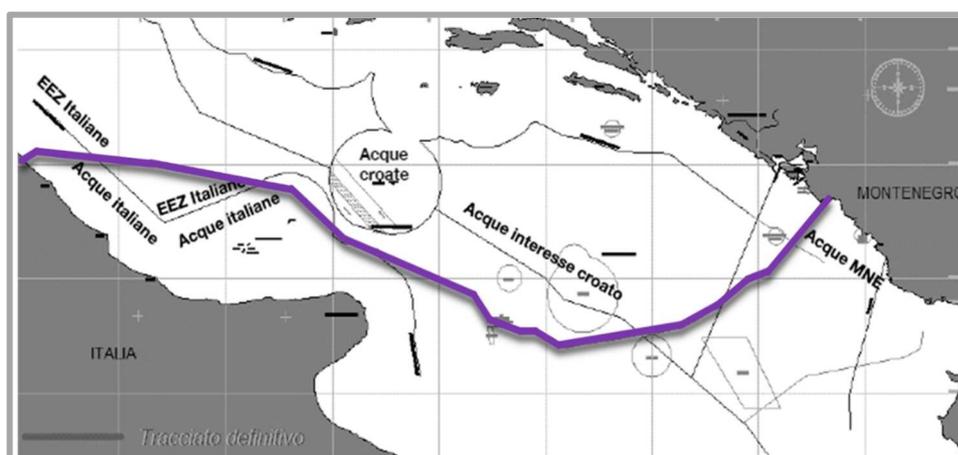


**ANALISI COSTI – BENEFICI DEL SECONDO POLO DELL' INTERCONNESSIONE
HVDC ITALIA – MONTENEGRO**

(Incluso nell'Investimento 401-P del Piano di Sviluppo 2018)



Sommario

1.	Riferimenti	3
2.	Executive Summary	4
3.	Inquadramento generale del progetto	4
4.	Descrizione tecnica	8
5.	Iter autorizzativo	10
6.	L'Analisi Costi Benefici.....	12
6.1	Ipotesi ed Assunzioni	12
6.2	I costi.....	15
6.3	I principali Benefici	15
6.3.1	Variazione (incremento) del socio economic welfare (SEW) - (B1).....	23
6.3.2	Variazione (riduzione) delle perdite di rete (B2.a).....	24
6.3.3	Variazione (riduzione) dell'energia non fornita attesa - (B3).....	24
6.3.4	Variazione (riduzione o incremento) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento - (B7)	24
6.3.5	Variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO ₂ , ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nel beneficio B1 mediante il prezzo della CO ₂ per tenere conto di un eventuale differente valore delle emissioni per la società - (B18).....	25
6.3.6	Variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO ₂ né gas effetto serra, quali ad esempio ossidi di zolfo e ossidi di azoto (B19)	27
6.3.7	Incremento della capacità d'interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete, in termini di MW (I21).....	28
6.4	Indicatori IUS e VAN	28

1. Riferimenti

- Regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile;
- Ten Year Development Plan 2016, www.entso-e.eu;
- TYNDP 2018 - Scenario Report - entso-e, www.entso-e.eu;
- Deliberazione dell'Autorità 627/2016/R/EEL e relativo Allegato A del 4 novembre 2016 e s.m.i.;
- Parere ARERA sul Piano di Sviluppo 2017 n. 862/2017/I/EEL del 14 Dicembre 2017;
- Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale 2018, www.terna.it.

2. Executive Summary

Il presente documento risponde alla richiesta dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) di effettuare una Analisi Costi Benefici (ACB 2.0) stand-alone del secondo polo dell’interconnessione Italia – Montenegro e di trasmettere alla stessa ARERA un documento recante le ipotesi ed i risultati dell’analisi entro il 30 aprile 2018.

Tale richiesta è inclusa nel Parere del 14 Dicembre 2017 n. 862/2017/I/EEL con il quale l’ARERA ha trasmesso il proprio parere al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) rispetto al Piano di Sviluppo 2017 in esito al processo di consultazione avviato ai sensi dell’art. 36, comma 13, del Decreto legislativo 93/11.

L’Analisi Costi Benefici è stata eseguita, conformemente alle disposizioni di cui alla Deliberazione 627/16/R/EEL e s.m.i., sugli anni previsionali 2025 e 2030 prendendo in considerazione, per ciascun anno di riferimento, due scenari contrastanti (Sustainable Transition e Distributed Generation) allineati con i più recenti scenari Europei elaborati da ENTSO-E ai fini del TYNDP₂₀₁₈ (Ten-Years Network Development Plan 2018); in entrambi gli scenari, è dimostrata l’utilità dell’intervento in questione a seguito anche degli sviluppi delle infrastrutture di trasmissione e dei mercati elettrici nei Balcani, con un Indice di Utilità per il Sistema (IUS) pari a 1,5 e 2,2 e Valore Attualizzato Netto (VAN) pari a 174 mln€ e 463 mln€ rispettivamente nel Sustainable Transition e nel Distributed Generation.

È necessario evidenziare che gli scenari elaborati in ambito Europeo prevedono a livello nazionale degli impianti ampliamenti obsoleti ed inquinanti ancora in servizio, in particolare gli impianti a carbone; nell’anno orizzonte 2030 lo scenario Sustainable Transition stima 6 GW di impianti a carbone ed il Distributed Generation circa 3 GW. Il processo di transizione energetica in corso (indicato anche nella SEN) e gli obblighi ambientali sempre più stringenti, rendono la prospettiva che nel 2030 possano considerarsi in servizio impianti che saranno ormai obsoleti, in particolare se a carbone (ad esempio Brindisi Sud), un’ipotesi altamente improbabile, rendendo lo scenario Distributed Generation, di fatto, il più credibile e più allineato agli ultimi indirizzi di politica energetica e ambientale rispetto agli obiettivi nazionali di de-carbonizzazione. Pertanto, nell’ambito di una valutazione complessiva del progetto, occorre evidenziare come la realizzazione del secondo polo Italia – Montenegro apporti maggiori benefici nella misura di incremento di adeguatezza e contributo alla de-carbonizzazione.

3. Inquadramento generale del progetto

Il collegamento ad altissima tensione in corrente continua HVDC (High Voltage Direct Current) a ± 500 kV tra Italia e Montenegro è un progetto strategico non solo per i due Paesi, ma anche per l’Europa, in quanto contribuisce alla realizzazione dei corridoi infrastrutturali per la trasmissione di energia elettrica sull’asse “*Priority Corridor North-South Electricity Interconnections in Central Eastern and South Europe (“NSI East Electricity”)*”.

Per tale ragione, in accordo al Regolamento (UE) 347/2013, il progetto è stato incluso nella lista dei Progetti di Interesse Comune (PCI) già a partire dal 2013, dopo un processo di valutazione europea che ha interessato la Commissione Europea, Regolatori Europei, Ministeri e Gestori di rete.

Il progetto è stato confermato di interesse comunitario anche nella seconda e terza lista, quest'ultima pubblicata in Gazzetta Ufficiale dell'UE in data 6 Aprile 2018; la terza lista dei Progetti di Interesse Comune è stata adottata con Regolamento Delegato (UE) 2018/540 che modifica l'allegato VII del Regolamento (UE) 347/2013 (Regolamento TEN-E), in vigore a partire dal 7 aprile 2018. Il progetto di interconnessione tra l'Italia e la penisola Balcanica è stato inserito per la prima volta nel Piano di Sviluppo (PdS) della Rete di Trasmissione Nazionale 2007; quest'ultimo è stato approvato in data 11 aprile 2007 da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, ai sensi del decreto ministeriale D.M. 20 Aprile 2005. Inizialmente il nuovo collegamento, finalizzato principalmente all'approvvigionamento delle risorse di generazione a basso costo nell'area del Sud Est Europa, era stato individuato tra la Puglia e l'Albania con data di entrata in esercizio nel 2015, non escludendo il possibile approdo alternativo in Montenegro. Successivamente in data 19 dicembre 2007 è stata firmata tra il Ministro dello Sviluppo Italiano e l'omologo Montenegrino una dichiarazione congiunta sullo sviluppo dell'interconnessione elettrica.

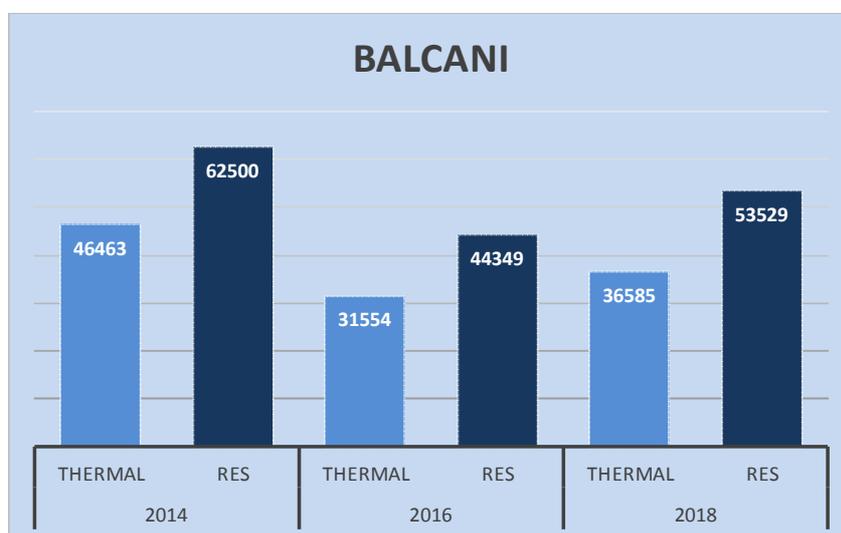
L'accordo prevedeva la realizzazione delle analisi di fattibilità tecnica, regolatoria ed economica relative alla nuova infrastruttura di interconnessione; prevedeva inoltre la valutazione congiunta da parte di Terna e dell'operatore Montenegrino sulle possibili opere di rinforzo della rete montenegrina ed italiana necessarie a garantire la piena continuità e utilizzazione dell'interconnessione per scambi continuativi di energia tra i Paesi.

