

# 2025

Rapporto di identificazione  
delle **capacità obiettivo**

Edizione 2025  
Documento finale

*Marzo 2025*



## “ 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>	<b>Premessa</b>	<b>4</b>
	1.1 Contesto regolatorio	4
	1.2 Verifiche <i>expert-based</i> svolte sulle edizioni precedenti del Rapporto	7
	1.3 Struttura del documento	7
	1.4 Executive Summary	8
<b>2</b>	<b>Bibliografia e glossario</b>	<b>11</b>
	2.1 Bibliografia	11
	2.2 Glossario	13
<b>3</b>	<b>Overview a livello europeo</b>	<b>16</b>
	3.1 Identification of System Needs 2024	16
<b>4</b>	<b>Assunzioni e ipotesi di riferimento</b>	<b>17</b>
	4.1 Anni studio	17
	4.2 Scenari di riferimento	18
	4.3 Struttura zonale	21
	4.4 Modelli di mercato e di rete	21
	4.5 Rete di riferimento	23
	4.6 Vincoli alla capacità obiettivo di sviluppo della rete	24
	4.6.1 <i>Definizione capacità incrementale conseguibile sui confini esteri</i>	24
	4.6.2 <i>Definizione capacità incrementale conseguibile su sezioni interne concorrenti</i>	25
	4.7 Analisi di sensitivity	26

<b>5</b>	<b>Applicazione della metodologia</b>	<b>27</b>
	5.1 Risultati scenario Policy 2030	29
	5.1.1 Risultati applicazione metodologia	29
	5.1.2 Sensitivity Frontiere	31
	5.1.3 Sensitivity Montenegro	32
	5.1.4 Sensitivity Accumuli	33
	5.2 Risultati scenario Policy e Inerziale 2040	38
	5.2.1 Risultati applicazione metodologia	38
	5.2.2 Sensitivity Idrogeno	43
<b>6</b>	<b>Individuazione della Capacità Obiettivo</b>	<b>47</b>
	6.1 Risultati analisi di identificazione delle Capacità Obiettivo	47
	6.2 Generalità su unico valore di Capacità Obiettivo	50
	6.3 Least regret avanzato su scenari Policy e Inerziale 2040	50
	6.4 Considerazioni finali	52
	6.4.1 Considerazione anno orizzonte 2030	52
	6.4.2 Considerazione anno orizzonte 2040	55
<b>7</b>	<b>Allegati</b>	<b>58</b>
	Allegato 1	58
	<i>Practices Europee</i>	58
	Allegato 2	66
	<i>Strumenti di simulazione</i>	66
	Allegato 3	68
	<i>Metodologia per la valutazione delle Capacità Obiettivo</i>	68
	Allegato 4	82
	<i>Dettaglio informazioni per determinare il costo marginale per ciascuna sezione/confine</i>	82
	Allegato 5	89
	<i>Dettaglio informazioni per determinare il beneficio marginale per ciascuna sezione/confine</i>	89
	Allegato 6	99
	<i>Curve di beneficio/costo per ciascuna sezione/confine</i>	99
	Allegato 7	103
	<i>Flussi attesi scenari 2030 e 2040</i>	103

# Premessa

# 1

## 1.1 Contesto regolatorio

La prima edizione del **Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo** è stata pubblicata nel corso del 2018 su richiesta dall'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità o ARERA) con la Delibera 884/2017/R/EEL "Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione"<sup>1</sup>, in via propedeutica al meccanismo disciplinato dalla successiva delibera 129/2018/R/EEL "Disposizioni urgenti in ordine a meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione. Adeguamento delle disposizioni in materia di riconoscimento di incentivi a progetti con rischi elevati"<sup>2</sup>, finalizzato ad incentivare il Gestore della rete di trasmissione a realizzare capacità di trasporto addizionale utile al sistema fino ai valori di capacità obiettivo nel periodo regolatorio 2019-2023.

In tal senso, la **capacità obiettivo (o Target Capacity)** è definita come "la capacità di trasporto che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali", pertanto la capacità obiettivo finale tra due zone di mercato e tra frontiere si identifica come la capacità esistente incrementata della capacità di trasporto obiettivo addizionale.

A seguito della pubblicazione del "**Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, edizione 2018**"<sup>3</sup>, con la Delibera 698/2018/R/EEL "Determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell'output del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale"<sup>4</sup> l'Autorità:

- ha individuato, ai fini del meccanismo incentivante, i confini e le sezioni rilevanti per il meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale e ha determinato i relativi valori di capacità di trasporto di partenza e di capacità di trasporto obiettivo con riferimento alla situazione *winter peak*:
  - Italia - Nazioni a nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria);
  - Italia - Nazioni a est (aggregazione dalla Slovenia alla Grecia);
  - zona Nord - zona Centro Nord;
  - zona Centro Nord - zona Centro Sud;
  - zona Centro Sud - zona Sud;
  - zona Centro Nord - zona Sardegna;
  - zona Sardegna - zona Centro Sud;
- ha previsto che Terna:
  - predisponesse la seconda edizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo entro il 30 settembre 2020;
  - rivedesse la metodologia di identificazione delle capacità obiettivo ed effettuasse consultazioni dei soggetti interessati sia sulla metodologia di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo che sullo schema di rapporto e che, a valle di ciascuna consultazione, inviasse all'Autorità le proprie valutazioni e contro-osservazioni sui commenti ricevuti in sede di consultazione.

<sup>1</sup> <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/17/884-17.pdf>

<sup>2</sup> <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/18/129-18.pdf>

<sup>3</sup> <https://download.terna.it/terna/0000/1149/78.PDF>

<sup>4</sup> <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/18/698-18.pdf>

La più ampia Regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 è stata stabilita con la Delibera 567/2019/R/EEL<sup>5</sup>, introducendo con l'Articolo 46 nell'Allegato A della medesima delibera la possibilità per Terna di conseguire un premio addizionale in caso di realizzazione di capacità di trasporto a costi di investimento inferiori ai costi di riferimento ivi definiti.

A seguire, la seconda edizione del rapporto è stata redatta da Terna con riferimento all'aggiornamento configurazione zonale<sup>6</sup>, con effetti dal 1 gennaio 2021, secondo la Delibera 103/2019/R/EEL "Ulteriori disposizioni in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone, in esito al processo di revisione svolto ai sensi del regolamento (UE) 2015/1222 (CACM)"<sup>7</sup>, alla luce della quale l'Autorità con la deliberazione 436/2020/R/EEL, recante disposizioni in tema di "Misure straordinarie in materia di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell'energia elettrica in relazione all'emergenza epidemiologica covid-19 e disposizioni accessorie in materia di regolazione *output-based* del servizio di trasmissione"<sup>8</sup>, ha aggiornato la tempistica limite entro la quale è stata richiesta la sua predisposizione, ovvero al 31 gennaio 2021.

Visto quanto sopra, a dicembre 2020 Terna ha pubblicato la versione finale del "Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, edizione 2020"<sup>9</sup>, a seguito di due consultazioni pubbliche con i soggetti interessati rispettivamente con oggetto:

- la "Metodologia di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo"<sup>10</sup>, conclusa il 4 settembre 2020, nel cui aggiornamento si è tenuto conto anche delle osservazioni espresse nei due rapporti di verifica esterna indipendenti relativi al rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo 2018;
- il "Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo"<sup>11</sup>, conclusa il 24 novembre 2020, circa lo schema del rapporto;

in sede delle quali sono emerse delle osservazioni che hanno contribuito alla definizione della versione finale della seconda edizione del rapporto contenente le migliori apportate alla metodologia ed i nuovi valori capacità di trasporto obiettivo.

A valle della seconda edizione, con la Delibera 446/2021/R/EEL "Determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell'*output* del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale"<sup>12</sup> l'ARERA si è espressa in merito ai parametri e gli obiettivi di capacità funzionali al meccanismo di incentivazione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto. Rispetto alla precedente Delibera 698/2018/R/EEL, l'ARERA:

- ha allineato la definizione delle sezioni interne alla configurazione zonale in vigore dal 1° gennaio 2021 aggiornando la sezione "zona Centro Sud – zona Centro Nord" e introducendo le nuove sezioni "zona Sud – zona Calabria", "zona Sicilia – zona Calabria", "zona Sicilia – zona Centro Sud" e "zona Sicilia – zona Sardegna";
- ha determinato i valori di capacità di trasporto di partenza e di capacità di trasporto obiettivo con riferimento alla situazione *winter peak*, valorizzato le rendite di congestione degli anni 2016 e 2017 e il coefficiente di valorizzazione del beneficio annuo atteso B1 funzionali alla valorizzazione del premio per il semiperiodo 2020-2023.

<sup>5</sup> <https://www.arera.it/en/atti-e-provvedimenti/dettaglio/19/567-19>

<sup>6</sup> Modifiche della configurazione zonale in vigore dal 1° gennaio 2021: spostamento dell'Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud e l'introduzione della zona Calabria con soppressione del polo di produzione limitata di Rossano

<sup>7</sup> <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/19/103-19.pdf>

<sup>8</sup> <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/20/436-20.pdf>

<sup>9</sup> <https://www.terna.it/DesktopModules/AdactBackend/API/download/get?guid=49cf8f88-cc3e-eb11-9104-00155d8bf435>

<sup>10</sup> [https://download.terna.it/terna/Metodologia%20identificazione%20Capacit%C3%A0%20Obiettivo%202020%20\\_8d83ac38b2c5d8d.pdf](https://download.terna.it/terna/Metodologia%20identificazione%20Capacit%C3%A0%20Obiettivo%202020%20_8d83ac38b2c5d8d.pdf)

<sup>11</sup> <https://www.terna.it/DesktopModules/AdactBackend/API/download/get?guid=b87be2e5-d51d-eb11-9110-00155d8bf41f>

<sup>12</sup> <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/21/446-21.pdf>



Nel corso del 2022, con la Delibera 23/2022/R/EEL “*Determinazione del premio per la realizzazione di capacità di trasporto interzonale nell’anno 2020*”<sup>13</sup> l’Autorità ha riconosciuto un premio per Terna di 103,6 milioni di euro in relazione al meccanismo incentivante output-based della trasmissione per l’anno 2020 attribuibile all’incremento della capacità di transito sulle seguenti sezioni reso disponibile da gennaio 2021 nella situazione di *winter peak*:

- Nord ↔ Centro Nord per 400 MW;
- Centro Nord ↔ Centro Sud per 400 MW;
- Sud → Centro Sud per 250 MW;
- Calabria → Sicilia per 400 MW.

In aggiunta, è stato riconosciuto un premio efficienza nella misura di 40 milioni di euro per l’aumento della capacità di trasporto sulle quattro sezioni di cui sopra, essendo i costi di investimento ad essi associati inferiori sia ai costi di riferimento definiti per ciascuna sezione sia al limite di 10 milioni di euro come definito nella Regolazione *output-based*.

A seguire, Terna ha predisposto e pubblicato, prima per la consultazione a gennaio 2023 e successivamente nella sua versione finale a giugno 2023, il “**Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, edizione 2023**”<sup>14</sup>, in risposta all’orientamento espresso dall’Autorità nel documento per la consultazione 422/2022/R/EEL “*Sviluppo della rete di trasmissione dell’energia elettrica*”<sup>15</sup> riguardo la predisposizione della terza edizione del rapporto di identificazione della capacità di trasporto obiettivo funzionale all’estensione/modifica del meccanismo di incentivazione a decorrere dall’anno 2024.

Una seconda premialità è stata riconosciuta a Terna dall’Autorità con la Delibera 473/2023/R/EEL “*Determinazione di premi per la realizzazione di capacità di trasporto interzonale e per l’efficienza degli investimenti relativi al servizio di trasmissione dell’energia elettrica*”<sup>16</sup> per un valore di 23,7 milioni di euro e 12,8 milioni di euro attribuibili rispettivamente all’incremento della capacità di transito sui seguenti confini/sezioni disponibile nel corso del 2022 nella situazione di *winter peak* e all’efficienza dei relativi costi di investimento:

- Frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria) → Nord per 277 MW;
- Sud → Centro Sud per 250 MW.

Il quadro dei premi riconosciuti a Terna è stato ulteriormente aggiornato con la Delibera 445/2024/R/EEL “*Determinazione di premi per la realizzazione di capacità di trasporto interzonale e per l’efficienza degli investimenti, nell’anno 2023, relativi al servizio di trasmissione dell’energia elettrica*”<sup>17</sup>, la quale ha riconosciuto un premio di 14,4 milioni di euro per la realizzazione della capacità di trasporto addizionale di 300 MW sulla Frontiera Nord con l’Austria ed un premio 7,2 milioni di euro per l’efficienza dei costi di investimento.

Alla luce degli efficienti risultati nello sviluppo della rete di trasmissione ottenuti, soprattutto con soluzioni c.d. capital light, e della significativa necessità di nuova capacità di trasporto nel contesto della transizione energetica, con la Delibera 55/2024/R/EEL “*Approvazione della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell’energia elettrica, per il periodo 2024-2027*”<sup>18</sup> l’Autorità ha confermato per il periodo regolatorio 2024-2027 il meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità di trasporto tra zone richiedendo la predisposizione della nuova edizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo.

<sup>13</sup> <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/22/023-22.pdf>

<sup>14</sup> [https://download.terna.it/terna/Terna\\_Rapporto\\_Capacita%CC%80\\_Obiettivo\\_2023\\_8db6776a1f286f1.pdf](https://download.terna.it/terna/Terna_Rapporto_Capacita%CC%80_Obiettivo_2023_8db6776a1f286f1.pdf)

<sup>15</sup> <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/22/422-22.pdf>

<sup>16</sup> <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/23/473-23.pdf>

<sup>17</sup> <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/445-2024-R-eel.pdf>

<sup>18</sup> <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/055-2024-R-eel.pdf>

## 1.2 Verifiche *expert-based* svolte sulle edizioni precedenti del Rapporto

Le edizioni 2018 e 2020 del Rapporto identificazione delle capacità obiettivo sono state oggetto di due processi di verifica esterna indipendente di natura *expert-based* rispettivamente nel corso del 2020 e del 2022 e 2023, ai sensi dell'articolo 40 della Regolazione *output-based* della trasmissione, dalle quali sono emersi diversi spunti utili per il suo affinamento.

A tal riguardo, i principali spunti di affinamento emersi, in aggiunta ad aspetti di carattere editoriale e strutturale consigliati dai verificatori, sono stati elaborati e recepiti nelle passate edizioni. Risulta attualmente allo studio da parte di Terna la possibilità di un'evoluzione del metodo iterativo euristico ad oggi implementato verso un modello di ottimizzazione vincolata alternativo che permetta di condurre in modo integrato le simulazioni di mercato e di rete e identificare un ottimo globale per il sistema.

## 1.3 Struttura del documento

Il presente documento è strutturato come segue:

- nel **Capitolo 2** sono riportati i principali **riferimenti bibliografici**, nazionali e non, ed un sintetico glossario a supporto della lettura del testo;
- nel **Capitolo 3** è riportato un breve approfondimento dell'analisi "**Identification of System Needs**" condotta da ENTSO-E (una trattazione esaustiva è riportata nell' Allegato 1);
- nel **Capitolo 4** sono analizzate le **assunzioni e le ipotesi di riferimento** adottate per il calcolo delle capacità obiettivo;
- nel **Capitolo 5** sono riportate le **strategie di sviluppo** in esito alle simulazioni negli scenari di riferimento agli **anni orizzonte 2030 e 2040**. Inoltre, si riportano degli approfondimenti sui valori di capacità obiettivo conseguibili all'anno orizzonte 2030 in caso di variazione degli input relativi alla capacità obiettivo realizzabile alla frontiera estera e sullo scenario accumuli e all'anno orizzonte 2040 sull'installato idrogeno;
- nel **Capitolo 6** sono discussi i **risultati finali** in esito alle strategie di sviluppo identificate, alle analisi di sensitività e all'applicazione del criterio del "*least regret avanzato*" negli scenari contrastanti al 2040.

Gli **allegati** riportano rispettivamente:

1. la trattazione completa delle practices a livello europeo;
2. una descrizione degli strumenti di simulazione utilizzati;
3. la metodologia sviluppata e adottata nell'esercizio con:
  - valutazione dei dati di costo marginale;
  - i criteri per la definizione delle strategie di sviluppo per ciascuna sezione/confine e la successiva esecuzione delle iterazioni per l'individuazione delle capacità obiettivo;
  - i criteri e la valutazione dei dati di beneficio marginale, ivi inclusi i dati relativi ai Vincoli di Rete.
4. le informazioni relative al costo marginale per ciascuna sezione/confine;
5. le informazioni relative al beneficio marginale per ciascuna sezione/confine e le informazioni riguardo i tempi medi di simulazione per ciascuna sezione/confine ad ogni iterazione;
6. le curve di beneficio/costo per ciascuna sezione/confine;
7. i dettagli dei flussi attesi negli scenari Policy 2030 e 2040 e Inerziale 2040.



## 1.4 Executive Summary

Il documento presenta i risultati delle analisi di identificazione delle capacità obiettivo, condotte all'anno orizzonte 2030 (unico scenario PNIEC policy 2030) e all'anno orizzonte 2040 (nei due scenari contrastanti policy DE 2040 e inerziale PNIEC slow 2040). Gli scenari utilizzati sono coerenti con il Documento di Descrizione Scenari 2024<sup>19</sup>.

In continuità con le precedenti edizioni del Rapporto, la tecnica del *least regret* è stata adottata per la scelta dell'unico set di valori di capacità obiettivo addizionali per ciascuna sezione/confine se utilizzati più scenari studio al medesimo anno orizzonte al fine di identificare il set di capacità obiettivo che consente di esporre il sistema al minimo rimpianto. Dunque, all'anno orizzonte 2030 non risulta necessaria l'applicazione del *least regret* e i valori di capacità obiettivo sono definiti sulla base delle evidenze delle analisi condotte nello scenario Policy 2030 (PNIEC Policy 2030), mentre al 2040, attraverso l'applicazione del *least regret* avanzato, emerge che i valori di capacità obiettivo addizionali coincidono con il set di valori definiti nello scenario inerziale 2040 (PNIEC slow 2040).

A partire dalla precedente edizione del Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo (edizione 2023), a beneficio della completezza dello studio, sono state svolte delle analisi di sensitivity volte a catturare l'impatto sulla capacità obiettivo della variazione di alcune variabili di input. Per la presente edizione, in aggiunta a quanto svolto nel Rapporto precedente, sono state previste due ulteriori sensitivity per valutare l'impatto della variazione della capacità energetica di accumulo al 2030 (*sensitivity Accumuli*) e del consumo degli elettrolizzatori al 2040 (*sensitivity Idrogeno*).

All'anno orizzonte 2030 sono stati inoltre definiti dei vincoli alla massima capacità traguardabile sui confini in linea con la capacità pianificata al medesimo anno orizzonte nel Piano di Sviluppo, tenendo conto degli accordi in essere con i TSO esteri e, quindi, di una realistica previsione di sviluppo delle frontiere prioritizzando lo sviluppo di capacità obiettivo sulle sezioni interne.

All'anno orizzonte 2040 i vincoli ai confini sono stati rilassati fino al valore rappresentativo della somma di: i) capacità pianificata al medesimo anno orizzonte in Piano di Sviluppo; ii) capacità associata ai progetti *merchant line* autorizzati in Italia; iii) progetti allo studio nei Piani di Sviluppo; iv) ulteriori 500 MW su ciascuna frontiera.

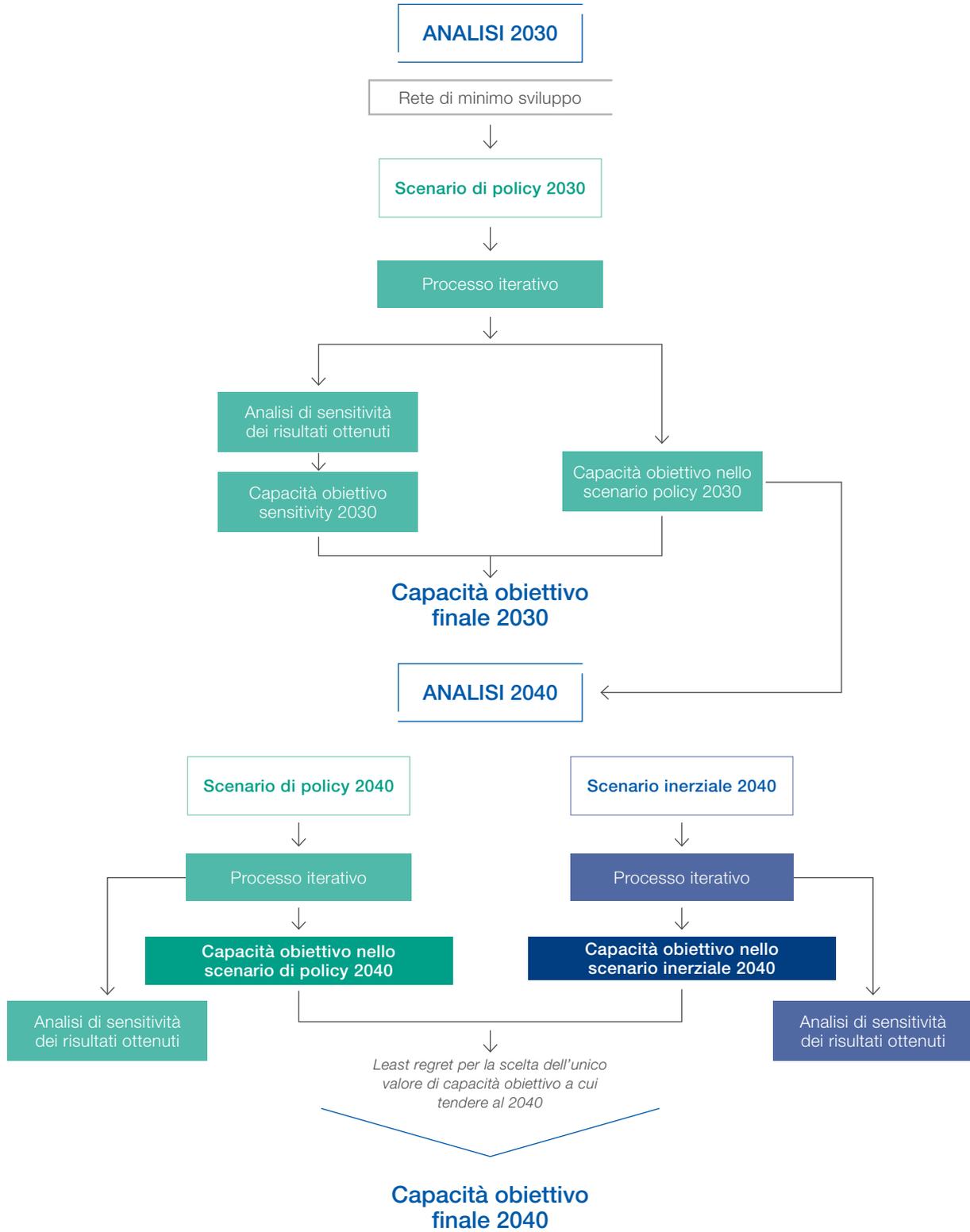
I vincoli ai confini così come riportati al punto precedente, sono stati utilizzati per effettuare un'analisi di sensitività al 2030 (*sensitivity Frontiere*) funzionale alla definizione della strategia finale di capacità obiettivo nello scenario policy 2030 permettendo di evidenziare la profittabilità dello sviluppo dei confini e la capacità obiettivo transfrontaliera a cui tendere come punto di riferimento a seguito dell'individuazione della strategia efficiente sulle sezioni interne.

All'anno orizzonte 2030 è stata condotta un'ulteriore analisi di sensitività (*sensitivity Montenegro*) limitando ulteriormente lo sviluppo della frontiera con il Montenegro avuto riguardo dello stato "in valutazione" del progetto MONITA 2 in considerazione dei pareri ai Piani di Sviluppo precedenti l'edizione 2023.

Il workflow del processo adottato è illustrato sinteticamente nella [Figura 1](#), mentre la [Tabella 1](#) e la [Tabella 2](#) riportano i valori di capacità obiettivo negli scenari analizzati rispettivamente al 2030 e al 2040.

<sup>19</sup> [https://download.terna.it/terna/Documento\\_Descrizione\\_Scenari\\_2024\\_8dce2430d44d101.pdf](https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2024_8dce2430d44d101.pdf)

Figura 1 *Workflow del processo adottato*





**Tabella 1 Valori di capacità di trasporto obiettivo aggiuntiva all'anno orizzonte 2030**

	CAPACITÀ OBIETTIVO ADDIZIONALE (MW) PNIEC 2030	
	←	→
Confine Nord-IT	2.650	
Confine Est-IT	950	
Confine N. Africa-IT	500-600	
Sezione ITcn-ITn	3.100	3.500
Sezione ITcs-ITcn	2.600	
Sezione ITs-ITcs	2.050	
Sezione ITn-ITcs	1.050	
Sezione ITn-ITs	2.100	
Sezione ITsar-ITcn	250	
Sezione ITsar-ITcs	150	
Sezione ITsar-ITsic	1.000	
Sezione ITsic-ITcs	1.100	
Sezione ITsic-ITcal	1.450	
Sezione ITcal-ITs	1.050	

**Tabella 2 Valori di capacità di trasporto obiettivo aggiuntiva nei due scenari di riferimento all'anno orizzonte 2040**

	CAPACITÀ OBIETTIVO ADDIZIONALE (MW)					
	DE 2040		PNIEC SLOW 2040		UNICO VALORE	
	←	→	←	→	←	→
Confine Nord-IT	4.380		4.830		4.830	
Confine Est-IT	1.850		1.900		1.900	
Confine N. Africa-IT	1.100		1.100		1.100	
Sezione ITcn-ITn	5.850	6.250	4.750	5.150	4.750	5.150
Sezione ITcs-ITcn	5.450		3.600		3.600	
Sezione ITs-ITcs	3.550		3.550		3.550	
Sezione ITn-ITcs	2.100		2.100		2.100	
Sezione ITn-ITs	2.100		2.100		2.100	
Sezione ITsar-ITcn	1.550		1.450		1.450	
Sezione ITsar-ITcs	1.850		1.350		1.350	
Sezione ITsar-ITsic	1.000		1.000		1.000	
Sezione ITsic-ITcs	1.850		1.500		1.500	
Sezione ITsic-ITcal	2.550		2.950		2.950	
Sezione ITcal-ITs	2.150		2.150		2.150	

# Bibliografia e glossario



## 2.1 Bibliografia

- Deliberazione 04 novembre 2016, n. 627/2016/R/eel, “Disposizioni per la consultazione del Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale dell’energia elettrica e approvazione di requisiti minimi del Piano per le valutazioni di competenza dell’Autorità”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- Deliberazione 8 marzo 2018, n. 129/2018/R/eel, “Disposizioni urgenti in ordine a meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione. Adeguamento delle disposizioni in materia di riconoscimento di incentivi a progetti con rischi elevati”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- Deliberazione 21 dicembre 2017, n. 884/2017/R/eel, “Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- Delibera 14 dicembre 2017, n. 856/2017/R/eel, “Modifiche alle deliberazioni dell’Autorità 111/06, 653/2015/R/eel e 627/2016/R/eel. Verifica di conformità del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, in materia di sviluppo della rete e di qualità del servizio elettrico”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- Deliberazione 20 dicembre 2018, n. 698/2018/R/eel, “Determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell’output del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- Deliberazione 19 marzo 2019, n. 103/2019/R/eel, “Ulteriori disposizioni in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone, in esito al processo di revisione svolto ai sensi del regolamento (ue) 2015/1222 (CACM)”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- Deliberazione 27 dicembre 2019, n. 567/2019/R/eel, “Aggiornamento della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- Deliberazione 3 novembre 2020, n. 436/2020/R/eel, “Misure straordinarie in materia di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell’energia elettrica in relazione all’emergenza epidemiologica covid-19 e disposizioni accessorie in materia di regolazione output-based del servizio di trasmissione”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- Deliberazione 26 ottobre 2021, n. 446/2021/R/eel, “Determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell’output del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- Deliberazione del 25 gennaio 2022, n. 23/2022/R/EEL “Determinazione del premio per la realizzazione di capacità di trasporto interzonale nell’anno 2020”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- Documento per la Consultazione 13 settembre 2022, n. 422/2022/R/eel, “Sviluppo della rete di trasmissione dell’energia elettrica - aggiornamento delle disposizioni e dei requisiti minimi per il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.



- Deliberazione 24 gennaio 2023, n. 15/2023/R/eel, “Aggiornamento dei requisiti minimi per il piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell’energia elettrica”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- Deliberazione 17 ottobre 2023, n. 473/2023/R/EEL “Determinazione di premi per la realizzazione di capacità di trasporto interzonale e per l’efficienza degli investimenti relativi al servizio di trasmissione dell’energia elettrica”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- Deliberazione 27 febbraio 2024, n. 55/2024/R/EEL “Approvazione della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell’energia elettrica, per il periodo 2024-2027”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- Opinione della Agency for the Cooperation of Energy Regulators No. 06/2012 sullo schema di Ten-Year Network Development Plan TYNDP 2012 (di seguito: Opinione ACER 06/2012)
- Opinione della Agency for the Cooperation of Energy Regulators No. 01/2017 sullo schema di Ten-Year Network Development Plan TYNDP 2016 (di seguito: Opinione ACER 01/2017)
- “Towards a sustainable and integrated Europe, Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets”, novembre 2017.
- “TYNDP 2024 - “Opportunities for a more efficient European power system by 2050 – Infrastructure Gaps Report 2024”, gennaio 2025, documento per la consultazione pubblica, ENTSO-E
- “Identification of System Needs - Implementation Guidelines”, gennaio 2025, documento per la consultazione pubblica, ENTSO-E
- “Unit Investment Cost Indicators – Project Support to ACER, Final Report”, giugno 2023, ACER.
- Piano di Sviluppo 2023, Terna.
- Documento metodologico per l’applicazione dell’analisi costi benefici al Piano di Sviluppo 2023, Terna.
- Documento di descrizione degli Scenari 2024.
- “Metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo – Documento di Consultazione”, maggio 2018, Terna.
- “Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo - Documento finale”, dicembre 2018, Terna.
- I rapporti di verifica del Rapporto Capacità Obiettivo 2018, pubblicato sul sito [www.arera.it](http://www.arera.it)<sup>20</sup>
- “Metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo – Documento di Consultazione”, agosto 2020, Terna.
- “Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo – Documento di Consultazione”, novembre 2020, Terna.
- “Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo – Documento finale”, dicembre 2020, Terna.
- “Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo – Documento di Consultazione”, gennaio 2023, Terna.
- “Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo – Documento finale”, giugno 2023, Terna.

<sup>20</sup> <https://www.arera.it/operatori/trasmissione.htm>  
[https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/Rapporto\\_verifica\\_Pilo.pdf](https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/Rapporto_verifica_Pilo.pdf)  
[https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/MA\\_TROVATO\\_Relazione\\_Finale\\_Target\\_Capacity\\_2018.pdf](https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/MA_TROVATO_Relazione_Finale_Target_Capacity_2018.pdf)

## 2.2 Glossario

**Analisi Costi Benefici (ACB):** metodologia basata sul confronto dei costi e dei benefici dei principali interventi di sviluppo ai fini del calcolo dell'indice IUS (indice di utilità del sistema).

**Bottom up, Top down:** (dal basso verso l'alto, dall'alto verso il basso) sono strategie di elaborazione dell'informazione e di gestione delle conoscenze.

**Capacità di trasporto:** flusso di potenza attiva che può essere trasportato tra due porzioni di rete compatibilmente con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

**Capacità di trasporto di partenza:** rappresenta la capacità di trasporto esistente al netto di eventuali dismissioni previste riferita alla situazione cosiddetta "winter peak" ovvero il massimo valore di limite di scambio invernale su ciascuna sezione/confine.

**Capacità di trasporto obiettivo aggiuntiva:** rappresenta la capacità di trasporto aggiuntiva che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali riferita alla situazione cosiddetta "winter peak".

**Capacità di trasporto obiettivo (o Target Capacity):** capacità di trasporto finale (combinazione della capacità di trasporto di partenza e della capacità obiettivo aggiuntiva) che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali, riferita alla situazione cosiddetta "winter peak".

**Connecting Europe Facility (CEF):** strumento finanziario fondamentale per promuovere la crescita, l'occupazione e la competitività attraverso investimenti infrastrutturali mirati a livello europeo (*Connecting Europe Facility Regulation* n° 1316/2013).

**Confine:** sezione di riferimento tra il sistema elettrico italiano e i sistemi elettrici confinanti ai fini delle valutazioni della capacità di trasporto obiettivo e aggiuntiva.

**Criterio N:** un sistema elettrico è in questo stato sicuro quando tutti i suoi N componenti stanno funzionando correttamente, ma generalmente ciò non è più vero nel caso di un disservizio.

**Criterio N-1:** sicurezza valutata nell'ipotesi che l'eventuale fuori servizio accidentale ed improvviso di un qualsiasi componente del sistema elettrico (es. linea, trasformatore, gruppo generatore) non determini il superamento dei limiti di funzionamento degli altri componenti rimasti in servizio.

**Demand response (partecipazione della domanda):** modifica del consumo dell'energia elettrica da parte del cliente finale in risposta alla variazione nel tempo del prezzo o per mezzo di incentivi.

**Domanda di energia elettrica (fabbisogno):** domanda di energia elettrica che il sistema elettrico nazionale deve soddisfare. Ha andamento temporale variabile, nel corso della giornata, del mese e dell'anno.

**ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity):** associazione formata da 43 Gestori di Rete Europei appartenenti a 36 Paesi con lo scopo principale di promuovere il funzionamento affidabile, la gestione ottimale e lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica europea.

**Gestore della rete:** soggetto concessionario del servizio di trasmissione di energia elettrica.

**Indicatore I21:** incremento della capacità di interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete, in termini di MW.

**IUS (Indicatore di Utilità del Sistema):** rapporto tra i benefici attualizzati e i costi attualizzati dell'investimento.



**Least regret:** metodologia che consente di identificare il set di valori di capacità obiettivo di ciascuno scenario che, in un set di possibili strategie, presenta il cosiddetto “*least regret*” (“minimo rimpianto”).

**Least regret avanzato:** metodologia che per approssimazioni successive consente di identificare il set di valori intermedi di capacità obiettivo che, in un set di possibili strategie, presenta il cosiddetto “*least regret*” (“minimo rimpianto”).

**Mercato del Giorno Prima (MGP):** sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello della negoziazione.

**Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD):** sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento.

**Mercato di Bilanciamento (MB):** insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte il giorno stesso a quello cui si riferiscono le offerte.

**Piano di Sviluppo (PdS):** strumento per la pianificazione dello sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale, predisposto annualmente dal Gestore sulla base:

- dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione di domanda di energia elettrica da soddisfare;
- della necessità di potenziamento della rete;
- delle richieste di connessione di nuovi impianti di generazione alla rete.

**PINT (*Put IN one at the Time*):** metodo di valutazione dei benefici descritto nella Analisi Costi Benefici di ENTSO-E, che prevede l'inclusione di un singolo intervento alla volta nei modelli di riferimento di rete e di mercato allo studio (che di norma non comprendono interventi di sviluppo futuri), e successivamente ne calcola i benefici in modo differenziale tra i risultati con l'intervento (“WITH”) e i risultati senza l'intervento (“WITHOUT”).

**Progetti di Interesse Comune (PCI):** ai sensi dell'Art. 4 del Regolamento (UE) n. 347/2013 è un progetto che ha significativi effetti positivi su almeno due Stati Membri, contribuendo all'integrazione dei mercati dell'energia elettrica e ad una maggiore concorrenza nel perimetro dell'Unione, migliorando la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e contribuendo all'incremento di produzione dell'energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER) e alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

**Regolamento CACM (*Capacity Allocation and Congestion Management*):** Regolamento UE 2015/1222 CACM (*Capacity Allocation and Congestion Management*) entrato in vigore il 14 agosto 2015 che stabilisce gli orientamenti in materia di allocazione della capacità e gestione della congestione.

**Servizio di trasmissione dell'energia:** insieme di tutte quelle attività che riguardano la programmazione, lo sviluppo e la manutenzione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

**Sezione:** sezione di riferimento tra zone della rete rilevante di cui all'articolo 15 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06.

**SEW (Social Economic Welfare):** indicatore correlato al funzionamento del mercato dell'energia e all'incremento di limiti di transito tra zone della rete rilevante o ai confini. 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).

**Sistema elettrico nazionale (SEN):** complesso degli impianti di produzione, delle reti di trasmissione e di distribuzione nonché dei servizi ausiliari e dei dispositivi di interconnessione ubicati sul territorio nazionale.

**Storage (Sistema di accumulo):** insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo).

**Surplus dei Consumatori:** differenza positiva fra il prezzo che un individuo è disposto a pagare per ricevere un determinato bene o servizio e il prezzo di mercato (prezzo marginale) dello stesso bene.

**Surplus dei Produttori:** differenza positiva tra il prezzo di un dato bene pagato al produttore ed il prezzo che il produttore sarebbe stato disposto ad accettare per quantità inferiori di quel bene.

**Sviluppo della rete:** Gli interventi sulla rete elettrica che comportano un adeguamento o un potenziamento della capacità di trasporto, trasformazione, connessione e interconnessione, ovvero un incremento della flessibilità operativa della rete o una dismissione di elementi della rete.

**TOPSIS (Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution):** metodo per l'analisi decisionale multi-criterio finalizzata alla scelta delle sezioni/confini che presentano le condizioni più favorevoli all'implementazione di capacità di trasmissione addizionale.

**TOOT (Take Out One at the Time):** metodo di valutazione dei benefici descritto nella Analisi Costi Benefici di ENTSO-E, che prevede la rimozione di un singolo intervento di sviluppo alla volta nei modelli di riferimento di rete e di mercato allo studio (che di norma comprendono tutti gli interventi di sviluppo), e successivamente ne calcola i benefici in modo differenziale tra i risultati con l'intervento ("WITH") e i risultati senza l'intervento ("WITHOUT").

