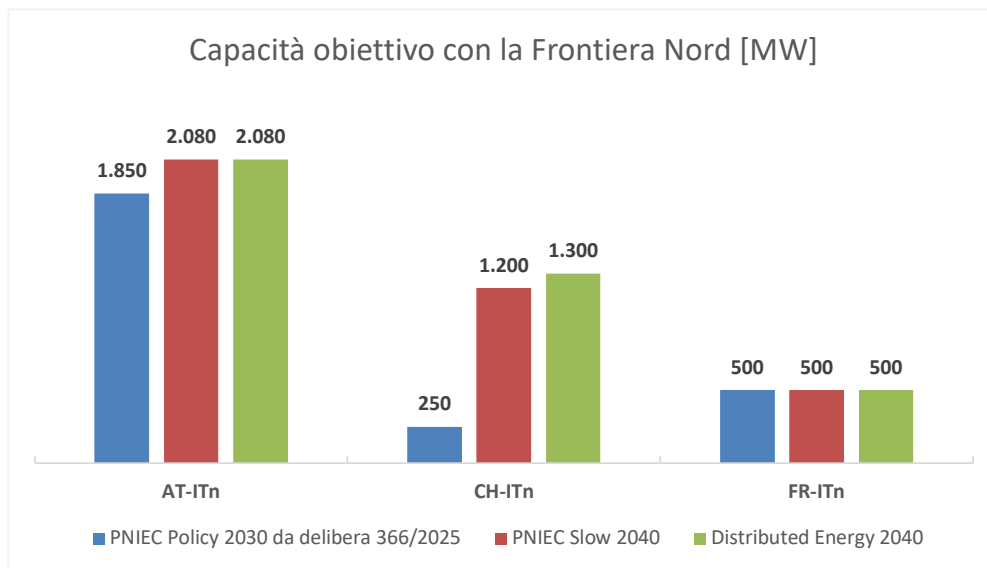


Figura 1 - Esiti della Delibera 366/2025 al 2030 e Rapporto Capacità Obiettivo 2025 al 2040 [MW].

Le evidenze sopramenzionate risultano essere coerenti con quanto espresso dall’autorità ARERA nella “Valutazione dello schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2025”<sup>4</sup> in cui da indicazione:

- “di attribuire elevata priorità, per quanto fattibile viste le ricorrenti complessità autorizzative, a progetti di interconnessione con Francia, Svizzera e Austria, alla luce dell’utilità di realizzare nuova capacità di trasporto su tali frontiere”.

<sup>4</sup> [Parere del 5 Agosto 2025, 391/2025/I/EEL](#)

## 2.1 Overview sui progetti di interconnessione esistenti e pianificati sulla frontiera Italia – Austria

In questa sezione vengono descritte, e rappresentati in Figura 2, le interconnessioni esistenti ed i progetti futuri pianificati o allo studio (tra cui il caso della Somplago-Würmlach stessa) sulla frontiera Italia – Austria.