Nel corso degli anni la data di completamento del progetto di interconnessione è stata posticipata al punto di definire due date target per l'entrata in servizio del primo polo nel 2019 e del secondo polo nel 2026 (quest'ultima data condizionata dalle tempistiche relative allo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione e dei mercati elettrici nei Balcani). Tale modifica è stata esplicitata a partire dall'edizione 2017 del Piano di Sviluppo e confermata nell'edizione 2018.

Si riportano, infatti, i posticipi della data di entrata in servizio delle principali opere di sviluppo previste nei TYNDP 2012, TYNDP 2014 e TYNDP 2016, ricadenti nell'area balcanica che impattano il cosiddetto Trans Balkan Corridor.

Progetti	TYNDP 12	TYNDP 14	TYNDP 16
400kV BajnaBasta(RS)-Obrenovac(RS)	> 2016	2019	2021
400kV BajnaBasta (RS)-Visegrad (BA)	> 2016	2020	2022
400 kV Visegrad (BA) – Pljevlja (ME)	2015		
400kV Plevlja(ME)-BajnaBasta(RS)	> 2016	2020	2022
400kV Lastva(ME)-Pljevlja(ME)	2016	2016	2016
400kV Pancevo (RS) – Resita (RO)	2015 (2019 ?)	2017	2017
400kV Portile de Fier (RO) – Resita (RO)	2016	2017	2018
400kV Leskovac (RS) – Vranje (RS) –Stip (MK)	Serbian part commissioned, Macedonian part: 2013	2014	2015
400kV Prishtina (KO) – Tirana (AL)	2013	2016	2016

Similmente si riportano le previsioni di evoluzione del parco di generazione di energia elettrica da fonti convenzionali e rinnovabili evidenziando che tra il TYNDP 2014 e il TYNDP 2018 si è registrata una decrescita della previsione di installato del termoelettrico del 22% e una decrescita delle fonti rinnovabili del 15 % circa.



Capacità installata in area Balcani [MW] (Fonte ENTSO-E)

Si riporta, infine, la scheda rappresentativa dell'intervento "Interconnessione HVDC Italia – Montenegro", inclusa all'interno dell' "Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti" dell'ultimo PdS 2018, pubblicato sul sito Terna all'indirizzo: <http://download.terna.it/terna/0000/1039/79.PDF>.

Interconnessione HVDC Italia - Montenegro						
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP ¹	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 ² /2026 ³			
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere		Da accordi con terzi				
		Dipendenza da accordi con il TSO montenegrino CGES e con i finanziatori privati.				
Impatti territoriali						
Attività	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	

¹ 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"

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

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

Ampliamento SE 380 kV Villanova	Compl.	Compl.		2013	dicembre 2014	
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						
Investimento sostenuto/stimato⁴				Benefici totali di sistema		
728 M€ / 1.150 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS	1,9 – 1,3	
				VAN	1.171 M€- 392 M€	
Investimento sostenuto/stimato⁴				Benefici totali di Sistema (vista consumatore)⁵		
728 M€ / 1.150 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS	3,8 – 1,8	
				VAN	3.433 M€- 970 M€	

4. Descrizione tecnica

Il progetto Montenegro - Italia (MON.ITA) prevede la realizzazione di due cavi in corrente continua HVDC (High Voltage Direct Current) a ± 500 kV con potenza nominale di 1.000 MW, sovraccaricabili continuamente fino a 1.200 MW e di due stazioni di conversione (HVDC – LCC ± 500 kV a corrente impressa) che saranno realizzate nelle vicinanze delle due stazioni elettriche di connessione di Villanova nel comune di Cepagatti (PE) e Lastva (municipalità di Kotor) in Montenegro.

Le stazioni in Italia e Montenegro sono state determinate come nodi ottimali di inserimento della nuova infrastruttura nelle reti di trasmissione dei due Paesi a valle degli studi preliminari condotti da Terna e CGES per questo progetto.

La parte ricadente in territorio montenegrino sarà di proprietà e gestita fisicamente da Terna Crna Gora. Per la parte italiana, invece, sono titolari del progetto Terna – che gestirà la propria parte del progetto in conformità alle regole ordinarie del diritto di accesso di terzi – e Monita Interconnector (per una quota parte di capacità del primo polo nella misura di 150 MW), subordinatamente al rilascio dell'Esenzione, fermo restando che, come previsto dall'articolo 32, comma 3, della legge 99/09 l'esercizio fisico di entrambi gli elettrodotti in Italia sarà effettuato da Terna.

Con riferimento all'intero progetto di interconnessione, l'incremento netto della Net Transfer Capacity è stimato pari a 1200 MW.

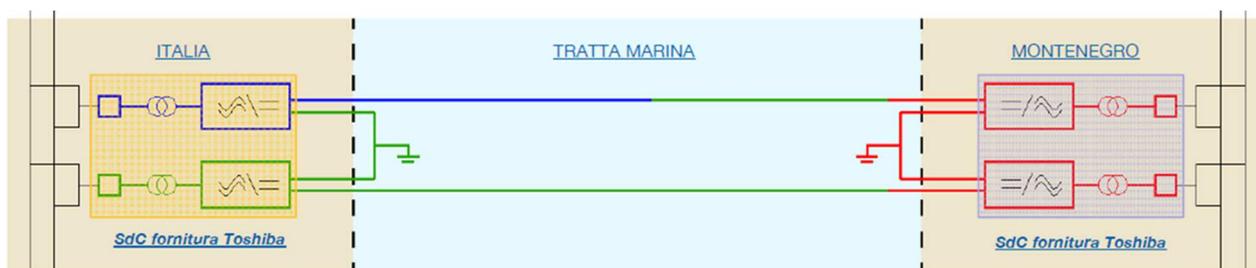
Le principali caratteristiche elettriche del collegamento sono:

⁴ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili. La stima del capex tiene in conto di eventuali costi per attività specifiche che potrebbero rendersi necessarie in corso d'opera. La stima del capex riportata nel PdS 18, inclusiva degli oneri finanziari sostenuti, ammonta a 1164 M€, di cui 742 M€ sostenuti.

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

Configurazione HVDC	Un doppio bipolo con tecnologia LCC
Potenza nominale dell'intero collegamento	1.000 MW
Potenza nominale di ogni singolo polo	500 MW
Capacità di trasporto per ogni singolo polo	bi-direzionale: da 50 a 500 MW per ogni singolo monopolo
Tensione nominale di ogni singolo polo [U_{dn}] (tra polo e terra) per ogni ramo	±500 kV
Massima tensione operativa [U_{dmax}]	±515 kV
Corrente nominale DC	1000 A
Tecnologia del cavo	Mass impregnated (MI)
Lunghezza del collegamento	445 km (di cui 423 km marini)
Aspettativa di vita dell'infrastruttura	40 anni

Di seguito è riportato lo schema unifilare del collegamento:



L'interconnessione, realizzata in parte in cavo terrestre e in parte in cavo marino, attraversa il mare Adriatico per una lunghezza complessiva di circa 423 km e profondità massima di circa 1.200 metri.

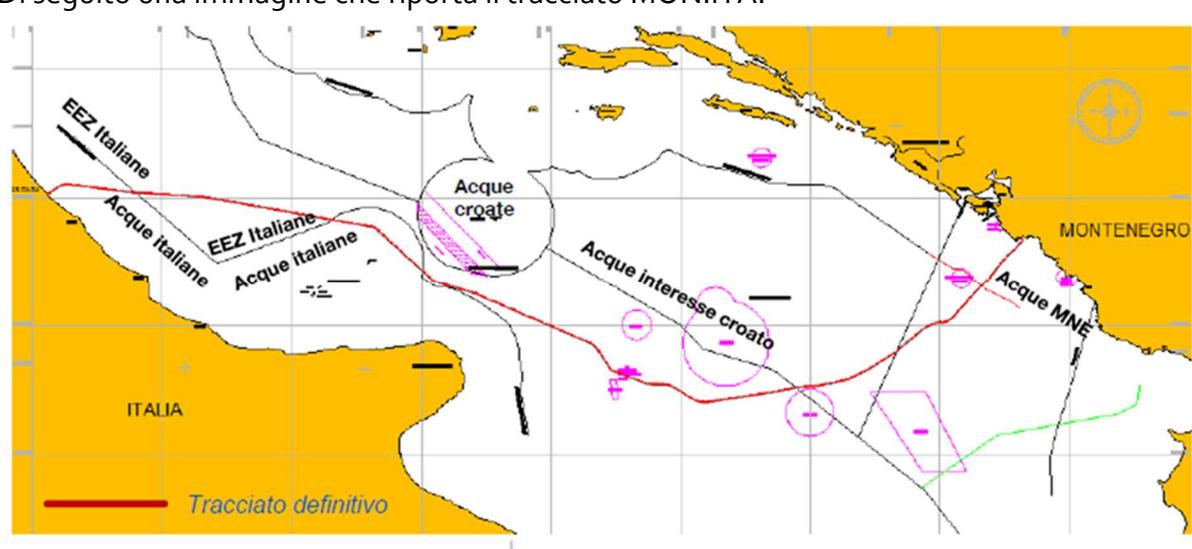
Nel territorio italiano è prevista:

- la realizzazione di una nuova stazione di conversione AC/DC nel Comune di Cepagatti;
- la realizzazione del tratto terrestre di circa 15 km dei due cavi di polo ±500 kV in HVDC e di elettrodo tra la stazione di conversione di Cepagatti e l'approdo a Pescara;
- la posa del cavo di circa 77 km di cavo di polo a partire dall'approdo di Pescara.
- la realizzazione del tratto dei cavi di elettrodo marino di circa 10 km;
- l'installazione dell'anodo.