**TYNDP (Ten-Years Network Development Plan):** Piano di Sviluppo decennale della rete elettrica Europea redatto con cadenza biennale.

# Overview a livello europeo

# 3

## 3.1 Identification of System Needs 2024

A partire dal 2012, con la propria Opinione 06/2012 sulla bozza di TYNDP 2012, l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) ha proposto di introdurre il concetto di target capacities; successivamente nell'Opinione ACER 01/2017, ACER ha espresso alcune raccomandazioni sulle attività di identificazione dei System Needs.

A tal fine, nell'ambito dell'elaborazione del Ten Year Development Plan (TYNDP) 2024 e in continuità con quanto già predisposto nelle precedenti edizioni del TYNDP, ENTSO-E ha pubblicato per la consultazione a gennaio 2025 il report **"Opportunities for a more efficient European power system by 2050 – Infrastructure Gaps Report 2024"**<sup>21</sup> recante i risultati delle analisi e delle necessità del sistema elettrico europeo su un orizzonte di medio (2030), lungo (2040) e di lunghissimo (2050) termine.

La rete di riferimento utilizzata (orizzonte 2030) per le analisi è stata scelta in modo tale da includere tutti i progetti candidati nel TYNDP attualmente in realizzazione e/o in una fase avanzata per i quali si prevede il loro completamento entro il 2030 in aggiunta alla rete esistente del 2025.

Gli studi si sviluppano sulla base di **analisi zonali**: ciò rappresenta un compromesso necessario in virtù dell'estensione del perimetro di analisi e semplifica le più complesse simulazioni di rete che considerano i flussi su ogni linea elettrica, ma richiedono una complessità computazionale significativamente maggiore.

L'attuale metodologia per l'identificazione delle esigenze di sistema si concentra sui benefici in termini di SEW (*socio-economic welfare*) e integrazione delle fonti energetiche rinnovabili. Pertanto, la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> è parzialmente considerata nel SEW attraverso il prezzo ETS CO<sub>2</sub>, *extra-bid price* incluso nel costo di generazione.

Dai risultati di queste analisi risulta che, rispetto alla rete di riferimento paneuropea considerata al 2030, sono necessari almeno 88 GW entro il 2030, mentre guardando all'orizzonte 2040 le esigenze di sviluppo infrastrutturale al livello paneuropeo aumentano sino a 108 GW e infine a 224 GW al 2050.

Tale incremento della capacità di trasmissione comporterà un incremento degli scambi transfrontalieri con possibili impatti sulle reti nazionali e conseguenti necessità di rinforzi interni.

Inoltre, per quanto riguarda i sistemi di accumulo, le analisi hanno evidenziato la necessità di sviluppare ulteriori 56 GW di sistemi di accumulo a batteria entro il 2030 che guardano ad un target di oltre 500 GW nel 2050.

<sup>21</sup> [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2024/forconsultation/Infrastructure\\_Gaps\\_Report.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2024/forconsultation/Infrastructure_Gaps_Report.pdf)

# Assunzioni e ipotesi di riferimento

# 4

Il quadro complessivo delle assunzioni e delle ipotesi di riferimento, dettagliate nei successivi paragrafi, è riportato in *Figura 2*.

**Figura 2 Assunzioni e ipotesi di riferimento: quadro complessivo**

<b>ANNI STUDIO</b>	Le analisi sono state eseguite su due orizzonti temporali: <b>all'anno studio 2030 e 2040</b> .
<b>SCENARI DI RIFERIMENTO</b>	Gli scenari utilizzati per le analisi sono coerenti con quelli presentati nel <b>Documento di Descrizione degli Scenari 2024</b> e adottati per il Piano di Sviluppo 2025 (PNIEC Policy 2030, PNIEC Slow 2040 e DE 2040).
<b>STRUTTURA ZONALE</b>	Le analisi sono state eseguite a partire dalla <b>configurazione zonale vigente</b> , coerentemente con le analisi del Piano di Sviluppo 2025.
<b>RETE DI MINIMO SVILUPPO</b>	La rete di minimo sviluppo si compone della capacità di scambio esistente aggiornata al <b>01.01.2024 e dei progetti autorizzati</b> per i quali i <b>contratti di fornitura sono stati siglati</b> e/o <b>le gare di construction aggiudicate</b> e/o si trovano in fase di <b>realizzazione</b> .

## 4.1 Anni studio

Nel presente Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo, in linea con l'approccio adottato nella precedente edizione del 2023, le analisi sono state condotte su un duplice anno studio, un orizzonte temporale di medio-termine al 2030 e un orizzonte di lungo-termine al 2040, al fine di valutare il livello di variabilità degli output in presenza di scenari di sviluppo contrastanti nel lungo termine e dare indicazioni sulle strategie di sviluppo efficienti su diversi orizzonti temporali.

La selezione degli anni studio tiene conto delle osservazioni emerse nei processi di verifica *expert-based* da parte degli esperti verificatori delle edizioni 2018 e 2020, dell'esperienza raccolta a livello europeo nella redazione del TYNDP e delle analisi IoSN e dell'orizzonte ventennale degli studi di pianificazione.



## 4.2 Scenari di riferimento

Le analisi per l'identificazione delle capacità obiettivo sono state eseguite negli scenari elaborati e descritti nel **Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) 2024<sup>22</sup>**. Nel dettaglio, gli scenari contrastanti di riferimento utilizzati per le analisi sono:

- lo **scenario di policy “PNIEC Policy”** al 2030;
- lo **scenario di policy “Distributed Energy” (DE)** al 2040;
- lo **scenario rappresentativo di una transizione energetica più lenta “PNIEC Slow”** al 2040.

Lo **scenario PNIEC Policy 2030** è definito sulla base delle più recenti indicazioni del governo contenute nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), pubblicato a giugno 2024, che declina a livello nazionale gli obiettivi dei pacchetti legislativi europei “Fit-for-55” e “RepowerEU”. All'anno orizzonte 2040, si considerano due scenari contrastanti: lo **scenario di policy DE**, il cui punto di partenza è dettato dal PNIEC Policy 2030, risulta in linea con quanto definito a livello europeo da ENTSO-e ed è elaborato sulla base degli obiettivi non vincolanti ed intermedi verso il raggiungimento del target Net Zero Emissions al 2050, considerando una spinta penetrazione del vettore elettrico; lo **scenario PNIEC Slow** è invece rappresentativo di una transizione più lenta verso i target di decarbonizzazione.

Nel dettaglio:

- il **PNIEC Policy 2030** è lo scenario di policy al 2030, che ipotizza un mix efficiente di investimenti in infrastrutture di rete gas ed elettriche, fonti rinnovabili elettriche e a molecola, accumuli e nuove tecnologie digitali compatibili con i principali vincoli tecnici, economici ed amministrativi che altrimenti ne potrebbero impedire la realizzabilità in tempi così stretti. Al 2030 si prevede la dismissione completa degli impianti termoelettrici alimentati a carbone e un forte sviluppo di rinnovabili non programmabili, in particolare del fotovoltaico ed eolico. Gli obiettivi sfidanti di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990, spingono verso l'elettrificazione dei consumi, un incremento sostanziale della generazione da fonti rinnovabili e l'adozione della tecnologia di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS);
- il **Distributed Energy 2040** è lo scenario di policy al 2040, allineato alla storyline di ENTSO-E Distributed Energy del TYNDP 2024<sup>23</sup> e derivato a partire dallo scenario PNIEC Policy 2030. Esso rappresenta un possibile percorso per il raggiungimento della Carbon Neutrality nel 2050, tramite una forte penetrazione del vettore elettrico in tutti i settori (civile, trasporto e industria) massimizzando l'utilizzo della produzione rinnovabile affiancato a un forte sviluppo della capacità di accumulo e soluzioni per il recupero dell'overgeneration. L'utilizzo dei gas verdi è marginale e limitato ai settori “hard-to-abate” e del trasporto pesante. Le tecnologie di CCS/CCU (Carbon Capture & Storage/Utilization) sono previste principalmente nel settore industriale per la cattura di emissioni da combustione e di processo;
- il **PNIEC Slow 2040** è lo scenario inerziale al 2040, costruito tenendo conto degli obiettivi dello scenario DE 2040, ma ipotizzando una minore velocità della traiettoria per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione. In particolare, si prevede una più lenta elettrificazione dei consumi con conseguente riduzione del fabbisogno elettrico, un ritardo nello sviluppo delle FER, uno sviluppo più contenuto degli elettrolizzatori e della tecnologia CCS, uno sviluppo non massimizzato del biometano e una ridotta penetrazione dell'idrogeno verde.

## Fabbisogno Elettrico

La domanda di energia elettrica, oltre ad essere influenzata dalle condizioni macroeconomiche e dalla variazione demografica, dipende notevolmente dallo sviluppo di tecnologie, quali veicoli elettrici e pompe di calore, e dalle misure di efficientamento energetico previste. In tutti gli scenari si attende un incremento del fabbisogno elettrico totale, come mostrato in *Figura 3*.

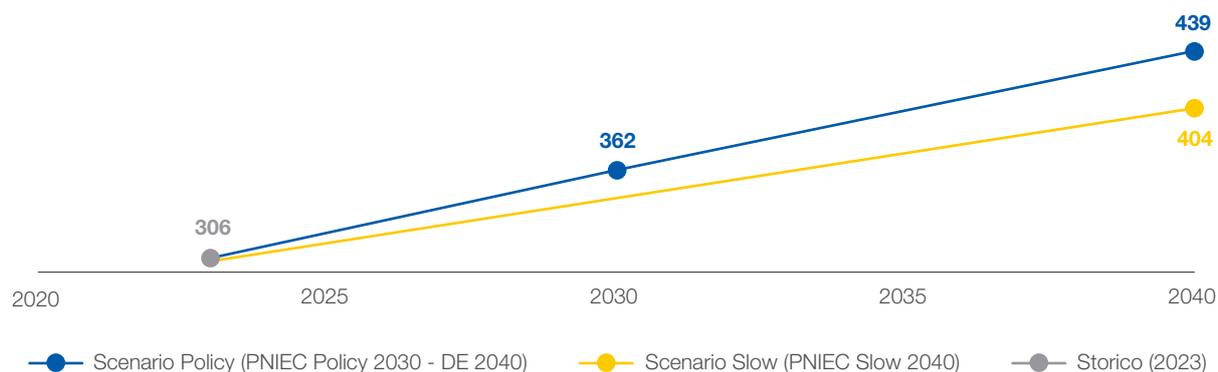
Lo scenario **PNIEC Policy 2030**, coerentemente con quanto riportato nel PNIEC di giugno '24, prevede un'accelerazione del processo di elettrificazione dei trasporti e del settore civile, dunque una maggiore penetrazione del vettore elettrico e un incremento del fabbisogno elettrico, al netto di efficientamenti energetici, imputabile alla stessa elettrificazione nel

<sup>22</sup> [https://download.terna.it/terna/Documento\\_Descrizione\\_Scenari\\_2024\\_8dce2430d44d101.pdf](https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2024_8dce2430d44d101.pdf)

<sup>23</sup> Nel DDS 2024, sono presenti due scenari di sviluppo al 2040: il Distributed Energy Italia (DE-IT) e il Global Ambition Italia (GA-IT). Sono scenari tra loro contrastanti e allineati agli analoghi scenari ENTSOs e si differenziano rispetto alla strada delineata per il raggiungimento della Carbon Neutrality al 2050 in termini di maggiore o minore sviluppo e penetrazione delle singole tecnologie e in particolare del vettore elettrico.

settore dei trasporti (tra cui un aumento di consumi elettrici nel settore navale dovuti al c.d. “Cold Ironing”), all’utilizzo delle pompe di calore elettriche, alla crescita del PIL e alla produzione di idrogeno da elettrolisi. Queste assunzioni portano ad un incremento del fabbisogno fino a 362 TWh, di circa +56 TWh rispetto ai 306 TWh registrati nel 2023. In continuità con lo sviluppo dei fattori già in gioco nel PNIEC Policy 2030, lo scenario **Distributed Energy 2040** vede un’ulteriore crescita del fabbisogno elettrico di +133 TWh rispetto ai consumi del 2023 per un totale di 439 TWh al 2040. Nello scenario **PNIEC Slow 2040** l’incremento di fabbisogno elettrico risulta più contenuto rispetto agli scenari di policy raggiungendo un valore di 404 TWh, dovuto alla minor richiesta di energia per la produzione di idrogeno e ad una minore diffusione di veicoli elettrici puri e pompe di calore.

**Figura 3 Evoluzione del fabbisogno (TWh) negli scenari di riferimento**



## Capacità Installata

In tutti gli scenari di riferimento, l’evoluzione della capacità di generazione prevista nei prossimi anni è notevolmente influenzata dal *phase-out* del carbone dal parco termoelettrico italiano e dall’incremento di impianti di produzione da fonti rinnovabili come il solare e l’eolico, in sinergia con l’aumento della capacità di accumulo grazie alla realizzazione di pompaggi idroelettrici e di accumuli elettrochimici. Per tutti gli scenari, si considerano gli esiti delle aste del Capacity Market in termini di riconversione di impianti esistenti e di sviluppo di nuovi impianti; tuttavia, nessuna ipotesi è stata formulata sulla possibile dismissione di parte della capacità di generazione a gas. Rimane invariata la capacità idroelettrica rispetto al valore attuale, mentre nel complesso la capacità rinnovabile di altro tipo (es. biomassa, geotermico, etc.) si riduce leggermente.

Lo scenario **PNIEC Policy 2030** è caratterizzato dal completo *phase-out* della capacità a carbone e dalla necessità di quasi 107 GW di capacità da impianti solari ed eolici installati al 2030 al fine di raggiungere gli obiettivi di policy. Questo si traduce in un incremento dell’installato FER di +65 GW rispetto al 2023, raggiungendo una quota di produzione rinnovabile complessiva sul fabbisogno elettrico totale di circa il 63%. La ripartizione zonale delle FER elaborata per il DDS 2024 è coerente con quanto previsto dal “Decreto Ministeriale Aree Idonee”, che stabilisce i criteri di individuazione, da parte delle Regioni, delle aree idonee all’installazione di impianti rinnovabili. L’incremento FER è accompagnato e abilitato da un aumento della capacità di accumulo “utility scale” e “small scale” fino a +65 GWh rispetto agli impianti ad oggi esistenti.

La crescita delle FER raggiunge il massimo nello scenario **Distributed Energy 2040** fino a +127 GW totali in sinergia con una capacità di accumulo complessiva 167 GWh rispetto ai 6,6 GWh al 2023. Mentre nello scenario **PNIEC Slow 2040**, si considera una più contenuta crescita dell’installato solare ed eolico fino a +102 GW al 2040, accompagnato dal raggiungimento di 117 GWh di capacità di accumulo complessiva.

Gli elementi sopra descritti sono rappresentati in **Figura 4**, dove si osserva la capacità di generazione eolica e solare installata (GW), in **Figura 5**, nella quale si riporta l’evoluzione della capacità energetica di accumulo totale (GWh) e in **Figura 6** l’evoluzione della capacità installata di nuovi elettrolizzatori.



Figura 4 **Capacità di generazione eolica e solare installata totale (GW) prevista negli scenari di riferimento al 2030 e al 2040**

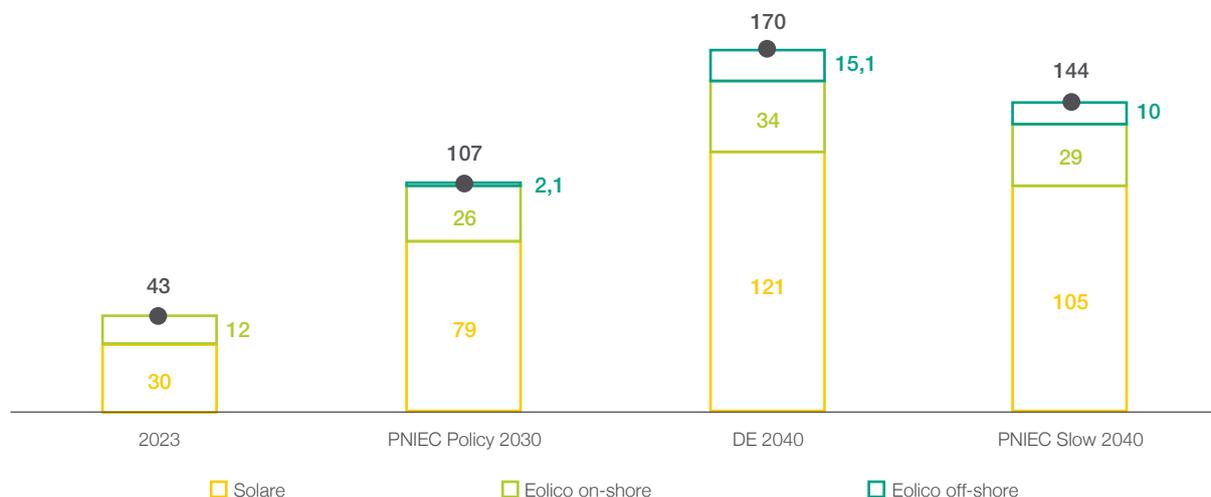


Figura 5 **Capacità energetica di accumulo totale (GWh) prevista negli scenari di riferimento al 2030 e al 2040 (al netto dei pompaggi esistenti)**

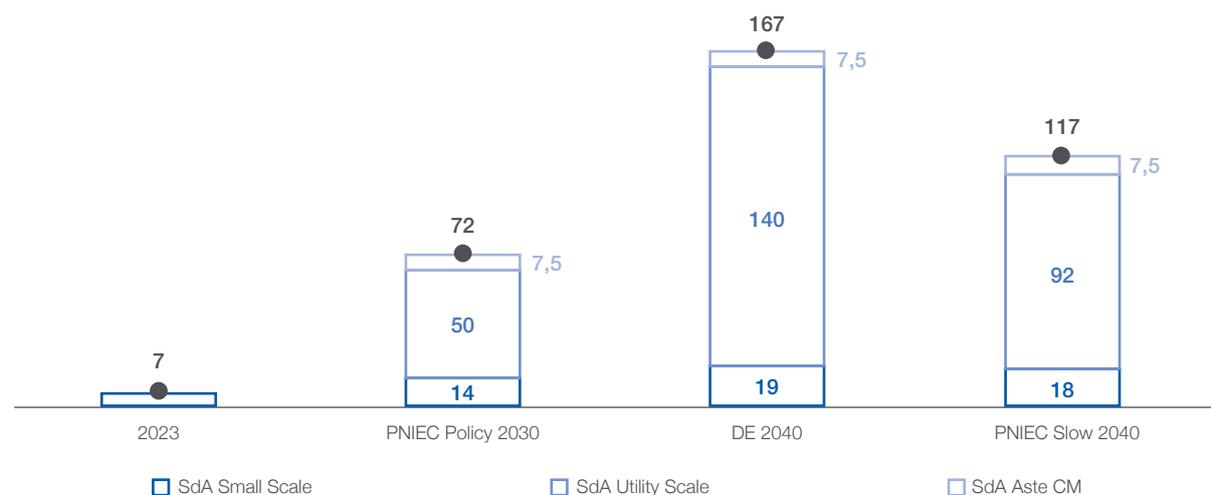


Figura 6 **Evoluzione della capacità degli elettrolizzatori (GW) negli scenari al 2030 e al 2040**



## 4.3 Struttura zonale

La configurazione zonale presa come riferimento per le analisi di identificazione delle capacità obiettivo nel presente rapporto è quella entrata in vigore a partire dal 1° gennaio 2021 con la Delibera 103/2019/R/EEL dell'ARERA.

Come rappresentato in *Figura 7*, la struttura zonale adottata prevede la suddivisione della Rete di Trasmissione Nazionale in 7 zone geografiche (Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna).

Alla luce della struttura zonale vigente e dei confini/sezioni interessati da progetti interzonalari pianificati dal TSO, i confini/sezioni oggetto di analisi all'anno orizzonte 2030 e 2040 sono rappresentati in *Figura 8* e risultano essere i seguenti<sup>24</sup>:

- Confine Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia) – Italia;
- Confine Est (Montenegro e Grecia) – Italia;
- Confine N. Africa (Tunisia) – Italia;
- Sezione zona Nord – zona Centro Nord;
- Sezione zona Centro Nord – zona Centro Sud;
- Sezione zona Centro Sud – zona Sud;
- Sezione zona Nord – zona Centro Sud;
- Sezione zona Nord – zona Sud;
- Sezione zona Sud – zona Calabria;
- Sezione zona Calabria – zona Sicilia;
- Sezione zona Sicilia – zona Sardegna;
- Sezione zona Sicilia – zona Centro Sud;
- Sezione zona Centro Nord - zona Sardegna;
- Sezione zona Sardegna - zona Centro Sud.

## 4.4 Modelli di mercato e di rete

Negli studi di mercato si considera per la rete estera lo stesso modello utilizzato in ambito TYNDP 2024, e rappresentato in *Figura 9*<sup>25</sup>, ed il più dettagliato modello nazionale utilizzato nelle analisi del Piano di Sviluppo. In aggiunta vengono modellati anche i Paesi inclusi nel mercato elettrico Nord Africano (Marocco, Tunisia, Algeria, Egitto e Libia) e del Medio Oriente (Israele e Palestina) facenti parte dell'associazione *Mediterranean Transmission System Operators (MedTSO)*<sup>26</sup>.

Il sistema elettrico è modellato utilizzando una topologia nodale, le zone di mercato sono rappresentate come nodi interconnessi attraverso un singolo ramo di capacità equivalente alla *net transfer capacity (NTC)* tra ciascuna

**Figura 7 Struttura zonale**



**Figura 8 Sezioni/Confini investigati all'anno studio 2030 e 2040**



<sup>24</sup> Il confine Italia-Malta non rientra nel set delle sezioni/confini oggetto d'analisi; essendo un'isola minore non magliata, la connessione radiale (antenna o doppia antenna) alla Sicilia non incide significativamente sul profilo di carico della Sicilia e sul fabbisogno equivalente siciliano.

<sup>25</sup> La *Figura 9* è finalizzata alla spiegazione del modello estero utilizzato nelle simulazioni di mercato zonali. Per quanto riguarda la struttura zonale interna adottata, si faccia riferimento al paragrafo 4.3.

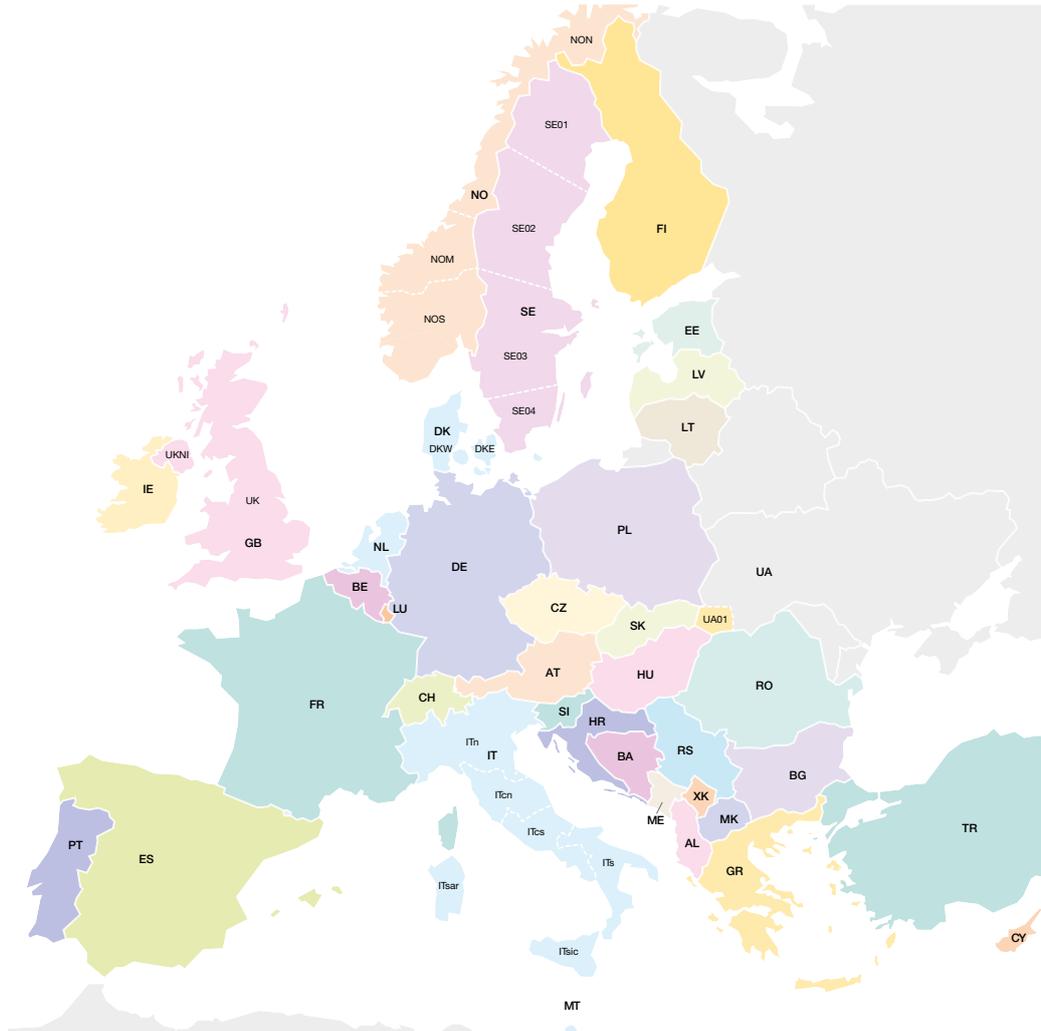
<sup>26</sup> <https://med-tso.org/en/home/>



zona di mercato. Ciascun Paese è modellato come un singolo nodo ad eccezione della Danimarca, Italia, Lussemburgo, Norvegia, Francia (Corsica), Gran Bretagna (Nord Irlanda), Grecia (Creta) e Svezia. Ciascun nodo è caratterizzato da un mix di generazione, domanda e capacità di interconnessione.

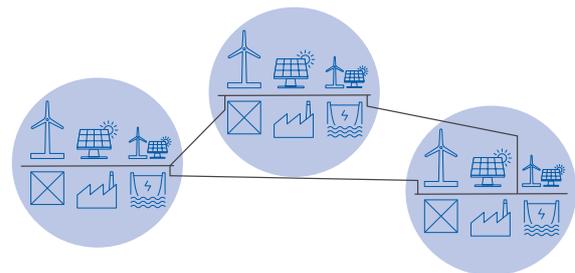
I dati di riferimento per la definizione delle ipotesi di scenario per l'intero perimetro dei Paesi ENTSO-E è TYNDP 2024 Scenario Report<sup>27</sup>.

**Figura 9** *Modello di mercato utilizzato (fonte: TYNDP 2024)*



Per gli studi di rete, viene utilizzato il modello della Rete di Trasmissione Nazionale completa dei livelli di tensione 380, 220, 150 e 132 kV. Il modello include anche un equivalente della rete europea, modellata attraverso una rete bus-bar (Figura 10) senza il dettaglio della rete di trasmissione interna. Per ciascuno di questi paesi viene mappato il carico e la generazione in linea con gli scenari TYNDP.

**Figura 10** *Esempio di modello di rete bus-bar*

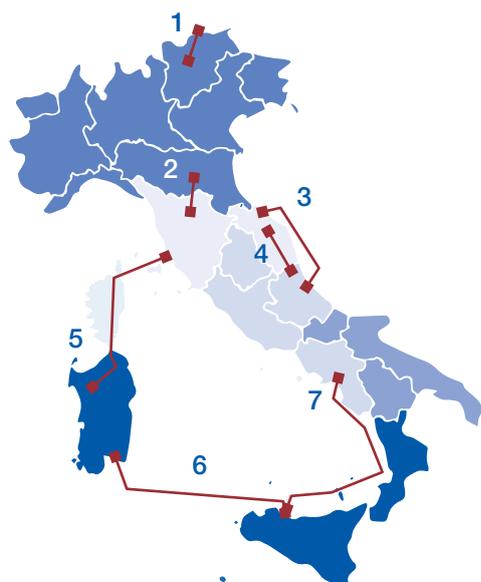


<sup>27</sup> <https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

## 4.5 Rete di riferimento

Per le analisi svolte nel presente rapporto è stata valutata un'unica rete di riferimento (**caso base**, denominato **“minimo sviluppo”**) che, rispetto all'attuale configurazione della rete, vede implementati i **progetti** inclusi nel Piano di Sviluppo 2023<sup>28</sup> già **autorizzati** per i quali i contratti di fornitura sono stati già siglati e/o aggiudicate le gare di *construction* e/o si trovano in fase di realizzazione, sulla base delle informazioni più aggiornate.

**Figura 11** *Progetti inclusi nella rete di minimo sviluppo*



Progetto	MW	Sezione/ Confine
1 El. 132 kV Prati di Vizze Steinach	100 MW	ITn – AT
2 El. Colunga-Calenzano	400 MW	ITcn – ITn
3 HVDC Adriatic Link	1.000/600 MW 1.000 MW	ITcn > ITn/ ITn > ITcn ITcs – ITcn
4 Rimozioni Limitazioni	400 MW	ITcs – ITcn
5 HVDC SACOI3	400 MW*	ITsar – ITcn
6 HVDC Tyrrhenian link ovest	1.000 MW	ITsar – ITsic
7 HVDC Tyrrhenian link est	1.000 MW	ITsic – ITcs

\* L'incremento sulla sezione ITsar-ITcn è di +100MW rispetto ai limiti di scambio attuali tenendo conto della fine vita utile dell'esistente SACOI2 a cui è associata una capacità di cambio di 300MW.

Rispetto a tale **caso base** ed ai singoli interventi, le analisi sono state svolte nello scenario PNIEC Policy 2030 con un approccio di tipo TOOT per la valutazione dei benefici degli interventi inclusi nel minimo sviluppo e negli scenari PNIEC Policy 2030, PNIEC Slow 2040 e DE 2040 con un approccio di tipo PINT per le valutazioni di capacità aggiuntiva, ovvero:

- *approccio TOOT (Take Out One at the Time)*: dal caso minimo sviluppo si rimuovono uno per volta gli interventi sulla sezione/confine<sup>29</sup> in esame;
- *approccio PINT (Put IN one at the Time)*: si calcolano i benefici correlati all'incremento della capacità di trasporto rispetto al caso base di minimo sviluppo, aggiungendo unicamente incrementi sulle sezioni/confini in esame ove sussistano le condizioni descritte nell'Allegato 3.

Le simulazioni effettuate con approccio PINT sono finalizzate ad analizzare le «strategie di sviluppo», ovvero incrementi successivi di capacità tra una o più sezioni/confini di rete (si veda nel dettaglio l'Allegato 3), e costruire diverse «strategie di sviluppo» per ciascuna sezione/confine.

Le analisi condotte con approccio PINT negli scenari PNIEC Slow 2040 e DE 2040, volte a definire le capacità obiettivo in uno scenario di lunghissimo termine, sono state eseguite a partire da una rete di riferimento caratterizzata dalla strategia di sviluppo risultante dalle analisi all'anno orizzonte 2030.

<sup>28</sup> <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/programmazione-territoriale-efficiente/piano-sviluppo-rete>

<sup>29</sup> Riferendosi la Delibera 129/2018/R/EEL alla capacità di trasporto aggiuntiva al «confine» tra il sistema elettrico italiano e i sistemi elettrici confinanti, ai fini della capacità obiettivo, si è definito il confine come aggregato di frontiere laddove le stesse risultino territorialmente confinanti e/o non riportino un disallineamento significativo della stima dei differenziali di prezzo.



Per maggiore chiarezza, nella *Tabella 3* si riportano i valori di capacità di scambio tra le sezioni interne e sui confini relativi alla rete attuale aggiornata al 1° gennaio 2024 e alla rete di minimo sviluppo. I limiti di transito della rete esistente tengono conto degli incrementi di capacità conseguiti tra i 2020 e il 2023 grazie ad interventi *capital light* sia sulla Frontiera Nord<sup>30</sup> che sulle sezioni di mercato interne al sistema elettrico italiano<sup>31</sup>.

**Tabella 3 Valori di capacità di trasporto tra sezioni interne e sui confini esteri relativi alla rete attuale ed alla rete di minimo sviluppo**

	CAPACITÀ RETE ATTUALE (MW)		CAPACITÀ RETE MINIMO SVILUPPO (MW)	
	←	→	←	→
Confine Nord-IT	4.995	10.435	5.095	10.535
Confine Est-IT	1.100	1.100	1.100	1.100
Confine N. Africa-IT	0	0	0	0
Sezione ITcn-ITn	4.300	3.100	5.300	4.500
Sezione ITcs-ITcn	2.900	2.800	4.300	4.200
Sezione ITs-ITcs	2.400	5.200	2.400	5.200
Sezione ITn-ITcs	0	0	0	0
Sezione ITn-ITs	0	0	0	0
Sezione ITsar-ITcn	325	425	425	525
Sezione ITsar-ITcs	720	900	720	900
Sezione ITsar-ITsic	0	0	1.000	1.000
Sezione ITsic-ITcs	0	0	1.000	1.000
Sezione ITsic-ITcal	1.550	1.300	1.550	1.300
Sezione ITcal-ITs	1.100	2.350	1.100	2.350

## 4.6 Vincoli alla capacità obiettivo di sviluppo della rete

### 4.6.1 Definizione capacità incrementale conseguibile sui confini esteri

Dati gli sfidanti target nazionali di penetrazione rinnovabile e considerando le tempistiche e le complessità associate al coordinamento con i TSO esteri europei ed extra-europei per lo sviluppo di progetti transfrontalieri, in continuità con l'edizione 2023 si è ritenuto opportuno imporre un **vincolo alla capacità aggiuntiva tracciabile sui confini esteri** nelle strategie di sviluppo **all'anno orizzonte 2030 e 2040** (novità della presente edizione), **secondo i seguenti criteri**:

- Il vincolo alla capacità aggiuntiva tracciabile all'anno orizzonte 2030 è stato imposto considerando i valori già pianificati a tale orizzonte in Piano di Sviluppo;
- Il vincolo alla capacità aggiuntiva tracciabile all'anno orizzonte 2040 è stato imposto considerando: i) i valori già pianificati a tale orizzonte in Piano di Sviluppo, ii) i progetti merchant lines autorizzati in Italia, iii) i progetti allo studio ed iv) ulteriori 500 MW di capacità di scambio su ciascuna frontiera.

Tale esercizio metodologico permette di tener conto nelle analisi d'individuazione della capacità obiettivo la reale perseguibilità dei progetti ed i relativi riflessi sulle esigenze di incremento di capacità sulle sezioni. Infatti, definire una strategia di sviluppo della rete elettrica nazionale che preveda uno sviluppo significativo delle frontiere fino a elevati valori di capacità di trasporto difficilmente tracciabili all'orizzonte 2030, e conseguentemente anche al 2040, rispetto all'effettiva capacità realizzativa, penalizzerebbe a ribasso i valori di capacità obiettivo necessari sulle sezioni interne, determinando una distorsione delle strategie di sviluppo.

Gli incrementi di capacità (PINT) sui confini sono stati quindi confermati non superando i valori dei vincoli definiti per

<sup>30</sup> "NTC values in import direction on the Italian borders - YEAR 2024" <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-elettrico/capacita-interconnessione-estero>

<sup>31</sup> "Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato, rev 30" <https://dati.terna.it/mercato-adequazione/limiti-di-transito-tra-zone-di-mercato>

gli anni orizzonte 2030 e 2040, come illustrato rispettivamente in *Figura 12* e *Figura 13*. In aggiunta, si rappresenta la profittabilità dello sviluppo delle frontiere estere oltre il vincolo attraverso la valorizzazione dei benefici associati ad un ulteriore PINT sia nell'iterazione in cui si attiva il vincolo stesso che in tutte le iterazioni successive fino all'identificazione della strategia di sviluppo ottima su tutti i confini/sezioni.

**Figura 12** *Vincoli alla capacità incrementale conseguibile sui confini esteri nell'analisi al 2030*



FRONTIERA	INTERVENTO	CODICE INTERVENTO	INCREMENTO NTC [MW]
IT-SI	Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia	200-I	400
IT-MNE	HVDC MONITA 2	401-P	600
IT-TN	HVDC TUNITA	601-I	600

**Figura 13** *Vincoli alla capacità incrementale conseguibile sui confini esteri nell'analisi 2040*



FRONTIERA	INTERVENTO	CODICE INTERVENTO	INCREMENTO NTC [MW]
IT-AT	Auronzo-Lienz	204-P	500
	Dobbiaco-Sillian	252-P	160
	Somplago-Wurmlach	ML	-
IT-CH	Valtellina-Valchiavenna	167-P	1.000
	Greenconnector	ML	-
IT-SI	Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia	200-I	1.000
	Dekani-Zaule	ML	-
	Vrtojba-Redipuglia	ML	-
IT-MNE	HVDC MONITA 2	401-P	600
IT-GR	HVDC GRITA 2	554-P	1.000
IT-TN	HVDC TUNITA	601-I	600

#### 4.6.2 Definizione capacità incrementale conseguibile su sezioni interne concorrenti

Comparabilmente all'esercizio eseguito per la definizione dei vincoli alle frontiere, si è ritenuto opportuno imporre anche un vincolo alla capacità incrementale traguardabile su due nuove sezioni interne introdotte in aggiunta a quelle già investigate nell'edizione 2023, rispettivamente la sezione Nord – Sud e la sezione Nord – Centro Sud, tenendo conto dei progetti attualmente pianificati, come illustrato in *Tabella 4*.