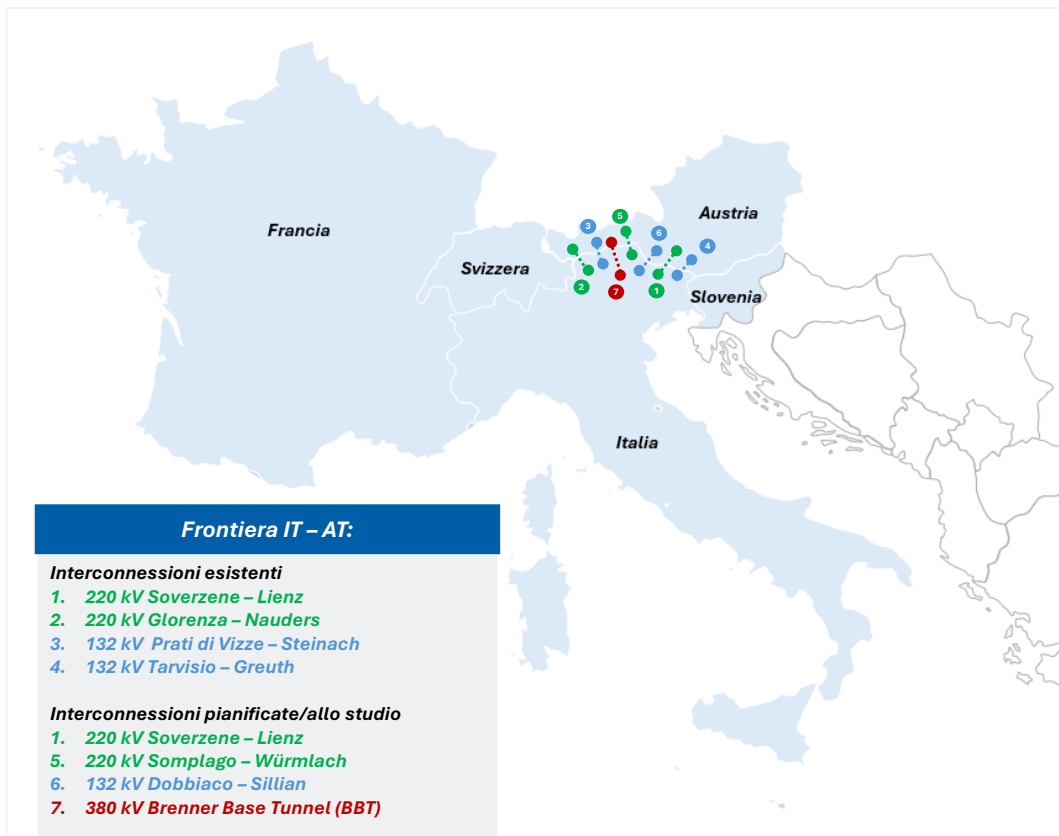


Figura 2 - Mappatura progetti di interconnessione sulla frontiera Italia – Austria.

### Interconnessioni esistenti:

- **Soverzene – Lienz:** interconnessione 220 kV che collega la stazione di Soverzene (regione Veneto) e la stazione di Lienz in Austria con un NTC associato di circa **250 MW**;
- **Glorenza – Nauders** (progetto Reschenpass): interconnessione con NTC associato di circa **300 MW** che collega la stazione di Glorenza (Italia) alla stazione di Nauders (Austria) attraverso un cavo AC 220 kV. L'entrata in esercizio dell'interconnessione è avvenuta, in coordinamento con il TSO austriaco APG, in data 15/12/2023;
- **Prati di Vizze – Steinach:** elettrodotto aereo 132/110 kV realizzato con la Regione austriaca del Tirolo attraverso il valico del Brennero e avente un NTC di **60 MW**. L'elettrodotto è entrato in esercizio in data 12/03/2025;



- **Tarvisio – Greuth:** progetto Merchant Line che collega Tarvisio (Italia) a Greuth (Austria) attraverso una linea AC aerea 132 kV dalla lunghezza di circa 9 km e NTC di **75 MW** entrata in esercizio a gennaio 2013.

#### Interconnessioni future già pianificate o allo studio nel PdS 2025:

- **Soverzene – Lienz:** il progetto prevede la ricostruzione dell'esistente interconnessione 220 kV tra Italia (regione Veneto) e Austria (Lienz), oggi vetusta, incrementando così la resilienza nell'area e la capacità di scambio alla frontiera austriaca di circa **500 MW**. Per tener conto dell'adeguata capacità di interconnessione sono previste anche attività di adeguamento dei dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza. Potranno altresì essere definiti opportuni interventi di razionalizzazione della rete AT esistente nelle aree interessate;
- **Dobbiaco – Sillian:** di concerto con il TSO austriaco APG e il distributore locale Austriaco Tinetz, è in fase di pianificazione la realizzazione di un nuovo collegamento transfrontaliero in AC 132 kV, con capacità di scambio pari a circa **80-160 MW**, tra il nodo di Dobbiaco e i nodi di Sillian e Lienz. Questo nuovo collegamento, di cui si dovranno definire i nodi di connessione e gli opportuni sistemi di regolazione/trasformazione, è in sinergia con ulteriori sviluppi previsti nell'area, i quali porteranno ad ulteriori vantaggi da un punto di vista della resilienza del sistema elettrico;
- **Brenner Base Tunnel:** progetto allo studio che prevede l'installazione di un elettrodotto in cavo con tensione 380 kV in corrente alternata (HVAC) con capacità di **500 MW**.