In Montenegro è prevista:

- la realizzazione della nuova stazione di conversione AC/DC a Kotor dove è inoltre prevista l'installazione di un compensatore sincrono;
- la realizzazione del tratto terrestre di circa 6 km dei due cavi di polo a ± 500 kV in HVDC e di elettrodo tra la stazione di conversione di Kotor e l'approdo in Montenegro;
- la posa del cavo, dall'approdo in Montenegro, lungo il tracciato che percorrerà per circa 25 km le acque territoriali montenegrine;
- la realizzazione del tratto dei cavi di elettrodo marino di circa 8 km;
- l'installazione del catodo.

Di seguito una immagine che riporta il tracciato MON.ITA.



La progettazione delle opere e l'individuazione del tracciato sono state sviluppate tenendo in considerazione un sistema di indicatori sociali, ambientali e territoriali, che hanno permesso di valutare gli effetti della pianificazione elettrica nell'ambito territoriale considerato nel pieno rispetto degli obiettivi della salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente, della protezione della salute umana e dell'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali.

5. Iter autorizzativo

Con domanda di autorizzazione in data 02/12/2009 (protocollata presso il Ministero dello Sviluppo Economico, MiSE, in data 03/12/2009) è stato depositato da Terna il progetto presso i Ministeri competenti per l'avvio dell'iter autorizzativo ai sensi dell'articolo 1-sexies del decreto legge 23 agosto 2003 n.239, e s.m.i.

In data 12/01/2010 è stato trasmesso dal MiSE l'avvio del procedimento autorizzativo. L'iter autorizzativo ha previsto la discussione pubblica del progetto in tre Conferenze dei Servizi, rispettivamente in data 16/03/2010, 29/04/2010 e 26/11/2010.

Successivamente, in data 13/06/2011 la Regione Abruzzo ha deliberato positivamente l'Intesa vincolante all'ottenimento del Decreto Autorizzativo, quest'ultimo emanato dal MiSE in data 28/07/2011 (numero 239/EL-189/148/2011).

In data 22/09/2015, con decreto n.239/El-189/148/2011 VOL, è stato rilasciato il decreto di voltura parziale a Monita Interconnector Srl dell'autorizzazione numero 239/EL-189/148/2011 relativamente e limitatamente ad un modulo di conversione alternata/continua della stazione di Cepagatti, al cavo terrestre di polo a +/- 500 kV in corrente continua di lunghezza pari a 15 km terrestri ed ad una quota parte di cavo marino di polo a +/-500 kV in corrente continua di circa 77 km fino al limite delle acque territoriali italiane, per una potenza complessiva di 300 MW.

In data 8 Ottobre 2015, la società Monita Interconnector Srl ha richiesto il riconoscimento, per una capacità di 300 MW, dell'esenzione dal disposto dell'art 16, comma 6, del Regolamento (CE) 714/2009 (trattandosi di collegamento con un Paese extra UE non trovava applicazione la procedura prevista dal regolamento 714/09 che richiede istanza contestuale a regolatore Montenegrino e a CE); in data 01/12/2016 ARERA ha adottato la delibera 701/2016/1/eel con la quale rilascia parere favorevole al Ministro dello Sviluppo Economico per la concessione a MONITA dell'esenzione per 300 MW per una durata di 10 anni.

In data 12/07/2016 il MiSE ha adottato il decreto di proroga del termine di efficacia della pubblica utilità e del termine di ultimazione dei lavori per la realizzazione del tratto ricadente in territorio italiano del collegamento in corrente continua HVDC 500 kV "Italia – Montenegro" ed opere accessorie.

Più di recente, il Consorzio Interconnector Italia S.c.p.a. ha chiesto a Terna di presentare una richiesta di modifica dell'istanza di esenzione dagli originari 300 MW a 150 MW. In tale contesto, il 29 Marzo 2018 è stato emesso il decreto di voltura parziale n.239/El-189/148/2011 VOL₂, che voltura parzialmente le autorizzazioni da Monita Interconnector Srl a Terna Spa, rilevando il nuovo perimetro associato all'interconnector privato. In data 19 Aprile 2018, la stessa Monita Interconnector Srl ha presentato al Ministero dello Sviluppo Economico un aggiornamento dell'istanza di esenzione, con riduzione della capacità in esenzione dagli originari 300 MW a 150 MW.

Relativamente alla parte ricadente in territorio montenegrino sono state espletate differenti pratiche autorizzative per la stazione di conversione e per i cavi. In particolare si riportano di seguito i principali riferimenti.

Stazione di conversione di Kotor

Nel 2014 è stato rilasciato il Consenso Governativo per l'avvio dei Lavori preparatori (opere di livellamento, drenaggi e accesso stazione, fondazioni) ed è stato avviato il cantiere a dicembre 2014.

In data 12/12/2016 è stata presentata la richiesta di costruzione (Building Permit) della stazione di conversione con Preliminary Design al Ministero Sviluppo Sostenibile e Turismo montenegrino. In data 11/01/2017 è stato ottenuto il permesso alla realizzazione (Building Permit) della stazione di conversione con Preliminary Design.

Cavi terrestri e marini collegamento HVDC nel territorio del Montenegro

Nel 2015 è stata presentata la richiesta di avvio lavori preparatori (per la realizzazione delle piste propedeutiche alla posa dei cavi): consenso ottenuto ed avvio cantieri per lavori preparatori a luglio 2015.

Il 22/06/2016 è stata presentata la richiesta di realizzazione per i cavi terrestri e marini del collegamento HVDC nel territorio del Montenegro con Main Design al Ministero dello Sviluppo Sostenibile e Turismo montenegrino.

In data 01/08/2016 è stato rilasciato il permesso (Building Permit) per i cavi terrestri e marini del collegamento HVDC nel territorio del Montenegro con Main Design.

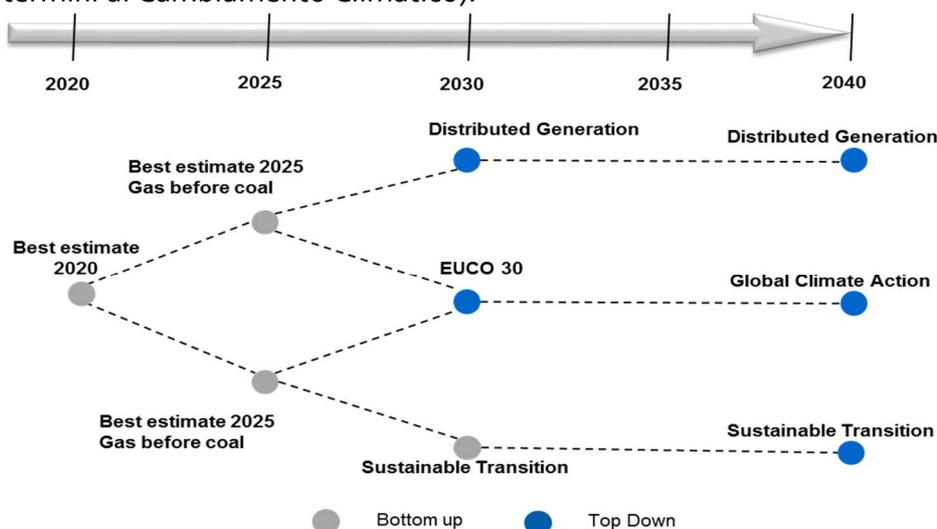
6. L'Analisi Costi Benefici

6.1 Ipotesi ed Assunzioni

Ai fini dell'analisi costi - benefici gli scenari utilizzati fanno riferimento, in accordo alle disposizioni di cui alla Deliberazione 627/2016/R/EEL così come recepite nell'Allegato A.74 del Codice di Rete, a scenari contrastanti allineati con i più recenti scenari Europei elaborati da ENTSO-E ai fini del TYNDP2018 (Ten-Years Network Development Plan 2018).

Gli scenari proposti in ambito ENTSO-E coprono diversi orizzonti temporali (2020 e 2030) e diverse ipotesi di trend regolatori e di sviluppo tecnologico; l'anno orizzonte 2025, richiesto dalla succitata deliberazione, è stato costruito mediante interpolazione tra l'anno 2020 e 2030.

Per la costruzione degli scenari, ENTSO-E ha adottato sia un approccio *bottom-up* (in cui viene chiesto ai TSO di ciascuna nazione di mettere a disposizione la propria esperienza e conoscenza per una modellazione dettagliata del paese in cui opera) che un approccio *top-down* (in cui, al contrario, il driver principale risulta essere il raggiungimento degli obiettivi europei in termini di Cambiamento Climatico).



L'approccio *bottom-up* viene applicato negli scenari di più breve termine (scenario 2020, 2025 e scenario definito "Sustainable Transition"), mentre l'approccio *top-down* viene adottato negli scenari "Distributed Generation".

Più in dettaglio:

Scenario Sustainable Transition: lo scenario ST è lo scenario, tra quelli proposti in ambito ENTSO, che è stato definito con metodologia *bottom-up* basandosi cioè sul contributo e supporto informativo dei TSO, al momento della sua definizione (2016).