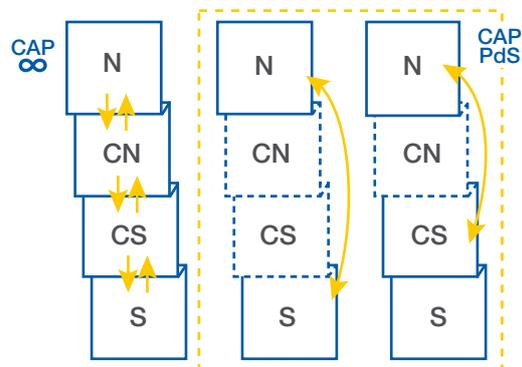
Da principio, dato che le nuove sezioni permettono di collegare direttamente due zone di mercato non contigue bypassando quelle tra loro interposte, lo sviluppo della rete su siffatte sezioni risulta essere concorrente e/o alternativo rispetto allo sviluppo dei corridoi infrastrutturali tra le zone intermedie dirette. Come riflesso della possibilità di realizzare sia dei collegamenti indiretti che diretti tra le sezioni sopracitate, vedi *Figura 14*, sono stati simulati dei PINT in parallelo alle sezioni ITn-ITcn, ITcn-ITcs e ITcs-ITs sulle sezioni ITn-ITcs e ITn-ITs in modo da poter investigare contemporaneamente i benefici associati a strategie di sviluppo tra loro alternative ed individuare la strategia ottimale di sviluppo della rete.

Ad ogni modo la capacità incrementale conseguibile sulle nuove sezioni ITn-ITcs e ITn-ITs viene vincolata alla massima capacità di scambio attualmente pianificata in Piano di Sviluppo, rappresentando ad oggi una possibile nuova direzione di espansione della rete ancora in corso di approfondimento e consolidamento.

**Tabella 4 Vincoli alla capacità incrementale conseguibile sulle nuove sezioni interne**

SEZIONE	INTERVENTO	CODICE INTERVENTO	INCREMENTO NTC [MW]
ITn-ITcs	HG Dorsale Tirrenica Nord	355-N	2.100
ITn-ITs	HG Dorsale Adriatica	447-N	2.100

**Figura 14 Sezioni interne concorrenti sulla base dei progetti in PdS 25**



## 4.7 Analisi di sensitivity

Nella presente edizione del rapporto di identificazione della Capacità Obiettivo, in accordo con la precedente versione, sono state implementate alcune evoluzioni per tenere conto dei suggerimenti emersi nel corso delle verifiche expert-based condotte sulle precedenti edizioni del rapporto e dei nuovi scenari energetici previsionali.

In particolare, nella presente edizione le **analisi di sensitività condotte all'anno studio 2030** consistono in:

- una **sensitivity rilassando il vincolo di CAP** precedente **imposto** sulla massima capacità incrementale traguardabile **alle frontiere** sulla base dei progetti di interconnessione pianificati all'anno orizzonte 2030. Viene valutata la profittabilità di incrementare la capacità obiettivo sui confini imponendo un limite alle frontiere tenendo conto di quanto già pianificato fino all'anno orizzonte 2040, dei progetti *merchant line* autorizzati in Italia, dei progetti allo studio e di ulteriori 500 MW di capacità di scambio su ciascuna frontiera. Dunque, viene innalzato il vincolo in coerenza con i valori di CAP utilizzati all'anno 2040;
- una **sensitivity** imponendo al confine con il **Montenegro** una capacità addizionale nulla rispetto alla rete di minimo sviluppo, tenendo conto dell'attuale stato in *"in valutazione"* del progetto di interconnessione IT-ME (401-S) formulato nei pareri ai Piani di Sviluppo precedenti l'edizione 2023 e valutando l'incremento della capacità obiettivo sulle sezioni interne necessario per sviluppare ulteriori benefici per il sistema;
- una **sensitivity sulla capacità di accumulo installata al 2030**, la quale viene ridotta della sola quota relativa ai sistemi di accumulo addizionali di tipo Utility Scale riportando il target relativo a questa tecnologia ai valori attuali così da valutare la necessità di un incremento di capacità di trasmissione dovuto alla mancata realizzazione di una significativa capacità di accumulo.

**All'anno studio 2040** le analisi sono state completate con un'ulteriore analisi di **sensitività sul consumo degli elettrolizzatori** volta a definire la capacità obiettivo incrementale da sviluppare nell'ipotesi in cui non venissero a concretizzarsi iniziative per la realizzazione di nuovi elettrolizzatori modellati per ridurre l'*overgeneration* e produrre idrogeno.

# Applicazione della metodologia

# 5

In questo paragrafo sono **presentate le strategie di sviluppo risultanti dall'applicazione della metodologia** descritta nell'Allegato 3 rispettivamente **negli scenari Policy e Inerziale agli anni orizzonte 2030 e 2040**. Per completezza, si riportano anche le strategie di sviluppo ottenute in output alle analisi di sensitività sui valori finali di capacità obiettivo al 2030 e al 2040.

In generale, nelle simulazioni iterative possono verificarsi le seguenti **tre condizioni**:

1. Simulando un incremento di capacità di trasporto ("step" discreto) su una generica sezione/confine, i benefici che ne conseguono risultano maggiori dei costi di investimento associati (**rapporto B/C > 1**), viene descritto un punto nella curva del beneficio marginale e **si conferma l'incremento di capacità** nella iterazione successiva;
2. Simulando un incremento di capacità di trasporto ("step" discreto) su una generica sezione/confine, i benefici che ne conseguono risultano inferiori ai costi di investimento associati (**rapporto B/C < 1**), non si descrive alcun punto sulla curva dei benefici e **non si conferma l'incremento di capacità** nella iterazione successiva;
3. Simulando un incremento di capacità di trasporto capacità ("step" discreto) su una generica sezione/confine, i benefici che ne conseguono risultano maggiori dei costi di investimento associati (**rapporto B/C > 1**), ma non si descrive alcun punto sulla curva dei benefici e **non si conferma l'incremento di capacità** nella iterazione successiva **in quanto** la capacità addizionale simulata **eccede il vincolo** imposto alla capacità addizionale traguardabile sui confini e/o sulle sezioni concorrenti.

Nonostante la metodologia di identificazione delle capacità obiettivo preveda l'applicazione del metodo multi-criterio TOPSIS per la selezione di un sottoinsieme delle sezioni/confini sulle quali simulare l'incremento di capacità (PINT) in una generica iterazione riducendone l'onere computazione, nelle more di finalizzare gli *upgrade* metodologici nella definizione dei criteri di giudizio alla base del calcolo degli indici di performance, gli incrementi di capacità sono stati testati massivamente su tutte le sezioni/confini.

In aggiunta, in corrispondenza della prima delle tre condizioni sopra riportate, con l'obiettivo di perseguire il criterio di selettività delle strategie di sviluppo in ciascuno scenario di analisi a beneficio dell'efficienza complessiva di sistema, nel caso in cui in un'iterazione più sezioni/confini concorrenti presentino dei valori di B/C maggiori dell'unità, si procede a **confermare gli incrementi di capacità solo sulle sezioni/confini per le quali si registrano dei valori di B/C maggiori di un valore soglia empiricamente definito** per ciascuna iterazione all'anno orizzonte 2030 e 2040<sup>32</sup>. Dunque, la prima delle tre condizioni sopra descritte, può essere declinata in ulteriori due casistiche:

1. se i benefici associati all'incremento della capacità di trasporto su una generica sezione/confine risultano maggiori dei costi di investimento associati (rapporto B/C > 1), così come per le sezioni ad essa concorrenti, e il rapporto B/C della sezione/confine in esame è maggiore e/o uguale del valore soglia definito viene descritto un punto nella curva del beneficio marginale e si conferma l'incremento nella iterazione successiva;
2. se i benefici associati all'incremento della capacità di trasporto su una generica sezione/confine risultano maggiori dei costi di investimento associati (rapporto B/C > 1), così come per le sezioni ad essa concorrenti, e il **rapporto B/C** della sezione/confine in esame è **minore del valore soglia** definito non viene descritto alcun punto nella curva del beneficio marginale e **non si conferma l'incremento** nella iterazione successiva.

<sup>32</sup> Tale valore soglia è stato empiricamente definito iterazione per iterazione in funzione dei valori di B/C risultanti.



Infine, in merito alla terza condizione prima descritta, avendo ritenuto opportuno vincolare la capacità di trasmissione addizionale realizzabile alle frontiere e sulle nuove sezioni interne dirette come descritto al paragrafo 4.6, per la definizione delle strategie di sviluppo su queste sezioni/frontiere vengono testati PINT sequenziali di capacità incrementale fino al raggiungimento dei valori di CAP: qualora risulti in una generica iterazione un rapporto  $B/C > 1$  in corrispondenza di una capacità incrementale testata maggiore e/o uguale al vincolo di capacità, viene descritto un punto nella curva del beneficio marginale, si conferma un incremento di capacità nella iterazione successiva al più uguale al vincolo di capacità incrementale definita con il CAP e a partire dalle iterazioni successive non viene più confermato alcun incremento di capacità nonostante si verifichi una condizione di  $B/C$  profittevole.

La *Figura 15* riporta in forma di legenda la sintesi di tutte le condizioni possibili che possono verificarsi nel corso di una generica iterazione.

**Figura 15** *Legenda delle casistiche possibili in una generica iterazione durante l'applicazione della metodologia per l'identificazione delle capacità obiettivo*

		LEGENDA	
PINT=SI	+step $B/C > 1$	<b>PINT CONFERMATO</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1) La verifica dei benefici dei PINT risulta POSITIVA <math>B/C &gt; 1</math></li><li>2) Il rapporto <math>B/C</math> è maggiore del valore soglia</li><li>3) Si descrive un punto nella curva di beneficio</li><li>4) Si conferma il PINT nella iterazione successiva</li></ol>
PINT=SI	+step $B/C > 1$	<b>PINT NON CONFERMATO</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1) La verifica dei benefici dei PINT risulta POSITIVA <math>B/C &gt; 1</math></li><li>2) Il rapporto <math>B/C</math> è minore del valore soglia</li><li>3) NON si descrive un punto nella curva di beneficio</li><li>4) NON si conferma il PINT nella iterazione successiva</li></ol>
PINT=SI	+step $B/C < 1$	<b>PINT NON CONFERMATO</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1) La verifica dei benefici dei PINT risulta NEGATIVA con <math>B/C &lt; 1</math></li><li>2) NON si descrive un punto nella curva di beneficio</li><li>3) NON si conferma il PINT nella iterazione successiva</li></ol>
PINT=SI	+step $B/C > 1$	<b>PINT NON CONFERMATO</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1) La verifica dei benefici dei PINT risulta POSITIVA <math>B/C &gt; 1</math></li><li>2) La capacità addizionale simulata eccede il vincolo imposto alla capacità addizionale riguardabile sui confini o sulle sezioni concorrenti</li><li>3) NON si descrive un punto nella curva di beneficio</li><li>4) NON si conferma il PINT nella iterazione successiva</li></ol>

Nei paragrafi seguenti vengono illustrate le strategie di sviluppo in esito alle simulazioni effettuate agli anni studio 2030 e 2040.

## 5.1 Risultati scenario Policy 2030

### 5.1.1 Risultati applicazione metodologia

La strategia di sviluppo in esito alle analisi di identificazione delle capacità obiettivo condotte sullo scenario PNIEC Policy 2030 sono rappresentate in *Figura 16* e *Figura 17*. **Il processo iterativo si conclude alla 8ª iterazione e gli incrementi di capacità di taglia dimezzata vengono testati a partire dalla 7ª iterazione.**

In *Figura 18* vengono graficati i valori di capacità obiettivo individuati all'anno orizzonte 2030 dall'applicazione della metodologia.

**Figura 16 Strategia di sviluppo in esito all'applicazione della metodologia nello scenario Policy 2030 (Iterazione 1-4)**

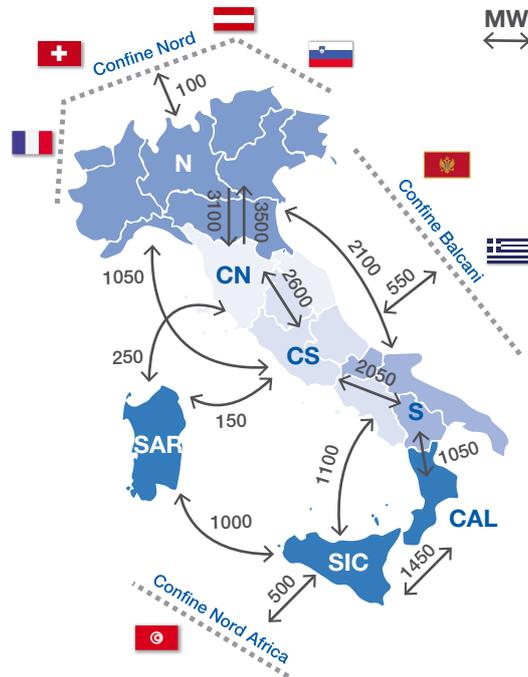
PNIEC 2030	ITERAZIONE 1 - PINT	ITERAZIONE 2 - PINT	ITERAZIONE 3 - PINT	ITERAZIONE 4 - PINT					
Confine Nord	AT – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	CH – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	FR – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	SI – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine Balcani	ME – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – GR	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine N.Africa	ITsic – TUN	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Sezioni interne	ITcn – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	ITcs – ITcn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	ITn – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	ITsar – ITcn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITsic	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcal	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
ITcal – ITs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	



Figura 17 *Strategia di sviluppo in esito all'applicazione della metodologia nello scenario Policy 2030 (Iterazione 5-8)*

PNIEC 2030		ITERAZIONE 5 - PINT		ITERAZIONE 6 - PINT		ITERAZIONE 7 - PINT DIMEZZATI		ITERAZIONE 8 - PINT DIMEZZATI	
Confine Nord	AT – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	CH – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	FR – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	SI – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine Balcani	ME – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – GR	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine N.Africa	ITsic – TUN	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Sezioni interne	ITcn – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITcs – ITcn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITcn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITsic	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcal	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
ITcal – ITs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	

Figura 18 *Valori di Capacità Obiettivo (PNIEC policy 2030)*



## 5.1.2 Sensitivity Frontiere

A partire dai valori di capacità obiettivo identificati nello scenario PNIEC Policy 2030 attraverso la strategia di sviluppo descritte nel paragrafo 5.1.1, è stata condotta un'analisi di sensitività volta a **determinare l'impatto dell'imposizione di vincoli meno stringenti sulla massima capacità incrementale traguardabile alle frontiere all'anno orizzonte 2030**. Viene rilassato il vincolo di CAP precedentemente imposto, definito sulla base dei progetti pianificati con entrata in esercizio entro il 2030, imponendo i medesimi limiti di CAP utilizzati all'anno 2040, **tenendo conto della capacità di transito transfrontaliera pianificata fino all'anno orizzonte 2040, dei progetti merchant lines autorizzati in Italia, dei progetti allo studio e di un ulteriore margine di 500 MW realizzabili su ciascuna frontiera**.

A partire dalla 8<sup>a</sup> iterazione, il processo iterativo si estende per **ulteriori sei iterazioni** concludendosi alla 14<sup>a</sup> iterazione, come rappresentato in *Figura 19* e in *Figura 20*.

**Figura 19 Strategia di sviluppo in esito alla sensitivity Frontiere nello scenario Policy 2030 (Iterazione 8-11)**

PNIEC 2030		ITERAZIONE 8 - PINT DIMEZZATI SENSITIVITY FRONTIERE		ITERAZIONE 9 - PINT DIMEZZATI SENSITIVITY FRONTIERE		ITERAZIONE 10 - PINT DIMEZZATI SENSITIVITY FRONTIERE		ITERAZIONE 11 - PINT DIMEZZATI SENSITIVITY FRONTIERE	
Confine Nord	AT – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	CH – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	FR – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	SI – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine Balcani	ME – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – GR	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine N.Africa	ITsic – TUN	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1

**Figura 20 Strategia di sviluppo in esito alla sensitivity Frontiere nello scenario Policy 2030 (Iterazione 12-14)**

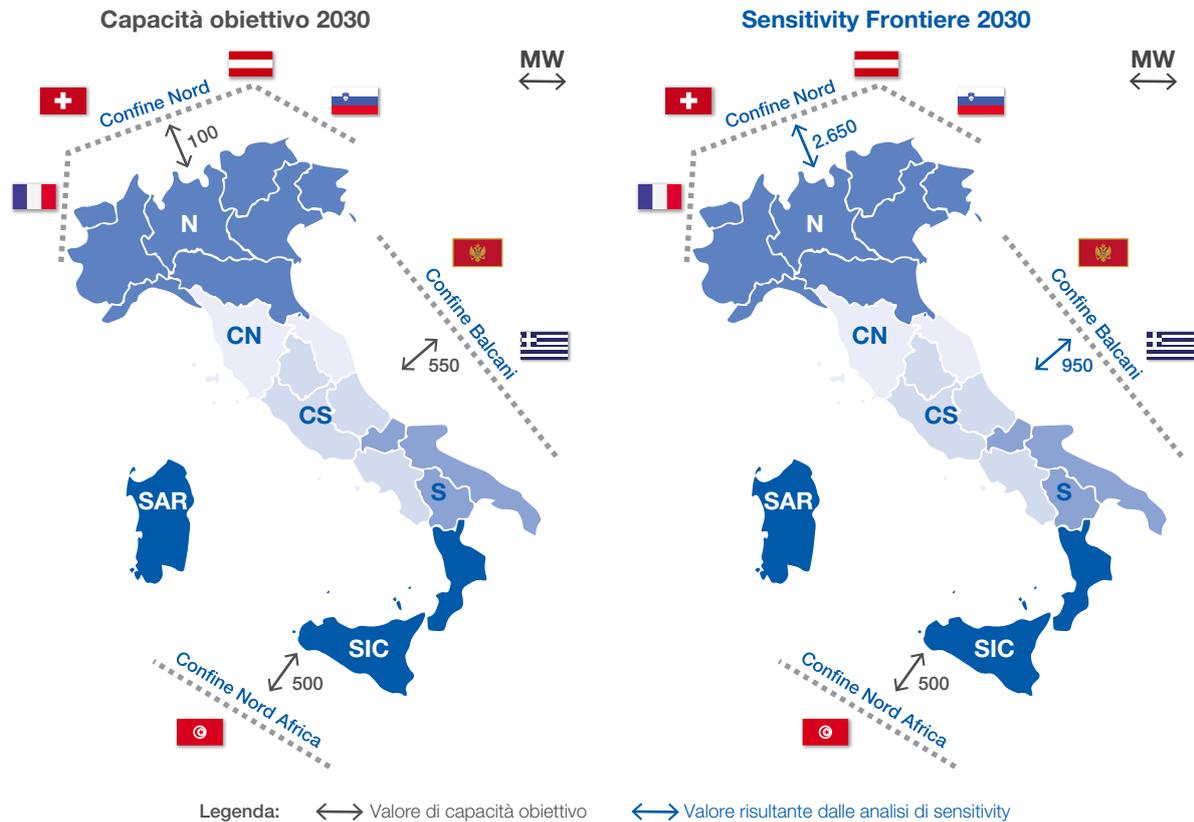
PNIEC 2030		ITERAZIONE 12 - PINT DIMEZZATI SENSITIVITY FRONTIERE		ITERAZIONE 13 - PINT DIMEZZATI SENSITIVITY FRONTIERE		ITERAZIONE 14 - PINT DIMEZZATI SENSITIVITY FRONTIERE	
Confine Nord	AT – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	CH – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	FR – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	SI – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine Balcani	ME – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – GR	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine N.Africa	ITsic – TUN	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1

I risultati dell'analisi di sensitività effettuata rilassando i vincoli di CAP alle frontiere sono mostrati in *Figura 21*. Complessivamente, nello scenario PNIEC Policy 2030 si registra un **aumento della capacità obiettivo precedentemente identificata sui confini pari a circa +3 GW**, di cui l'86% al Confine Nord e il 14% al Confine Balcani.

Dall'analisi dei rapporti B/C associati a ciascun PINT simulato nella sensitivity frontiere (vedi *Tabella 13* e *Tabella 14* in Allegato 5) si osserva una marcata profittabilità della Frontiera Nord, in particolare verso la Francia e l'Austria, come già si evidenzia nell'esercizio con CAP ridotti al pianificato 2030 di cui al paragrafo 5.1.1 (vedi dalla *Tabella 9* alla *Tabella 11* in Allegato 5).

Per il confine Italia-Francia, nonostante si presentino benefici significativamente superiori ai costi nella maggioranza delle iterazioni, data l'assenza di progetti pianificati e condivisi con il TSO estero, si individua un valore di capacità obiettivo contenuto pari al CAP imposto, che viene raggiunto già a partire dalla seconda iterazione.

Figura 21 **Confronto valori capacità obiettivo e sensitivity Frontiere (Policy 2030)**



### 5.1.3 Sensitivity Montenegro

A partire dai valori di capacità obiettivo identificati nello scenario PNIEC Policy 2030 attraverso la strategia di sviluppo descritte nel paragrafo 5.1.1, è stata condotta un'analisi di sensitività volta a determinare l'impatto dell'imposizione di vincoli più stringenti alla capacità di transito conseguibile alla frontiera Est. In particolare, è stato **imposto un vincolo di capacità all'anno orizzonte 2030 sulla frontiera ME-ITCs pari al valore di minimo sviluppo**, considerando l'attuale posizionamento in valutazione del progetto di interconnessione Italia-Montenegro MONITA2 da 600 MW, a seguito dei pareri dell'Autorità antecedenti al PdS23, **determinando** attraverso ulteriori iterazioni **l'impatto sulla capacità incrementale delle sezioni interne**.

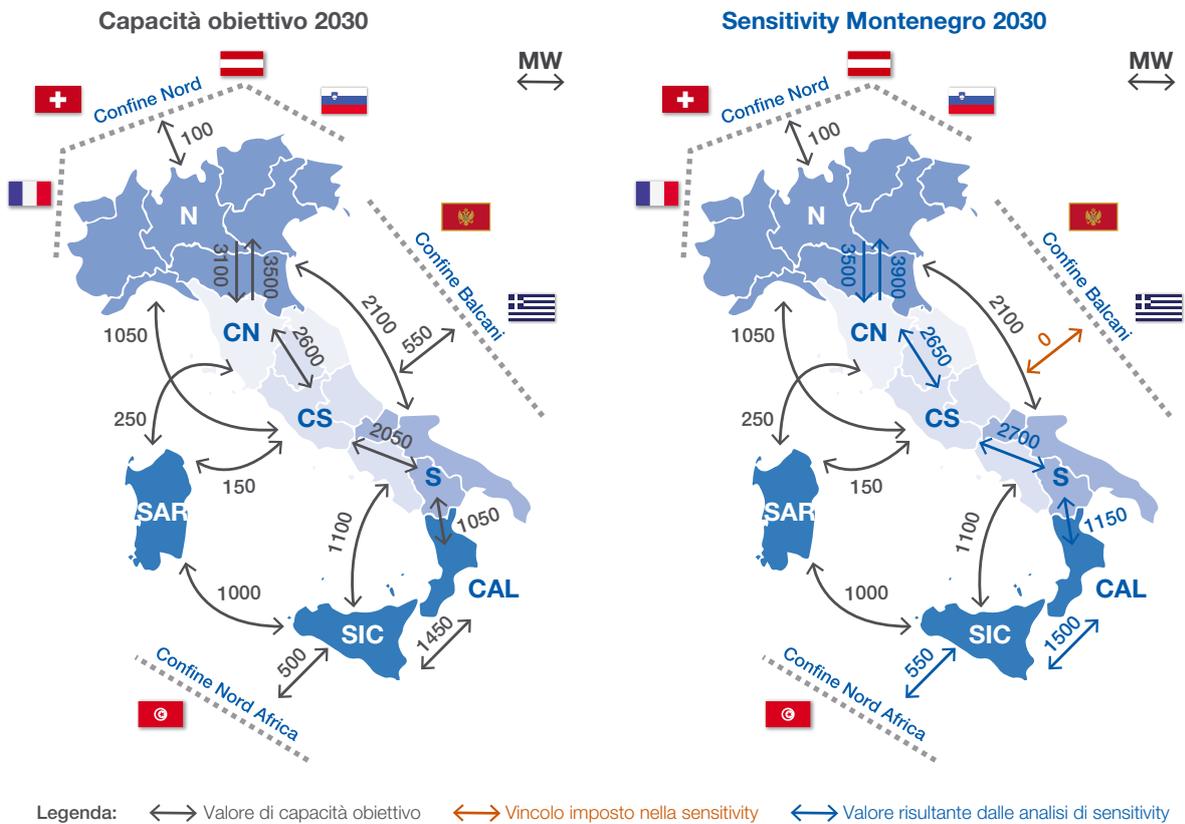
A partire dalla 9ª iterazione, il processo iterativo si estende per **ulteriori tre iterazioni** concludendosi alla 11ª iterazione, come rappresentato in [Figura 22](#).

**Figura 22 Strategia di sviluppo in esito alla sensitivity Montenegro nello scenario Policy 2030**

PNIEC 2030		ITERAZIONE 9 - PINT DIMEZZATI SENSITIVITY ME		ITERAZIONE 10 - PINT DIMEZZATI SENSITIVITY ME		ITERAZIONE 11 - PINT DIMEZZATI SENSITIVITY ME	
Confine Nord	AT – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	CH – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	FR – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	SI – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine Balcani	ME – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – GR	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine N.Africa	ITsic – TUN	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Sezioni interne	ITcn – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITcs – ITcn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITcn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITsic	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcal	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
ITcal – ITs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	

I risultati dell’analisi di sensitività effettuata riducendo la capacità verso il Montenegro sono mostrati in *Figura 23*. La riduzione della capacità obiettivo transfrontaliera con il Montenegro ha l’effetto di **incrementare la capacità efficiente sulle sezioni interne, specialmente sulla Nord – Centro Nord e Sud – Centro Sud. Complessivamente**, nello scenario PNIEC Policy 2030 si registra un aumento della capacità obiettivo precedentemente identificata sulle sezioni interne pari a **+1,25 GW**.

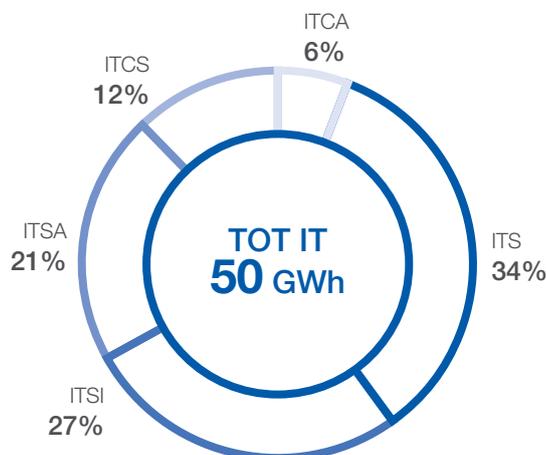
Figura 23 Confronto valori capacità obiettivo e sensitivity Montenegro (Policy 2030)



### 5.1.4 Sensitivity Accumuli

A partire dai valori di capacità obiettivo identificati nello scenario PNIEC Policy 2030 attraverso la strategia di sviluppo descritte nel paragrafo 5.1.1, è stata condotta un'analisi di sensitività volta a determinare l'impatto di un **vincolo allo sviluppo della capacità previsionale di accumulo Utility Scale** installata nelle Zone di Mercato italiane<sup>33</sup>, imponendo un valore di scenario pari all'installato attuale, con l'obiettivo di **determinare i riflessi sulla capacità obiettivo aggiuntiva in occasione di una mancata concretizzazione di una quota rilevante della capacità di accumulo previsionale** in Figura 24.

Figura 24 Capacità Energetica degli Accumuli Utility Scale (PNIEC Policy 2030)



<sup>33</sup> Ad eccezione di situazioni ove l'eliminazione integrale dell'installato accumuli utility scale previsionale avrebbe impattato significativamente l'adeguatezza del sistema elettrico.

A partire dalla 9<sup>a</sup> iterazione, il processo iterativo si estende per ulteriori **sei iterazioni** concludendosi alla 14<sup>a</sup> iterazione, come rappresentato in *Figura 25* e *Figura 26*.

**Figura 25 Strategia di sviluppo in esito alla sensitivity Accumuli nello scenario Policy 2030 (Iterazione 9-11)**

PNIEC 2030		ITERAZIONE 9 - PINT SENSITIVITY ACCUMULI		ITERAZIONE 10 - PINT SENSITIVITY ACCUMULI		ITERAZIONE 11 - PINT DIMEZZATI SENSITIVITY ACCUMULI	
Confine Nord	AT – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	CH – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	FR – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	SI – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine Balcani	ME – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – GR	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine N.Africa	ITsic – TUN	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Sezioni interne	ITcn – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITcs – ITcn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	ITsar – ITcn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITsic	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcal	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1
ITcal – ITs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	

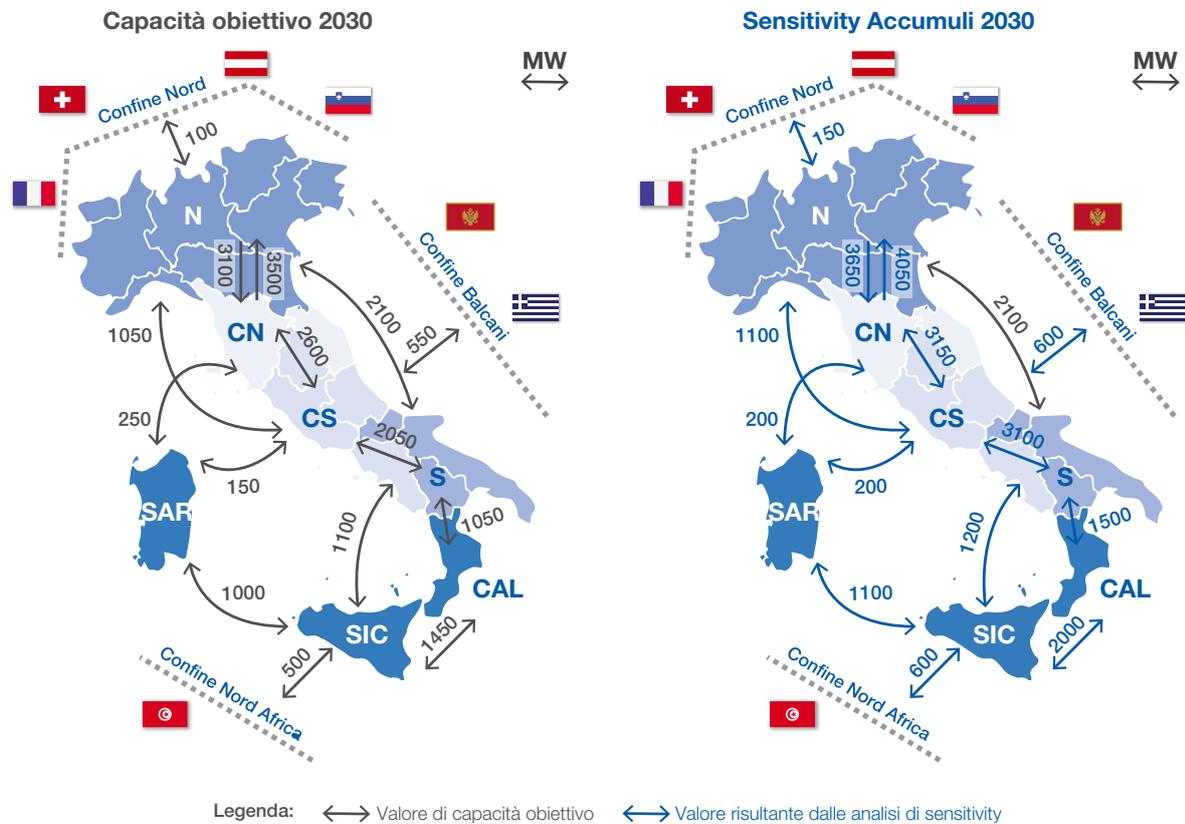


Figura 26 *Strategia di sviluppo in esito alla sensitivity Accumuli nello scenario Policy 2030 (Iterazione 12-14)*

PNIEC 2030		ITERAZIONE 12 - PINT DIMEZZATI SENSITIVITY ACCUMULI		ITERAZIONE 13 - PINT DIMEZZATI SENSITIVITY ACCUMULI		ITERAZIONE 14 - PINT DIMEZZATI SENSITIVITY ACCUMULI	
Confine Nord	AT – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	CH – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	FR – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	SI – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine Balcani	ME – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – GR	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
Confine N.Africa	ITsic – TUN	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Sezioni interne	ITcn – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITcs – ITcn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITcn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITsic	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcal	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
ITcal – ITs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	

I risultati dell'analisi di sensitività effettuata riducendo la capacità installata di accumulo Utility Scale addizionale rispetto all'attuale sono mostrati in *Figura 27*. Complessivamente, nello scenario PNIEC Policy 2030 si registra un **aumento significativo della capacità obiettivo precedentemente identificata sulle sezioni interne pari a +3,4 GW** specialmente sulla Nord-Centro Nord, Centro Sud-Centro Nord, Sud-Centro Sud, Calabria-Sud e Sicilia-Calabria.

**Figura 27 Confronto valori capacità obiettivo e sensitivity Accumuli (Policy 2030)**



Analizzando i benefici (totali, in termini di SEW e di generazione rinnovabile integrata) associati ai seguenti cinque casi studio (Figura 28):

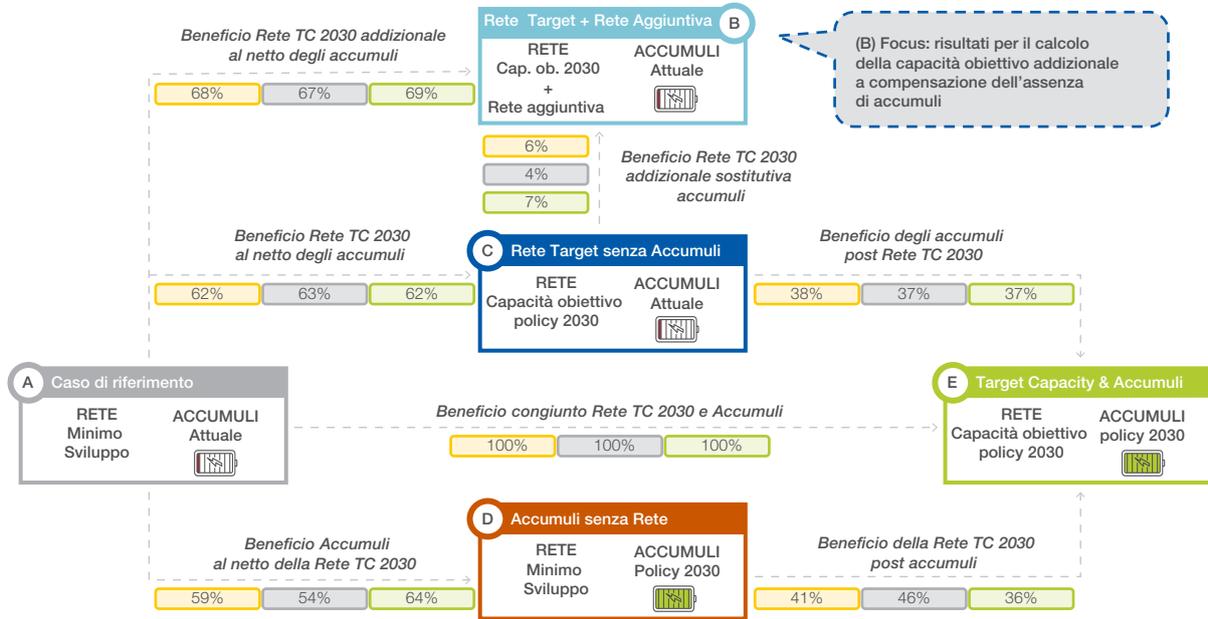
- **Caso A:** caso di riferimento caratterizzato dalla rete di minimo sviluppo e da un installato accumuli utility scale pari al valore di installato attuale;
- **Caso B:** caso caratterizzato da valori di capacità di transito pari ai valori di capacità obiettivo in esito alla sensitivity accumuli (Rete TC 2030 + capacità aggiuntiva a compensazione dell'assenza degli accumuli) e da un installato accumuli utility scale pari al valore di installato attuale;
- **Caso C:** caso caratterizzato da valori di capacità di transito pari ai valori di capacità obiettivo (Rete TC 2030) e da un installato accumuli utility scale pari al valore di installato attuale;
- **Caso D:** caso caratterizzato dalla rete di minimo sviluppo e da un installato accumuli pari al valore previsto nello scenario policy 2030;
- **Caso E:** caso caratterizzato sia da valori di capacità di transito pari ai valori di capacità obiettivo (Rete TC 2030) sia da un installato accumuli pari al valore previsto nello scenario policy 2030.

A tal proposito, preso il beneficio congiunto del **Caso E**, incrementale rispetto al **Caso A**, come valore di riferimento (posto pari a +100%), i singoli benefici incrementali della Rete TC 2030 e dell'installato accumuli incrementale, registrati rispettivamente nel **Caso C** e nel **Caso D**, si attestano a valori sensibilmente più bassi. Questo risultato denota una sinergia positiva della combinazione Rete TC ed installato accumuli incrementale dal momento che il beneficio è dovuto ad un trasferimento dell'energia non solo nello spazio ma anche nel tempo.



Anche nel caso in cui si volesse realizzare capacità di transito aggiuntiva a compensazione dell'assenza degli accumuli (Caso B) si registrano benefici incrementali notevolmente inferiori rispetto al Caso E.

Figura 28 **Dettaglio Benefici Sensitivity Accumuli**



## 5.2 Risultati scenario Policy e Inerziale 2040

### 5.2.1 Risultati applicazione metodologia

A partire dai valori di capacità obiettivo individuati nello scenario PNIEC Policy al 2030 al paragrafo 5.1.1, è stata applicata la metodologia iterativa negli scenari adottati per l'anno di lunghissimo termine 2040, inerziale "PNIEC Slow" e di policy "DE".

In prima analisi, le strategie di sviluppo conseguite negli scenari PNIEC slow 2040 e DE 2040 portano a valori di capacità obiettivo significativamente maggiori rispetto al 2030 sia sulle sezioni interne che sulle frontiere.

Il processo iterativo si conclude alla 9ª iterazione nello scenario inerziale e alla 9ª iterazione nello scenario di policy, come rappresentato dalla Figura 29 alla Figura 32.