Considerando la capacità complessiva addizionale di **1.410 MW** dei progetti già pianificati sulla frontiera Italia - Austria, includendo anche il progetto oggetto del presente documento: *"Interconnessione Italia – Austria Somplago - Würmlach"*, con una capacità di trasporto della linea fino a **250 MW**, si può notare come essa risulti al di sotto di entrambi i valori di capacità obiettivo addizionale su tale frontiera (rispettivamente, 1.850 MW al 2030 e 2.080 MW al 2040).

### 3 Progetto *"Interconnessione Italia – Austria "Somplago-Würmlach"*

#### 3.1 Descrizione generale del progetto

A beneficio di una maggiore comprensione del contesto, di seguito viene presentato in breve il progetto *"Interconnessione Italia – Austria Somplago-Würmlach"*. Esso prevede la realizzazione di una linea AC 220 kV in cavo interrato dalla lunghezza complessiva di 51 km (Figura 3), di cui 40 km in Italia ed 11 km in Austria, con capacità nominale di 300 MVA che collegherà la stazione di Somplago (Friuli-Venezia Giulia, IT) alla nuova stazione di Würmlach (Austria).

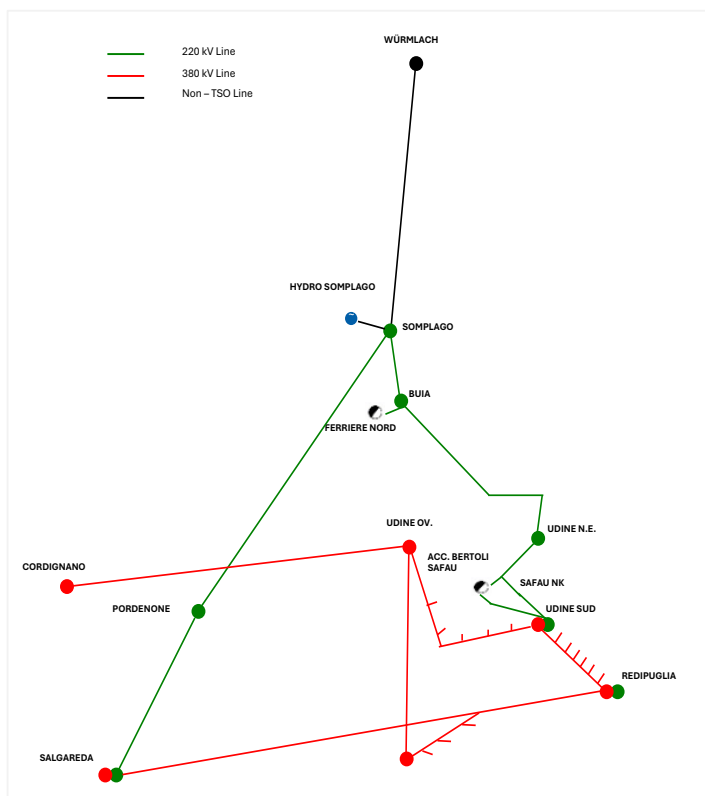


Figura 3 - Tracciato del progetto Merchant Line Somplago – Würmlach.