Il trend macroeconomico vede una crescita economica moderata con possibilità di erogare incentivi per il finanziamento delle fonti rinnovabili grazie alle disponibilità di capitali. A livello generale l'Europa è vista in linea con il raggiungimento degli obiettivi al 2030 e leggermente in ritardo per quelli al 2040 sul percorso della decarbonizzazione al 2050 qualora non si acceleri il processo di decarbonizzazione nel settore elettrico durante il decennio post 2040.

La domanda di energia elettrica è relativamente stabile o in lieve crescita così come la domanda di gas ma quest'ultima limitatamente al settore dei trasporti mentre le misure di efficienza energetica nel settore domestico hanno l'effetto di contenere la domanda di gas.

In un contesto di efficientamento energetico moderato, infatti, vi è un lieve calo nell'uso di impianti di riscaldamento a gas, nonostante quest'ultimo rimanga la fonte più utilizzata mentre le pompe di calore ibride vengono considerate un'opzione concreta ed economicamente sostenibile per i nuovi edifici in costruzione.

Nel settore dei trasporti, invece, i bassi costi del gas e lo sviluppo di biometano conducono a un aumento dei veicoli a gas. Nel trasporto pesante, in particolare, si registra una crescita dell'utilizzo di LNG.

Per quanto attiene alla generazione infine, per far fronte all'incremento, seppur lieve, della domanda, nello scenario Sustainable Transition si assiste a un aumento degli impianti a gas e a una contestuale lieve diminuzione degli impianti a carbone, con una conseguente maggiore flessibilità a sostegno delle rinnovabili. E' prevista la riduzione delle emissioni di CO₂ spinta dalla chiusura di molti impianti a carbone fuori dal merit order a seguito dell'aumento dei prezzi ETS e per le politiche di decarbonizzazione portate avanti dai vari governi.

Scenario Distributed Generation: nello scenario Distributed Generation, definito con approccio di tipo *top-down*, i consumatori hanno un ruolo centrale proattivo (prosumers), sono fortemente responsabilizzati nella sfida contro il cambiamento climatico e nel rispetto dei target di decarbonizzazione e sostenibilità ambientale.

Per quanto attiene alle assunzioni sul trend macroeconomico questo scenario prevede una forte crescita economica e uno stringente schema ETS che favorisce lo spiazzamento del carbone da parte del gas naturale nella produzione di energia elettrica (Gas Before Coal) e l'incremento della quota di mercato di bio-combustibili.

La domanda annuale di energia elettrica aumenta nel settore del riscaldamento e nei trasporti, mentre si riduce per gli altri usi domestici grazie al comportamento proattivo dei prosumers e all'alto grado di efficienza energetica degli edifici.

Anche la domanda annuale di gas ha andamenti differenti in funzione del settore di riferimento registrando un incremento nel settore dei trasporti, e una flessione in ambito domestico a causa sia del maggiore utilizzo delle tecnologie di riscaldamento elettrico, sia del miglior isolamento degli edifici. Anche in ambito industriale si prevede una riduzione del consumo di gas naturale, sebbene i combustibili a gas siano ancora richiesti per rispondere alle domande di picco.

Nel settore dei trasporti i veicoli elettrici e a gas risultano elementi chiave per il raggiungimento dei target di riduzione delle emissioni: da un lato il calo dei prezzi delle batterie favorisce la diffusione dei veicoli elettrici, dall'altro si registra un incremento nel ricorso al LNG nel settore dei trasporti di beni pesanti.

Per quanto concerne il riscaldamento, le pompe di calore si configurano come una concreta alternativa al riscaldamento con fonti fossili. In particolare, considerate le misure di efficienza energetica, i prosumers prediligono il ricorso a pompe di calore ibride che consentono una maggiore flessibilità nella scelta della fonte energetica più adatta alle loro esigenze di riscaldamento.

Infine, lo scenario DG evidenzia un generale progresso in termini di generazione distribuita e storage domestico e commerciale. Grazie alla continua riduzione dei costi, infatti, le tecnologie per la generazione di piccola scala e la produzione da impianti fotovoltaici sono sempre più un'opzione concreta per molti prosumers.

L'innovazione tecnologica favorisce la diffusione dei sistemi di storage consentendo agli utenti di bilanciare generazione e consumi giornalieri e ottenendo un concreto vantaggio economico.

Contestualmente, si registra un aumento del Power to Gas (P2G) che abilita la produzione economicamente sostenibile di gas.

Di seguito vengono rappresentate le principali caratteristiche dei due scenari Sustainable Transition e Distributed Generation:

Scenario		Sustainable Transition (ST)	Distributed Generation (DG)
Owner		● — ENTSO-E / ENTSO-G (TYNDP '18) — ●	
Approccio		Bottom-up	Top-down
Domanda e offerta	Domanda (TWh)	359	375
	FER (GW)	69	90
	Carbone (GW)	6	3

Per maggiori dettagli descrittivi si rimanda al capitolo 3 del Piano di Sviluppo 2018, <http://download.terna.it/terna/0000/1039/76.PDF>

In relazione alla metodologia utilizzata per il calcolo dei benefici, questa è conforme all'Allegato A.74 del Codice di rete ed al rapporto "Documento Metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici applicata al Piano di Sviluppo 2018", <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/pianodisviluppodellarete/pianidisviluppo.aspx>

6.2 I costi

Relativamente all'aspetto economico è necessario precisare che, come riportato nel succitato rapporto "Documento Metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici applicata al Piano di Sviluppo 2018", i cavi HVDC e le stazioni di conversione AC/DC, sono considerate opere "speciali" in quanto caratterizzate da aspetti specifici che non rendono possibile una standardizzazione ex-ante.

Ciò premesso, si fa presente che il valore economico considerato ai fini della profittabilità del solo secondo polo di interconnessione tra Italia e Montenegro, rappresenta la migliore stima economica sulla base dei valori di riferimento presenti nel mercato ad oggi disponibili. Tali valori potrebbero essere suscettibili di variazioni nel tempo e pertanto essere differenti al momento delle effettive aggiudicazioni delle gare di appalto. Tali aspetti non sono stati presi in considerazione.

Sulla base di quanto detto sopra, il valore di capex considerato per il solo secondo polo è di 362 M€.

Infine, si è assunto un valore di costi operativi durante la vita economica dell'opera (O&M), tenuto conto della sinergia con il primo polo, pari all'0,2% del costo di investimento del secondo polo, corrispondente alle attività di ispezione dei cavi sottomarini.

6.3 I principali Benefici

Come anticipato, l'Analisi Costi Benefici è stata eseguita sugli anni previsionali 2025 e 2030 prendendo in considerazione, per ciascun anno di riferimento, due scenari contrastanti (Sustainable Transition e Distributed Generation).

In entrambi gli scenari è dimostrata la profittabilità dell'intervento in questione con un Indice di Utilità per il Sistema (IUS) pari a 1,5 e 2,2 rispettivamente nel Sustainable Transition e nel Distributed Generation.

Le Analisi Costi Benefici sono state effettuate mediante l'ausilio di due diversi simulatori:

- Simulatore di mercato: PromedGrid
- Simulatore affidabilistico: Grare

Tramite questi simulatori è possibile valutare quantitativamente, e quindi monetizzare, una serie di benefici, che vengono espressi in termini differenziali rispetto ad uno scenario di riferimento:

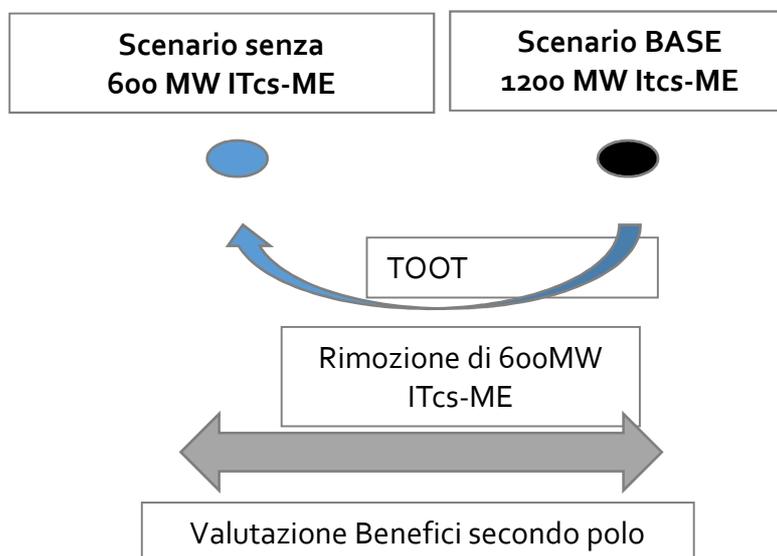
- Variazione di Consumer Surplus [M€] (ΔCS)
- Variazione di Producer Surplus [M€] (ΔPS)
- Variazione di Congestion Rent [M€] (ΔCR)
- Variazione di Social Welfare [M€] (ΔSEW)
- Variazione in [t/anno] e monetizzazione in [M€] dei benefici ambientali legati a:
 - CO₂
 - NO_x
 - SO₂
 - PM₁₀ (in cui si esplicita la quota di PM_{2,5})
- Benefici MSD per risoluzione sbilanciamento e approvvigionamento riserva [M€]

- Movimentazione MSD a salire e scendere: valori in GWh e monetizzazione degli stessi in [M€] ($\Delta\text{MSD}_{\text{up}}$ e $\Delta\text{MSD}_{\text{down}}$)
- Variazioni di Perdite di rete: valori in GWh e monetizzazione degli stessi in [M€] ($\Delta\text{perdite}$)
- Variazione Over Generation locale: valori in GWh e monetizzazione degli stessi in [M€] (ΔOG locale)
- Variazione Energia non Fornita: valori in GWh e monetizzazione degli stessi in [M€] (ΔENF)
- Beneficio totale [M€].