In Figura 33 vengono graficati i valori di capacità obiettivo individuati all'anno orizzonte 2040 dall'applicazione della metodologia.

**Figura 29 Strategia di sviluppo in esito all'applicazione della metodologia nello scenario Inerziale 2040 (iterazione 1 - 5)**

PNI EC SLOW 2040		ITERAZIONE 1 - PINT		ITERAZIONE 2 - PINT		ITERAZIONE 3 - PINT		ITERAZIONE 4 - PINT		ITERAZIONE 5 - PINT	
Confine Nord	AT – ITn	PINT=SI	+step B/C>1								
	CH – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	FR – ITn	PINT=SI	+step B/C>1								
	SI – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1
Confine Balcani	ME – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1								
	ITs – GR	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine N.Africa	ITsic – TUN	PINT=SI	+step B/C>1								
Sezioni interne	ITcn – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1
	ITcs – ITcn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITs	PINT=SI	+step B/C>1								
	ITsar – ITcn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITsic	PINT=SI	+step B/C<1								
	ITsic – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcal	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1
	ITcal – ITs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1



**Figura 30 Strategia di sviluppo in esito all'applicazione della metodologia nello scenario Inerziale 2040 (iterazione 6 - 9)**

	PNIEC SLOW 2040	ITERAZIONE 6 - PINT		ITERAZIONE 7 - PINT		ITERAZIONE 8 - PINT		ITERAZIONE 9 - PINT	
Confine Nord	AT – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1
	CH – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	FR – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	SI – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine Balcani	ME – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – GR	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine N.Africa	ITsic – TUN	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
Sezioni interne	ITcn – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITcs – ITcn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<2
	ITs – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	ITsar – ITcn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITsic	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcal	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
ITcal – ITs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	

**Figura 31 Strategia di sviluppo in esito all'applicazione della metodologia nello scenario Policy 2040 (iterazione 1 – 5)**

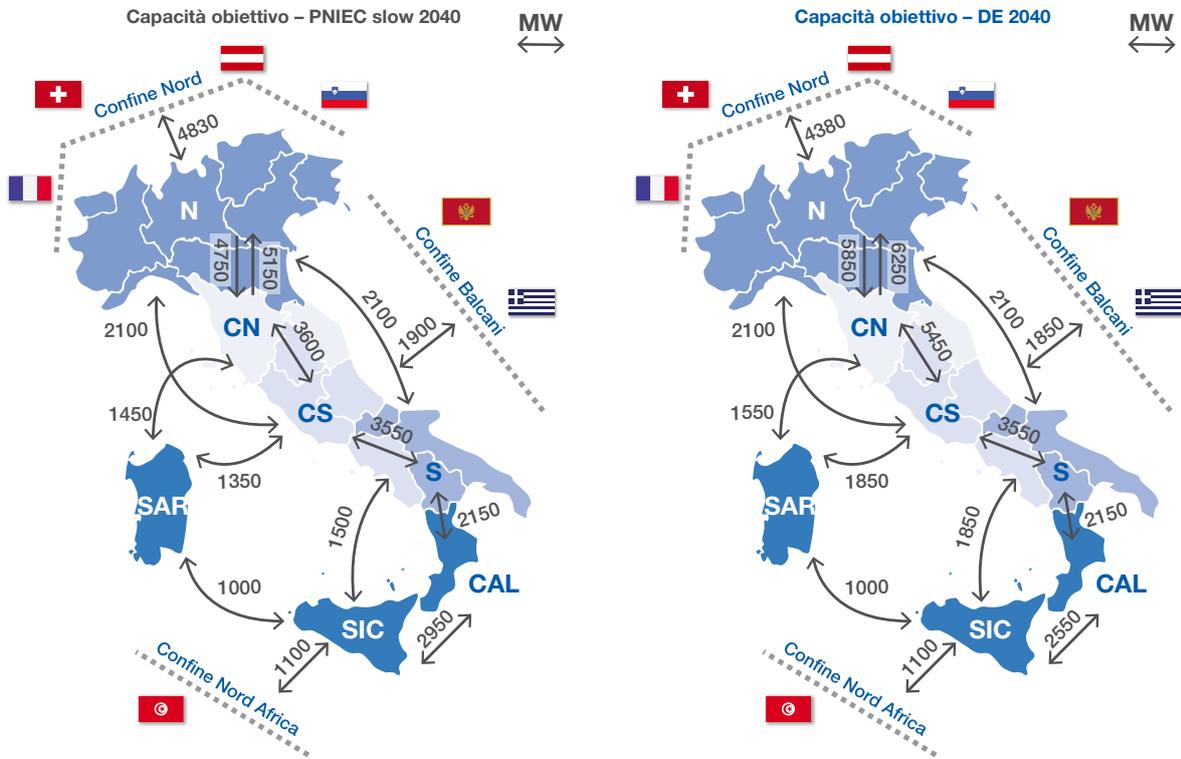
DE 2040		ITERAZIONE 1 - PINT		ITERAZIONE 2 - PINT		ITERAZIONE 3 - PINT		ITERAZIONE 4 - PINT		ITERAZIONE 5 - PINT	
Confine Nord	AT – ITn	PINT=SI	+step B/C>1								
	CH – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	FR – ITn	PINT=SI	+step B/C>1								
	SI – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1						
Confine Balcani	ME – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1						
	ITs – GR	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine N.Africa	ITsic – TUN	PINT=SI	+step B/C>1								
Sezioni interne	ITcn – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1						
	ITcs – ITcn	PINT=SI	+step B/C>1								
	ITs – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1								
	ITn – ITs	PINT=SI	+step B/C>1								
	ITsar – ITcn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITsic	PINT=SI	+step B/C<1								
	ITsic – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcal	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITcal – ITs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1



**Figura 32 Strategia di sviluppo in esito all'applicazione della metodologia nello scenario Policy 2040 (iterazione 6 – 9)**

	DE 2040	ITERAZIONE 6 - PINT		ITERAZIONE 7 - PINT		ITERAZIONE 8 - PINT		ITERAZIONE 9 - PINT	
Confine Nord	AT – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	CH – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	FR – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	SI – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine Balcani	ME – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – GR	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine N.Africa	ITsic – TUN	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
Sezioni interne	ITcn – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITcs – ITcn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	ITsar – ITcn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITsic	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcal	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITcal – ITs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1

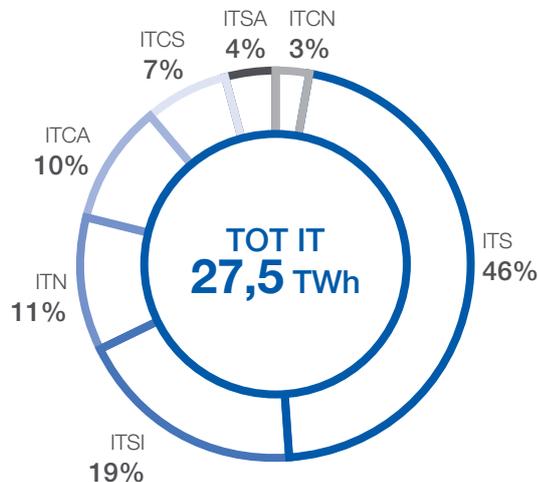
**Figura 33 Valori di Capacità Obiettivo (PNIESC slow e DE 2040)**



### 5.2.2 Sensitivity Idrogeno

A partire dai valori di capacità obiettivo identificati nello scenario DE 2040 attraverso la strategia di sviluppo descritta nel paragrafo 5.2.1, è stata condotta un'analisi di sensitività volta a determinare l'impatto di un **vincolo allo sviluppo della capacità previsionale di consumo elettrolizzatori** nelle Zone di Mercato italiane, **imponendo un valore di scenario pari all'installato attuale** con l'obiettivo di **determinare i riflessi sulla capacità obiettivo** nel caso in cui non venissero a concretizzarsi iniziative per la realizzazione di nuovi elettrolizzatori modellati per ridurre l'overgeneration e produrre idrogeno in *Figura 34*.

**Figura 34 Consumo elettrolizzatori annuale (DE 2040)**





A partire dalla 9<sup>a</sup> iterazione, il processo iterativo si estende per ulteriori **nove iterazioni** concludendosi alla 17<sup>a</sup> iterazione, come rappresentato in *Figura 35* e *Figura 36*.

**Figura 35 Strategia di sviluppo in esito alla sensitivity Idrogeno nello scenario Policy 2040 (Iterazione 9-13)**

DE 2040	ITERAZIONE 9 – PINT SENSITIVITY IDROGENO	ITERAZIONE 10 – PINT SENSITIVITY IDROGENO	ITERAZIONE 11 – PINT SENSITIVITY IDROGENO	ITERAZIONE 12 – PINT SENSITIVITY IDROGENO	ITERAZIONE 13 – PINT SENSITIVITY IDROGENO
Confine Nord	AT – ITn	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1
	CH – ITn	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1
	FR – ITn	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1
	SI – ITn	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1
Confine Balcani	ME – ITcs	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1
	ITs – GR	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1
Confine N.Africa	ITsic – TUN	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1
Sezioni interne	ITcn – ITn	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C<1
	ITcs – ITcn	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C>1
	ITs – ITcs	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C<1
	ITn – ITcs	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1
	ITn – ITs	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1	PINT=SI +step B/C>1
	ITsar – ITcn	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1
	ITsar – ITcs	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1
	ITsar – ITsic	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1
	ITsic – ITcs	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1
	ITsic – ITcal	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1
	ITcal – ITs	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C<1	PINT=SI +step B/C>1

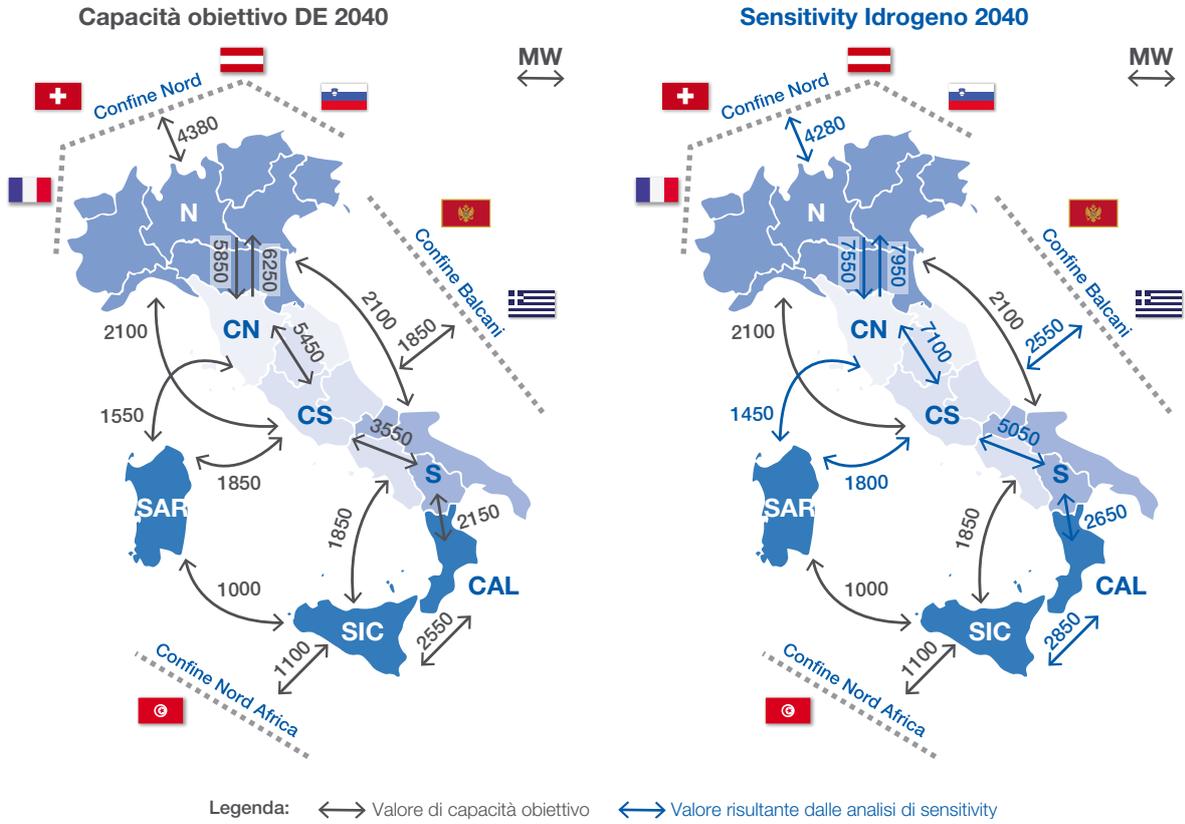
**Figura 36 Strategia di sviluppo in esito alla sensitivity Idrogeno nello scenario Policy 2040 (Iterazione 14-17)**

DE 2040	ITERAZIONE 14 – PINT SENSITIVITY IDROGENO		ITERAZIONE 15 – PINT SENSITIVITY IDROGENO		ITERAZIONE 16 – PINT SENSITIVITY IDROGENO		ITERAZIONE 17 – PINT SENSITIVITY IDROGENO		
Confine Nord	AT – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	CH – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	FR – ITn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	SI – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
Confine Balcani	ME – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<2
	ITs – GR	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
Confine N.Africa	ITsic – TUN	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
Sezioni interne	ITcn – ITn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITcs – ITcn	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITs – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITcs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITn – ITs	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1	PINT=SI	+step B/C>1
	ITsar – ITcn	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsar – ITsic	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcs	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
	ITsic – ITcal	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1	PINT=SI	+step B/C<1
ITcal – ITs	PINT=SI	+step B/C<1							

I risultati dell'analisi di sensitività effettuata riducendo la capacità degli elettrolizzatori sono mostrati in [Figura 37](#). Complessivamente, nello scenario DE 2040 si registra **un aumento significativo della capacità obiettivo precedentemente identificata sulle sezioni interne pari a +5,5 GW** specialmente sulla Nord-Centro Nord, Centro Sud-Centro Nord e Sud-Centro Sud.



Figura 37 **Confronto valori capacità obiettivo e sensitivity Idrogeno (Policy 2040)**



# Individuazione della Capacità Obiettivo

# 6

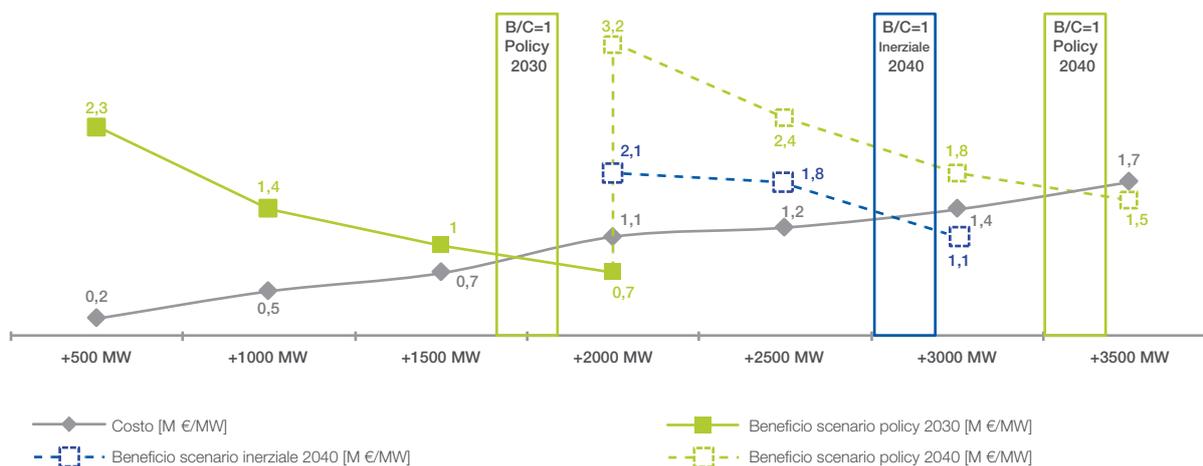
## 6.1 Risultati analisi di identificazione delle Capacità Obiettivo

A seguito dell'individuazione del costo e beneficio marginale, per ciascuna sezione/confine negli scenari 2030 (PNIEC Policy) e 2040 (PNIEC Slow e DE), si individua l'**incrocio fra le relative curve di beneficio marginale totale e di costo marginale**.

Il gradino di intersezione fra le curve rappresenta l'area dove identificare la capacità obiettivo per quella sezione/confine sulla base della sequenza di incrementi di capacità (strategia di sviluppo). Il valore di capacità obiettivo addizionale  $C_{i,z}$  (con  $i$  che indica la generica sezione/confine e  $z$  che indica lo scenario considerato) è somma di tutti incrementi di capacità discreti simulati che hanno prodotto  $B/C > 1$  a cui si somma un valore di capacità dipendente dalla taglia del PINT simulato nell'ultima iterazione moltiplicato per il relativo rapporto  $B/C$ .

Per ciascuna sezione/confine la metodologia proposta determina, un unico valore di capacità obiettivo all'anno orizzonte 2030 e due valori di capacità obiettivo all'anno orizzonte 2040, uno per ciascuno degli scenari considerati, come rappresentato in *Figura 38*.

**Figura 38 Esempio confronto costo marginale vs. beneficio marginale totale per una generica sezione/ confine negli scenari considerati in entrambi gli anni orizzonte di riferimento 2030 e 2040**



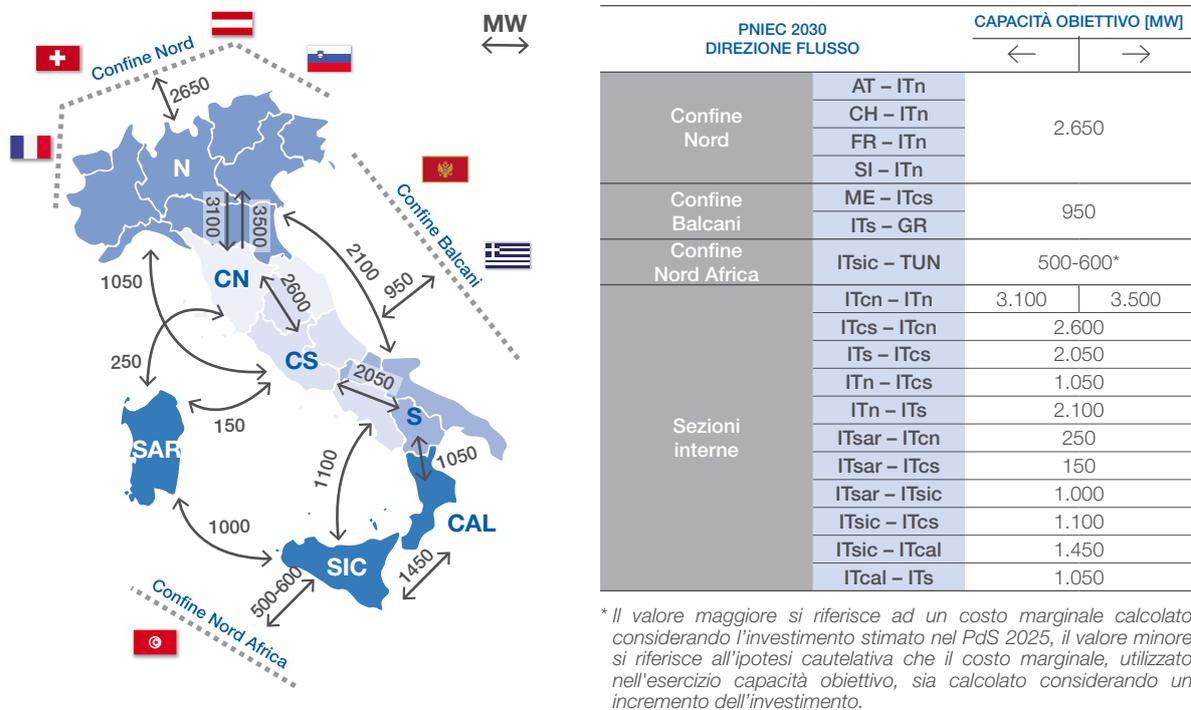
Considerando infine che:

- la capacità obiettivo  $C_{i,z}$  rappresenta il punto in cui  $B/C = 1$  ovvero un numero "aritmetico" con cifre decimali;
- la capacità obiettivo rappresenta il valore di capacità di trasporto addizionale che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali, escludendo quindi il punto  $B/C = 1$ ;
- la stima dei valori di capacità di trasporto nel Piano di Sviluppo è arrotondata alle centinaia di MW in accordo alla realtà tecnica;
- il valore di capacità obiettivo  $C_{i,z}$  è arrotondato al cinquantesimo più vicino.

Nella **Figura 39** sono riportati il set finale di valori delle capacità obiettivo aggiuntive al 2030 definiti in esito alle simulazioni, tenendo conto delle sensitivity effettuate nello scenario PNIEC Policy 2030. Si ritiene opportuno **considerare per le sezioni interne i risultati conseguiti con il CAP più stringente alle frontiere (paragrafo 5.1.1) ed integrare per la Frontiera Nord e la Frontiera Balcani i risultati ottenuti con la sensitivity Frontiere (paragrafo 5.1.2).**

Rispetto alle *sensitivity* sugli accumuli e sul Montenegro, l'imposizione di un vincolo più o meno stringente ai confini in linea con la capacità di interconnessione pianificata (*sensitivity Frontiere*) è l'unico input su cui si riconosce un alto livello di *accountability* del TSO. Dunque, risulta coerente calcolare il set di valori di capacità obiettivo al 2030 sulle sezioni interne con dei vincoli più stringenti, applicando un criterio di perseguibilità reale dei progetti e evitando di erodere capacità sulle sezioni interne con strategie di sviluppo sui confini esteri difficilmente traguardabili all'orizzonte 2030, e in aggiunta evidenziare la profittabilità e la strategia sviluppo dei confini a cui tendere come punto di riferimento rilassando i vincoli solo dopo aver definito la strategia efficiente per le sezioni interne.

**Figura 39 Valori di capacità obiettivo aggiuntiva nello scenario PNIEC Policy 2030**



A supporto della definizione del set di valori di capacità obiettivo si riportano in **Figura 40** le evidenze dei benefici netti, definiti come benefici totali al netto dei costi complessivi di realizzazione, associati a ciascuna strategia di sviluppo individuata nel paragrafo 5.1. Il set di valori di capacità obiettivo che tiene conto per i confini dei valori risultati dalla *sensitivity frontiere* risulta essere la strategia che massimizza i benefici netti per il sistema elettrico.

**Figura 40 Beneficio netto delle strategie di sviluppo definite all'anno orizzonte 2030**

BENEFICIO NETTO [M€/ANNO]	CAPACITÀ OBIETTIVO VINCOLO FRONTIERE	CAPACITÀ OBIETTIVO SENSITIVITY FRONTIERE	CAPACITÀ OBIETTIVO SENSITIVITY MONTENEGRO	CAPACITÀ OBIETTIVO SENSITIVITY ACCUMULI
	443	539	430	357

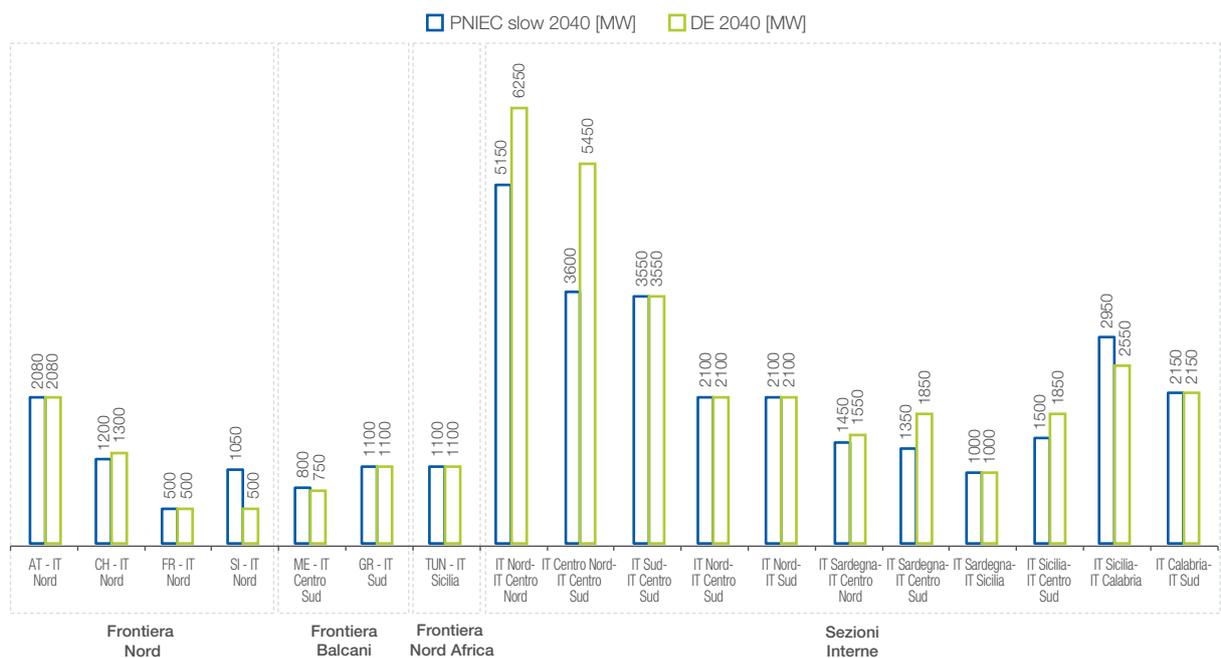
In conclusione, dai risultati delle analisi di identificazione delle capacità obiettivo nello scenario PNIEC Policy 2030 emergono le seguenti considerazioni:

- la capacità obiettivo aggiuntiva 2030 sulle sezioni interne si attesta tra +15,9 GW e +16,3 GW, tenendo conto delle direzioni dei flussi;
- la capacità obiettivo aggiuntiva 2030 sui confini si attesta a +100 MW sulla Frontiera Nord, +550 MW sulla Frontiera Balcani e +500 MW sul Confine Nord Africa in occorrenza di vincoli alla capacità obiettivo transfrontaliera pari alla capacità pianificata all'anno 2030 e cresce a +2,65 GW sulla Frontiera Nord e +950 MW sulla Frontiera Balcani considerando dei vincoli meno stringenti con la *sensitivity Frontiere*.

- l'imposizione di un CAP nullo sulla frontiera con il Montenegro, evidenzia un need addizionale di sviluppo della capacità sulle sezioni interne continentali di ulteriori +1,25 GW;
- la mancata concretizzazione di nuovi sistemi di accumulo utility scale richiama un maggior rinforzo delle sezioni interne di +3,4 GW sottolineando la sinergia e beneficio per il sistema elettrico italiano di uno sviluppo congiunto della rete di trasmissione e dei sistemi di accumulo.

Passando all'anno orizzonte 2040, nella **Figura 41** sono riportati i valori delle capacità obiettivo addizionali in esito alle simulazioni effettuate negli scenari PNIEC Slow 2040 e DE 2040.

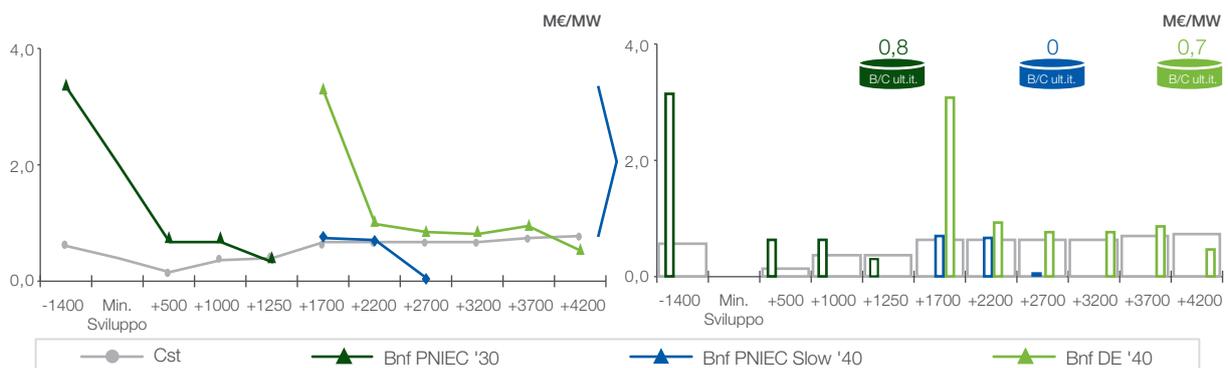
**Figura 41 Valori di capacità obiettivo addizionale negli scenari 2040 PNIEC Slow e DE**



La capacità obiettivo addizionale al 2040 rispetto alla capacità di transito esistente nello scenario di policy DE si attesta a +30,4 GW sulle sezioni interne e +7,3 GW sui confini, mentre nello scenario inerziale PNIEC slow si attesta a 26,9 GW sulle sezioni interne e +7,8 GW sui confini.

In Allegato 6 sono riportate le curve marginali di beneficio/costo per ciascuna sezione/confine e la **Figura 42** riporta un esempio illustrativo della curva marginale di beneficio/costo relativa alla sezione Centro Nord (ITcn)-Centro Sud (ITcs): sono rappresentate la curva di costo marginale (grigio), di beneficio marginale nello scenario PNIEC Policy 2030 (verde scuro), nello scenario PNIEC slow 2040 (blu) e nello scenario DE 2040 (verde chiaro), identificando il gradino B/C = 1 in cui si incrociano le curve in ciascuno scenario di riferimento.

**Figura 42 Esempio curve marginali di beneficio/costo per la sezione ITcn-ITcs**



## 6.2 Generalità su unico valore di Capacità Obiettivo

Sin dalla prima edizione del rapporto, è stata condivisa con la totalità degli stakeholder la necessità di giungere ad un unico valore di capacità obiettivo per ciascuna sezione/confine.

Valutate le diverse proposte pervenute e l'esperienza consolidata in ambito internazionale, è stato adottato l'approccio del *least regret* (minimo rimpianto), illustrato nell'Allegato 3, per individuare l'unico valore di capacità in grado di minimizzare i rischi per il consumatore.

È stato valutato il beneficio netto associato a ciascuna delle due opzioni analizzate negli scenari oggetto di studio; si ricorda che per ogni opzione il beneficio netto associato è definito come differenza tra i benefici complessivi e i costi totali da sostenere per la realizzazione della capacità aggiuntiva stessa, ovvero per la *i*-esima strategia si ha:

$$B_{netto,i} = B_{totale,i} - C_{realizzazione,i}$$

A questo punto, si procede al calcolo del *regret* relativo a ciascuna delle opzioni nei differenti scenari, calcolato come differenza tra il beneficio netto associato alla migliore opzione ed il beneficio netto di ciascuna opzione. Per ciascuna delle opzioni valutate si definisce il "*worst regret*", vale a dire il maggiore rischio a cui si va incontro realizzando ciascuna strategia negli scenari oggetto di studio. La strategia di sviluppo, ovvero il set di valori di capacità obiettivo aggiuntiva, con minimo rimpianto ("*least regret*") rappresenta l'unico set di valori di capacità obiettivo di riferimento.

Già a partire dall'edizione 2020, si era ritenuto di poter migliorare la ricerca dell'unico set di valori di capacità obiettivo aggiuntiva a cui tendere per minimizzare il rimpianto negli scenari considerati, investigando set di valori intermedi tra le opzioni (con valori discreti) fino ad individuare una **strategia di sviluppo che presenti il minor rimpianto tra tutte quelle analizzate**. Il metodo, approfondito nell'Allegato 3, è stato denominato *Least regret Avanzato*.

Essendo stato analizzato per l'anno orizzonte 2030 un solo scenario energetico di policy, nella presente edizione il metodo del *least regret* avanzato è stato applicato al solo anno orizzonte 2040 e nei successivi paragrafi sono rappresentate le opzioni indagate nell'esercizio di definizione dell'unico valore di capacità obiettivo al 2040.

## 6.3 Least regret avanzato su scenari Policy e Inerziale 2040

L'applicazione del *Least regret Avanzato* ai set di valori di capacità obiettivo derivanti dalle simulazioni Policy Slow 2040 ed DE 2040 richiede la definizione delle seguenti opzioni indagate:

- **Opzione 1 (PNIEC Slow):** il set di valori di capacità obiettivo (finali per ciascuna sezione/confine) risultante dalle simulazioni nello **scenario PNIEC Slow 2040**;
- **Opzione 2 (DE):** il set di valori di capacità obiettivo (finali per ciascuna sezione/confine) risultante dalle simulazioni nello **scenario DE 2040**;
- **Opzione 3 (media):** il set di valori di capacità obiettivo (finali per ciascuna sezione/confine) calcolati come **media dei valori** risultanti dalle simulazioni nello **scenario PNIEC Slow 2040** e nello **scenario DE 2040** per ciascuna sezione/confine.

Tutte le opzioni di sviluppo individuate sono state simulate in ciascuno dei due scenari, così da stimare il beneficio netto derivante e il "*worst regret*", vale a dire il maggiore rischio a cui si va incontro realizzandola negli scenari oggetto di studio. In **Tabella 5** sono riportati gli esiti dell'applicazione del *Least regret Avanzato*:

- l'*Opzione 1* è la strategia che presenta beneficio netto maggiore nello scenario PNIEC Slow 2040;

- l'*Opzione 2* è la strategia che presenta beneficio netto maggiore nello scenario DE 2040.

L'Opzione 1 (PNIEC Slow) minimizza il rimpianto negli scenari analizzati.

**Tabella 5 Applicazione del Least regret Avanzato sugli scenari PNIEC slow 2040 ed DE 2040**

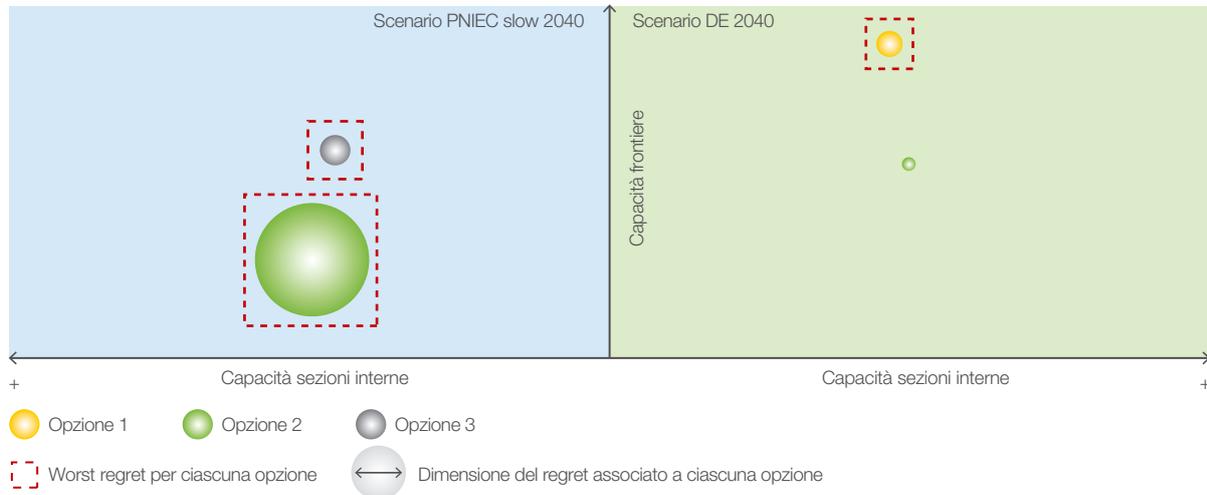
BENEFICIO NETTO [ME/ANNO]	SCENARIO	OPZIONE 1 (PNIEC SLOW)	OPZIONE 2 (DE)	OPZIONE 3 (MEDIA)
	PNIEC Slow 2040		815	620
DE 2040		1.497	1.524	1.526

REGRET [ME/ANNO]	SCENARIO	OPZIONE 1 (PNIEC SLOW)	OPZIONE 2 (DE)	OPZIONE 3 (MEDIA)
	PNIEC Slow 2040		0	195
DE 2040		29	3	0
<i>Worst Regret</i>		29	195	67
<i>Least Regret</i>			29	

La *Figura 43* rappresenta graficamente l'applicazione del *Least regret Avanzato* negli scenari PNIEC Slow e DE e il regret associato alla realizzazione di ciascuna strategia di sviluppo (opzione) in ciascuno dei due scenari.

**Figura 43 Rappresentazione grafica dell'applicazione del Least regret Avanzato sugli scenari PNIEC Slow e DE 2040**



## 6.4 Considerazioni finali

### 6.4.1 Considerazione anno orizzonte 2030

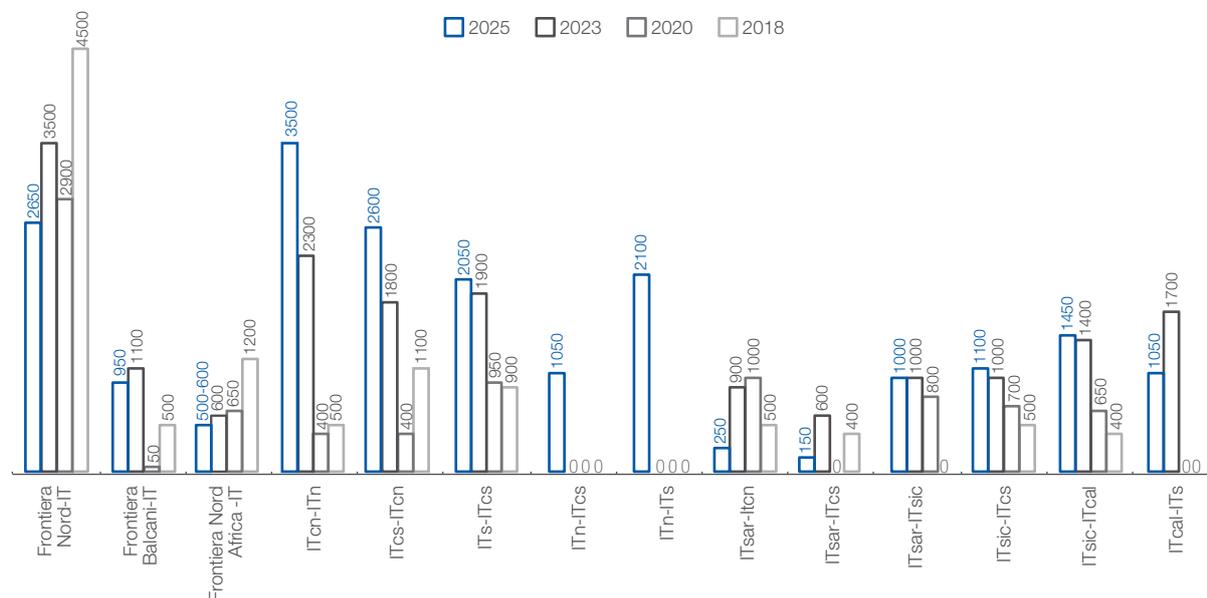
In *Figura 44* si riportano i valori di capacità obiettivo addizionale 2030 ottenuti con l'applicazione della metodologia, tenendo conto dei risultati nella sensitivity frontiere, in confronto con i valori riportati nelle precedenti edizioni, dal 2018 al 2023, per il medesimo anno orizzonte.