Facendo riferimento a quanto riguarda gli asset, le necessità di progetto sono:

- la realizzazione di un nuovo stallo 220 kV per l'arrivo del cavo da Würmlach e di un nuovo stallo reattore 220 kV nella stazione di Somplago (Italia);
- l'installazione di un cavo 220 kV della lunghezza complessiva di 51 km (di cui 40 km in Italia);
- l'installazione di un PST 220/220 kV e di un reattore 220 kV nella stazione di Würmlach (Austria).

## 4 Valutazioni economiche preliminari

### 4.1 Ipotesi alla base dell'ACB

L'Analisi Costi-Benefici (ACB) nel seguito riportata è stata svolta in conformità con quanto descritto nel "Documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici applicata al Piano di Sviluppo 2025".

Al fine di quantificare l'utilità complessiva dell'intervento di sviluppo per il sistema, sono stati calcolati gli indici sintetici IUS (Indice di Utilità per il Sistema) dato dal rapporto tra benefici attualizzati e costi attualizzati e VAN (Valore Attuale Netto) dato dalla differenza tra benefici attualizzati e costi attualizzati e calcolato rispetto all'anno di predisposizione del Piano di Sviluppo.

Si evidenzia che l'Analisi Costi-Benefici è stata svolta primariamente in un'ottica di sistema, al fine di cogliere in maniera complessiva l'utilità dell'intervento nel suo insieme. Questa prospettiva consente di valutare il progetto nella sua dimensione più ampia, mettendo in luce come l'interconnessione generi benefici



strutturali per il sistema elettrico nel suo complesso, a prescindere dalle modalità di ripartizione dei costi tra le controparti. Parallelamente, nelle more di un eventuale accordo TSO-TSO, è stata predisposta anche un'analisi riferita ai benefici per il solo sistema Italia. Questa valutazione aggiuntiva permette di evidenziare i benefici nazionali in due probabili scenari di ripartizione dei costi, confermando comunque la presenza di effetti positivi anche da una prospettiva esclusivamente domestica.

I dati di input utilizzati per lo svolgimento dell'ACB sono i seguenti:

1. Incremento della capacità di interconnessione pari a 250 MW;
2. Anno di entrata in esercizio previsto al 2032;
3. Anni studio: 2035 e 2040;
4. Vita economica utile dell'intervento e il tasso di attualizzazione presi in conformità con quanto previsto dal documento metodologico, rispettivamente pari a 25 anni e 4%.

Le analisi di mercato sono state effettuate prendendo a riferimento gli scenari alla base del PdS 2025, descritti nel *Documento di Descrizione degli Scenari 2024 (DDS)*, che sono:

- gli scenari policy "Distributed Energy" (DE-IT) al 2035 e al 2040;
- gli scenari "PNIEC slow" al 2035 e al 2040 (differenziati da una transizione energetica più lenta rispetto agli scenari policy).

## 4.2 Calcolo dei benefici

Per il calcolo dei benefici sono state effettuate simulazioni di mercato MGP (Mercato del Giorno Prima) tramite l'utilizzo di strumenti che effettuano calcoli di ottimo economico su un modello che simula il funzionamento dei mercati dell'energia. Tramite queste simulazioni vengono effettuate analisi su orizzonte annuale su scenari previsionali, ipotizzando una programmazione ottima del dispacciamento del parco di generazione, ottenendo sia una stima dei costi di esercizio sia del prezzo orario zonale dell'energia.

Gli indicatori di beneficio di cui si è tenuto conto nella presente analisi sono B1, B18 e B19, ovvero quelli ritenuti più rilevanti per l'intervento di interconnessione analizzato, ottenuti in esito alle simulazioni MGP.

Gli indicatori riguardano:

- **B1:** aumento del SEW (Socio-Economic Welfare), derivante dalla maggiore efficienza degli scambi di energia sul mercato in seguito alla realizzazione del progetto. Il SEW è valutato secondo l'approccio del Total Surplus, massimizzando quindi la somma del surplus dei consumatori (consumer surplus), surplus dei produttori (producer surplus) e delle rendite da congestione (congestion rents);
- **B18:** riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. L'indicatore B18 viene valutato attraverso simulazioni di mercato che permettono di analizzare il dispacciamento della generazione in assenza e in presenza dell'intervento di sviluppo, modificando quindi il mix produttivo;
- **B19:** riduzione delle altre emissioni (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, PM2,5 e PM10). L'indicatore B19 viene valutato con la stessa metodologia dell'indicatore B18, ad eccezione del fatto che, in relazione degli inquinanti considerati, in questo caso le emissioni considerate sono quelle circoscritte al perimetro italiano.