Nella valutazione del secondo polo dell'Italia-Montenegro, nello scenario di riferimento si considera in esercizio la capacità totale del progetto: complessivi 1200 MW di capacità tra zona di mercato Italia Centro Sud (IT_{CS}) e Montenegro.

Per valutare i benefici che la realizzazione del secondo polo apporta al sistema, vengono effettuate delle simulazioni in cui si rimuovono 600 MW di capacità sulla sezione sotto analisi relativi al secondo polo medesimo. Una valutazione dei differenziali tra i due scenari così costruiti consente di valutare l'impatto sul sistema dell'aggiunta degli ulteriori 600 MW relativi alla capacità del secondo polo Italia-Montenegro.

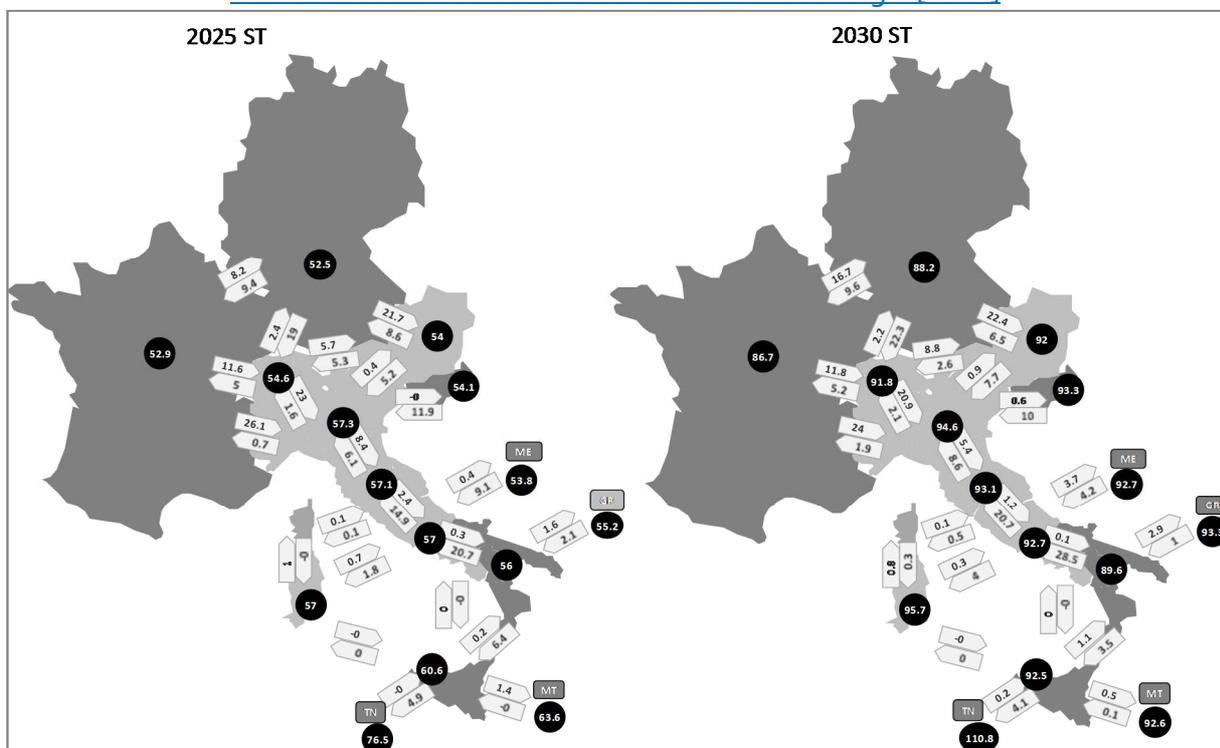
Nella figura è riportata graficamente la metodologia descritta.



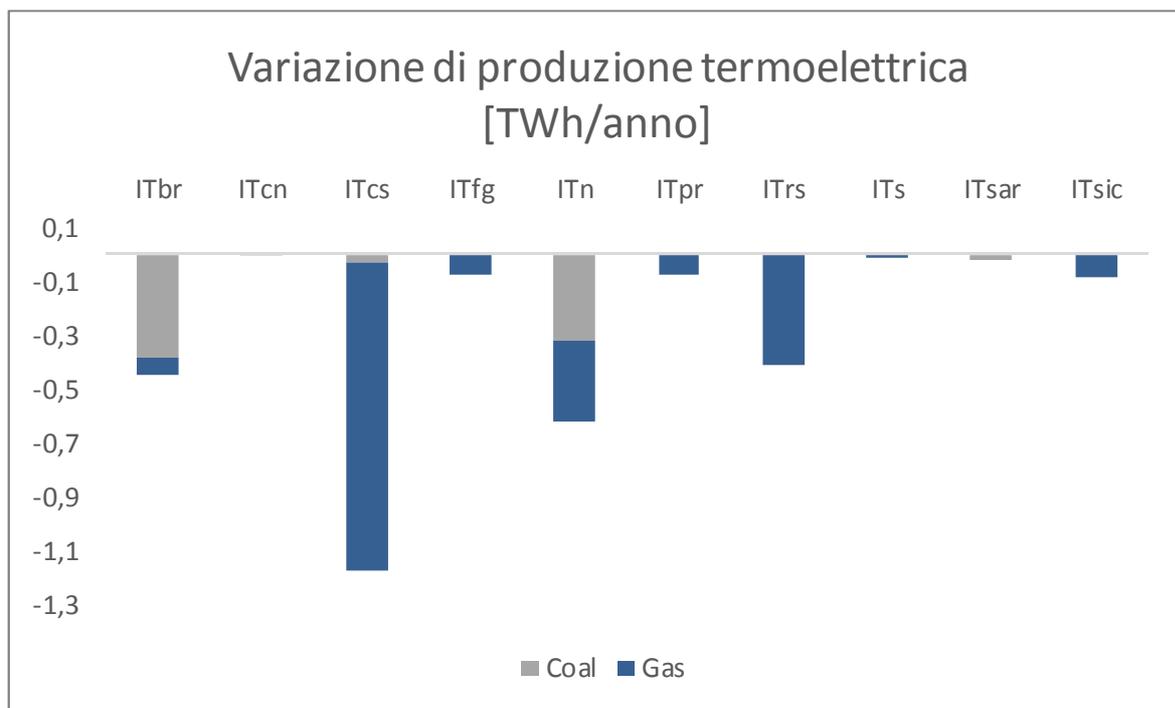
[Benefici nello Scenario Sustainable Transition \(ST\) negli anni orizzonte 2025 e 2030](#)

Mediante le simulazioni di mercato è possibile valutare i flussi ed i prezzi che caratterizzano le sezioni e le zone di mercato. Nelle successive mappe, corrispondenti agli anni obiettivo 2025 e 2030 viene commentato l'impatto del secondo polo Italia-Montenegro sul sistema nazionale nello scenario Sustainable Transition.

Scenario Sustainable Transition – scambi di energia [TWh]



Lo sviluppo di ulteriori 600 MW con la frontiera balcanica nello scenario 2025 *Sustainable Transition* consente di ridurre la produzione termoelettrica in alcune zone di mercato italiane con conseguente riduzione del prezzo medio zonale di circa 0.2 €/MWh a livello nazionale.



ST_2025- Variazione di produzione termoelettrica [TWh/anno] associata con lo sviluppo ulteriore della frontiera balcanica

In termini generali, si osserva che l'impatto dell'introduzione di ulteriore capacità di scambio con il Montenegro si traduce negli scenari 2025 in:

- un aumento di 4.3 TWh/anno di energia dal Montenegro;
- una contestuale riduzione import dalla frontiera nord (circa 1 TWh/anno);
- una riduzione della produzione termoelettrica italiana di circa 3 TWh/anno;
- una riduzione del prezzo medio dell'energia di circa 0.2 €/MWh;
- una riduzione dei flussi alle altre frontiere.

Ne consegue che:

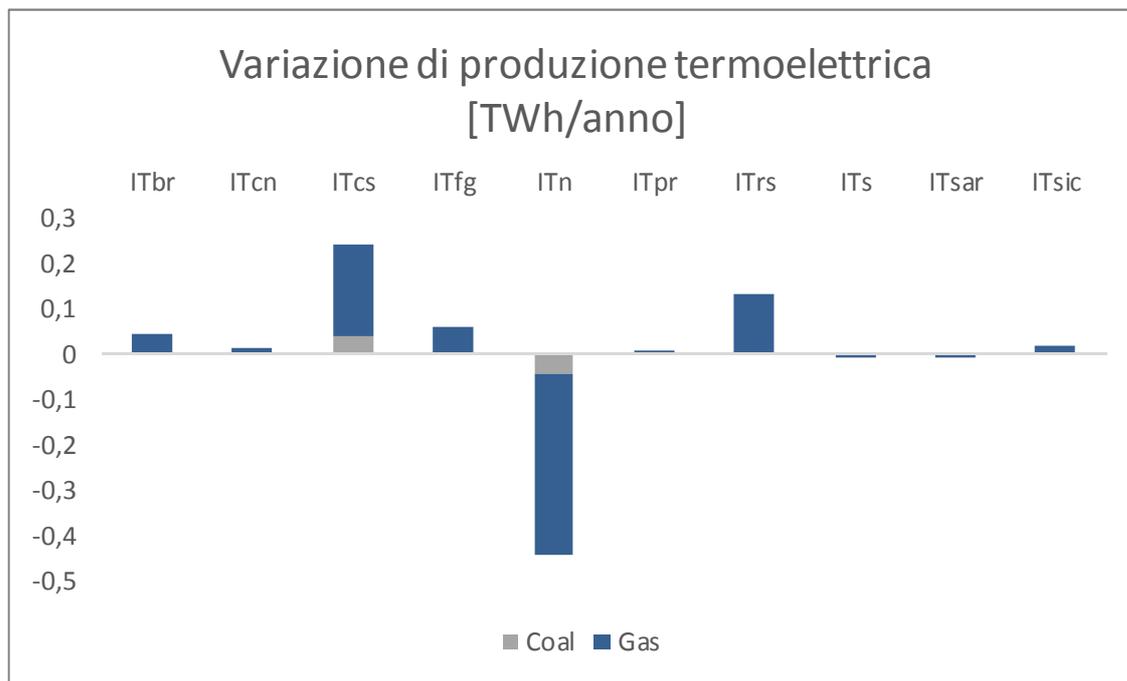
- il beneficio dei consumatori risulta essere positivo, mentre negativo il beneficio dei produttori;
- le Congestion Rent nel loro complesso si riducono dal momento che si riduce il differenziale di prezzo e l'import dalla frontiera nord;
- la tabella seguente mostra la variazione delle tre componenti del Socio Economic Welfare a livello italiano per lo scenario 2025 ST.