Le differenze tra i valori determinati nelle quattro edizioni del Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo sono riconducibili ai seguenti aspetti:

- le edizioni sono state redatte con cadenza approssimativamente biennale (2018, 2020, 2023 e 2025) garantendo l'allineamento e la considerazione nelle analisi delle ipotesi degli Scenari Energetici di riferimento progressivamente aggiornate. Dunque, i valori di capacità obiettivo sono strettamente dipendenti dalle ipotesi in input alle analisi, e in particolare alle variazioni della quota di capacità installata rinnovabile, della capacità accumulo e del fabbisogno energetico. Inoltre, nelle edizioni in cui erano stati considerati due scenari energetici distinti al 2030, la strategia di sviluppo finale è stata individuata tramite l'applicazione del metodo del *least regret*, che ha portato tendenzialmente ad un set di valori di capacità obiettivo intermedi rispetto a quelli più estremi ottenuti nei rispettivi scenari di riferimento. Viceversa, nella presente edizione del rapporto, le analisi 2030 sono state condotte nel solo scenario di policy 2030 nel quale si individuano tendenzialmente dei valori più alti;
- per quanto attiene la struttura zonale di riferimento, a partire dall'edizione 2020 si è tenuto conto dell'aggiornamento della struttura zonale in vigore dal 2021, che vede come modifica principale l'introduzione della nuova zona di mercato della Calabria e di conseguenza sono state aggiornate le sezioni di mercato in analisi. Inoltre, il set di sezioni di mercato allo studio è stato progressivamente esteso alle nuove sezioni introdotte allo studio nei Piani di Sviluppo: prima con le sezioni Sicilia-Centro Sud e Sardegna-Sicilia e nel presente rapporto con la Nord-Centro Sud e Nord-Sud;
- le edizioni differiscono, inoltre, nella rete di minimo sviluppo: la realizzazione di progetti quali l'Interconnessione Italia-Francia da 1.200 MW e l'Interconnessione Nauders-Glorenza da 300 MW alla frontiera Nord è stata completata nel corso del 2023 e della Deliceto-Bisaccia da 400 MW sulla sezione Sud-Centro Sud nel 2022, determinando una riduzione dei valori di capacità obiettivo definiti nelle successive edizioni. In particolare, i 1.500 MW rilasciati alla frontiera Nord attraverso i progetti di cui sopra, nella presente analisi sono inclusi nei limiti di scambio della rete attuale e non concorrono dunque alla definizione dei valori di capacità obiettivo;
- a partire dall'edizione 2023, nel processo iterativo alla base della definizione delle capacità obiettivo al 2030 è stato posto un vincolo alla capacità addizionale traguardabile sui confini esteri pari alla capacità di trasmissione associata ai progetti pianificati, determinando così uno sviluppo realistico delle frontiere senza sottostimare il *need* di sviluppo delle sezioni interne;
- infine, le analisi di identificazione delle capacità obiettivo sono state progressivamente valorizzate e perfezionate, portando a complemento delle *sensitivity* che hanno permesso di consolidare i valori ottenuti a fronte di una variazione di input relativi alla capacità di accumulo o di elettrolizzatori previsionale o modificando i vincoli alla capacità traguardabile sulle frontiere.

Percorrendo le varie edizioni si registrano dei valori di capacità obiettivo tendenzialmente crescenti per le sezioni interne e più contenuti per i confini, come giustificato dalle considerazioni pocanzi esposte, ma risulta evidente una significativa aderenza tra i risultati calcolati nelle ultime due edizioni del Rapporto.

**Figura 44 Confronto tra i set finali di valori di capacità obiettivo addizionale al 2030 in esito alle analisi condotte nelle edizioni dal 2018 al 2025 del Rapporto**



Ai fini della presentazione dei risultati, si è tenuto conto dei seguenti criteri di aggregazione accorpando i confini territorialmente ed elettricamente connessi, come avvenuto nell'edizione 2023:

- Confine Nord include le frontiere Francia, Svizzera, Austria, Slovenia;
- Confine Est include le frontiere Montenegro e Grecia;
- Confine Nord Africa include la Tunisia.

È inoltre necessario tener presente che il calcolo del programma di capacità di scambio alla frontiera è oggi definito con criterio di sicurezza ed i programmi sono determinati congiuntamente con i TSO di rete confinanti attraverso un processo di calcolo coordinato. Tale aspetto tende quindi a confermare l'assunzione fatta in particolare sul confine Nord essendo noto che un progetto realizzato su una singola frontiera non può prescindere dal considerare gli effetti sull'intero sistema elettrico confine Nord. Peraltro, l'accorpamento delle frontiere consente di lasciare ad una fase successiva e ad ulteriori studi/considerazioni la scelta da parte di Terna dei progetti da realizzare ed evita che il valore di capacità obiettivo individuato sia funzione della presente metodologia piuttosto che di analisi di dettagli e di un'analisi costi benefici come disposta con i requisiti minimi per l'elaborazione dei Piani di Sviluppo. Non si esclude di poter valutare affinamenti a tali criteri di aggregazione o ulteriori proposte che dovessero emergere in sede di consultazione. In [Figura 45](#) si riportano i valori di capacità obiettivo riferiti alla situazione cosiddetta "winter peak" suddivisi in:

1. i valori di capacità di partenza (capacità della rete attuale);
2. i valori di capacità obiettivo addizionale;
3. i valori di capacità obiettivo finale.

Per quanto riguarda la capacità obiettivo finale, per le sezioni/confini in cui le simulazioni hanno evidenziato una netta prevalenza dei benefici riferibili ad un verso dei flussi energetici (prevalenza rappresentata dalla % nella colonna "Direzione") si è scelto di rappresentare la capacità finale solo con riferimento a quel verso, coerentemente con l'impegno che il Gestore di rete dovrà mettere in atto nel garantire la fruibilità della capacità nel verso più utile al sistema. Ove non vi sia una netta prevalenza, la capacità obiettivo finale è stata rappresentata per entrambi i versi.



In sintesi, nella *Figura 46* si riportano i flussi di energia attesi dall'implementazione nella rete di riferimento di minimo sviluppo delle capacità obiettivo rispettivamente nello scenario PNIEC Policy 2030.

**Figura 45 Valori di capacità obiettivo all'anno orizzonte 2030<sup>34</sup>**

CONFINE/SEZIONE	DIREZIONE	PARTENZA	CAPACITÀ WINTER PEAK (MW)			
			ADDIZIONALE	OBIETTIVO		FINALE
				DIREZIONE PNIEC '30	DIREZIONE	
Confine Nord-IT	→	10.435	2.650	88%	→	13.085
	←	4.995		12%		
Confine Est-IT	→	1.100	950	56%	→	2.050
	←	1.100		68%	←	2.050
Confine N. Africa-IT	→	0	500-600	23%	→	500-600
	←	0		77%	←	500-600
Sezione ITcn - ITn	→	3.100	3.500	63%	→	6.600
	←	4.300	3.100	37%	←	7.400
Sezione ITcs - ITcn	→	2.800	2.600	71%	→	5.400
	←	2.900		29%	←	5.500
Sezione ITs - ITcs	→	5.200	2.050	98%	→	7.250
	←	2.400		2%		
Sezione ITn - ITcs	→	0	1.050	25%	→	1.050
	←	0		75%	←	1.050
Sezione ITn - ITs	→	0	2.100	26%	→	2.100
	←	0		74%	←	2.100
Sezione ITsar - ITcn*	→**	425	250	93%	→	675
	←	320		7%		
Sezione ITsar - ITcs	→	900	150	85%	→	1.050
	←	720		15%	←	870
Sezione ITsar - ITsic	→	0	1.000	77%	→	1.000
	←	0		23%	←	1.000
Sezione ITsic - ITcs	→	0	1.100	72%	→	1.100
	←	0		28%	←	1.100
Sezione ITsic - ITcal	→	1.300	1.450	55%	→	2.750
	←	1.550		45%	←	3.000
Sezione ITcal - ITs	→	2.350	1.050	79%	→	3.400
	←	1.100		21%	←	2.150

\* la capacità obiettivo addizionale tiene conto del contributo derivante dalla dismissione del SACOI2 per termine vita utile (-300 MW) e del nuovo collegamento SACOI3 (+400 MW)

\*\* la capacità di partenza ITsar → ITcn tiene conto del contributo dei due collegamenti SACOI2 (+300 MW) e SARCO (+125 MW).

<sup>34</sup> Le capacità di partenza nella direzione da confine Nord a IT sono rispettivamente per frontiera FR, CH, AT e SI di 4.485, 4.572, 625, 753 MW.





In particolare per i confini, data l'imposizione dei medesimi vincoli alla massima capacità traguardabile nell'analisi 2040 e nella sensitivity frontiere 2030, si evidenziano delle differenze meno marcate nel caso in cui si fosse raggiunto il CAP già al 2030, nonostante la profittabilità di tutte e tre le frontiere mostri un trend fortemente crescente.

In *Figura 48* si riportano i valori di capacità obiettivo, seguendo le medesime regole di aggregazione per i confini e rappresentazioni utilizzati in *Figura 45* al 2030.

Infine, nella *Figura 49* si riportano i flussi di energia attesi dall'implementazione nella rete di riferimento di minimo sviluppo delle capacità obiettivo rispettivamente negli scenari PNIEC slow 2040 e DE 2040.

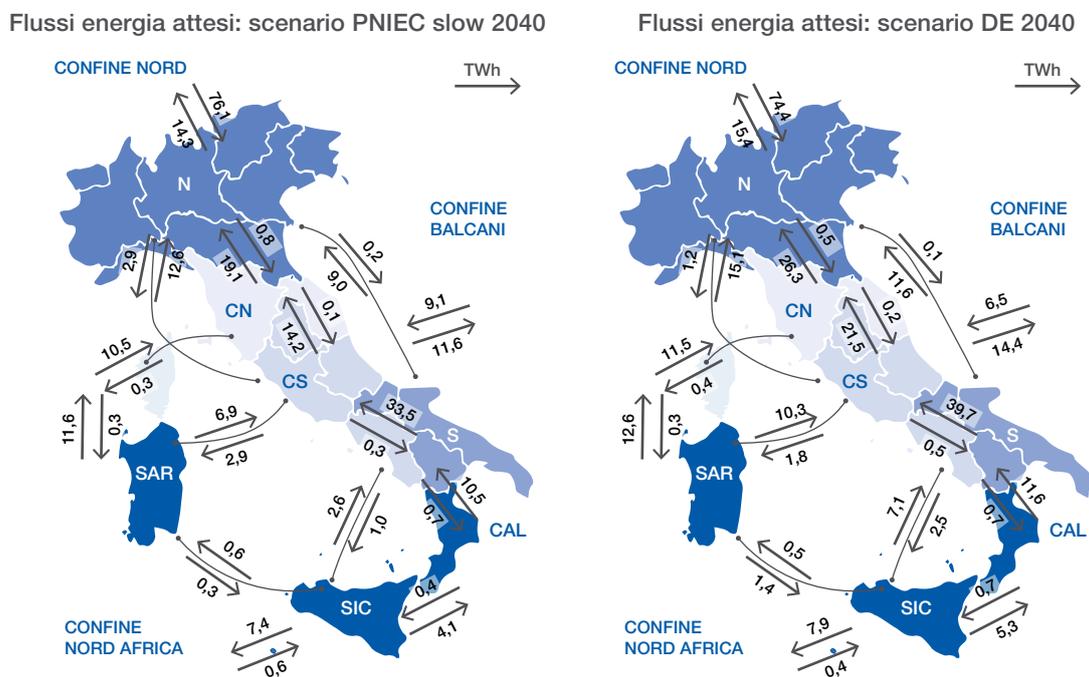
**Figura 48 Valori di capacità obiettivo all'anno orizzonte 2040**

CONFINO/SEZIONE	DIREZIONE	CAPACITÀ WINTER PEAK (MW)					
		PARTENZA	ADDIZIONALE	OBIETTIVO		DIREZIONE	FINALE
				DIREZIONE PNIEC SLOW '40	DIREZIONE DE '40		
Confine Nord-IT	→	10.435	4.830	84%	83%	→	15.265
	←	4.995		16%	17%	←	9.825
Confine Est-IT	→	1.100	1.900	44%	31%	→	3.000
	←	1.100		56%	69%	←	3.000
Confine N. Africa-IT	→	0	1.100	8%	5%	←	1.100
	←	0		93%	95%		
Sezione ITcn - ITn	→	3.100	5.150	96%	98%	→	8.250
	←	4.300		4%	2%		
Sezione ITcs - ITcn	→	2.800	3.600	99%	99%	→	6.400
	←	2.900		1%	1%		
Sezione ITs - ITcs	→	5.200	3.550	99%	99%	→	8.750
	←	2.400		1%	1%		
Sezione ITn - ITcs	→	0	2.100	19%	7%	→	2.100
	←	0		81%	93%		
Sezione ITn - ITs	→	0	2.100	2%	1%	←	2.100
	←	0		98%	99%		
Sezione ITsar - ITcn*	→**	425	1.450	97%	97%	→	1.875
	←	320		3%	3%		
Sezione ITsar - ITcs	→	900	1.350	70%	85%	→	2.250
	←	720		30%	15%		
Sezione ITsar - ITsic	→	0	1.000	33%	74%	→	1.000
	←	0		67%	26%		
Sezione ITsic - ITcs	→	0	1.500	65%	74%	→	1.500
	←	0		35%	26%		
Sezione ITsic - ITcal	→	1.300	2.950	91%	88%	→	4.250
	←	1.550		9%	12%		
Sezione ITcal - ITs	→	2.350	2.150	94%	94%	→	4.500
	←	1.100		6%	6%		

\* la capacità obiettivo addizionale tiene conto del contributo derivante dalla dismissione del SACOI2 per termine vita utile (-300 MW) e del nuovo collegamento SACOI3 (+400 MW).

\*\* la capacità di partenza ITsar → ITcn tiene conto del contributo dei due collegamenti SACOI2 (+300 MW) e SARCO (+125 MW).

**Figura 49** *Flussi di energia attesi dall'implementazione nella rete di riferimento di minimo sviluppo delle capacità obiettivo nello scenario PNIEC slow 2040 e DE 2040*



# Allegati

# 7

## Allegato 1

### Practices Europee

#### Criteria e raccomandazioni del Commission Expert Group (CEG) on Electricity Interconnection Targets

La Commissione Europea ha individuato nel potenziamento delle interconnessioni elettriche transfrontaliere uno strumento per il raggiungimento degli obiettivi in materia di clima ed energia: i collegamenti dei sistemi elettrici europei consentono di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e di integrare più fonti rinnovabili nei mercati dell'energia. Collegamenti affidabili tra i Paesi Europei riducono, infatti, il rischio di blackout elettrici e facilitano la gestione di fonti energetiche rinnovabili intermittenti, come il solare e l'eolico; ad esempio, le eccedenze di energia rinnovabile prodotte in un Paese potrebbero essere utilizzate da un altro in cui la domanda di elettricità è elevata, proprio attraverso nuove interconnessioni.

Nell'ottobre 2014, il Consiglio Europeo ha invitato tutti i paesi dell'UE ad incrementare la capacità di interconnessione entro il 2020 sino ad almeno il 10% della capacità di generazione installata. Tale target di interconnessione è stato successivamente incrementato al 15% entro il 2030.

A tal proposito, nel 2016 è stato istituito l'Expert Group per le interconnessioni (CEG), costituito da 15 esperti del settore provenienti da organizzazioni industriali europee, università, enti di ricerca ed organizzazioni non governative, con l'obiettivo di fornire alla Commissione Europea indicazioni tecniche su come raggiungere questi target.

Il gruppo di esperti ha presentato una relazione nel novembre 2017, avanzando una proposta di definizione di target di interconnessione pari al 15% al 2030, e suggerendo modalità per rendere i progetti di interconnessione più facili da implementare, in particolare nella fase del loro finanziamento. La relazione raccomanda di valutare lo sviluppo di nuova capacità di interconnessione sulla base di specifici indici che riflettano la garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento, dell'integrazione delle energie rinnovabili e dell'efficiamento del mercato interno dell'energia. Alla luce di questa relazione, nella comunicazione sul rafforzamento delle reti energetiche europee pubblicata nel novembre 2017, la Commissione ha proposto di affinare il target del 15% attraverso una serie di soglie aggiuntive e più specifiche. L'uso di queste soglie servirà da indicatore per definire un piano di azione finalizzato al raggiungimento degli obiettivi europei su energia e ambiente.

Il *Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets "Toward a sustainable and integrated Europe"*<sup>36</sup>, pubblicato nel novembre 2017, riconosce le interconnessioni come volano per la realizzazione di un mercato unico europeo e propone una nuova metodologia per valutare la necessità di sviluppare nuova capacità di interconnessione.

I due obiettivi-chiave sono:

- massimizzare il social welfare delle nuove interconnessioni elettriche;
- dare priorità alle interconnessioni elettriche necessarie per garantire l'integrazione dei mercati, la copertura della domanda nazionale e l'accesso alle fonti di energia rinnovabile da parte dei paesi confinanti.

<sup>36</sup> [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report\\_of\\_the\\_commission\\_expert\\_group\\_on\\_electricity\\_interconnection\\_targets.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf)

A tal fine, vengono definiti tre indicatori per valutare la necessità di nuova capacità di scambio per una specifica zona di mercato:

- *Indicatore A*: copertura della domanda di energia elettrica;
- *Indicatore B*: necessità di integrazione della produzione rinnovabile da un Paese all'altro;
- *Indicatore C*: minimizzazione del differenziale di prezzo e quindi una migliore integrazione dei mercati elettrici.

## Indicatore A

La copertura della domanda di energia elettrica si ritiene garantita se:

$$A = \frac{\text{Nom. Trasm. Capacity}}{\text{Peak load}} > 30\%$$

Dove:

**Nom. Trasm. Capacity (Nominal Transmission Capacity)** = rappresenta la capacità fisica con la quale il collegamento di interconnessione è stato progettato e corrisponde al flusso di potenza massimo che può essere trasmesso in sicurezza. La capacità nominale di trasmissione non è influenzata da meccanismi e regole di mercato.

**Peak load** = rappresenta il fabbisogno massimo o picco di domanda.

Se il valore A risulta **inferiore al 30%** è necessario **valutare con urgenza** un incremento di capacità.

Se il valore A risulta **compreso tra 30% e 60%** è necessario condurre valutazioni continue per **monitorare** la necessità di nuovi progetti. Poiché il picco annuale della domanda varia significativamente in base alle condizioni meteorologiche, l'Expert Group suggerisce di considerare il 99° percentile della distribuzione annuale della domanda.

## Indicatore B

L'export del potenziale eccesso di produzione rinnovabile si ritiene garantito se:

$$B = \frac{\text{Nom. Trasm. Capacity}}{\text{Renew. Gen. Capacity}} > 30\%$$

dove:

**Nom. Trasm. Capacity (Nominal Transmission Capacity)** = rappresenta la capacità fisica con la quale il collegamento di interconnessione è stato progettato e corrisponde al flusso di potenza massimo che può essere trasmesso in sicurezza. La capacità nominale di trasmissione non è influenzata da meccanismi e regole di mercato.

**Renew. Gen. Capacity (Renewable Generation Capacity)** = rappresenta la capacità di generazione rinnovabile attesa.

Questo parametro riflette lo sviluppo atteso di produzione da fonti rinnovabili rispetto alla capacità di scambio con gli altri Paesi.

Se il valore B risulta inferiore al 30% è necessario valutare con urgenza un incremento di capacità.

Se il valore B risulta compreso tra 30% e 60% è necessario condurre valutazioni continue per monitorare la necessità di nuovi progetti.

## Indicatore C

Soglia rilevante per il differenziale di prezzo tra zone di mercato 2€/MWh:

$$C = \text{Yearly average of price differential} < 2 \text{ €/MWh}$$

Se il valore C risulta **superiore a 2 €/MWh** è necessario **valutare con urgenza** un incremento di capacità.

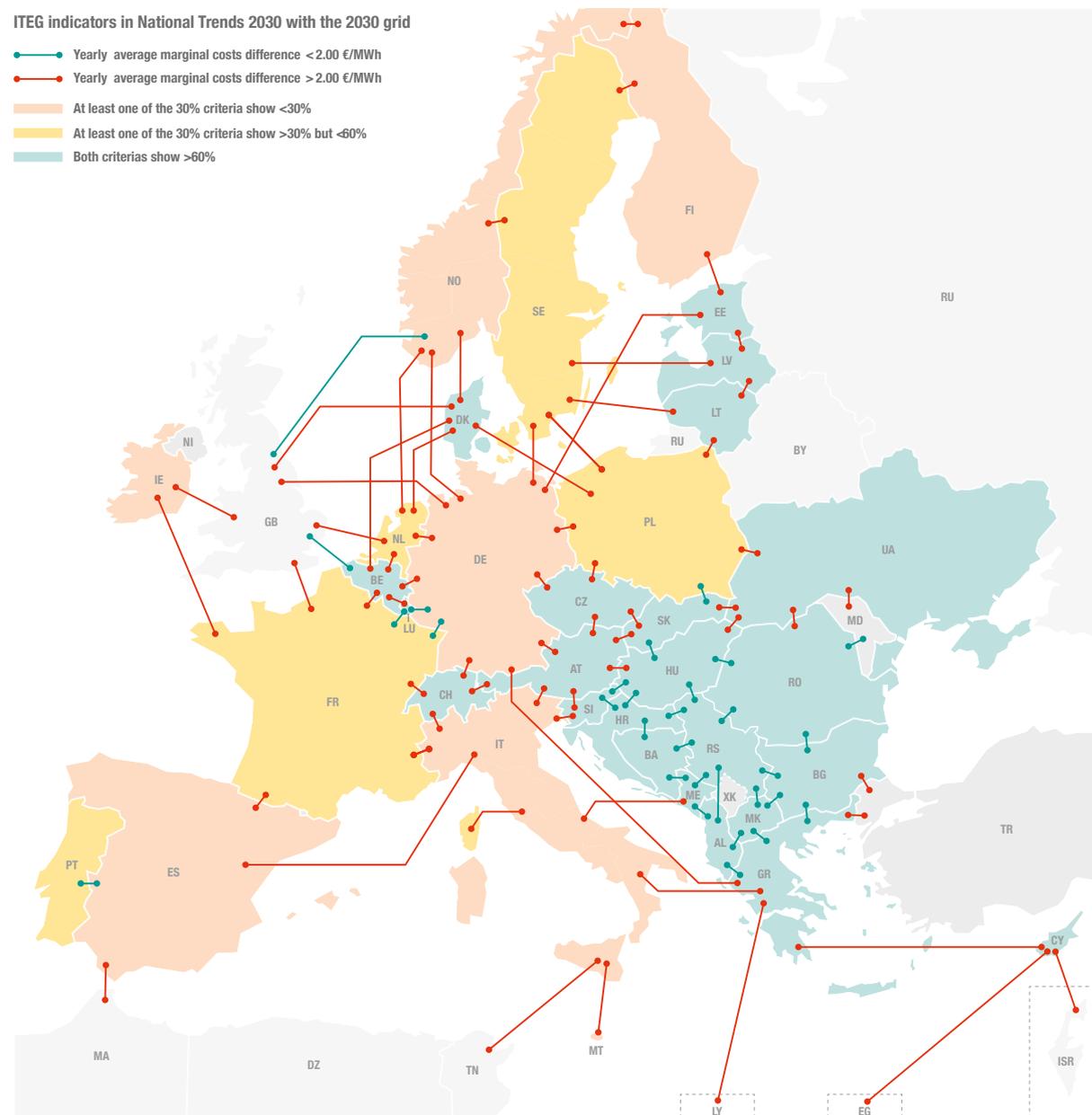


Quando anche uno solo dei tre criteri risulti critico, sarà utile valutare un nuovo progetto di interconnessione per la zona di mercato oggetto di studio effettuando un'analisi costi benefici (conditio sine qua non). Il progetto sarà sviluppato solo se l'ACB darà esito positivo ( $IUS > 1$ ).

L'Expert Group suggerisce di rivedere regolarmente (non oltre i 5 anni) la metodologia proposta tenendo conto dell'evoluzione del sistema elettrico, in particolare in tema di diffusione di storage, digitalizzazione e Demand Side Response e dei relativi effetti sul sistema.

L'Expert Group ha applicato per la prima volta questa metodologia agli scenari del TYNDP 2016. Nell'ambito del TYNDP 2024, ENTSO-E ha aggiornato tali indicatori alla luce dello scenario NT 2030 prendendo a riferimento la rete al 2030 ottenendo le evidenze riportate in *Figura 50*.

**Figura 50 Sintesi Indicatori applicati allo scenario NT 2030 del TYNDP 2024**



Come si evince dalle figure sopra, l'Italia presenta criticità in termini di differenziali di prezzo maggiori di 2 €/MWh su tutte le frontiere e necessità di irrobustire la capacità di trasporto transfrontaliera.

## Identification of System Needs 2024

A partire dal 2012, con la propria Opinione 06/2012 sulla bozza di TYNDP 2012, l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) ha proposto di introdurre il concetto di target capacities; successivamente nell'Opinione ACER 01/2017, ACER ha espresso alcune raccomandazioni sulle attività di identificazione dei system needs, fra cui:

- a) identificare le esigenze di investimento in infrastrutture per tutti e tre i criteri adottati in ambito europeo, ossia: integrazione del mercato, sicurezza dell'approvvigionamento e connessione di nuova generazione;
- b) analizzare tutte le sezioni rilevanti fra le zone rappresentate nel modello di mercato pan-europeo di ENTSO-E;
- c) analizzare i system needs per ciascun anno studio e per ciascuno scenario considerato;
- d) garantire la quantificazione (e, quando possibile, la monetizzazione in base a parametri specifici) dei system needs;
- e) utilizzare indicatori semplici, quali ad esempio:
  - integrazione del mercato: aumento del Social Economic Welfare (SEW) per aumento di capacità (Euro /MW);
  - connessione di generazione: riduzione dei distacchi di generazione (GWh);
  - sicurezza dell'approvvigionamento: riduzione dell'energia non fornita attesa (GWh);
- f) integrare le analisi relative al SEW presentando la differenza di costo marginale prevista (€/MWh), tenendo conto degli spread di costo marginale in entrambe le direzioni di flusso.

A tal fine, nell'ambito dell'elaborazione del Ten Year Development Plan (TYNDP) 2024, in aggiornamento a quanto già svolto nei precedenti piani, ENTSO-E ha pubblicato a gennaio 2025 per consultazione il Report **“Opportunities for a more efficient European power system by 2050”<sup>37</sup>** recante i risultati delle analisi Identification of System Needs (IoSN) su un orizzonte di medio (2030), lungo (2040) e lunghissimo (2050) termine, delle necessità del sistema elettrico europeo.

### Scenario di riferimento per le analisi Identification of System Needs 2024

Lo scenario centrale per il TYNDP 2024 utilizzato per le analisi Identification of System Needs 2024 è il National Trend (NT) 2030 e il National Trend 2040, mentre il Distributed Energy per il 2050.

Lo scenario NT considera i Piani Nazionali per l'Energia e il Clima (PNEC) degli Stati Membri della UE, quindi permette di valutare i needs infrastrutturali rispetto ai target climatici fissati dalla UE.

### Reference grid

La reference grid utilizzata per queste analisi è la rete TYNDP 2030 per quanto attiene le analisi di Identification of System Needs agli scenari 2030, 2040 e 2050.

Nello specifico la rete TYNDP 2030 presenta per l'Italia i seguenti progetti interni e di interconnessione (sviluppati da Terna)<sup>38</sup> al 2030 in aggiunta alle linee già in esercizio al 2023:

1. Italy-Tunisia (ELMED project)
2. Tyrrhenian Link
3. Adriatic Link
4. HG North Tyrrhenian Corridor
5. Central Link
6. Sicily-Calabria
7. Southern Italy
8. Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia
9. Central Northern Italy
10. Central Southern Italy
11. SACOI 3

<sup>37</sup> Per ulteriori dettagli si rinvia al documento: [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2024/forconsultation/Infrastructure\\_Gaps\\_Report.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2024/forconsultation/Infrastructure_Gaps_Report.pdf)

<sup>38</sup> Per ulteriori dettagli si rinvia al documento: <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2024/forconsultation/SystemNeedsMethodology.pdf>

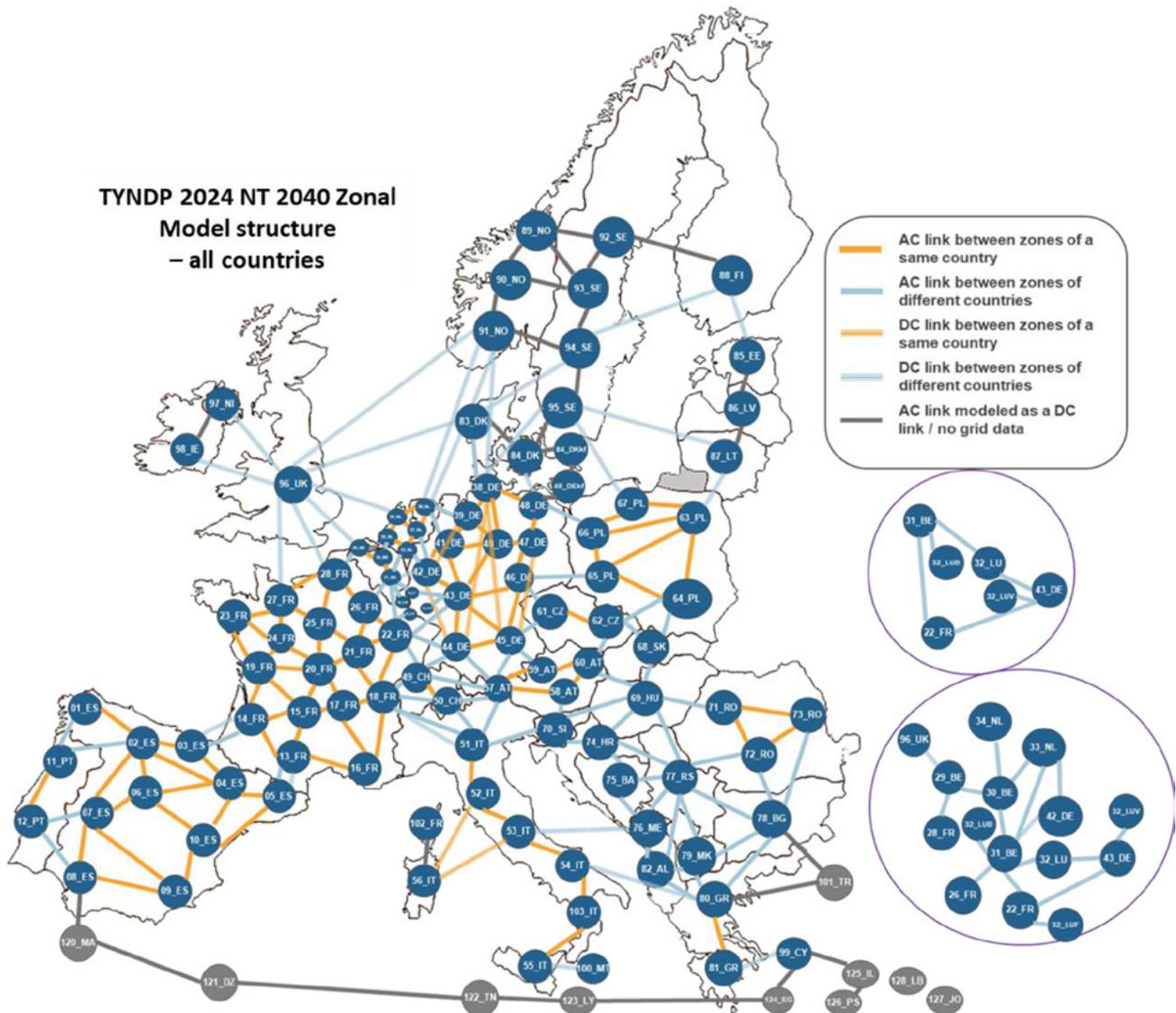
In sintesi, partendo da una rete di riferimento che include tutti gli interventi già previsti all'anno orizzonte 2030, le analisi si sviluppano sulla base di un modello in cui sono considerati i dati di mercato (la rete è equivalentata).

### Metodologia

I miglioramenti modellistici ottenuti nelle analisi IoSN 2024, partendo da quanto già eseguito nel precedente IoSN 2022, hanno l'obiettivo di avere una maggiore granularità di dati rispetto ai precedenti Identification of System Needs e permettono di considerare i flussi fisici ma allo stesso tempo rendere i tempi di calcolo ragionevoli.

Il modello paneuropeo include oltre 100 nodi connessi da collegamenti equivalenti, costituendo un modello di rete ridotta. Alcuni vincoli vengono applicati ai collegamenti tra i nodi al fine di simulare le leggi di Kirchhoff.

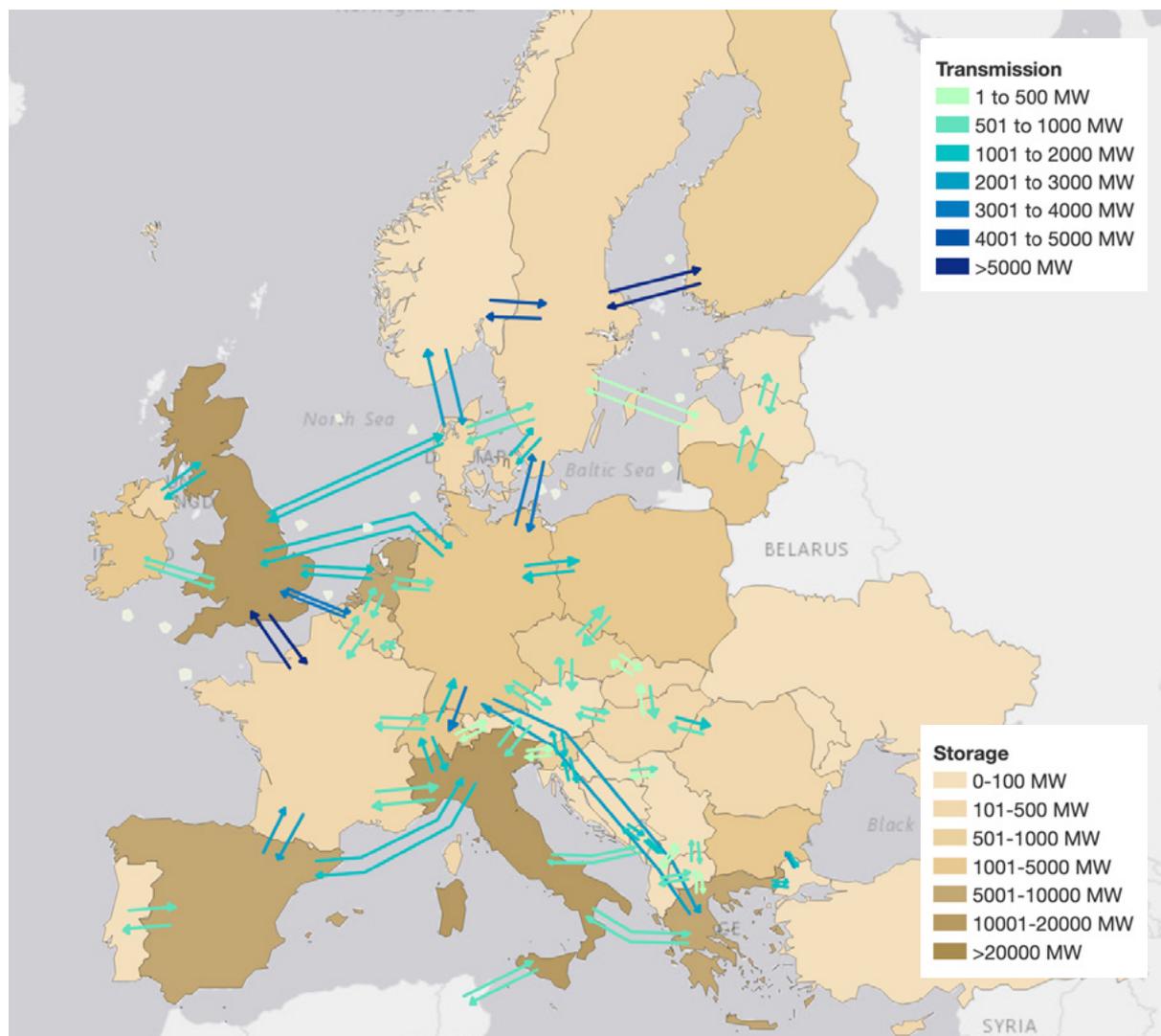
**Figura 51 Zonal model sviluppato per le analisi IoSN 2040 ottenute nell'ambito del TYNDP 2024.**



Di conseguenza, il dispacciamento ottimale può essere simulato a livello Europeo, tenendo conto dei limiti fisici della rete. Il vantaggio di questa metodologia risiede quindi nell'aver concentrato le simulazioni di mercato e di rete in un'unica analisi, evitando passaggi ciclici tra i due differenti modelli e semplificando l'intero processo.