Gli indicatori sono stati valutati attraverso l'approccio "PINT" (*Put In One a Time*), ovvero aggiungendo alla rete di riferimento la capacità di trasmissione associata al progetto da analizzare, valutando i benefici per differenza rispetto al caso di partenza.

Nel rispetto della metodologia, i benefici sono conteggiati per il calcolo dello IUS e VAN a partire dall'anno successivo a quello di entrata in esercizio e calcolati come descritto:

- dal 2033 al 2035 (incluso): valori dei benefici calcolati per l'anno studio 2035;
- dal 2036 al 2040 (escluso): interpolazione lineare tra i valori dei benefici calcolati per gli anni studio 2035 e 2040;
- dal 2040 fino alla fine della vita utile convenzionalmente assunta in 25 anni: benefici assunti pari al valore dell'anno studio 2040.

### 4.3 Stima dei costi

Ai fini della presente istanza, la stima dei costi di investimento complessivi dell'intervento ammonta a **250 ÷ 310 M€<sup>5</sup>**. Con riferimento alla stima degli investimenti che potrebbe sostenere Terna, sono stati considerati due schemi alternativi di implementazione, su cui si basa anche l'ACB presentata nel Paragrafo 4.5:

- *"Schema partecipato Terna – APG"*: nel caso in cui Terna ed APG condividano il costo dell'investimento con quote pari rispettivamente al 71% e 29%, e dunque con costo d'investimento stimato lato Italia di **180 ÷ 220 M€<sup>5</sup>**. Tale quota comprende rispettivamente: le opere in territorio italiano e la parte di cavo nel territorio austriaco;
- *"Schema full terna"*: nel caso in cui Terna sostenga l'intero costo di investimento.

### 4.4 Risultati ACB: perimetro Europa

Le analisi ACB sono state condotte in prima battuta su perimetro europeo, così da poter stimare i benefici complessivi per il sistema Europa legati alla realizzazione dell'intervento di interconnessione.

Tali benefici sono riportati in Tabella 1, considerando gli scenari Policy DE-IT e PNIEC Slow al 2035 e al 2040.

Si osserva come in presenza dell'interconnessione si ha un incremento sia del SEW (B1) sia dei benefici B18 e B19 derivanti da una riduzione delle emissioni.

---

<sup>5</sup> In entrambi i casi ai fini dell'Analisi Costi Benefici si è tenuto conto di un valore di investimento intermedio compreso nel range di riferimento.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA (perimetro EUROPA)											
<b>PNIEC Policy 2030</b>											
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà									
B1	0										
B2a	0										
B3a	0										
B4	0										
B5a	0										
B5s	0										
B6	0										
B7	0										
B8	0										
B16	0										
B18	0										
B19	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 [MWh]	0							
<b>DE-IT 2035</b>											
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà									
B1	42,3										42,3
B2a	0										
B3a	0										
B4	0										
B5a	0										
B5s	0										
B6	0										
B7	0										
B8	0										
B16	0										
B18	1,1	145 kton									1,1
B19	13,9	330 ton									13,9
Altri benefici non monetari			Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	250		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	145							
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0							
<b>DE-IT 2040</b>											
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà									
B1	62,2										62,2
B2a	0										
B3a	0										
B4	0										
B5a	0										
B5s	0										
B6	0										
B7	0										
B8	0										
B16	0										
B18	10,2	183 kton									10,2
B19	14,7	370 ton									14,7
Altri benefici non monetari			Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	250		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	183							
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0							
<b>PNIEC Slow 2035</b>											
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà									
B1	45,4										45,4
B2a	0										
B3a	0										
B4	0										
B5a	0										
B5s	0										
B6	0										
B7	0										
B8	0										
B16	0										
B18	0,9	117 kton									0,9
B19	6,2	70 ton									6,2
Altri benefici non monetari			Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	250		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	117							
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0							
<b>PNIEC Slow 2040</b>											
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà									
B1	81										81
B2a	0										
B3a	0										
B4	0										
B5a	0										
B5s	0										
B6	0										
B7	0										
B8	0										
B16	0										
B18	14,4	258 kton									14,4
B19	17,5	420 ton									17,5
Altri benefici non monetari			Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	250		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	258							
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0							
B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]	B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]	B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]	B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]	B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex evitati o differiti [M€]	B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>	B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM

Tabella 1 - Sintesi benefici ottenuti dalle simulazioni MGP lato Sistema.

I valori ottenuti per gli indicatori sintetici IUS e VAN associati all'intervento nel suo complesso sono riportati in Tabella 2.

Perimetro EUROPA		
Scenario	PNIEC Slow	Policy DE-IT
<b>VAN [M€]</b>	954	743
<b>IUS</b>	5,2	4,2

Tabella 2 - Indicatori sintetici IUS e VAN lato Sistema.

#### 4.5 Risultati ACB: perimetro Italia

Nelle analisi costi benefici riguardanti il perimetro italiano, si è tenuto conto dei due diversi possibili schemi realizzativi anticipati nel Paragrafo 4.3:

- "Schema partecipato Terna-APG";
- "Schema full Terna".

Si precisa che la ripartizione dei diritti di allocazione della capacità incrementale e delle relative rendite da congestione, in ognuno dei due casi, è stata eseguita in maniera pro-quota all'investimento sostenuto da ciascun TSO e che i benefici sono valutati per il solo sistema Italia.

In particolare, si riportano in Tabella 3 i risultati riferiti allo "Schema partecipato Terna-APG" ottenuti dalle simulazioni MGP in termini di benefici associati all'intervento per entrambi gli scenari di riferimento.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA (perimetro ITALIA)											
<b>PNIEC Policy 2030</b>											
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà									
B1	0										
B2a	0										
B3a	0										
B4	0										
B5a	0										
B5s	0										
B6	0										
B7	0										
B8	0										
B16	0										
B18	0										
B19	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 [MWh]	0							
<b>DE-IT 2035</b>											
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà									
B1	24,6									24,6	
B2a	0										
B3a	0										
B4	0										
B5a	0										
B5s	0										
B6	0										
B7	0										
B8	0										
B16	0										
B18	1,1	145 kton								1,1	
B19	9,4	220 ton								9,4	
Altri benefici non monetari			Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	250		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	145							
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0							
<b>DE-IT 2040</b>											
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà									
B1	59,4									59,4	
B2a	0										
B3a	0										
B4	0										
B5a	0										
B5s	0										
B6	0										
B7	0										
B8	0										
B16	0										
B18	10,2	183 kton								10,2	
B19	9,2	210 ton								9,2	
Altri benefici non monetari			Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	250		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	183							
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0							
<b>PNIEC Slow 2035</b>											
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà									
B1	23,3									23,3	
B2a	0										
B3a	0										
B4	0										
B5a	0										
B5s	0										
B6	0										
B7	0										
B8	0										
B16	0										
B18	0,9	117 kton								0,9	
B19	14	330 ton								14	
Altri benefici non monetari			Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	250		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	117							
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0							
<b>PNIEC Slow 2040</b>											
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà									
B1	65,3									65,3	
B2a	0										
B3a	0										
B4	0										
B5a	0										
B5s	0										
B6	0										
B7	0										
B8	0										
B16	0										
B18	14,4	258 kton								14,4	
B19	11,9	280 ton								11,9	
Altri benefici non monetari			Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	250		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	258							
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0							
B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]	B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]	B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]	B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]	B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex evitati o differiti [M€]	B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>	B19 - Rid. NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , PM

Tabella 3 - Sintesi benefici ottenuti dalle simulazioni MGP lato Italia – Schema partecipato Terna-APG.