Variazione del SEW ITALIA nello scenario 2025 ST

Consumer surplus [M€]	Producer surplus [M€]	Congestion rents [M€]	TOT IT [M€]
59.0	-48.5	-6.1	4.4

La sostituzione di generazione interna con generazione estera, consente di ridurre le emissioni a livello nazionale, consentendo di valorizzare oltre 35 M€ di benefici da "Altre Emissioni".

Nell'anno obiettivo 2030, il secondo polo del MON.ITA. consente di ridurre la produzione termoelettrica in alcune zone di mercato italiane e di aumentare il prezzo medio zonale di soli 0.09 €/MWh a livello nazionale.



ST_2030 Variazione di produzione termoelettrica [TWh/anno] associata con lo sviluppo ulteriore della frontiera balcanica

In termini generali, si osserva che l'impatto dell'introduzione di ulteriore capacità si esplica in:

- una sostanziale invarianza di import/export netto dal Montenegro. Nello specifico si osserva un incremento dell'import di 1.8 TWh/anno ed un incremento dell'export di 1.5 TWh/anno;
- una riduzione di import dalla frontiera nord di circa 0.4 TWh/anno;
- una riduzione di produzione termoelettrica in zona nord a favore di un aumento in zona centro sud;
- un aumento del prezzo medio dell'energia di circa 0.1 €/MWh.

Rispetto alle analisi sviluppate nell'anno orizzonte 2025, nel 2030 ST si osserva:

- una riduzione del consumer surplus;
- un aumento del beneficio per i produttori;
- una riduzione delle Congestion Rents totali italiane.

Per spiegare queste differenze occorre ricordare che il prezzo della CO₂ nello scenario 2030 ST è molto elevato (oltre 80 €/t), e questo porta ad uno shift di merit order tra gli impianti a ciclo combinato ed i gruppi a carbone. Nello specifico, i CCGT new italiani risultano competitivi rispetto a molte unità a carbone localizzate all'estero, e questo riduce molto l'import dall'estero e specificatamente l'import dai Balcani. Un ulteriore rinforzo della sezione quindi non porta vantaggi in termini di riduzione del prezzo a livello italiano.

Questa caratteristica dello scenario spiega anche perché i benefici ambientali emersi nel 2030 ST sono molto più bassi rispetto a quelli valorizzati per gli altri scenari.

La tabella seguente mostra la variazione delle tre componenti del Socio Economic Welfare a livello Italiano per lo scenario 2030 ST.

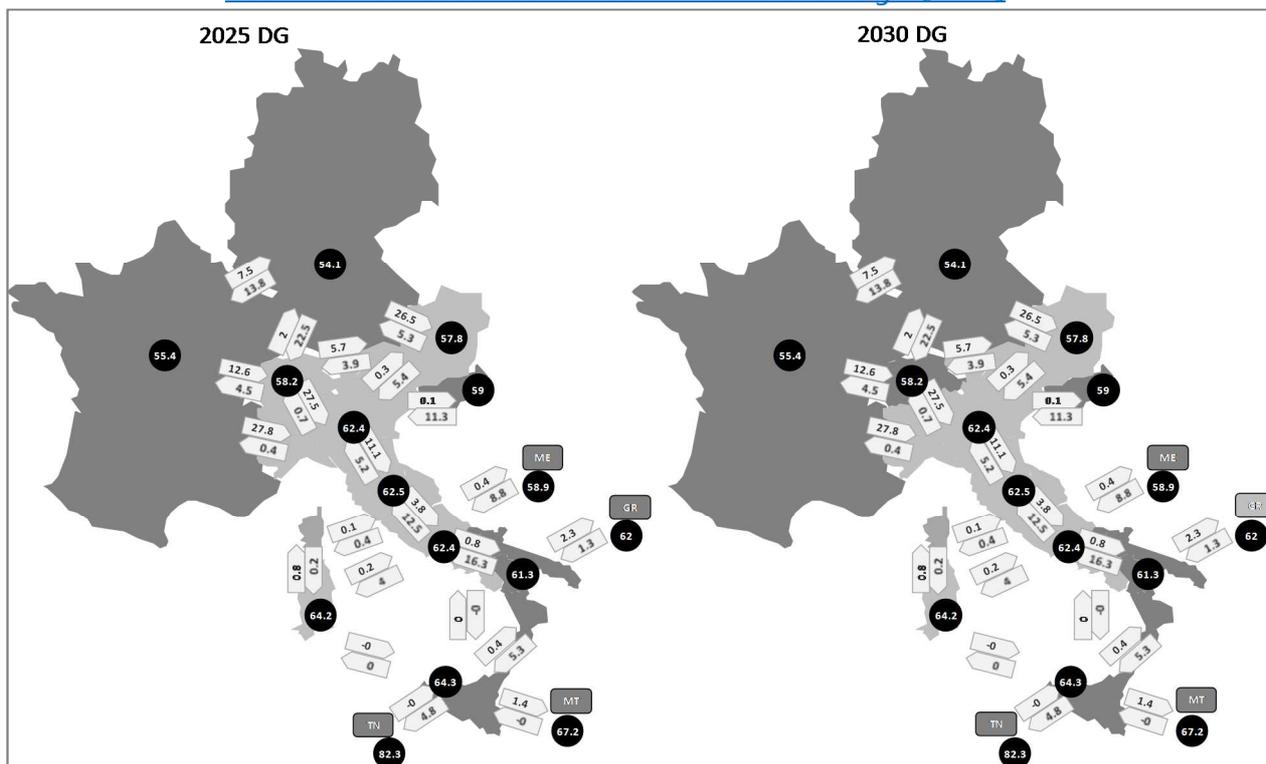
**Variazione del SEW ITALIA nello scenario 2030 ST
ITALIA**

Consumer surplus [M€]	Producer surplus [M€]	Congestion rents [M€]	TOT IT [M€]
-22.1	36.3	-3.3	10.9

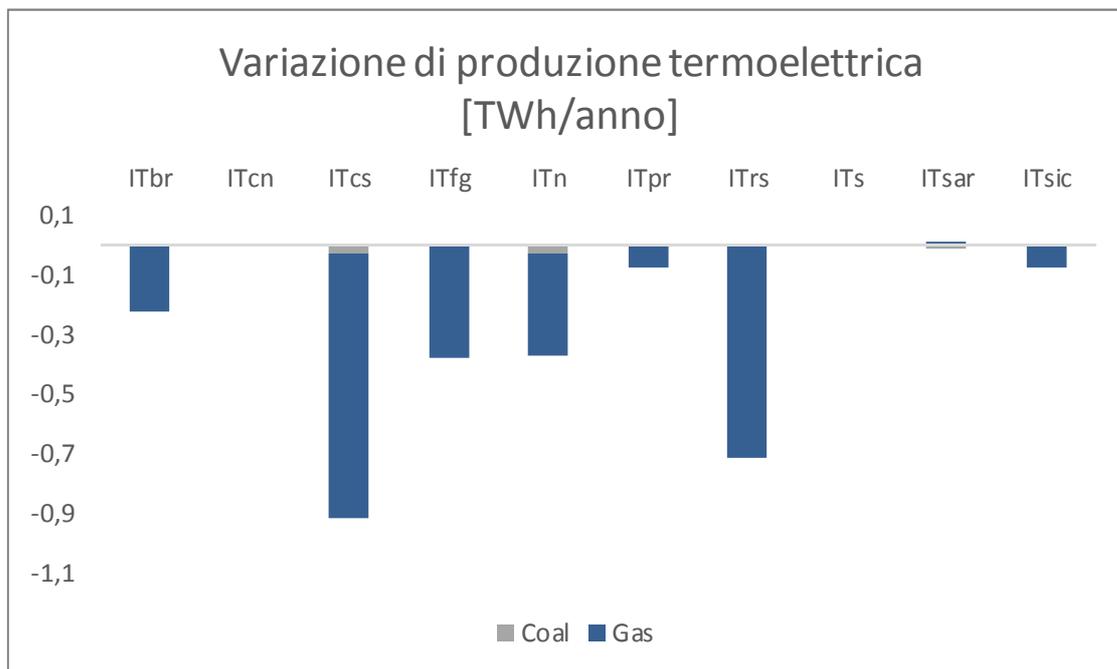
Benefici nello scenario Distributed Generation (DG) negli anni orizzonte 2025 e 2030

Di seguito si riportano i singoli benefici relativi al solo secondo polo del MON.ITA. per gli scenari definiti "Distributed Generation".