Lo studio dei system needs valuta il potenziale ottimo di capacità di interconnessione tra paesi al 2030, al 2040 e al 2050, prevedendo per ciascun anno orizzonte la possibilità di individuare esigenze in termini di flexibility. A partire dalla rete di riferimento, un modello di espansione sviluppato nel tool Antares e Plexos ottimizza i costi totali di sistema basati



**Figura 53 Incrementi di capacità all'anno orizzonte 2030, in aggiunta alla rete di riferimento 2030**

Negli anni orizzonte 2040 e 2050, si evidenzia che il più elevato incremento di capacità è previsto nei mari del nord in relazione alle elevate concentrazioni di capacità offshore prevista nei suddetti orizzonti temporali.

Come in parte già emerso nell'anno orizzonte 2030, su un orizzonte di lunghissimo termine sono necessari notevoli incrementi di capacità per il confine Italiano sulla frontiera nord (oltre 6000 MW), con i Balcani (oltre 3000) e infine 1000 MW con la Tunisia e 2000 MW con la Spagna.

Inoltre, in aggiunta alle evidenze di cui sopra, le analisi condotte rilevano esigenze di integrazione storage in parte dell'Europa in tutti gli anni orizzonte analizzati.

Si rimanda al documento ufficiale<sup>40</sup> pubblicato sul sito ENTSO-E per ulteriori approfondimenti.

<sup>40</sup> <https://www.entsoe.eu/outlooks/tyndp/2024/#>

Figura 54 Incrementi di capacità all'anno orizzonte 2040, in aggiunta alla rete di riferimento 2030

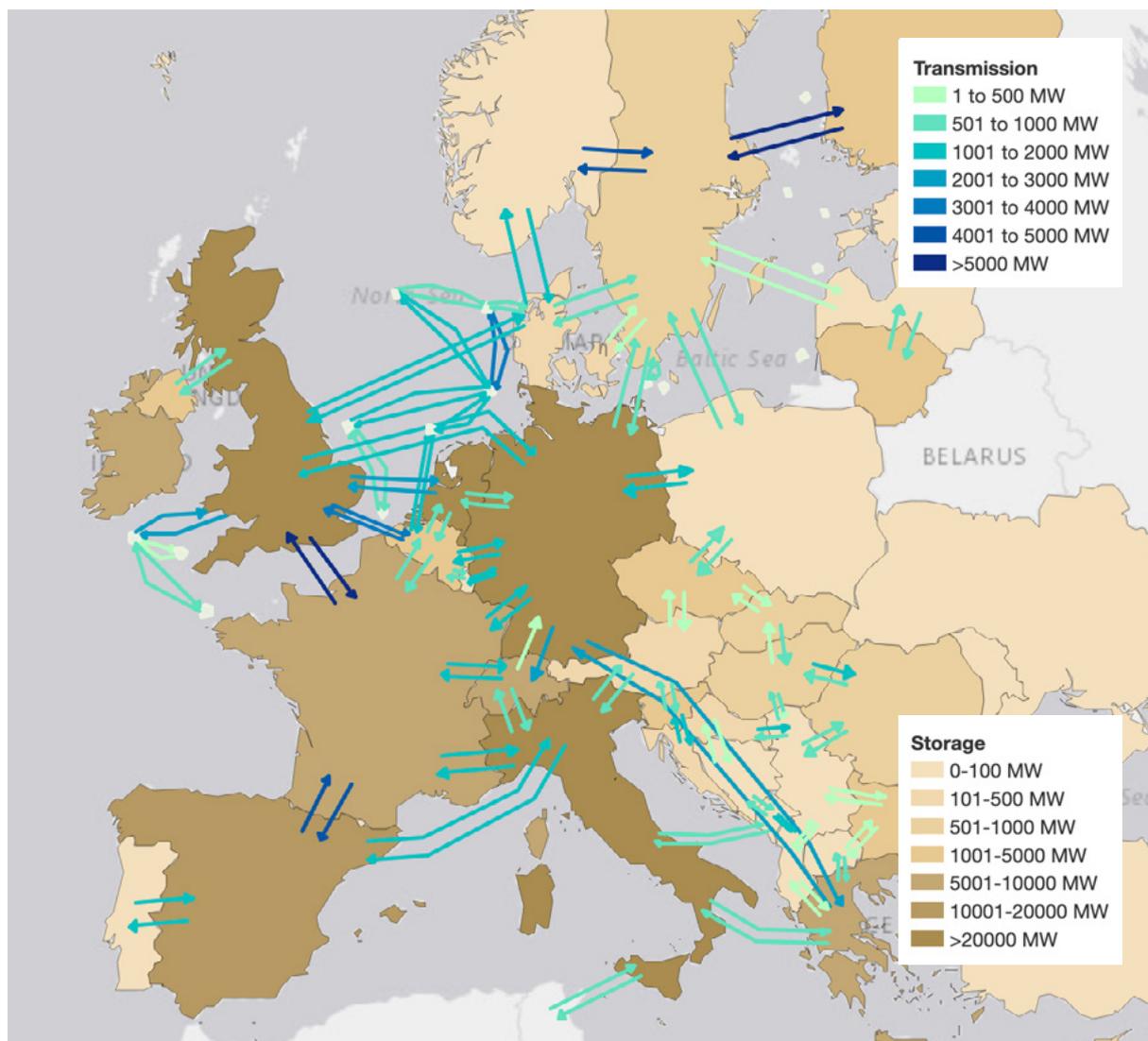
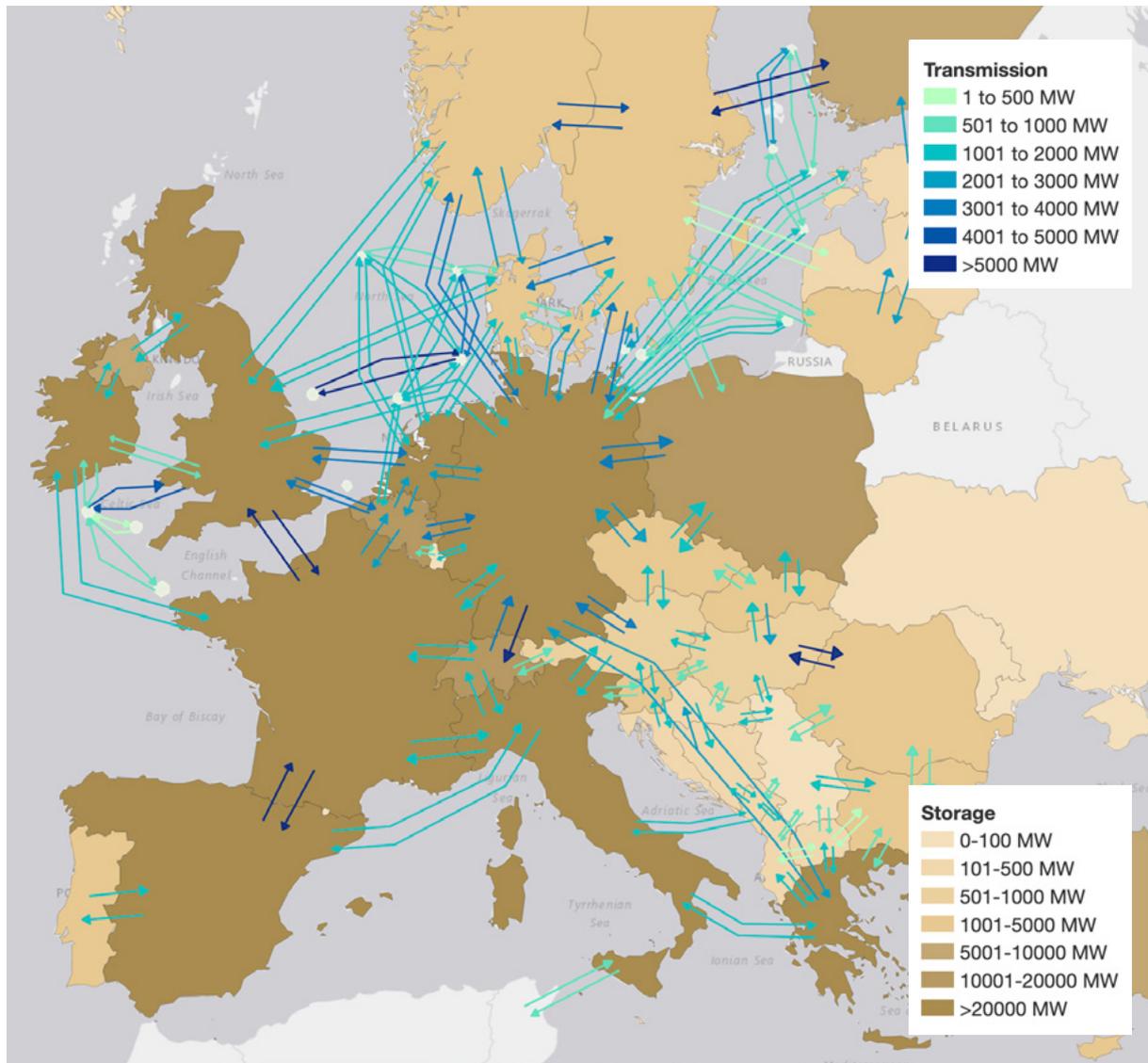


Figura 55 Incrementi di capacità all'anno orizzonte 2050, in aggiunta alla rete di riferimento 2030



## Allegato 2

### Strumenti di simulazione

La necessità di effettuare simulazioni a livello di sistema ha indirizzato la scelta verso simulatori di mercato e di rete con metodologie già consolidate ed utilizzate sia in ambito europeo (TYNDP) che nazionale (Piano di Sviluppo).

Durante il processo iterativo vengono effettuate simulazioni di mercato (sia MGP che MSD) zonali e simulazioni di rete nodali. Con riferimento a queste ultime, laddove possibile saranno riutilizzate le analisi di rete già effettuate per il PdS 2023, avendo cura di effettuarne di nuove nel caso in cui non risultino compatibili con le assunzioni prospettate nel presente documento.

Di seguito vengono illustrati gli strumenti di simulazione adottati da Terna per le analisi di individuazione delle capacità obiettivo. Per ulteriori dettagli e riferimenti si rimanda al Piano di Sviluppo 2023, ed in particolare al *“Documento metodologico per l'applicazione delle analisi costi benefici applicata al Piano di Sviluppo 2023”*<sup>40</sup>.

<sup>40</sup> [https://download.terna.it/terna/Terna\\_Piano\\_Sviluppo\\_2023\\_Documento\\_Metodologico\\_applicazione\\_analisi\\_costi\\_benefici\\_8db254c3b3edff1.pdf](https://download.terna.it/terna/Terna_Piano_Sviluppo_2023_Documento_Metodologico_applicazione_analisi_costi_benefici_8db254c3b3edff1.pdf)

## 1. Simulazioni zonali di mercato

Il simulatore di mercato zonale "Promed"<sup>41</sup> è utilizzato per eseguire calcoli di ottimo economico su un modello che simula il funzionamento dei mercati elettrici dell'energia.

Le analisi sono sviluppate simulando su scenari previsionali con durata annuale la programmazione ottima del dispacciamento orario del parco di generazione idro-termoelettrico, mentre per le risorse non programmabili vengono utilizzati profili di generazione imposti per zona e tecnologia. Tale simulazione consente di stimare i costi di esercizio delle unità di generazione e il prezzo orario dell'energia nelle diverse zone di mercato e, di conseguenza, il surplus dei produttori e dei consumatori nonché le rendite da congestione tra le zone di mercato (*Social Economic Welfare*).

## 2. Simulazioni del Mercato dei Servizi di dispacciamento e bilanciamento

Lo strumento utilizzato per le simulazioni del mercato dei servizi del dispacciamento (MSD) e bilanciamento (MB) "Modis"<sup>42</sup> è in grado di effettuare analisi su orizzonte annuale e con dettaglio orario valutando, con criteri di economicità e nel rispetto dei vincoli tecnici<sup>43</sup> delle unità di generazione abilitate, le azioni necessarie per il soddisfacimento dei vincoli di bilanciamento e di esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

## 3. Simulazioni probabilistiche di rete

Le simulazioni di rete utilizzate ai fini del calcolo delle capacità obiettivo si riferiscono prevalentemente ad analisi in regime probabilistico attraverso il simulatore "Grare"<sup>44</sup>.

L'analisi in regime probabilistico, partendo da un modello di rete previsionale all'anno oggetto di studio, permette di simulare tutte le configurazioni rilevanti del sistema elettrico, negli scenari previsionali, in un assetto di rete standard prevalentemente ad isole di esercizio. Il metodo probabilistico, con riferimento a un intero anno di funzionamento, seleziona casualmente uno stato di funzionamento del sistema elettrico sulla base dei tassi di indisponibilità di ciascun elemento di rete/impianto e gruppo di generazione programmata, del livello di generazione non programmabile, della disponibilità di capacità alla frontiera e del fabbisogno di energia richiesta, garantendo la copertura del carico sulla base dell'ordine di merito economico delle unità produttive. In questa tipologia di analisi è considerato un numero elevato di simulazioni (tipicamente senza variare l'assetto di esercizio) che consentono di analizzare un altrettanto elevato numero di possibili situazioni di funzionamento, inclusi eventi N-k, che sono poi opportunamente pesati per la loro probabilità di accadimento. Mediante le simulazioni probabilistiche è possibile valutare la variazione del rischio di energia non fornita (ENF), la minore riduzione della produzione da fonte rinnovabile (FER) in presenza dell'intervento di sviluppo (overgeneration - OG), le minori movimentazioni sul MSD necessarie a eliminare le congestioni della specifica zona di mercato su cui insiste.

<sup>41</sup> B. Cova, P. Capurso, E. Elia, et al., "Market integration in Europe: a market simulator taking into account different market zones and the increasing penetration of RES generation," CIGRE General Session 2012, Paris, August 2012, paper C5-101.

<sup>42</sup> B. Cova, S. Osti, M. Stabile, A. Venturini, E.M. Carlini, P. Capurso, C. Gadaleta. "Assessing the impact of transmission investments on the Italian Ancillary Services Market using MODIS simulator", CIGRE General Session 2018, Paris, August 2012, paper C1-103.

<sup>43</sup> Potenza minima e massima, bande di riserva erogabile, vincoli di permanenza in assetto, costi di accensione, volumi dei bacini delle unità idroelettriche, ecc.

<sup>44</sup> Terna. Grid reliability and adequacy risk evaluator. 2017. Available online: <https://www.cesi.it/grare>.



## Allegato 3

### Metodologia per la valutazione delle Capacità Obiettivo

#### Criteri generali

La capacità obiettivo su una sezione/confine è “la capacità di trasporto che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali” e la metodologia di identificazione delle capacità obiettivo consiste in un’analisi iterativa, integrata e multi-scenario in cui tutte le sezioni ed i confini rilevanti del sistema elettrico italiano vengono analizzati in modo contestuale e consecutivo attraverso delle iterazioni successive in cui vengono testati incrementi di capacità discreti di taglia definita a partire da una rete di minimo sviluppo e valutata la loro profittabilità. Dunque, si comprende come la metodologia riportata nel presente documento non sostituisce né supera l’Analisi Costi-Benefici (ACB), che attraverso la valorizzazione di due indicatori, l’Indice di Utilità del Sistema (IUS) e il Valore Attualizzato Netto (VAN), definisce il contributo positivo per il sistema elettrico italiano degli interventi presenti in Piano di Sviluppo su scenari contrastanti. Si tratta infatti di metodi differenti destinati ad applicazioni distinte: la capacità obiettivo è in grado di individuare “le direzioni di espansione” efficienti del sistema elettrico su scenari contrastanti, lasciando poi al Piano di Sviluppo il compito di effettuare studi di dettaglio volti a definire le caratteristiche del progetto e gli effettivi incrementi di capacità raggiungibili considerando le peculiarità del sistema elettrico italiano.

#### Valutazione del costo marginale

Un importante elemento alla base del processo di identificazione delle capacità obiettivo consiste nella definizione del costo marginale [M€/MW] di riferimento per l’investimento da sostenere per la realizzazione di capacità di transito addizionale.

Il costo di realizzazione di nuova capacità di scambio varia in modo significativo tra i diversi progetti: i driver chiave sono la tecnologia, la lunghezza, il livello di tensione e la capacità del collegamento. Risulta infatti ragionevole ritenere la stima dei costi relativa a progetti di aumento della capacità fra zone o Paesi oggi non inclusi in un Piano di Sviluppo, in assenza di ipotesi su come sarà realizzata tale capacità, soggetta ad una significativa aleatorietà.

Un esercizio per consentire la definizione di “costi standard” è stato svolto in ambito europeo prima nel 2015<sup>45</sup> e poi nel 2023<sup>46</sup> dall’*Agency for the Coordination of Electricity Regulators* (ACER) in esito a specifiche survey tra i diversi TSO. Tuttavia, i costi standard riportati nel documento UIC 2023, risultano non discretizzati per tipologie di impiego (tecnologia, livello di tensione, capacità di trasporto) e non aggiornati a seguito dell’incremento dei costi verificatosi negli ultimi anni, essendo definiti sulla base di un numero esiguo di campioni e in più afferenti a progetti già completati tra il 2012-2020. Di conseguenza, non sono stati presi in considerazione per lo scopo dell’analisi di identificazione delle capacità obiettivo.

Ai fini del presente documento e relativamente alle sezioni e confini di riferimento in analisi, si ritiene necessario riportare quanto segue:

- per valutare i costi in M€/MW associati ad incrementi predefiniti di capacità (step) si utilizzano per ciascun confine/sezione le migliori stime di costo disponibili o elaborate dal TSO a partire dalle informazioni pubbliche note contenute nel PdS e nel TYNDP;
- per i progetti già previsti in PdS e fino ai valori di capacità già pianificati, si utilizza la stima dei costi riferita al Piano di Sviluppo 2023 e, quando disponibili, alle più recenti stime di investimento relative al Piano di Sviluppo 2025<sup>47</sup>. Nel caso in cui un intervento sia già stato parzialmente realizzato e abbiamo rilasciato un incremento di capacità a mercato, dal costo complessivo dell’intervento (CAPEX e OPEX) sarà opportunamente decurtata la parte di costo relativa alle opere già completate;
- si considerano le informazioni di costo delle Merchant Line in quanto possibili progetti implementabili ai confini e che contribuiscono al raggiungimento dei target<sup>48</sup>;

<sup>45</sup> [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/UIC%20Report%20%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/UIC%20Report%20%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf).

<sup>46</sup> [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/UIC\\_report\\_2023.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/UIC_report_2023.pdf)

<sup>47</sup> Quando disponibili sono stati già considerati i costi di progetti standard relativi alle più recenti stime di investimento che verranno presentate a partire dal prossimo Piano di Sviluppo 2025; il costo di realizzazione include eventuali riassetti rete, razionalizzazioni, opere interferenti che di norma sono abilitanti alla sostenibilità del progetto sul territorio, in assenza dei quali il progetto non sarebbe stato autorizzato e/o non sarebbe territorialmente accettato dagli Enti locali; la scelta mantiene coerenza col considerare anche i benefici VRE derivanti da eventuali riassetti rete inclusi nell’intervento, al netto delle opere già in esercizio che hanno quindi maturato i benefici;

<sup>48</sup> per le Merchant Line sono state formulate delle stime di costo da parte del TSO sulla base di informazioni pubbliche e private a disposizione, anche trasmesse in occasione della consultazione del PdS, seppure non mostrate nel presente rapporto;

- l'attribuzione delle curve di costo marginale ai confini, in assenza di altre informazioni, considera un costo pari al 50%, richiamando la logica di ripartizione del costo tra i TSO interessati dal progetto su base territoriale tipicamente adottata<sup>49</sup>;
- la curva dei costi marginali assume un andamento tipicamente crescente per essere in linea con la metodologia che attraverso incrementi strutturati di capacità individua il punto in cui i costi marginali sono uguali ai benefici marginali<sup>50</sup>;
- per valori di incremento di scambio oltre quelli già previsti/prevedibili su una sezione/confine, la necessità di identificare comunque gli step necessari alla costruzione della curva dei costi marginali, comporta il ricorso a stime di costo interne effettuate tenendo conto di fattori di maggiorazione dei valori di costo dei progetti pianificati e la definizione di progetti standard per poter "chiudere" le iterazioni individuando sempre il punto in cui i costi marginali eguagliano i benefici marginali;
- per ciascuna sezione/confine si inseriscono prioritariamente i progetti presenti in Piano di Sviluppo, fermo restando il principio di curva dei costi marginali tipicamente crescente;
- nel caso in cui, attraverso studi di rete condotti nell'ambito del Piano di Sviluppo, siano stati individuati degli interventi "capital light" in grado di conseguire incrementi di capacità di scambio tra zone di mercato a basso investimento di capitale, le informazioni di costo e di capacità relative a quest'ultimi sono state incluse nel processo di costruzione delle curve di costo marginale per l'identificazione delle capacità obiettivo;
- si includono gli OPEX in base ai dati ufficiali delle Analisi Costi Benefici dei Progetti nei Piani di Sviluppo. Si precisa che essendo tali costi annuali per l'intera vita utile dell'asset pari a 25 anni, per ottenere un unico valore da sommare ai costi marginali di realizzazione e costruire l'investimento totale stimato per ciascun progetto è necessario procedere all'attualizzazione di tali costi. Analogamente, quindi, a quanto si ipotizza per i benefici, il procedimento prevede di moltiplicare l'OPEX annuo per 15,6. Il valore di 15,6 rappresenta l'attualizzazione al 4% di 1 p.u. di flusso di cassa costante su una finestra di vita utile di 25 anni.

A titolo di esempio, nella Tabella 6 è stato esplicitato l'approccio adottato per il calcolo del costo marginale per la sezione Centro Sud – Centro Nord.

I dati di costo in "INPUT" per definire il costo marginale fino ad una capacità incrementale di +3.000 MW per la sezione Centro Sud-Centro Nord sono i seguenti:

- costo stimato degli interventi riportati nei Piani di Sviluppo rispetto all'incremento di capacità di trasporto (I21) che tali interventi si stima possano garantire (es. Rimozioni Limitazioni sezione Centro Sud-Centro Nord, Rimozioni Limitazioni Calenzano-Suvereto, HG - Central link, HG - Dorsale Adriatica (Forlì-Foggia), HG-Dorsale Tirrenica Nord (Milano-Montalto).
- In aggiunta si considerano le stime di costo e di incremento di capacità di transito relative ad interventi interzonali che verranno realizzati attraverso soluzioni "capital light" o non "capital intensive", i quali vengono accorpate in termini di costo (M€) e di capacità (MW) agli altri interventi infrastrutturali pianificati di cui al punto sopra.

Per quanto riguarda i progetti simulati come TOOT rispetto alla rete di minimo sviluppo, il costo marginale associato a un decremento della capacità di 1400 MW rispetto al caso base, è stato calcolato come somma dei contributi degli interventi autorizzati o in fase di autorizzazione ricadenti nella medesima sezione:

- 28% (=400/1400) del costo marginale della Rimozioni Limitazioni sezione Centro Sud-Centro Nord (I21: +400 MW);
- 72% (=1000/1400) del costo marginale dell'HVDC Adriatic Link (I21: +1000 MW).

Per definire invece il costo marginale della sezione in esame in corrispondenza di un incremento di 1000 MW rispetto al caso di minimo sviluppo, si considerano i dati di input e i costi marginali dei progetti già esposti nel Piano di Sviluppo nel range di incremento 500-1.000 MW.

<sup>49</sup> logica stabile nel tempo in quanto indipendente dalla titolarità dell'iniziativa (interconnector, ML, I.99/09), evitando l'eccessiva aleatorietà degli input che trovano maggiore definizione solo in presenza di accordi stabiliti e di norma nella fase di avvio realizzazione;

<sup>50</sup> in presenza di curva di costo non crescente vi è il rischio di individuare anticipatamente il punto B/C=1 in contraddizione al principio di efficienza su cui si basa il processo; secondo lo stesso principio progetti maturi le cui analisi hanno indicato un valore di  $TTC < \text{capacità nominale}$  potrebbero risultare meno competitivi di progetti meno maturi con  $TTC = \text{capacità nominale}$  pertanto in presenza di un progetto maturo, si calcola il costo marginale come rapporto tra costo (M€) e media aritmetica tra TTC e capacità nominale;



Nello specifico, il costo marginale per un incremento di capacità di +500 MW (da 500 MW a 1000 MW) è stato calcolato come somma dei contributi di una serie di interventi ricadenti sulla medesima sezione:

- 10% (=50/500) del costo marginale del Cluster Centro Sud – Centro Nord;
- 90% (=450/500) del costo marginale dell' HG - Central Link;

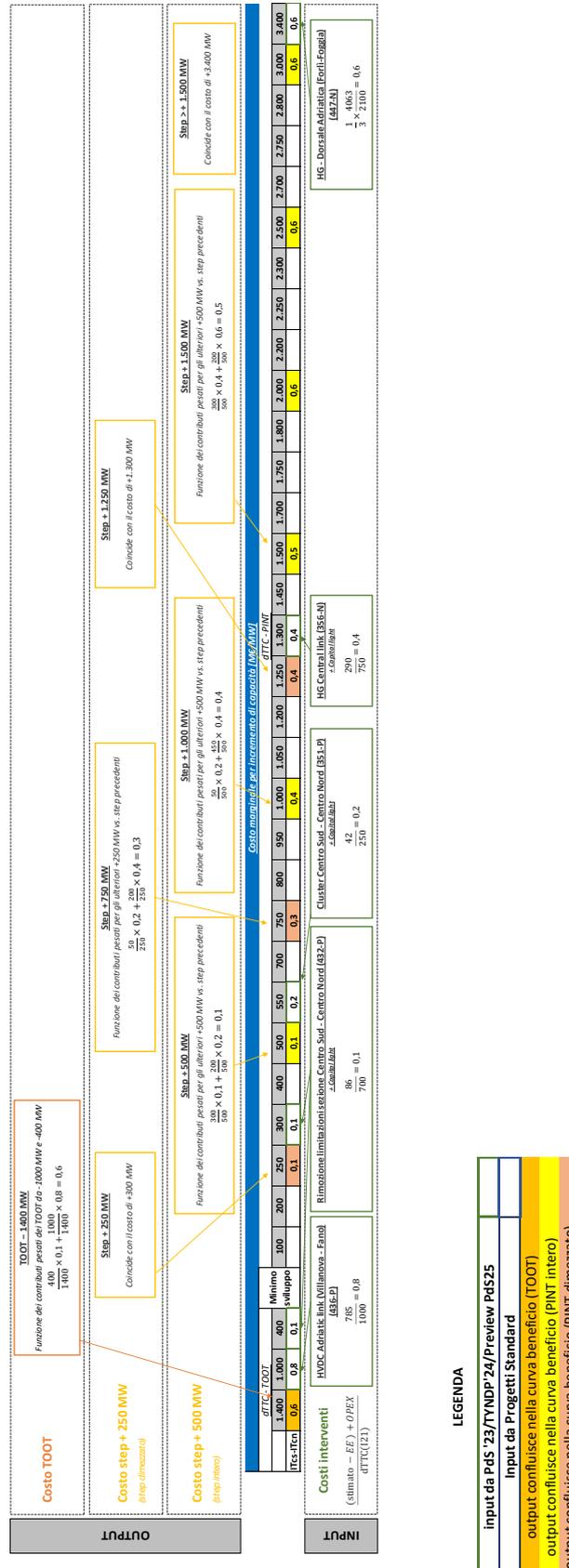
I gradini di incremento delle capacità ad ogni iterazione sono convenzionalmente stabiliti a 500 MW per i confini e per le sezioni. Recependo l'osservazione di valutare l'utilizzo di passi di iterazione più ristretti, si prevede nel corso del processo iterativo un meccanismo di dimezzamento della taglia degli incrementi capacità (step di 250 MW per le sezioni interne e per i confini) qualora nelle iterazioni successive alla prima si riscontrino poche sezioni o confini abilitate o con valori di beneficio/costo nell'intorno o al di sotto del valore unitario per la quasi totalità delle sezioni o confini. Difatti, valori di beneficio/costo minori di 1 porterebbero a non confermare l'incremento pieno di capacità. L'adozione di PINT dimezzati consente di raffinare la valutazione dei benefici (e relativi valori di capacità obiettivo) nelle iterazioni finali.

Qualora in una determinata iterazione per uno specifico scenario si procede al dimezzamento degli incrementi di capacità, le iterazioni successive proseguono con PINT dimezzati.

I valori dei costi marginali dei PINT dimezzati (nella Tabella 6 di esempio in corrispondenza dello step +250 MW, +750 MW e 1250 MW) sono calcolati con le stesse logiche dei PINT pieni.

Ciò ha consentito di definire la tabella dei dati di OUTPUT con i costi marginali per ciascuna sezione/confine distinguendo opere principali ed altre opere. I dettagli relativi alle informazioni di INPUT ed ai dati di costo marginale di OUTPUT sono riportati in Allegato 4.

**Tabella 6** *Determinazione della curva di costo marginale INPUT vs. OUTPUT: esempio applicazione alla sezione Centro Sud-Centro Nord*





## Valutazione del beneficio marginale

### • Fasi di valutazione del beneficio marginale

La **valutazione del beneficio marginale** si articola in quattro fasi.

**Fase 1:** a partire dal caso base, la valutazione dei benefici marginali si sviluppa attraverso simulazioni zonali del mercato dell'energia (SEW) e simulazioni zonali del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) con il seguente approccio:

- simulazioni TOOT del valore di incremento di capacità di trasporto per i soli progetti inclusi nella rete di minimo sviluppo sulle sole sezioni/confini oggetto di variazione della capacità di scambio rispetto ai valori attuali *winter peak*;
- simulazioni PINT di incrementi di capacità contestuali e/o consecutivi tra una o più sezioni/confini di rete, verificando il confronto tra il beneficio marginale ed il costo marginale, fino al raggiungimento del punto di equilibrio tra le curve di beneficio marginale e costo marginale, finalizzate ad identificare le «strategie di sviluppo».

Per ciascuna simulazione TOOT, il valore di variazione della capacità di scambio è assunto pari al valore esplicitato in PdS (ed indicato con il codice I21).

Per costruire la strategia o le strategie di sviluppo e selezionare le sezioni ed i confini su cui effettuare degli incrementi di capacità (PINT) si analizza per ciascuna sezione/confine i la sua risposta globale ("performance"  $P_{1+}$ ) a quattro criteri, attraverso un metodo di decisione multi-criterio, approfondito nell'Allegato 3.

Si anticipa che i quattro input all'analisi multi-criterio, analizzati per ogni specifica iterazione, sono:

- $C_1$ : Ore di congestione in esito alle simulazioni del mercato dell'energia [h];
- $C_2$ : Differenziale di prezzo delle simulazioni del mercato dell'energia [€];
- $C_3$ : Costo di realizzazione della capacità addizionale [M€/MW];
- $C_4$ : Stato di avanzamento del costo di realizzazione, definito secondo i progetti considerati.

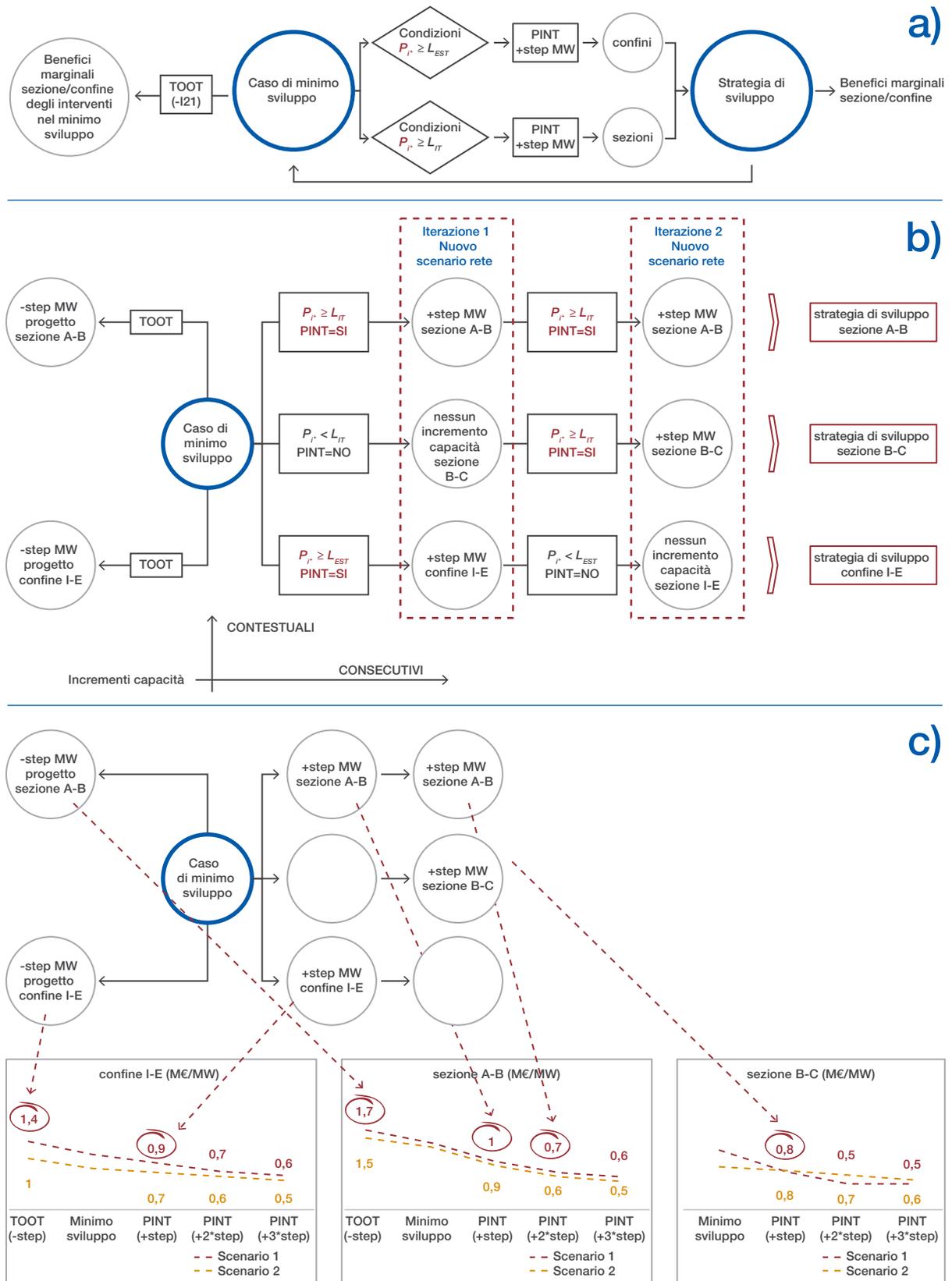
Per le sezioni o per i confini che presentano verificata la seguente condizione, in esito all'applicazione dell'analisi multi-criterio:

- $P_{1+}$  sia maggiore o uguale di un valore di soglia  $L_{EST}$  per i confini;
- $P_{1+}$  sia maggiore o uguale di un valore di soglia  $L_T$  per le sezioni;

è determinata la necessità/opportunità di testare l'implementazione addizionale di capacità.

La valutazione su tutte le sezioni/confini porterà a definire una nuova rete di riferimento a partire dalla quale applicare nuovamente la metodologia, definendo una o più strategie di sviluppo che consentiranno di identificare il beneficio marginale ( $Bi_{sez/conf}$ ) per ciascuna sezione/confine misurato in M€/MW.

**Figura 56 Esempio di applicazione del processo metodologico: a) Processo di definizione in un generico scenario della curva iniziale di beneficio marginale, b) e c) Esempio di applicazione delle condizioni per definire le strategie di sviluppo.**





La conferma dell'incremento di capacità avviene solo se è verificata la condizione  $B/C > 1$  (benefici marginali maggiori dei costi marginali). Questo comporta la determinazione di una nuova rete di riferimento che include tutti gli incrementi di capacità confermati, e a partire dalla quale l'analisi multi-criterio viene nuovamente applicata per selezionare le sezioni/confini su cui testare gli ulteriori incrementi di capacità.

Nella *Figura 56* si illustrano gli esempi di definizione delle strategie di sviluppo.

Per le simulazioni delle strategie di sviluppo attraverso PINT, il valore di incremento della capacità di scambio è assunto pari ad un gradino di riferimento convenzionalmente di:

- $\text{step}_{\text{confine}} = 500 \text{ MW}$  sulle frontiere;
- $\text{step}_{\text{sezione}} = 500 \text{ MW}$  tra le zone interne.

Tale convenzione non esclude la possibilità di definire gradini differenti ed inferiori in funzione delle zone di mercato interessate e/o di informazioni di maggiore dettaglio. La correlazione tra la riduzione dei gradini e i maggiori tempi di elaborazione, rendono di difficile utilizzo step di capacità più bassi per l'intero processo iterativo, oltre che poco significativi per l'obiettivo dell'analisi. Tuttavia la definizione di **gradini inferiori** risulta utile nelle ultime fasi del processo iterativo per consentire una più **raffinata definizione della capacità obiettivo** e definire con maggior dettaglio gli ultimi punti delle curve di beneficio marginale e costo marginale.

La necessità (o opportunità) di ricorrere a **incrementi di capacità contestuali e/o consecutivi** è dettata principalmente dalla necessità di tener conto della possibilità di traslazione della sezione congestionata, pertanto se una o più sezioni/confini verificano positivamente la condizione  $P_i + \geq L_{IT}/P_i + \geq L_{EST}$ , saranno incrementate di uno step contestualmente nella stessa iterazione; la contestualità garantisce di avere un numero congruo di iterazioni successive.

Infine, la consecutività garantisce che, laddove l'incremento di capacità su una sezione/confine conduca a benefici positivi solo successivamente ad altri sviluppi (incrementi di capacità), l'esigenza si matura nelle iterazioni successive.