Per entrambi gli scenari considerati si osserva prevalentemente il beneficio del SEW B1 e in misura minore dei benefici B18 e B19 (riduzione delle emissioni).

A partire dai benefici così ottenuti, tenendo conto della stima dei costi di investimento legata all'intervento di sviluppo, sono stati calcolati gli indicatori sintetici IUS e VAN, i cui valori vengono riportati in Tabella 4.

Perimetro ITALIA		
Scenario	PNIEC Slow	Policy DE-IT
<b>VAN [M€]</b>	782	659
<b>IUS</b>	5,9	5,1

Tabella 4 - Indicatori sintetici IUS e VAN lato Italia – Schema partecipato Terna-APG.

Di seguito vengono riportati anche i benefici e gli indicatori sintetici ottenuti per lo "Schema full Terna", rispettivamente in Tabella 5 e Tabella 6.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA (perimetro ITALIA)									
<b>PNIEC Policy 2030</b>									
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà							
B1	0								
B2a	0								
B3a	0								
B4	0								
B5a	0								
B5s	0								
B6	0								
B7	0								
B8	0								
B16	0								
B18	0								
B19	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 [MWh]		0		
<b>DE-IT 2035</b>									
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà							
B1	35,9								35,9
B2a	0								
B3a	0								
B4	0								
B5a	0								
B5s	0								
B6	0								
B7	0								
B8	0								
B16	0								
B18	1,1	145 kton							1,1
B19	9,4	220 ton							9,4
Altri benefici non monetari				Val.			Val.		
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]				250	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		145		
I5 - Overgeneration [MWh]				0	I13 - Variazione resilienza [MWh]		0		
<b>DE-IT 2040</b>									
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà							
B1	73,6								73,6
B2a	0								
B3a	0								
B4	0								
B5a	0								
B5s	0								
B6	0								
B7	0								
B8	0								
B16	0								
B18	10,2	183 kton							10,2
B19	9,2	210 ton							9,2
Altri benefici non monetari				Val.			Val.		
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]				250	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		183		
I5 - Overgeneration [MWh]				0	I13 - Variazione resilienza [MWh]		0		
<b>PNIEC Slow 2035</b>									
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà							
B1	36,3								36,3
B2a	0								
B3a	0								
B4	0								
B5a	0								
B5s	0								
B6	0								
B7	0								
B8	0								
B16	0								
B18	0,9	117 kton							0,9
B19	14	330 ton							14
Altri benefici non monetari				Val.			Val.		
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]				250	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		117		
I5 - Overgeneration [MWh]				0	I13 - Variazione resilienza [MWh]		0		
<b>PNIEC Slow 2040</b>									
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà							
B1	81,9								81,9
B2a	0								
B3a	0								
B4	0								
B5a	0								
B5s	0								
B6	0								
B7	0								
B8	0								
B16	0								
B18	14,4	258 kton							14,4
B19	11,9	280 ton							11,9
Altri benefici non monetari				Val.			Val.		
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]				250	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		258		
I5 - Overgeneration [MWh]				0	I13 - Variazione resilienza [MWh]		0		
B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]	B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]						
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]	B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]						
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex evitati o differiti [M€]	B18 - Riduzione CO <sub>2</sub>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM						

Tabella 5 - Sintesi benefici ottenuti dalle simulazioni MGP lato Italia – Schema full Terna.

Perimetro ITALIA		
Scenario	PNIEC Slow	Policy DE-IT
<b>VAN [M€]</b>	911	761
<b>IUS</b>	5,1	4,4

Tabella 6 - Indicatori sintetici IUS e VAN lato Italia – Schema full Terna.



Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Terna.

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

Mercurio GP  
Milano

Consulenza strategica  
Concept creativo  
Graphic design  
Impaginazione  
Editing

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