Scenario Distributed Generation – scambi di energia [TWh]



Lo sviluppo di ulteriori 600 MW con la frontiera balcanica nell'anno 2025 consente di ridurre la produzione termoelettrica in alcune zone di mercato italiane e di ridurre il prezzo medio zonale di circa 0.4 €/MWh a livello nazionale.



DG_2025- Variazione di produzione termoelettrica [TWh/anno] associata con lo sviluppo ulteriore della frontiera balcanica

In termini generali, si osserva che l'impatto dell'introduzione di ulteriore capacità si esplica in:

- un aumento di 4.1 TWh/anno di energia dal Montenegro;
- una contestuale riduzione import dalla frontiera nord (circa 0.5 TWh/anno);
- una riduzione della produzione termoelettrica italiana di circa 2.8 TWh/anno;
- una riduzione del prezzo medio dell'energia di circa 0.4 €/MWh.

Valgono quindi le stesse considerazioni fatte in precedenza sullo scenario 2025 ST:

- i consumatori traggono beneficio dall'intervento;
- al contrario, il beneficio dei produttori diminuisce;
- le Congestion rents totali si riducono.

Rispetto allo scenario 2025 ST, possiamo però notare alcune differenze:

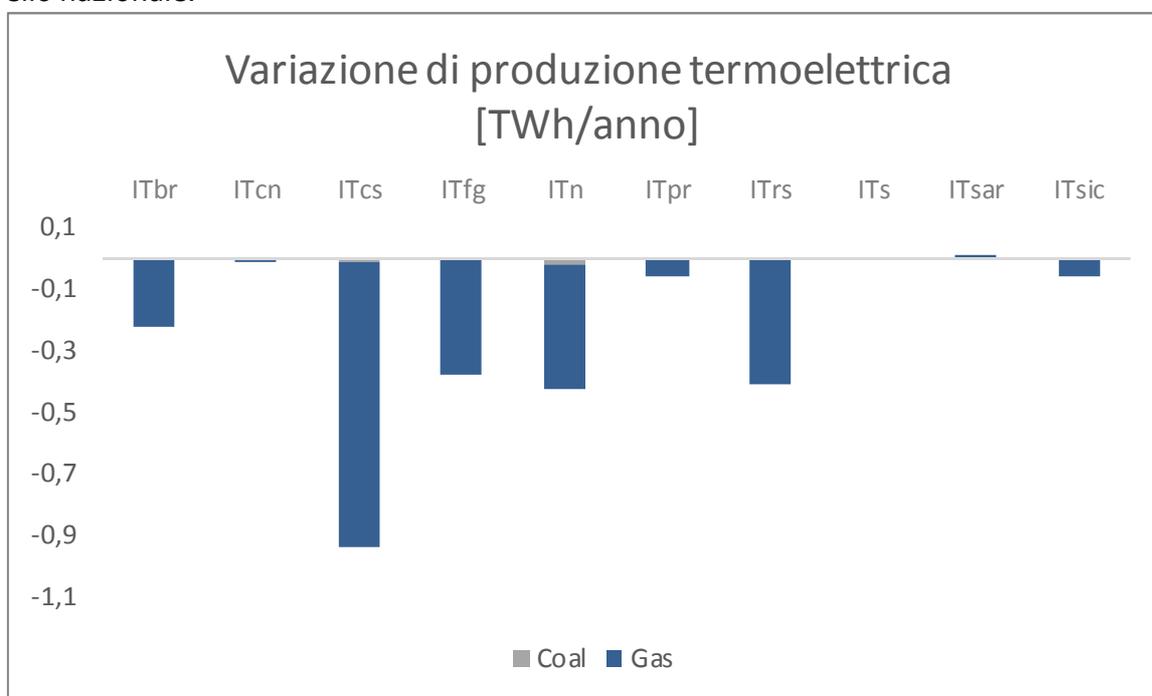
- la sostituzione di produzione termoelettrica italiana risulta essere prevalentemente a Gas a causa del diverso parco termoelettrico presente nello scenario considerato. Questa circostanza riduce i benefici ambientali;
- l'impatto in termini di riduzione del prezzo è maggiore e conseguentemente anche le variazioni di consumer surplus e producer surplus sono superiori.

La tabella seguente mostra la variazione delle tre componenti del Socio Economic Welfare a livello Italiano per lo scenario 2025 DG.

Variazione del SEW ITALIA nello scenario 2025 DG

Consumer surplus [M€]	Producer surplus [M€]	Congestion rents [M€]	TOT IT [M€]
147.8	-117.7	-11.4	18.7

Nell'anno orizzonte 2030 nello scenario DG, lo sviluppo di ulteriori 600 MW con la frontiera balcanica consente di ridurre la produzione termoelettrica in alcune zone di mercato italiane, come si evince nella figura seguente, e di ridurre il prezzo medio zonale di circa 0.2 €/MWh a livello nazionale.



DG_2030 - Variazione di produzione termoelettrica [TWh/anno] associata con lo sviluppo ulteriore della frontiera balcanica

In termini generali, si osserva che l'impatto dell'introduzione di ulteriore capacità si esplica in:

- un aumento di 3.6 TWh/anno di energia dal Montenegro;
- una contestuale riduzione import dalla frontiera nord (circa 0.6 TWh/anno);
- una riduzione della produzione termoelettrica italiana di circa 2.5 TWh/anno;
- una riduzione del prezzo medio dell'energia di circa 0.2 €/MWh.

Valgono quindi le stesse considerazioni fatte in precedenza sullo scenario 2025 ST e 2025 DG:

- i consumatori traggono beneficio dall'intervento;
- al contrario, il beneficio dei produttori diminuisce;
- le Congestion Rent totali si riducono.

Così come per lo scenario 2025 DG, la sostituzione di generazione termoelettrica italiana è prevalentemente a Gas.

La tabella seguente mostra la variazione delle tre componenti del Socio Economic Welfare a livello Italiano per lo scenario 2030 DG.

**Variazione del SEW ITALIA nello scenario 2030 DG
ITALIA**

Consumer surplus [M€]	Producer surplus [M€]	Congestion rents [M€]	TOT IT [M€]
85.9	-76.9	-3.0	5.9

6.3.1 Variazione (incremento) del socio economic welfare (SEW) - (B1)

L'indicatore misura l'aumento del social welfare che deriva dalla maggiore efficienza/convenienza degli scambi di energia sul mercato correlata alla realizzazione di nuove infrastrutture di trasmissione.

Il social welfare è valutato attraverso l'approccio del Total Surplus (TS) in cui la funzione obiettivo prevede la massimizzazione del welfare di sistema nei mercati basati sul sistema a prezzo marginale. In tali sistemi se sono presenti congestioni, ciò equivale a massimizzare la somma del surplus dei consumatori (consumer surplus), del surplus dei produttori (producer surplus) e delle rendite da congestione (congestion rents).

Nelle valutazioni si assumono le seguenti ipotesi semplificative:

- mercato perfettamente concorrenziale (in particolare, per convenzione si trascurano le dinamiche derivanti dall'esistenza di un eventuale potere di mercato);
- impianti profittevoli, ovvero offrono sul mercato prezzi tali da evitare perdite economiche e ottengono un ricavo maggiore o uguale ai costi variabili di generazione.

Il Total Surplus permette di:

- individuare le variazioni di welfare di ciascuna zona di mercato rappresentata nel modello;
- identificare le variazioni del beneficio dell'intervento di sviluppo di rete distintamente per consumatori e produttori.

Il beneficio derivante dalla realizzazione di un intervento di sviluppo è dato dalla differenza del social welfare (e delle sue componenti producer surplus, consumer surplus e congestion rent) con e senza l'intervento in esame, in funzione della variazione dei limiti di scambio tra le zone di mercato che l'intervento determina.

L'indicatore è pertanto applicabile alla valutazione dei benefici dei soli interventi che determinano un incremento dei limiti di transito/scambio tra zone di mercato, comprese quelle a ridosso delle frontiere.

La tabella seguente sintetizza il beneficio B1 a livello Italia (in M€/anno), calcolato come somma delle singole componenti del Socio Economic Welfare.

[M€/anno]	ST	DG
B1 2025	4.4	18.7
B1 2030	10.9	5.9

6.3.2 Variazione (riduzione) delle perdite di rete (B2.a)

Tipicamente per porzioni di reti estese si effettuano simulazioni di tipo probabilistico che analizzano numerose situazioni probabili.

Il calcolo del beneficio è effettuato ricorrendo a simulazioni di tipo probabilistico. L'esito di tale valutazione fornisce il valore in energia Q2 (MWh/anno).

L'analisi fornisce il valore in energia (MWh/anno) media, valorizzata nelle modalità di cui all'Allegato A della Deliberazione n. 627/16 (art 12.9).

[M€/anno]	ST	DG
B2.a 2025	0	0
B2.a 2030	2.57	0

6.3.3 Variazione (riduzione) dell'energia non fornita attesa - (B3)

Per quanto riguarda la valutazione dei benefici in termini di riduzione del rischio di energia non fornita (ENF) correlati alla realizzazione di nuovi interventi di sviluppo, tipicamente, per porzioni di reti estese, si effettuano simulazioni di tipo probabilistico che analizzano numerose situazioni probabili.

Nell'analisi N-1 con simulazioni probabilistiche, al verificarsi di un sovraccarico >100%, laddove nessuna azione di dispacciamento è disponibile, il simulatore effettua una riduzione lineare del carico fino a riportare al 100% l'impegno dell'elemento sovraccarico.

La riduzione lineare del carico determina il valore della Potenza non fornita (P_{NF}).