Nel corso delle simulazioni si è verificata la **situazione di concorrenza** per alcune sezioni interne ovvero, nella stessa iterazione, i benefici dei PINT legati allo sviluppo delle capacità addizionali risultano correlati e competitivi tra di loro (c.d. **concorrenti**).

Nelle iterazioni/simulazioni iniziali, a prescindere dallo scenario in analisi, sono state confermate nella iterazione successiva tutte le sezioni concorrenti in cui, verificata la condizione  $P_i + \geq L_{IT}$  del metodo TOPSIS, il rapporto Benefici/Costi risulta evidentemente molto maggiore di 1. Ciò trova fondamento nel fatto che per valori B/C elevati, la selettività porterebbe a semplicemente a incrementare il numero di iterazioni.

Successivamente alle iterazioni iniziali, qualora siano confermati sviluppi nelle analoghe sezioni concorrenti, se in tali sezioni il rapporto Benefici/Costi risulta maggiore di 1, si applica un meccanismo di *merit order*: si ritiene di confermare nella iterazione successiva solo l'incremento di capacità a cui è associato il rapporto B/C più elevato rispetto alle sezioni concorrenti. Ciò consente di creare la selettività negli incrementi e favorire le sezioni più competitive.

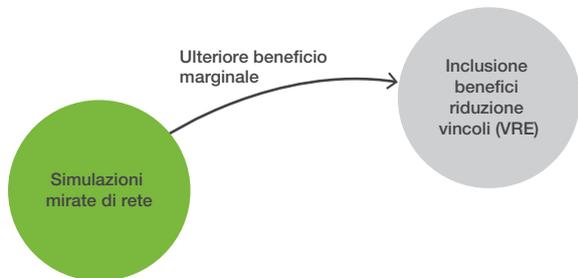
**Fase 2:** in tale fase si costruisce, per ciascuno scenario e per ciascuna sezione, la curva iniziale di beneficio. Difatti, ogni iterazione in esito alle simulazioni di mercato, restituisce il beneficio annuale sui due scenari contrastanti (inerziale e policy), che attualizzato (con tasso al 4% per 25 anni) e rapportato all'incremento di capacità associato, determina il beneficio iniziale marginale sotteso all'incremento di capacità.

Al termine della fase 2, ogni sezione ed ogni confine saranno caratterizzate dalle proprie curve iniziali di beneficio, una per ciascuno scenario in analisi.

**Fase 3:** in tale fase sono condotte le analisi di rete che costituiscono un passaggio importante per il consolidamento delle curve di beneficio (*Figura 57*). Difatti, le analisi svolte in fase 1 e fase 2 fanno riferimento alle sole simulazioni zonali

di mercato; a partire dagli esiti di tali simulazioni vengono anche svolte analisi di rete in linea con l'approccio europeo volte a valorizzare tutti gli altri benefici necessari ad evitare una sottostima dell'entità dei benefici.

**Figura 57 Inclusione benefici riduzione vincoli di rete**



Pertanto, nelle curve di beneficio sono stati inclusi anche gli altri benefici, denominati convenzionalmente nel presente documento "Benefici di riduzione vincoli di rete" (VRE).

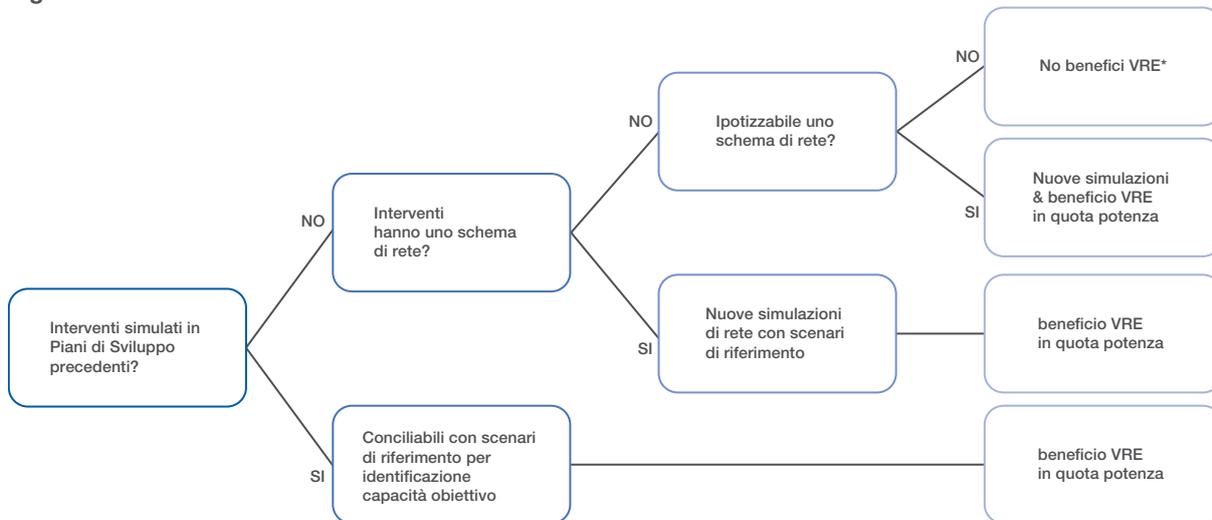
Le analisi di rete (anche di tipo probabilistico) sono state già condotte nell'ambito del Piano di Sviluppo ed i relativi risultati sono stati pubblicati a livello di intervento. Dunque, laddove tali dati siano conciliabili con gli scenari e le strategie di sviluppo ipotizzate, i benefici a livello di intervento, già inclusi in PdS precedenti, si utilizzeranno

in quota potenza nella curva di beneficio marginale; laddove invece tali dati non sono conciliabili, verranno eseguite simulazioni mirate di rete (alcune).

Infine, per incrementi di capacità ai quali non è possibile associare nel modello di rete un progetto (es. nodi di interconnessione), rendendosi necessari studi di dettaglio per poter definire uno schema di rete, non verrà valutato il beneficio VRE.

Si riportano nella *Figura 58* i criteri con cui si intende includere/valutare i benefici VRE.

**Figura 58 Criteri con cui sono stati inclusi/valutati i benefici VRE**



\* Non inclusi i benefici VRE degli Interconnector L.99/09 e/o Merchant Line, salvo i casi in cui non siano stati calcolati in PdS precedenti

**Fase 4:** è la fase nella quale si consolida la curva di beneficio a partire da quella iniziale (inclusiva di SEW e MSDz) verso quella finale (inclusiva del beneficio riduzione Vincoli di Rete VRE).

Le analisi di rete consentono di stimare con maggiore dettaglio i benefici correlati ad un incremento di capacità di scambio tra sezione/confini.

In tale contesto, si definisce il beneficio VRE (riduzione vincoli rete) come la somma delle seguenti categorie di beneficio: rischio Energia non Fornita (B3), integrazione rinnovabile (B5) e MSDn a livello nodale (B7n).



• **Categorie di beneficio**

Si riporta nella *Tabella 7*, in continuità con le precedenti edizioni del rapporto, un sommario dei benefici che verranno considerati ai fini del presente esercizio di identificazione delle capacità obiettivo rispetto alla totalità di benefici utilizzati ai fini ACB nel PdS 2023 e previsti nella deliberazione 627/2016/R/eel e s.m.i..

**Tabella 7** *Categorie benefici di cui al PdS 2023 inclusi nella presente metodologia*

DELIBERA 627/2016 E S.M.I. E PDS '23		AI FINI APPLICAZIONE A METODOLOGIA PER IDENTIFICARE CAPACITÀ OBIETTIVO
<b>B1</b>	<b>Social Economic Welfare</b>	<b>SI</b>
B2	Riduzione perdite rete	NO
<b>B3</b>	<b>Riduzione rischio ENF</b>	<b>SI (VRE)</b>
<b>B4</b>	<b>Riduzione oneri UESS</b>	<b>SI (VRE)</b>
<b>B5</b>	<b>Integrazione rinnovabili</b>	<b>SI (VRE)</b>
B6	Investimenti evitati RTN	NO
<b>B7</b>	<b>Riduzione/aumento costi MSD</b>	<b>SI (MSDn nel VRE)</b>
B13	Incremento resilienza	NO
<b>B18</b>	<b>Riduzione emissioni CO<sub>2</sub></b>	<b>SI</b>
<b>B19</b>	<b>Riduzione altre emissioni</b>	<b>SI</b>

• **Criteri di selezione delle sezioni/confini su cui simulare gli incrementi di capacità**

A seguito delle prime edizioni e delle osservazioni pervenute nelle verifiche esterne expert-based, per il problema della scelta delle sezioni/confini su cui simulare gli incrementi di capacità aggiuntivi nelle iterazioni successive si è deciso di utilizzare un metodo di decisione multicriterio (Multi-Criteria Decision Making, MCDM).

I metodi MCDM forniscono, infatti, un valido strumento di supporto al decisore (o “Decision Maker”) in occasione di problemi complessi, caratterizzati da numerose possibili soluzioni alternative e numerosi criteri rispetto ai quali devono essere valutate.

Tra i numerosi metodi MCDM disponibili, la scelta è ricaduta sul metodo “**TOPSIS**” (Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution, Hwang e Yoon, 1981<sup>51</sup>) che, come illustrato in seguito, ben si presta alla risoluzione del particolare problema decisionale in questione.

**Generalità sul metodo TOPSIS**

Alla base dell’analisi multicriteriale con approccio TOPSIS vi è l’espressione del problema decisionale in forma matriciale: si costruisce la matrice di decisione D di ordine  $n \times m$ , indicando con n il numero di soluzioni alternative e con m il numero di criteri di giudizio presi in considerazione. Il generico elemento  $a_{ij}$  della matrice esprime la prestazione della generica alternativa  $A_i$  ( $i=1, 2, \dots, n$ ) rispetto al generico criterio  $C_j$  ( $j=1, 2, \dots, m$ ). Un esempio di matrice decisionale è raffigurato in *Figura 59*.

**Figura 59** *Matrice decisionale*

	CRITERI DI SCELTA E RELATIVI PESI				
	$C_1(W_1)$	$C_2(W_2)$	...	$C_m(W_m)$	
<b>ALTERNATIVE</b>	$A_1$	$a_{12}$	$a_{12}$	...	$a_{1m}$
	$A_{21}$	$a_{21}$	...	...	$a_{2m}$
	...	...	...	...	...
	...	...	...	...	...
	$A_{n1}$	$a_{n1}$	$a_{n2}$	...	$a_{nm}$

Una volta individuati da parte del decisore i criteri rispetto ai quali le prestazioni di ciascuna alternativa devono essere valutate ed il valore dei pesi (ovvero l’importanza relativa)  $w_j$  associata ad ognuno di essi ( $j=1, 2, \dots, m$ ), il problema decisionale consiste nel determinare la soluzione ottima  $A^*$  appartenente all’insieme delle alternative possibili A, come quella caratterizzata dalla migliore rispondenza globale ai criteri  $C_j$ , sulla base dei pesi stabiliti.

<sup>51</sup> C.L. Hwang and K. Yoon, Multiple attribute decision making. Methods and applications: a state-of-the-art survey. Berlin and New York: Springer-Verlag, 1981.

Di seguito, sono riassunte le principali fasi per l'applicazione del metodo.

### FASE 1: Costruzione della matrice di decisione normalizzata.

In generale, la normalizzazione della matrice di decisione D si rende necessaria in virtù della presenza delle diverse unità di misura in gioco. La matrice di decisione normalizzata X si ottiene determinando ciascun elemento  $x_{ij}$  come segue:

$$x_{ij} = \frac{a_{ij}}{\sqrt{\sum_{k=1}^n a_{kj}^2}}$$

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & \dots & x_{1m} \\ \dots & \dots & \dots \\ x_{n1} & \dots & x_{nm} \end{bmatrix}$$

### FASE 2: Costruzione della matrice di decisione normalizzata pesata

La matrice di decisione normalizzata pesata Y è ottenuta moltiplicando ciascuna colonna della matrice decisionale normalizzata X per il peso del criterio ad essa corrispondente:

$$Y = \begin{bmatrix} w_1 x_{11} & \dots & w_m x_{1m} \\ \dots & \dots & \dots \\ w_1 x_{n1} & \dots & w_m x_{nm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & \dots & y_{1m} \\ \dots & \dots & \dots \\ y_{n1} & \dots & y_{nm} \end{bmatrix}$$

### FASE 3: Determinazione della soluzione positiva ideale A<sup>+</sup> e negativa ideale A<sup>-</sup>

Le soluzioni positiva A<sup>+</sup> e negativa A<sup>-</sup> ideali sono definite sulla base delle valutazioni normalizzate e pesate contenute nella matrice Y.

La soluzione ideale positiva A<sup>+</sup> è determinata considerando, per ciascun criterio, la migliore prestazione offerta dalle alternative in gioco, ovvero:

- il massimo valore offerto dalle alternative, se ci si riferisce ad un criterio di beneficio;
- il minimo valore offerto dalle alternative, se ci si riferisce ad un criterio di costo.

Viceversa, la soluzione ideale negativa A<sup>-</sup> si ottiene considerando, per ciascun criterio, la peggiore prestazione offerta dalle alternative in gioco, ovvero:

- il minimo valore offerto dalle alternative, se ci si riferisce ad un criterio di beneficio;
- il massimo valore offerto dalle alternative, se ci si riferisce ad un criterio di costo.

Detto  $J_b$  l'insieme di criteri di beneficio considerati e  $J_c$  quello dei criteri di costo, la definizione delle due soluzioni ideali è espressa come:

$$A^+ = \left\{ \left( \max_i y_{ij} \mid j \in J_b \right), \left( \min_i y_{ij} \mid j \in J_c \right), i = 1, 2, \dots, n \right\} = \{y_{1+}, y_{2+}, \dots, y_{n+}\}$$

$$A^- = \left\{ \left( \min_i y_{ij} \mid j \in J_b \right), \left( \max_i y_{ij} \mid j \in J_c \right), i = 1, 2, \dots, n \right\} = \{y_{1-}, y_{2-}, \dots, y_{n-}\}$$

### FASE 4: Calcolo della distanza di ciascuna alternativa da A<sup>+</sup> e A<sup>-</sup>

A questo punto, per ciascuna alternativa A<sub>i</sub> è possibile calcolare la distanza euclidea S<sub>i+</sub> dall'alternativa positiva ideale A<sup>+</sup>, e la distanza euclidea S<sub>i-</sub> dall'alternativa negativa ideale A<sup>-</sup>, per mezzo delle note relazioni:

$$S_{i+} = \sqrt{\sum_{j=1}^m (y_{ij} - y_{j+})^2} \text{ per } i = 1, 2, \dots, n$$

$$S_{i-} = \sqrt{\sum_{j=1}^m (y_{ij} - y_{j-})^2} \text{ per } i = 1, 2, \dots, n$$



### FASE 5: Determinazione della distanza relativa delle alternative dalla soluzione ideale

Note le distanze  $S_{i+}$  ed  $S_{i-}$  per ciascuna alternativa  $A_i$ , è possibile determinare la distanza relativa dell'alternativa stessa dalla soluzione ideale mediante il seguente rapporto:

$$P_{i+} = \frac{S_{i-}}{S_{i+} + S_{i-}}$$

Con  $0 \leq P_{i+} \leq 1$ .

### FASE 6: Classifica di preferenza delle alternative

Infine, è possibile definire una classifica di preferenza delle alternative con riferimento al valore che  $P_{i+}$  assume per ogni alternativa. Come si intuisce, verranno preferite le soluzioni caratterizzate dal più alto valore di  $P_{i+}$ .

### Applicazione metodo TOPSIS alla selezione dei PINT per la costruzione delle strategie di sviluppo

Con riferimento al processo di identificazione delle capacità obiettivo, le alternative possibili si identificano nelle sezioni/confini da analizzare ad ogni iterazione, mentre i criteri presi in considerazione sono elencati in *Tabella 8*.

**Tabella 8 Criteri considerati nell'analisi MCDM per la selezione dei PINT**

CODICE	DESCRIZIONE	UNITÀ DI MISURA
$C_1$	Ore di congestione	h
$C_2$	Differenziale di prezzo in MGP	€/MWh
$C_3$	Costo di realizzazione della capacità aggiuntiva per la specifica iterazione	M€/MW
$C_4$	Stato di avanzamento del costo di realizzazione nella specifica iterazione	-

Mentre è intuibile la quantificazione dei criteri  $C_1$ ,  $C_2$  (ottenuti in esito alle simulazioni del MGP all'inizio di ciascuna iterazione) e  $C_3$  (coincidente con il costo marginale dell'incremento di capacità in esame per la specifica sezione/confine), è necessario chiarire la valorizzazione del criterio  $C_4$ .

In particolare, viene definita una scala da 1 a 4 che identifica:

- 1: intervento per incremento di capacità **a costi standard**<sup>52</sup>;
- 2: intervento per incremento di capacità **pianificato**;
- 3: intervento per incremento di capacità **progettato**;
- 4: intervento per incremento di capacità **in autorizzazione**.

È importante chiarire che sia il criterio di valutazione basato sul costo marginale di realizzazione che quello relativo allo stato di avanzamento del progetto considerato nella specifica iterazione per una determinata sezione/confine, fanno riferimento a dati reali aggiornati alle ultime informazioni disponibili (Allegato 4), aggiungendo all'analisi della scelta dei PINT da simulare due ulteriori elementi di valutazione che riflettono l'efficienza e la praticità della capacità aggiuntiva da testare.

Le soglie di attivazione dei PINT sono differenziate per i confini esteri e per le sezioni interne e l'analisi multi-criterio è condotta separatamente in virtù delle differenze tipicamente riscontrate nei valori di differenziali di prezzo ed ore di congestione.

Le matrici decisionali per i confini esteri e per le sezioni interne in una generica iterazione sono rappresentate in *Figura 60* e *Figura 61*.

<sup>52</sup> Si riferisce ad incrementi di capacità non inclusi nel PdS.

**Figura 60 Matrice decisionale per i confini esteri**

		$C_1(W_1)$	$C_2(W_2)$	$C_3(W_3)$	$C_4(W_4)$
1	AT - ITn	$a_{EST,11}$	$a_{EST,12}$	$a_{EST,13}$	$a_{EST,14}$
2	CH - ITn	$a_{EST,21}$	$a_{EST,22}$	$a_{EST,23}$	$a_{EST,24}$
3	FR - ITn	$a_{EST,31}$	$a_{EST,32}$	$a_{EST,33}$	$a_{EST,34}$
4	SI - ITn	$a_{EST,41}$	$a_{EST,42}$	$a_{EST,43}$	$a_{EST,44}$
5	ITcn - HR	$a_{EST,51}$	$a_{EST,52}$	$a_{EST,53}$	$a_{EST,54}$
6	MNE - ITcs	$a_{EST,61}$	$a_{EST,62}$	$a_{EST,63}$	$a_{EST,64}$
7	ITs - GR	$a_{EST,71}$	$a_{EST,72}$	$a_{EST,73}$	$a_{EST,74}$
8	ITsic - TUN	$a_{EST,81}$	$a_{EST,82}$	$a_{EST,83}$	$a_{EST,84}$

**Figura 61 Matrice decisionale per le sezioni interne**

		$C_1(W_1)$	$C_2(W_2)$	$C_3(W_3)$	$C_4(W_4)$
1	ITcn - ITn	$a_{IT,11}$	$a_{IT,12}$	$a_{IT,13}$	$a_{IT,14}$
2	ITcs - ITcn	$a_{IT,21}$	$a_{IT,22}$	$a_{IT,23}$	$a_{IT,24}$
3	ITs - ITcs	$a_{IT,31}$	$a_{IT,32}$	$a_{IT,33}$	$a_{IT,34}$
4	ITsar - ITcn	$a_{IT,41}$	$a_{IT,42}$	$a_{IT,43}$	$a_{IT,44}$
5	ITsar - ITcs	$a_{IT,51}$	$a_{IT,52}$	$a_{IT,53}$	$a_{IT,54}$
6	ITsar - ITsic	$a_{IT,61}$	$a_{IT,62}$	$a_{IT,63}$	$a_{IT,64}$
7	ITsic - ITcs	$a_{IT,71}$	$a_{IT,72}$	$a_{IT,73}$	$a_{IT,74}$
8	ITsic - ITcal	$a_{IT,81}$	$a_{IT,82}$	$a_{IT,83}$	$a_{IT,84}$
9	ITcal - ITs	$a_{IT,91}$	$a_{IT,92}$	$a_{IT,93}$	$a_{IT,94}$

Com'è noto, scopo dell'analisi di identificazione delle capacità obiettivo è realizzare capacità efficiente riducendo le ore di congestione ed i differenziali di prezzo. Pertanto, ad eccezione del criterio di costo  $C_3$  per il quale la soluzione ideale positiva  $A^+$  è determinata considerando il minimo valore offerto dalle alternative, per gli altri tre criteri la soluzione  $A^+$  coincide con il massimo valore offerto dalle alternative, in quanto l'obiettivo è quello di realizzare capacità di trasmissione addizionale laddove risultano il maggior numero di ore di congestione, il maggior differenziale di prezzo ed i progetti in stato di maggior avanzamento. Il discorso inverso vale per la definizione di  $A^-$ , come rappresentato in [Figura 62](#).

**Figura 62 Soluzioni ideale positiva e negativa relativamente ai quattro criteri considerati**

		$C_1(W_1)$	$C_2(W_2)$	$C_3(W_3)$	$C_4(W_4)$
Soluzione ideale positiva	$A^+$	$\max y_{ij}$	$\max y_{ij}$	$\max y_{ij}$	$\max y_{ij}$
Soluzione ideale negativa	$A^-$	$\min y_{ij}$	$\min y_{ij}$	$\min y_{ij}$	$\min y_{ij}$

Per quanto attiene all'importanza relativa da attribuire ai criteri considerati  $w_i$ , si ritiene di adottare in prima battuta egual peso per ciascuno di essi. Dal momento che, con l'avanzare delle iterazioni e l'implementazione di incrementi di capacità, ci si aspetta un allineamento dei valori dei differenziali di prezzo e delle ore di congestione per le sezioni interne e sui confini esteri, non si esclude la possibilità di attribuire un maggior peso ai criteri  $C_3$  e  $C_4$  in quanto più significativi nelle iterazioni finali.

La definizione della distanza relativa delle alternative dalla soluzione ideale  $P_i^+$  consente di valutare la risposta o "performance" globale di una determinata sezione/confine in una specifica iterazione ai criteri considerati. È quindi possibile, per ogni iterazione, stilare una classifica delle sezioni e dei confini che presentano le condizioni più favorevoli all'implementazione di nuova capacità di trasporto. Una volta ottenuti tutti i valori di  $P_i^+$ , si procede ad ordinarli in senso decrescente e a calcolare il valore mediano,  $L_{IT}$  ed  $L_{EST}$  rispettivamente per le sezioni interne e per i confini esteri: verranno testati gli incrementi di capacità per le sezioni ed i confini che rispettano la seguente condizione:

- $P_i^+ \geq L_{IT}$  sulle sezioni interne;
- $P_i^+ \geq L_{EST}$  sui confini esteri.

Infine, qualora si presentino condizioni in cui sezioni (o confini) concorrenti tra di loro assumano indici di performance molto prossimi tra di loro anche se di poco inferiori al valore di soglia in esito dalla mediana, si ritiene ragionevole testare comunque gli incrementi di capacità al fine di valutare i benefici risultanti, con l'obiettivo confermare gli incrementi di capacità più profittevoli in una specifica iterazione non correndo il rischio di condizionare le iterazioni successive.

## Least regret avanzato

Il *Least regret Avanzato* consente di individuare, in aggiunta alle due strategie di sviluppo divergenti, ulteriori strategie caratterizzate da un set di valori di capacità intermedi, calcolati come media dei valori individuati negli scenari analizzati per ciascuna sezione/confini. A ciascun set di valori di capacità intermedi saranno associati dei valori di costo, calcolati utilizzando le curve definite per ciascuna sezione/confini. Si evidenzia che le curve di costo sono indipendenti dallo scenario analizzato, poiché correlate unicamente ai valori di capacità complessiva che si sta valutando per ciascuna sezione/confini (e quindi ai relativi progetti).

A questo punto si simulano contestualmente i set di valori di capacità intermedi nei due scenari al fine di valutare il beneficio netto complessivo derivante. Questo processo continua settando ulteriori opzioni intermedie (seppur discrete) fino a **raggiungere un set di valori che presenta il “rimpianto” minimo rispetto a tutte le strategie investigate**.

In *Figura 63* si riporta una rappresentazione esplicativa della metodologia individuata. Definiti due scenari, scenario A e scenario B, si definiscono tre opzioni di sviluppo:

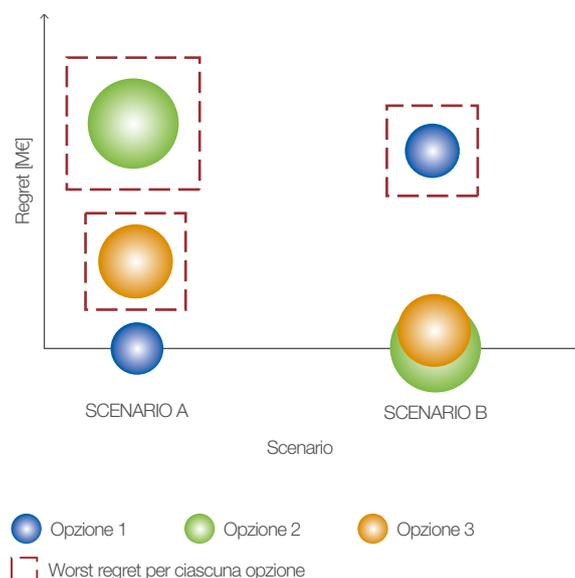
- **Opzione 1 (valori di capacità bassi):** set di valori di capacità individuati in esito alle simulazioni nello scenario A;
- **Opzione 2 (valori di capacità elevati):** set di valori di capacità individuati in esito alle simulazioni nello scenario B;
- **Opzione 3 (valori di capacità intermedi):** set di valori di capacità obiettivo calcolati come media aritmetica dei valori di capacità associati alle Opzioni 1 e 2 in ciascuna sezione/confini (capacità intermedie).

In questa circostanza si evidenzia che:

- l'*Opzione 1* ha regret nullo nello scenario A e massimo nello scenario B;
- l'*Opzione 2* ha regret nullo nello scenario B e massimo nello scenario A;
- l'*Opzione 3* ha regret intermedio nello scenario A e prossimo all'*Opzione 2* nello scenario B.

Il più alto rimpianto è rappresentato dall'*Opzione 2* nello scenario A, mentre l'*Opzione 3* è il “*least regret*” ovvero la soluzione che minimizza il rimpianto.

**Figura 63 Esempio di rappresentazione del Least regret Avanzato**



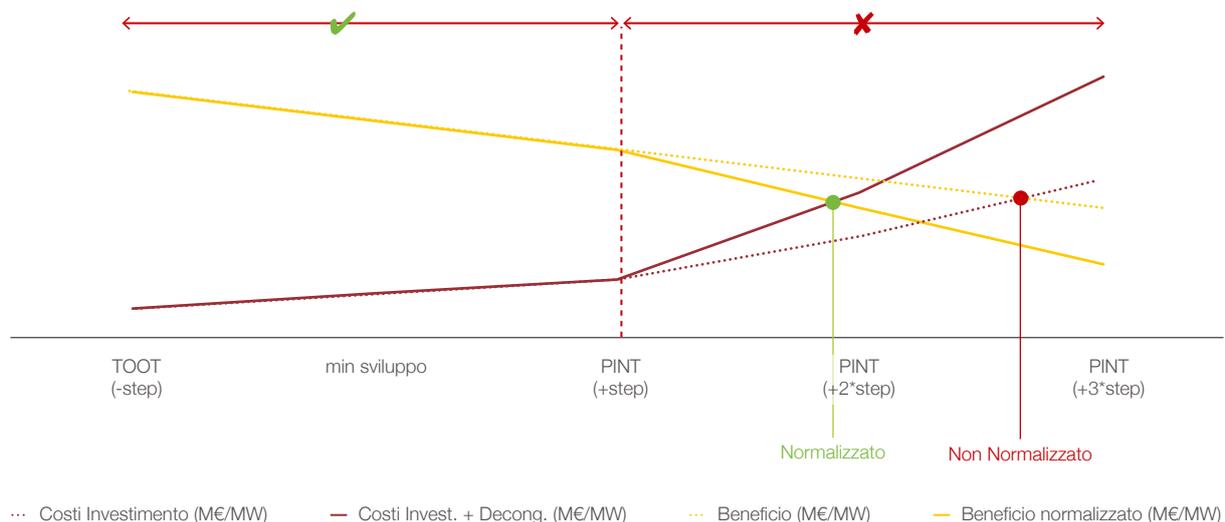
Il processo descritto, qui applicato solo su tre opzioni, può essere condotto per approssimazioni successive individuando a partire dai set di valori di capacità obiettivo, in esito alla simulazione nei due scenari, ulteriori affinamenti finalizzati ad individuare la migliore opzione.

## Metodologia di normalizzazione di valori elevati di Capacità Obiettivo

Con riferimento alla situazione di valori elevati di sviluppo di capacità obiettivo su una frontiera, in virtù della necessità di avere risultati relativi alla capacità obiettivo non distorti, nelle precedenti edizioni del rapporto è stato introdotto un approccio per trattare valori “significativamente elevati”.

Tale approccio ha richiesto attente valutazioni sugli input e sugli output: costi marginali e benefici marginali rappresentano le uniche leve per consentire la “normalizzazione” di valori elevati di capacità obiettivo, consentendo di raggiungere un punto di intersezione congruo tra le curve e quindi restituire valori finali che rispecchino i principi di affidabilità, raggiungibilità, robustezza e attendibilità (Figura 64).

**Figura 64 Effetto del processo di normalizzazione**



✓ Valori rispettano principi affidabilità, raggiungibilità, robustezza, attendibilità, etc.

✗ Valori da normalizzare

Per consentire la normalizzazione dei valori di capacità obiettivo significativamente elevati si può intervenire:

- sui costi, introducendo i **costi di decongestionamento** per rappresentare i costi associati ad eventuali infrastrutture di decongestionamento intrazonali;
- e sui benefici, introducendo un **coefficiente di normalizzazione dei benefici** (<100%), definito come il rapporto tra i flussi di energia orari normalizzati e i flussi di energia orari non normalizzati. I flussi di energia orari normalizzati presentano sempre un valore orario minore o uguale al fabbisogno residuo zona Nord.

Nel presente rapporto, non si è reso necessario il ricorso al processo di normalizzazione dei valori di capacità obiettivo alle frontiere in quanto l'imposizione di vincoli alla massima capacità tragguardabile risulta essere già una strategia efficace per la definizione di strategie di sviluppo realistiche ed attendibili.



Dettaglio informazioni di INPUT sul confine Est e Nord Africa

INPUT		Costi interventi stimato dITC(Q2)										GRITA Z (554-N) 1268 = 1,3 1000																		
		HVDC IT-TUN (60L-P) 670 = 1,1 600					HVDC IT-TUN (60L-I)																							
		Costo marginale per incremento di capacità (MW/MW)										Costo marginale per incremento di capacità (MW/MW)																		
		dITC - T00T										dITC - PINT																		
		1400	1000	400	100	minimo sviluppo	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150	1200	1250
ITcs - MNE									1,1					1,1						1,3					1,4					
ITs - GR									1,3					1,3											1,3					
ITsE - TUN														1,3											1,3					
		dITC - PINT										dITC - PINT																		
ITcs - MNE		1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2150	2200	2250	2300	2350	2400	2450	2500	2550	2600	2700	
ITs - GR						1,6	1,5	1,5								1,6														
ITsE - TUN																														



Dettaglio informazioni di INPUT sulle sezioni interne (Nord-Centro Nord, Centro Nord-Centro Sud e Centro Sud-Sud)

**Costi interventi stimato dTTC(21)**

El. 380kV Colognola-Calenzano (302-P) + Caprolighi + HVDC Adriatico Link (Villanova-Fano) (434-P)  
 $\frac{400 \cdot 292 \cdot 1000 + 786 \cdot 1400}{1400 \cdot 500 + 1400 \cdot 1000} = 0,7$

Rimozione Limitazioni sezione Centro Sud-Centro Nord (432-P) + Caprolighi + HVDC Adriatico Link (Villanova-Fano) (434-P)  
 $\frac{86 \cdot 1000 + 785 \cdot 1400}{700 \cdot 0,1 + 700 \cdot 1000} = 0,1$

Cluster Centro Sud-Centro Nord (351-P)  
 $\frac{42}{250} = 0,2$

dTTC - PINT		Costo marginale per incremento di capacità (M€/MW)																					
		100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1.000	1.050	1.100	1.150
Int-Itcn	0,7									0,5											0,5		
Int-Itcs	0,6					0,1				0,1											0,4		
Itc-Itcs										0,5											0,5		

dTTC - PINT		Costo marginale per incremento di capacità (M€/MW)																											
		1.200	1.250	1.300	1.350	1.400	1.450	1.500	1.550	1.600	1.650	1.700	1.750	1.800	1.850	1.900	1.950	2.000	2.050	2.100	2.150	2.200	2.250	2.300	2.350	2.400	2.450	2.500	2.550
Int-Itcn																													
Int-Itcs	0,4									0,5														0,5					
Itc-Itcs																													

**Costi interventi stimato dTTC(21)**

HG-Central Link (356-N) + Caprolighi  
 $\frac{290 \cdot 290 + 0,4 \cdot 750}{750} = 0,4$

HG-Dorsale Adriatica (Forlì-Foggia) (447-N)  
 $\frac{1354 \cdot 290}{2800} = 0,5$

El. 380kV Colognola-Calenzano (302-P) + Caprolighi  
 $\frac{290 \cdot 290 + 0,6 \cdot 500}{500} = 0,6$

HG-Dorsale Adriatica (Forlì-Foggia) (447-N)  
 $\frac{1354 \cdot 2100}{2100} = 0,6$

**INPUT**

**Costi interventi stimato dTTC(21)**

HG-Dorsale Adriatica (Forlì-Foggia) (447-N)  
 $\frac{1354 \cdot 290}{2800} = 0,5$

El. 380kV Foggia-Villanova (402-P)  
 $\frac{357 \cdot 500}{500} = 0,7$

HG Dorsale Isonza-Trentina (Prive-Bossano-Montecorone-Ladina) (583-N)  
 $\frac{2093 \cdot 2100}{2100} = 1,0$

El. 380kV Montecorone-Avellino Nord-Rocchetta (592-P)  
 $\frac{222 \cdot 200}{200} = 1,2$

Benevento Nord (553-N) + Allaino-Tito-Montecorone (546-P)  
 $\frac{424 \cdot 500}{500} = 0,9$

HG Dorsale Trentina Nord (Milano-Montalbato) (353-N) + Caprolighi  
 $\frac{2090 \cdot 2100}{2100} = 0,8$

dTTC - PINT		Costo marginale per incremento di capacità (M€/MW)																											
		2.600	2.650	2.700	2.750	2.800	2.850	2.900	2.950	3.000	3.050	3.100	3.150	3.200	3.250	3.300	3.350	3.400	3.450	3.500	3.550	3.600	3.650	3.700	3.750	3.800	3.850	3.900	3.950
Int-Itcn	0,5									0,5													1,0						
Int-Itcs																													
Itc-Itcs																													

dTTC - PINT		Costo marginale per incremento di capacità (M€/MW)																																						
		4.000	4.050	4.100	4.200	4.300	4.400	4.500	4.550	4.600	4.700	4.800	4.900	5.000	5.050	5.100	5.200	5.300	5.400	5.500	5.550	5.600	5.700	5.800	5.900	6.000	6.050	6.100	6.200	6.300	6.400	6.500	6.600	6.700	6.800	6.900	7.000	7.100		
Int-Itcn																																								
Int-Itcs																																								
Itc-Itcs																																								

**INPUT**

**Costi interventi stimato dTTC(21)**

HG Dorsale Trentina Nord (Milano-Montalbato) (353-N)  
 $\frac{2090 \cdot 2100}{2100} = 0,8$

El. 380kV Montecorone-Avellino Nord-Rocchetta (592-P)  
 $\frac{222 \cdot 200}{200} = 1,2$

Benevento Nord (553-N) + Allaino-Tito-Montecorone (546-P)  
 $\frac{424 \cdot 500}{500} = 0,9$

HG Dorsale Trentina Nord (Milano-Montalbato) (353-N) + Caprolighi  
 $\frac{2090 \cdot 2100}{2100} = 0,8$

dTTC - PINT		Costo marginale per incremento di capacità (M€/MW)																																						
		4.000	4.050	4.100	4.200	4.300	4.400	4.500	4.550	4.600	4.700	4.800	4.900	5.000	5.050	5.100	5.200	5.300	5.400	5.500	5.550	5.600	5.700	5.800	5.900	6.000	6.050	6.100	6.200	6.300	6.400	6.500	6.600	6.700	6.800	6.900	7.000	7.100		
Int-Itcn																																								
Int-Itcs																																								
Itc-Itcs																																								

**INPUT**

input da P45/23/TYNDP/24/Preview P45/25  
 input da Progetti Standard  
 output confluisce nella curva beneficio (TOOT)  
 output confluisce nella curva beneficio (PINT intero)  
 output confluisce nella curva beneficio (PINT dimezzato)

### Dettaglio informazioni di INPUT sulle sezioni interne (Nord-Centro Sud e Nord-Sud)

Costo marginale per incremento di capacità (M€/MW)																																		
dITC - PINT																																		
	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1.000	1.050	1.100	1.150	1.200	1.250	1.300	1.350	1.400	1.450	1.500	1.550	1.600			
ITsar-ITes									1,5										1,5						1,5						1,5			
ITsar-ITfs									1,2										1,2													1,2		

Costo marginale per incremento di capacità (M€/MW)																																	
dITC - PINT																																	
	1.700	1.750	1.800	1.850	1.900	2.000	2.050	2.250	2.300	2.350	2.400	2.450	2.500	2.550	2.600	2.650	2.700	2.750	2.800	2.850	2.900	2.950	3.000	3.050	3.100	3.150	3.200	3.250	3.300	3.350	3.400		
ITsar-ITes							1,5																										
ITsar-ITfs							1,2																										