Tutti gli N-1 simulati nell'analisi N-1 sono eventi disgiunti tra loro e quindi cumulabili al fine della stima dell'ENF.

La sommatoria delle P_{NF} di ciascuna delle condizioni considerate, in base al numero delle stesse condizioni verificate, è rettificata rispetto ad un anno equivalente.

L'analisi determina il valore in energia (MWh/anno) media, che moltiplicato per il Value of Lost Load (€/MWh), valorizzata nelle modalità di cui all'Allegato A della Deliberazione n. 627/16 (art 12.9), fornisce la monetizzazione del beneficio B3.

[M€/anno]	ST	DG
B3 2025	1.36	0
B3 2030	0	1.82

6.3.4 Variazione (riduzione o incremento) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento - (B7)

Il rispetto dei vincoli di esercizio (limiti di trasporto su sezioni di rete critiche, stabilità di frequenza e tensione) è una condizione necessaria per la sicurezza del sistema elettrico.

A valle del mercato dell'energia, durante il quale si considerano solo i vincoli delle unità di produzione e i limiti di transito tra le zone di mercato, al fine di garantire in ogni istante il rispetto di tutti i vincoli di esercizio è necessario approvvigionare risorse di rete sul mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) atte a:

- assicurare adeguati margini di riserva secondaria e terziaria per garantire il bilanciamento di carico e generazione e gli scambi programmati;
- mantenere profili di tensione adeguati e all'interno dei limiti previsti;
- evitare sovraccarichi sugli elementi di rete.

La realizzazione di determinati interventi di sviluppo consente di ridurre o eliminare alcune violazioni previste di vincoli di esercizio nei dispacciamenti ottenuti a valle del mercato dell'energia pre-MSD e, conseguentemente, di ridurre i costi delle suddette risorse approvvigionate sul MSD.

Un rinforzo intrazonale, avendo un effetto di tipo locale, riduce principalmente le movimentazioni sul MSD necessarie a eliminare le congestioni della specifica zona di mercato su cui insiste.

Un rinforzo interzonale invece, oltre a aumentare i limiti di transito tra zone di mercato, può contribuire a rendere disponibili risorse in zone contigue che riducono le movimentazioni sul MSD necessarie sia a eliminare le congestioni intrazonali, sia a garantire i margini di riserva per bilanciare l'intero sistema.

La simulazione fornisce le movimentazioni totali "a salire" e "a scendere" espresse in MWh/anno, in presenza dell'intervento in esame[Q7].

La monetizzazione della variazione costi per servizi di rete è uguale:

$B7 [\text{€}/\text{anno}] = Q7 [\text{MWh}/\text{anno}] * \text{stima/proiezioni costi approvvigionamento risorse mercato dei servizi} [\text{€}/\text{MWh}]$

[M€/anno]	ST	DG
B7 2025	0.56	1.5
B7 2030	11.35	9.05

6.3.5 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 - (B18)

Questo indicatore misura il beneficio derivante dalla riduzione delle emissioni di CO₂, associabile ai seguenti fattori:

- impatto delle emissioni sulla salute pubblica (es. problemi respiratori, cardiocircolatori, ipertensione, etc.);
- impatto delle emissioni sull'ambiente (es. depositi calcarei su edifici, polveri, etc.); non valutati nell'ambito dell'indicatore B1.

La valutazione delle emissioni di CO₂ è conseguibile attraverso:

- la variazione del mix produttivo, a favore d'impianti termoelettrici più efficienti o alimentati da fonti rinnovabili, conseguente alla realizzazione di un intervento di sviluppo volto a ridurre o risolvere congestioni di rete sia interzonali (incremento i limiti di scambio tra le zone di mercato) che intrazonali (incremento della capacità di trasporto su sezioni critiche della rete AAT o AT all'interno di una zona di mercato);

- la riduzione delle perdite di rete cui corrisponde una minore produzione di energia da fonti convenzionali.

Per quantificare la variazione delle emissioni associate alla modifica del mix produttivo, si ricorre a simulazioni in grado di analizzare il dispacciamento della generazione in assenza e presenza dell'intervento di sviluppo in esame.

Gli impatti relativi a interventi di sviluppo che incrementano il limite di scambio tra zone di mercato è valutato attraverso simulazioni di mercato in grado di calcolare la variazione dei volumi annui (MWh/anno) di energia prodotta per ciascuna tipologia d'impianto.

I volumi di energia dovuti al nuovo mix produttivo o a una riduzione delle perdite sono convertiti nel corrispondente valore di minore emissione di CO₂ (ton/anno), utilizzando coefficienti di emissione specifici di ciascuna tecnologia di generazione.

L'analisi fornisce il valore di emissione (kton/anno) ed è monetizzato al valore [€/kton] valutato nel Stockholm Environmental Institute, 2006.

La monetizzazione delle emissioni qui proposta è differenziale rispetto al costo dell'ETS applicato nei diversi scenari per la determinazione dei costi marginali delle tecnologie di produzione termoelettrica, e per questo motivo non rappresenta un *double counting* dei benefici.

Nella tabella che segue si riporta la riduzione delle esternalità negative associate alla CO₂ (B18), valori in kton/anno.

[kton/anno]	ST	DG
2025	1.48	1.02
2030	0.02	0.92

Nella tabella che segue si riportano i coefficienti utilizzati per la monetizzazione delle emissioni, valori in €/ton.

[€/ton]	ST	DG
2025	26	26
2030	0	30

Nella tabella che segue si riporta la riduzione delle esternalità negative associate alla CO₂ (B18), benefici complessivi in [M€/anno].

[M€/anno]	ST	DG
B18 2025	38.38	26.59
B18 2030	0	27.73

6.3.6 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 (B19)

Questo indicatore misura il beneficio per il sistema Italia derivante dalla riduzione delle emissioni d'inquinanti quali ad esempio NO_x, SO₂, PM_{2,5} e PM₁₀, associabile ai seguenti fattori:

- impatto delle emissioni sulla salute pubblica (es. problemi respiratori, cardiocircolatori, ipertensione, etc.);
- impatto delle emissioni sull'ambiente (es. depositi calcarei su edifici, polveri, etc.); non valutati nell'ambito dell'indicatore B1.

La valutazione delle emissioni è conseguibile attraverso:

- la variazione del mix produttivo, a favore d'impianti termoelettrici più efficienti o alimentati da fonti rinnovabili, conseguente alla realizzazione di un intervento di sviluppo volto a ridurre o risolvere congestioni di rete sia interzonali (incremento i limiti di scambio tra le zone di mercato) che intrazonali (incremento della capacità di trasporto su sezioni critiche della rete AAT o AT all'interno di una zona di mercato);
- la riduzione delle perdite di rete cui corrisponde una minore produzione di energia da fonti convenzionali.

Per quantificare la variazione delle emissioni associate alla modifica del mix produttivo, si ricorre a simulazioni in grado di analizzare il dispacciamento della generazione in assenza e presenza dell'intervento di sviluppo in esame.

Gli impatti relativi a interventi di sviluppo che incrementano il limite di scambio tra zone di mercato è valutato attraverso simulazioni di mercato in grado di calcolare la variazione dei volumi annui (MWh/anno) di energia prodotta per ciascuna tipologia d'impianto.

I volumi di energia dovuti al nuovo mix produttivo o a una riduzione delle perdite sono convertiti nel corrispondente valore di minore emissione dei rispettivi inquinanti(ton/anno), utilizzando coefficienti di emissione specifici di ciascuna tecnologia di generazione.

L'analisi fornisce il valore di emissione (kton/anno) ed è monetizzata in accordo a quanto valutato nel Costs of air pollution from European industrial facilities 2008–2012, EEA.

Nella tabella che segue si riporta la riduzione delle esternalità negative associate alle altre emissioni non CO₂ (B19), valori in kton/anno.

[kton/anno]		NO _x	SO ₂	PM ₁₀	PM _{2.5}
ST	2025	1.09	0.61	0.01	0.02
	2030	-0.05	0.02	0.00	0.00
DG	2025	0.49	0.04	0.00	0.00
	2030	0.48	0.04	0.00	0.00

Nella tabella che segue si riportano i coefficienti utilizzati per la monetizzazione delle emissioni, valori in €/ton.

[€/ton]	NO _x	SO ₂	PM ₁₀	PM _{2.5}
2025	15414	30440	65772	101289

Nella tabella che segue si riporta la riduzione delle esternalità negative associate alle altre emissioni (non CO₂) (B19), benefici complessivi in [M€/anno].

[M€/anno]	ST	DG
B19 2025	37.85	9.09
B19 2030	0.06	8.52

6.3.7 Incremento della capacità d'interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete, in termini di MW (I21)

La verifica dell'incremento della capacità d'interconnessione o di trasporto interzonale (in entrambe le direzioni) è effettuata tramite analisi in regime statico di load flow, variando opportunamente le condizioni al contorno, fino al raggiungimento del limite per la sicurezza N-1.

In esito agli studi di rete effettuati di concerto con gestori di rete confinanti l'incremento di capacità di trasporto è stimata pari a 600 MW in entrambi gli scenari e anni studio.

6.4 Indicatori IUS e VAN

In esito alle analisi di cui sopra, si conclude che in entrambi gli scenari ST e DG, è dimostrata la profittabilità dell'intervento HVDC Italia – Montenegro secondo polo con un

- **Indice di Utilità per il Sistema (IUS)** pari a 1,5 (scenario Sustainable Transition) e 2,2 (scenario Distributed Generation)

e un

- **Valore Attualizzato Netto (VAN)** pari a 174 mln€ (scenario Sustainable Transition) e 463 mln€ (scenario Distributed Generation).