Costi interventi stimato dITC(21)	4.180	2.700	= 1,5
HS Dorset/Trentina Nord (Molise-Monabato) (395M)	4.180	2.700	= 1,5
HS Dorset/Andalucia (Porto Fossati) (427,2M)	4.063	3.400	= 1,2

### Dettaglio informazioni di INPUT sulle sezioni interne (Sardegna-Centro Nord, Sardegna-Centro Sud e Sardegna-Sicilia)

Costo marginale per incremento di capacità (M€/MW)																																	
dITC - PINT																																	
	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1.000	1.050	1.100	1.150	1.200	1.250									
ITSar-ITen																																	
ITSar-ITsc																																	

Costo marginale per incremento di capacità (M€/MW)																																
dITC - PINT																																
	1.300	1.350	1.400	1.450	1.500	1.550	1.600	1.650	1.700	1.750	1.800	1.850	1.900	1.950	2.000	2.050	2.100	2.150	2.200	2.250	2.300	2.350	2.400	2.450	2.500	2.550	2.600	2.650	3.000			
ITSar-ITen																																
ITSar-ITsc																																

Costi interventi stimato dITC(21)	781	400	= 2,0
SACOE (B01-P)	781	400	= 2,0
Tyrhenianlink - WEST (723-P)	1956	1000	= 2,0
SARPEL 2 (732-P)	2304	1000	= 2,3



## Dati costo marginale OUTPUT per ciascun confine

Costo marginale per incremento di capacità [M€/MW]														
	<i>dTTC - TOOT</i>				minimo sviluppo	<i>dTTC - PINT</i>								
	1 400	1 000	400	100		100	160	200	250	300	350	380	450	500
AT - ITn				0,3				0,5				0,5		0,6
CH - ITn								0,8						0,8
FR - ITn								0,9						0,9
SI - ITn						0,5		0,5						0,5
ITcs - MNE								1,1						1,1
ITs - GR								1,3						1,3
ITsic - TUN														

<i>dTTC - PINT</i>														
	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1 000	1 050	1 100	1 150	1 200
AT - ITn					0,7				0,7	0,7				
CH - ITn										0,8				
SI - ITn										0,5		0,5		0,7
ITcs - MNE		1,1			1,3					1,4	1,4			
ITs - GR										1,3				
ITsic - TUN														

<i>dTTC - PINT</i>														
	1 250	1 300	1 350	1 400	1 480	1 500	1 550	1 600	1 650	1 700	1 750	1 800	1 850	1 900
AT - ITn	1,0				1,0	1,0					1,3			
CH - ITn						1,6								
FR - ITn								1,1						
SI - ITn						0,8								
ITcs - MNE							1,5	1,5						
ITs - GR						1,6								
ITsic - TUN														

<i>dTTC - PINT</i>												
	1 950	2 000	2 050	2 100	2 150	2 200	2 250	2 300	2 350	2 400	2 450	2 480
AT - ITn		1,3										1,3
CH - ITn		1,6										
FR - ITn												
SI - ITn						0,9						
ITcs - MNE												
ITs - GR		1,6										
ITsic - TUN												



## Allegato 5

## Dettaglio informazioni per determinare il beneficio marginale per ciascuna sezione/confine

Tabella 9 Dati beneficio marginale dello scenario Policy 2030 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 0-2)

PNIEC 2030		ITERAZIONE 0 - TOOT			ITERAZIONE 1 - PINT			ITERAZIONE 2 - PINT		
Sezioni/Confini		Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C
Confine Nord	AT - ITn	0,3	100	7,5	0,6	500	2,8	0,6	500	3,6
	CH - ITn				0,8	500	0,6	0,8	500	1,0
	FR - ITn				0,9	500	2,2	0,9	500	2,7
	SI - ITn				0,5	500	0,0	0,5	500	0,4
Confine Balcani	ME - ITcs				1,1	500	1,8	1,4	1000	1,0
	ITs - GR				1,3	500	1,8	1,3	500	1,7
Confine N.Africa	ITsic - TUN				-	500	2,2	-	1000	0,8
Sezioni interne	ITcn - ITn	0,7	1400	5,0	0,5	500	3,4	0,5	1000	3,2
	ITcs - ITcn	0,6	1400	5,6	0,1	500	4,8	0,4	1000	1,8
	ITs - ITcs				0,5	500	2,5	0,5	1000	2,3
	ITn - ITcs				1,5	500	1,7	1,5	1000	1,6
	ITn - ITs				1,2	500	3,8	1,2	1000	3,0
	ITsar - ITcn	2,0	400	2,1	2,5	500	0,7	2,5	500	0,7
	ITsar - ITcs				2,3	500	0,8	2,3	500	0,8
	ITsar - ITsic	2,0	1000	1,3	2,5	500	0,1	2,5	500	0,2
	ITsic - ITcs	1,9	1000	1,7	2,4	500	0,9	2,4	500	0,8
	ITsic - ITcal				0,5	500	4,6	0,9	1000	1,0
	ITcal - ITs				0,5	500	0,4	0,5	500	1,5

Tabella 10 Dati beneficio marginale dello scenario Policy 2030 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 3-5)

PNIEC 2030		ITERAZIONE 3 - PINT			ITERAZIONE 4 - PINT			ITERAZIONE 5 - PINT		
Sezioni/Confini		Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C
Confine Nord	AT - ITn	0,6	500	3,3	0,6	500	3,2	0,6	500	3,0
	CH - ITn	0,8	500	0,8	0,8	500	0,8	0,8	500	0,7
	FR - ITn	0,9	500	2,5	0,9	500	2,4	0,9	500	2,4
	SI - ITn	0,5	500	0,1	0,5	500	0,0	0,5	500	0,0
Confine Balcani	ME - ITcs	1,4	1000	0,6	1,4	1000	0,5	1,4	1000	0,4
	ITs - GR	1,3	500	1,2	1,3	500	0,9	1,3	500	0,7
Confine N.Africa	ITsic - TUN	-	1000	0,5	-	1000	0,1	-	1000	0,0
Sezioni interne	ITcn - ITn	0,5	1500	2,2	0,5	2000	1,4	0,5	2500	0,6
	ITcs - ITcn	0,5	1500	0,7	0,5	1500	1,0	0,5	1500	1,0
	ITs - ITcs	0,5	1500	1,7	0,5	2000	1,0	0,5	2500	0,5
	ITn - ITcs	1,5	1500	0,7	1,5	1500	0,7	1,5	1500	0,5
	ITn - ITs	1,2	1500	1,9	1,2	2000	1,3	1,2	2500	0,6
	ITsar - ITcn	2,5	500	0,5	2,5	500	0,5	2,5	500	0,5
	ITsar - ITcs	2,3	500	0,9	2,3	500	0,9	2,3	500	0,8
	ITsar - ITsic	2,5	500	0,1	2,5	500	0,0	2,5	500	0,0
	ITsic - ITcs	2,4	500	0,7	2,4	500	0,6	2,4	500	0,6
	ITsic - ITcal	0,9	1000	1,6	1,0	1500	0,7	1,0	1500	0,5
	ITcal - ITs	0,6	1000	0,7	0,6	1000	0,9	0,6	1000	1,3

Tabella 11 Dati beneficio marginale dello scenario Policy 2030 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 6-8)

PNIEC 2030		ITERAZIONE 6 - PINT			ITERAZIONE 7 - PINT dimezzati			ITERAZIONE 8 - PINT dimezzati		
Sezioni/Confini		Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C
Confine Nord	AT - ITn	0,6	500	3,1	0,5	250	3,7	0,5	250	3,3
	CH - ITn	0,8	500	0,8	0,8	250	1,1	0,8	250	1,0
	FR - ITn	0,9	500	2,4	0,9	250	2,2	0,9	250	2,1
	SI - ITn	0,5	500	0,0	0,5	250	0,0	0,5	250	0,0
Confine Balcani	ME - ITcs	1,4	1000	0,4	1,3	750	0,3	1,3	750	0,1
	ITs - GR	1,3	500	0,8	1,3	250	0,5	1,3	250	0,5
Confine N.Africa	ITsic - TUN	-	1000	0,0	-	750	0,0	-	750	0,0
Sezioni interne	ITcn - ITn	0,5	2500	0,2	0,5	2250	0,5	0,5	2250	0,5
	ITcs - ITcn	0,5	1500	0,6	0,4	1250	0,4	0,4	1250	0,8
	ITs - ITcs	0,5	2500	0,4	0,5	2250	0,6	0,5	2250	0,3
	ITn - ITcs	1,5	1500	0,5	1,5	1250	0,4	1,5	1250	0,3
	ITn - ITs	1,2	2500	0,5	1,2	2250	0,5	1,2	2250	0,5
	ITsar - ITcn	2,5	500	0,5	2,5	250	0,4	2,5	250	0,5
	ITsar - ITcs	2,3	500	0,7	2,3	250	0,8	2,3	250	0,7
	ITsar - ITsic	2,5	500	0,0	2,5	250	0,0	2,5	250	0,0
	ITsic - ITcs	2,4	500	0,5	2,4	250	0,5	2,4	250	0,4
	ITsic - ITcal	1,0	1500	0,7	1,0	1250	1,0	1,0	1500	0,7
	ITcal - ITs	1,0	1500	0,3	1,0	1250	0,1	1,0	1250	0,1



**Tabella 12 Dati beneficio marginale della sensitivity Montenegro nello scenario Policy 2030 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 9 - 11)**

PNIEC 2030		ITERAZIONE 9 - PINT dimezzati sensitivity ME			ITERAZIONE 10 - PINT dimezzati sensitivity ME			ITERAZIONE 11 - PINT dimezzati sensitivity ME		
Sezioni/Confini		Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C
Confine Nord	AT - ITn	0,5	250	3,9	0,5	250	3,8	0,5	250	3,0
	CH - ITn	0,8	250	1,2	0,8	250	1,2	0,8	250	0,8
	FR - ITn	0,9	250	2,5	0,9	250	2,7	0,9	250	2,3
	SI - ITn	0,5	250	0,3	0,5	250	0,5	0,5	250	0,0
Confine Balcani	ME - ITcs	1,1	250	1,2	1,1	250	1,1	1,1	250	0,9
	ITs - GR	1,3	250	0,9	1,3	250	0,9	1,3	250	0,6
Confine N.Africa	ITsic - TUN	-	750	0,3	-	750	0,4	-	750	0,3
Sezioni interne	ITcn - ITn	0,5	2250	1,3	0,5	2500	1,0	0,5	2750	0,0
	ITcs - ITcn	0,4	1250	1,8	0,5	1500	0,8	0,5	1500	0,0
	ITs - ITcs	0,5	2250	1,2	0,5	2500	1,1	0,5	2750	0,7
	ITn - ITcs	1,5	1250	0,7	1,5	1250	0,7	1,5	1250	0,1
	ITn - ITs	1,2	2250	0,9	1,2	2250	0,8	1,2	2250	0,4
	ITsar - ITcn	2,5	250	0,8	2,5	250	0,7	2,5	250	0,5
	ITsar - ITcs	2,3	250	0,9	2,3	250	1,0	2,3	250	0,5
	ITsar - ITsic	2,5	250	0,1	2,5	250	0,2	2,5	250	0,0
	ITsic - ITcs	2,4	250	0,5	2,4	250	0,5	2,4	250	0,5
	ITsic - ITcal	1,0	1500	1,1	1,0	1750	0,7	1,0	1750	0,0
	ITcal - ITs	1,0	1250	0,6	1,0	1250	0,9	1,0	1250	0,6

**Tabella 13 Dati beneficio marginale della sensitivity frontiere nello scenario Policy 2030 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 8-11)**

PNIEC 2030		ITERAZIONE 8 - PINT dimezzati sensitivity Frontiere			ITERAZIONE 9 - PINT dimezzati sensitivity Frontiere			ITERAZIONE 10 - PINT dimezzati sensitivity Frontiere			ITERAZIONE 11 - PINT dimezzati sensitivity Frontiere		
Sezioni/Confini		Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C
Confine Nord	AT - ITn	0,6	500	3,4	0,7	750	2,4	0,7	1000	1,6	1,0	1250	1,3
	CH - ITn	0,8	250	0,9	0,8	250	0,9	0,8	250	0,7	0,8	250	1,0
	FR - ITn	0,9	500	2,6	1,0	750	1,6	1,0	750	1,3	1,0	750	1,8
	SI - ITn	0,5	250	0,3	0,5	250	0,7	0,5	250	0,1	0,5	250	0,3
Confine Balcani	ME - ITcs	1,3	750	0,5	1,3	750	0,6	1,3	750	0,4	1,3	750	0,4
	ITs - GR	1,3	250	1,0	1,3	250	1,0	1,3	500	0,9	1,3	500	0,7
Confine N.Africa	ITsic - TUN	-	750	0,2	-	750	0,5	-	750	0,2	-	750	0,3

**Tabella 14 Dati beneficio marginale della sensitivity frontiere nello scenario Policy 2030 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 12-14)**

PNIEC 2030		ITERAZIONE 12 - PINT dimezzati sensitivity Frontiere			ITERAZIONE 13 - PINT dimezzati sensitivity Frontiere			ITERAZIONE 14 - PINT dimezzati sensitivity Frontiere		
Sezioni/Confini		Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C
Confine Nord	AT - ITn	1,0	1500	1,4	1,3	1750	1,0	1,3	2000	0,2
	CH - ITn	0,8	250	0,8	0,8	250	1,0	0,8	500	0,0
	FR - ITn	1,0	750	1,9	1,0	750	2,1	1,0	750	0,5
	SI - ITn	0,5	250	0,0	0,5	250	0,0	0,5	250	0,0
Confine Balcani	ME - ITcs	1,3	750	0,3	1,3	750	0,2	1,3	750	0,2
	ITs - GR	1,3	500	0,6	1,3	500	0,7	1,3	500	0,6
Confine N.Africa	ITsic - TUN	-	750	0,2	-	750	0,3	-	750	0,0

**Tabella 15 Dati beneficio marginale della sensitivity accumuli nello scenario Policy 2030 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 9-11)**

PNIEC 2030		ITERAZIONE 9 - PINT sensitivity Accumuli			ITERAZIONE 10 - PINT sensitivity Accumuli			ITERAZIONE 11 - PINT dimezzati sensitivity Accumuli		
Sezioni/Confini		Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C
Confine Nord	AT - ITn	0,8	500	2,2	0,8	500	2,4	0,7	250	1,3
	CH - ITn	1,6	500	0,5	1,6	500	0,5	1,6	250	0,4
	FR - ITn	0,9	500	2,2	0,9	500	2,3	0,9	250	2,3
	SI - ITn	0,5	500	0,4	0,5	500	0,4	0,5	250	0,1
Confine Balcani	ME - ITcs	1,4	1000	0,6	1,4	1000	0,6	1,3	750	0,7
	ITs - GR	1,3	500	1,2	1,3	500	1,1	1,3	250	0,8
Confine N.Africa	ITsic - TUN	-	1000	0,3	-	1000	0,3	-	750	0,5
Sezioni interne	ITcn - ITn	0,5	2500	0,9	0,5	2500	0,8	0,5	2250	0,9
	ITcs - ITcn	0,5	1500	1,2	0,6	2000	0,4	0,6	1750	0,2
	ITs - ITcs	0,5	2500	2,0	0,6	3000	0,9	0,5	2750	0,8
	ITn - ITcs	1,5	1500	0,6	1,5	1500	0,6	1,5	1250	0,6
	ITn - ITs	1,2	2500	1,3	1,2	2600	1,1	1,2	2350	1,1
	ITsar - ITcn	2,5	500	0,6	2,5	500	0,3	2,5	250	0,3
	ITsar - ITcs	2,3	500	0,9	2,3	500	0,8	2,3	250	0,8
	ITsar - ITsic	2,5	500	0,5	2,5	500	0,4	2,5	250	0,5
	ITsic - ITcs	2,4	500	1,0	2,4	500	0,9	2,4	250	1,0
	ITsic - ITcal	1,0	1750	1,0	1,0	1750	0,9	1,0	1500	1,1
	ITcal - ITs	1,0	1500	1,0	1,0	1500	0,7	1,0	1250	0,6

**Tabella 16 Dati beneficio marginale della sensitivity accumulati nello scenario Policy 2030 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 12-14)**

PNIEC 2030		ITERAZIONE 12 - PINT dimezzati sensitivity Accumulati			ITERAZIONE 13 - PINT dimezzati sensitivity Accumulati			ITERAZIONE 14 - PINT dimezzati sensitivity Accumulati		
Sezioni/Confini		Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C
Confine Nord	AT - ITn	0,7	250	2,5	0,7	250	2,6	0,7	250	2,2
	CH - ITn	1,6	250	0,4	1,6	250	0,4	1,6	250	0,2
	FR - ITn	0,9	250	2,4	0,9	250	2,4	0,9	250	2,2
	SI - ITn	0,5	250	0,4	0,5	250	0,4	0,5	250	0,1
Confine Balcani	ME - ITcs	1,3	750	0,8	1,3	750	0,8	1,3	750	0,8
	ITs - GR	1,3	250	0,9	1,3	250	1,0	1,3	250	1,1
Confine N.Africa	ITsic - TUN	-	750	0,7	-	750	0,7	-	750	0,4
Sezioni interne	ITcn - ITn	0,5	2250	1,3	0,5	2500	1,4	0,5	2750	0,6
	ITcs - ITcn	0,6	1750	0,2	0,6	1750	1,5	0,6	2000	0,1
	ITs - ITcs	0,5	2750	1,2	0,6	3000	1,4	0,7	3250	0,4
	ITn - ITcs	1,5	1250	0,7	1,5	1250	0,9	1,5	1250	0,5
	ITn - ITs	1,2	2350	1,3	1,2	2350	1,6	1,2	2350	0,9
	ITsar - ITcn	2,5	250	0,5	2,5	250	0,6	2,5	250	0,4
	ITsar - ITcs	2,3	250	0,9	2,3	250	1,0	2,3	250	0,9
	ITsar - ITsic	2,5	250	0,4	2,5	250	0,6	2,5	250	0,4
	ITsic - ITcs	2,4	250	0,6	2,4	250	1,2	2,4	250	0,8
	ITsic - ITcal	1,0	1750	0,7	1,0	1750	1,6	1,0	2000	0,9
	ITcal - ITs	1,0	1250	1,1	1,0	1500	1,2	1,0	1500	1,0

**Tabella 17 Dati beneficio marginale dello scenario Inerziale 2040 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 1-5)**

PNIEC slow 2040		ITERAZIONE 1 - PINT			ITERAZIONE 2 - PINT			ITERAZIONE 3 - PINT			ITERAZIONE 4 - PINT			ITERAZIONE 5 - PINT		
Sezioni/Confini		Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C
Confine Nord	AT - ITn	0,5	500	5,5	0,7	1000	3,6	1,0	1500	2,5	1,3	2000	1,8	1,3	2480	1,0
	CH - ITn	0,8	500	3,0	0,8	1000	2,8	1,6	1500	0,4	1,6	1500	0,3	1,6	1500	0,2
	FR - ITn	0,9	500	2,6	1,1	1000	3,1	1,1	1000	3,0	1,1	1000	3,0	1,1	1000	3,5
	SI - ITn	0,5	500	0,8	0,5	500	0,9	0,5	500	1,8	0,5	1000	0,2	0,5	1000	1,8
Confine Balcani	ME - ITcs	1,4	1050	0,2	1,4	1050	0,6	1,4	1050	0,6	1,4	1050	0,6	1,4	1050	0,5
	ITs - GR	1,3	500	2,0	1,3	1000	1,3	1,6	1500	1,0	1,6	1500	0,6	1,6	1500	0,5
Confine N.Africa	ITsic - TUN	-	1000	6,5	-	1500	2,8	-	1600	2,5	-	1600	2,6	-	1600	2,5
Sezioni interne	ITcn - ITn	0,5	2500	0,0	0,5	2800	1,1	0,5	2600	2,3	0,7	3100	0,6	0,7	3100	1,5
	ITcs - ITcn	0,6	1700	1,1	0,6	1700	1,0	0,6	1700	0,7	0,6	1700	0,7	0,6	1700	0,4
	ITs - ITcs	0,5	2550	0,8	0,5	2550	1,0	0,5	2550	1,7	0,7	3050	3,4	0,8	3550	0,7
	ITn - ITcs	1,5	1550	1,1	1,5	1550	1,3	1,5	2050	1,3	1,5	2550	0,8	1,5	2550	0,7
	ITn - ITs	1,2	2600	2,5	1,2	2600	2,2	1,2	2600	1,5	1,2	2600	1,9	1,2	2600	2,0
	ITsar - ITcn	2,5	650	2,6	2,8	1150	1,2	3,3	1650	0,7	3,3	1650	0,6	3,3	1650	0,6
	ITsar - ITcs	2,3	650	2,8	2,5	1150	1,3	3,0	1650	0,6	3,0	1650	0,6	3,0	1650	0,7
	ITsar - ITsic	2,5	500	0,0	2,5	500	0,0	2,5	500	0,3	2,5	500	0,1	2,5	500	0,1
	ITsic - ITcs	2,4	600	1,6	2,4	600	1,1	2,4	600	1,0	2,4	600	0,8	2,4	600	0,8
	ITsic - ITcal	1,0	1950	2,6	1,0	2450	0,8	1,0	2450	1,5	1,5	2950	0,5	1,5	2950	1,3
	ITcal - ITs	1,0	1550	0,8	1,0	1550	1,2	1,0	2050	1,1	1,0	2050	0,8	1,0	2050	0,7

**Tabella 18 Dati beneficio marginale dello scenario Inerziale 2040 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 6-9)**

PNIEC slow 2040		ITERAZIONE 6 - PINT			ITERAZIONE 7 - PINT			ITERAZIONE 8 - PINT			ITERAZIONE 9 - PINT		
Sezioni/Confini		Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C
Confine Nord	AT - ITn	1,3	2480	0,8	1,3	2480	0,8	1,3	2480	0,8	1,3	2480	1,0
	CH - ITn	1,6	1500	0,5	1,6	1500	0,5	1,6	1500	0,6	1,6	1500	0,4
	FR - ITn	1,1	1000	3,0	1,1	1000	2,6	1,1	1000	2,8	1,1	1000	2,5
	SI - ITn	0,8	1500	0,5	0,8	1500	0,5	0,8	1500	0,6	0,8	1500	0,1
Confine Balcani	ME - ITcs	1,4	1050	0,7	1,4	1050	0,9	1,4	1050	0,7	1,4	1050	0,5
	ITs - GR	1,6	1500	0,7	1,6	1500	0,4	1,6	1500	0,3	1,6	1500	0,2
Confine N.Africa	ITsic - TUN	-	1600	2,2	-	1600	1,6	-	1600	2,0	-	1600	1,6
Sezioni interne	ITcn - ITn	1,0	3600	0,7	1,0	3600	0,6	1,0	3600	1,2	1,0	4100	0,3
	ITcs - ITcn	0,6	1700	1,1	0,6	2200	1,1	0,6	2700	0,2	0,6	2700	0,0
	ITs - ITcs	0,8	3550	1,3	1,0	4050	0,3	1,0	4050	0,3	1,0	4050	0,0
	ITn - ITcs	1,5	2550	1,5	1,5	2600	0,7	1,5	2600	0,7	1,5	2600	0,3
	ITn - ITs	1,2	2600	1,3	1,2	2600	1,4	1,2	2600	1,0	1,2	2600	1,0
	ITsar - ITcn	3,3	1650	0,5	3,3	1650	0,7	3,3	1650	0,5	3,3	1650	0,4
	ITsar - ITcs	3,0	1650	0,5	3,0	1650	0,7	3,0	1650	0,7	3,0	1650	0,4
	ITsar - ITsic	2,5	500	0,3	2,5	500	0,1	2,5	500	0,3	2,5	500	0,0
	ITsic - ITcs	2,4	600	0,8	2,4	600	0,8	2,4	600	0,5	2,4	600	0,8
	ITsic - ITcal	2,8	3450	0,2	2,8	3450	0,2	2,8	3450	0,0	2,8	3450	0,0
	ITcal - ITs	1,0	2050	1,2	1,0	2550	0,8	1,0	2550	0,8	1,0	2550	0,2



Tabella 19 Dati beneficio marginale dello scenario Policy 2040 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 1-5)

DE 2040	ITERAZIONE 1 - PINT				ITERAZIONE 2 - PINT				ITERAZIONE 3 - PINT				ITERAZIONE 4 - PINT				ITERAZIONE 5 - PINT			
	Sezioni/Confini	Costo Marg [M€/MWh]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MWh]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MWh]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MWh]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MWh]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MWh]	Capacità [MW]	B/C	
Confine Nord	AT - ITn	0,6	500	8,7	0,7	1000	3,5	1,0	1500	2,4	1,3	2000	1,9	1,3	2480	1,5	1,3	2480	1,5	
	CH - ITn	0,8	500	2,7	0,8	1000	1,9	1,6	1500	0,6	1,6	1500	0,6	1,6	1500	0,7	1,6	1500	0,7	
	FR - ITn	0,9	500	3,7	1,1	1000	3,2	1,1	1000	3,2	1,1	1000	3,4	1,1	1000	3,5	1,1	1000	3,5	
	SI - ITn	0,5	500	2,2	0,5	1000	0,0	0,5	1000	0,0	0,5	1000	0,0	0,5	1000	0,0	0,5	1000	0,0	
Confine Balcani	ME - ITcs	1,4	1050	1,8	1,4	1050	0,7	1,4	1050	0,3	1,4	1050	0,4	1,4	1050	0,4	1,4	1050	0,4	
	ITs - GR	1,3	500	4,0	1,3	1000	1,7	1,6	1500	0,3	1,6	1500	0,4	1,6	1500	0,4	1,6	1500	0,4	
Confine N.Africa	ITsic - TUN	-	1000	5,8	-	1500	4,3	-	1600	2,9	-	1600	2,6	-	1600	2,3	-	1600	2,3	
	ITcn - ITn	0,5	2600	2,0	0,5	2600	2,9	0,7	3100	2,4	0,7	3600	1,2	1,0	4100	0,7	1,0	4100	0,7	
Sezioni Interne	ITcs - ITcn	0,6	1700	5,1	0,6	2200	1,7	0,6	2200	1,5	0,6	2700	1,3	0,6	3200	1,3	0,6	3200	1,3	
	ITs - ITcs	0,5	2550	4,7	0,7	3050	2,7	0,8	3550	1,2	1,0	4050	0,4	1,0	4050	0,4	1,0	4050	0,4	
	ITn - ITcs	1,5	1550	3,0	1,5	2050	2,3	1,5	2550	1,8	1,5	2600	1,5	1,5	2600	1,2	1,5	2600	1,2	
	ITn - ITs	1,2	2600	6,0	1,2	2600	3,6	1,2	2600	3,1	1,2	2600	2,2	1,2	2600	1,8	1,2	2600	1,8	
	ITsar - ITcn	2,5	650	3,9	2,8	1150	2,1	3,3	1650	1,0	3,3	1650	0,7	3,3	1650	0,6	3,3	1650	0,6	
	ITsar - ITcs	2,3	650	3,8	2,5	1150	1,8	3,0	1650	1,2	3,3	2150	0,5	3,3	2150	0,5	3,3	2150	0,5	
	ITsar - ITsic	2,5	500	0,0	2,5	500	0,0	2,5	500	0,0	2,5	500	0,0	2,5	500	0,0	2,5	500	0,0	
	ITsic - ITcs	2,4	600	2,2	2,4	600	1,4	2,4	600	1,3	2,4	1100	0,6	2,6	1100	0,4	2,6	1100	0,4	
	ITsic - ITcal	1,0	1950	2,8	1,0	2450	1,3	1,0	2450	1,5	1,5	2950	0,6	1,5	2950	0,6	1,5	2950	0,6	
	ITcal - ITs	1,0	1550	1,4	1,0	1550	1,8	1,0	2050	0,9	1,0	2050	1,0	1,0	2550	0,2	1,0	2550	0,2	

Tabella 20 Dati beneficio marginale dello scenario Policy 2040 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 6-9)

DE 2040	ITERAZIONE 6 - PINT				ITERAZIONE 7 - PINT				ITERAZIONE 8 - PINT				ITERAZIONE 9 - PINT			
	Sezioni/Confini	Costo Marg [M€/MWh]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MWh]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MWh]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MWh]	Capacità [MW]	B/C	Costo Marg [M€/MWh]	Capacità [MW]	B/C
Confine Nord	AT - ITn	1,3	2480	1,5	1,3	2480	1,9	1,3	2480	1,9	1,3	2480	1,9	1,3	2480	1,5
	CH - ITn	1,6	1500	0,6	1,6	1500	0,7	1,6	1500	0,7	1,6	1500	0,8	1,6	1500	0,6
	FR - ITn	1,1	1000	3,3	1,1	1000	3,8	1,1	1000	3,7	1,1	1000	3,7	1,1	1000	3,3
	SI - ITn	0,5	1000	0,0	0,5	1000	0,0	0,5	1000	0,0	0,5	1000	0,0	0,5	1000	0,0
Confine Balcani	ME - ITcs	1,4	1050	0,2	1,4	1050	0,3	1,4	1050	0,1	1,4	1050	0,1	1,4	1050	0,4
	ITs - GR	1,6	1500	0,4	1,6	1500	0,4	1,6	1500	0,4	1,6	1500	0,1	1,6	1500	0,2
Confine N.Africa	ITsic - TUN	-	1600	2,4	-	1600	2,3	-	1600	2,3	-	1600	2,3	-	1600	2,4
	ITcn - ITn	1,0	4100	1,2	1,0	4600	1,0	1,1	5100	1,0	1,1	5100	1,0	1,1	5100	0,5
Sezioni Interne	ITcs - ITcn	0,7	3700	0,9	0,7	3700	0,8	0,7	3700	1,3	0,8	4200	0,7	0,8	4200	0,7
	ITs - ITcs	1,0	4050	0,0	1,0	4050	0,5	1,0	4050	0,1	1,0	4050	0,1	1,0	4050	0,0
	ITn - ITcs	1,5	2600	1,3	1,5	2600	0,9	1,5	2600	0,7	1,5	2600	0,7	1,5	2600	0,8
	ITn - ITs	1,2	2600	2,0	1,2	2600	2,1	1,2	2600	1,7	1,2	2600	1,7	1,2	2600	1,2
	ITsar - ITcn	3,3	1650	0,5	3,3	1650	0,6	3,3	1650	0,7	3,3	1650	0,6	3,3	1650	0,6
	ITsar - ITcs	3,3	2150	0,5	3,3	2150	0,5	3,3	2150	0,5	3,3	2150	0,5	3,3	2150	0,4
	ITsar - ITsic	2,5	500	0,0	2,5	500	0,0	2,5	500	0,0	2,5	500	0,0	2,5	500	0,0
	ITsic - ITcs	2,6	1100	0,5	2,6	1100	0,5	2,6	1100	0,5	2,6	1100	0,5	2,6	1100	0,5
	ITsic - ITcal	1,5	2950	0,6	1,5	2950	0,7	1,5	2950	0,7	1,5	2950	0,7	1,5	2950	0,2
	ITcal - ITs	1,0	2550	0,6	1,0	2550	0,7	1,0	2550	0,7	1,0	2550	0,4	1,0	2550	0,2

**Tabella 21 Dati beneficio marginale della sensitivity idrogeno nello scenario Policy 2040 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 9-13)**

DE 2040	ITERAZIONE 9 - PINT				ITERAZIONE 10 - PINT				ITERAZIONE 11 - PINT				ITERAZIONE 12 - PINT				ITERAZIONE 13 - PINT				
	Sensitivity idrogeno				Sensitivity idrogeno				Sensitivity idrogeno				Sensitivity idrogeno				Sensitivity idrogeno				
Sezioni/Confini	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	B/C	
Confine Nord	AT - ITn	1.3	2480	2.0	1.3	2480	1.8	1.4	1.3	2480	1.4	1.7	1.3	2480	1.3	1.6	1.3	2480	1.3	1.6	1.6
	CH - ITn	1.6	1500	0.8	1.6	1500	0.5	0.4	1.6	1500	0.5	0.3	1.6	1500	0.3	0.3	1.6	1500	0.3	0.3	0.3
	FR - ITn	1.1	1000	3.4	1.1	1000	2.8	2.7	1.1	1000	2.7	2.1	1.1	1000	2.1	1.1	1.1	1000	2.1	1.1	1.1
	SI - ITn	0.5	1000	0.0	0.5	1000	0.0	0.0	0.5	1000	0.0	0.0	0.5	1000	0.0	0.0	0.5	1000	0.0	0.0	0.0
Confine Balcani	ME - ITcs	1.4	1050	1.3	1.5	1550	0.0	0.0	1.5	1550	0.0	0.0	1.5	1550	0.0	0.0	1.5	1550	0.0	0.0	0.0
	ITS - GR	1.6	1500	1.0	1.6	1500	1.0	1.0	1.6	1500	1.0	1.2	1.6	1500	1.0	1.2	1.6	1500	1.0	1.2	1.1
Confine N.Africa	ITSic - TUN	-	1600	4.1	-	1600	3.5	3.8	-	1600	3.8	4.0	-	1600	4.0	4.0	-	1600	4.0	4.0	3.6
	ITcn - ITn	1.1	5100	1.6	1.3	5600	1.0	1.4	1.3	5600	1.4	1.4	1.4	6100	1.4	1.4	1.4	6100	1.4	1.4	1.1
Sezioni Interne	ITcs - ITcn	0.8	4200	1.6	0.8	4700	1.0	0.9	0.8	4700	0.8	0.7	0.8	4700	0.8	0.8	0.8	5200	0.8	0.8	0.7
	ITs - ITcs	1.0	4050	1.5	1.0	4550	1.0	1.2	1.0	4550	1.2	1.0	1.0	5050	1.0	1.0	1.0	5050	1.0	1.0	0.5
	ITn - ITcs	1.5	2600	2.1	1.5	2600	1.1	1.5	1.5	2600	1.1	1.3	1.5	2600	1.1	1.3	1.5	2600	1.1	1.3	1.2
	ITn - ITs	1.2	2600	3.8	1.2	2600	2.4	3.5	1.2	2600	2.4	2.6	3.5	2600	2.4	2.6	1.2	2600	2.4	2.6	2.9
	ITsar - ITcn	3.3	1650	0.6	3.3	1650	0.5	0.6	3.3	1650	0.5	0.6	3.3	1650	0.5	0.6	3.3	1650	0.5	0.6	0.7
	ITsar - ITcs	3.3	2150	0.5	3.3	2150	0.2	0.5	3.3	2150	0.2	0.5	3.3	2150	0.2	0.5	3.3	2150	0.2	0.5	0.6
	ITsar - ITs	2.5	500	0.0	2.5	500	0.0	0.0	2.5	500	0.0	0.0	2.5	500	0.0	0.0	2.5	500	0.0	0.0	0.9
	ITsic - ITcs	2.6	1100	0.9	2.6	1100	0.6	0.8	2.6	1100	0.6	0.8	2.6	1100	0.6	0.9	2.6	1100	0.6	0.9	0.9
	ITsic - ITcal	1.5	2950	0.4	1.5	2950	0.6	0.5	1.5	2950	0.6	0.5	1.5	2950	0.6	0.5	1.5	2950	0.6	0.5	0.4
	ITcal - ITs	1.0	2550	0.8	1.0	2550	0.2	0.4	1.0	2550	0.2	0.4	1.0	2550	0.2	0.4	1.0	2550	0.2	0.4	1.0

**Tabella 22 Dati beneficio marginale della sensitivity idrogeno nello scenario Policy 2040 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 14-17)**

DE 2040	ITERAZIONE 14 - PINT				ITERAZIONE 15 - PINT				ITERAZIONE 16 - PINT				ITERAZIONE 17 - PINT								
	Sensitivity idrogeno				Sensitivity idrogeno				Sensitivity idrogeno				Sensitivity idrogeno								
Sezioni/Confini	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	B/C	B/C	
Confine Nord	AT - ITn	1.3	2480	1.7	1.3	2480	1.9	1.9	1.3	2480	1.6	1.6	1.3	2480	1.6	1.3	1.3	2480	1.6	1.4	1.4
	CH - ITn	1.6	1500	0.6	1.6	1500	0.4	0.4	1.6	1500	0.4	0.3	1.6	1500	0.3	0.3	1.6	1500	0.3	0.4	0.4
	FR - ITn	1.1	1000	2.9	1.1	1000	2.7	2.7	1.1	1000	2.7	2.5	1.1	1000	2.5	1.1	1.1	1000	2.5	2.2	2.2
	SI - ITn	0.5	1000	0.0	0.5	1000	0.0	0.0	0.5	1000	0.0	0.0	0.5	1000	0.0	0.0	0.5	1000	0.0	0.0	0.0
Confine Balcani	ME - ITcs	1.5	1550	0.0	1.5	1550	0.0	0.0	1.5	1550	0.0	0.0	1.5	1550	0.0	0.0	1.5	1550	0.0	0.0	0.0
	ITS - GR	1.6	2000	1.4	1.6	2000	1.0	1.0	1.6	2000	1.0	1.0	1.6	2000	1.0	1.0	1.6	2000	1.0	0.6	0.6
Confine N.Africa	ITSic - TUN	-	1600	3.7	-	1600	3.5	3.5	-	1600	3.2	3.2	-	1600	3.2	3.1	-	1600	3.2	3.1	3.1
	ITcn - ITn	1.7	6600	0.4	1.7	6600	0.5	0.5	1.7	6600	0.5	0.7	1.7	6600	0.5	0.7	1.7	6600	0.5	0.9	0.9
Sezioni interne	ITcs - ITcn	0.8	5200	1.3	0.8	5700	1.2	1.2	0.8	5700	1.2	1.0	0.8	6200	1.0	0.8	0.8	6200	1.0	0.0	0.0
	ITs - ITcs	1.0	5050	1.3	1.0	5550	1.0	1.0	1.0	5550	1.0	1.0	1.0	6050	1.0	1.1	1.1	6050	1.0	1.1	1.1
	ITn - ITcs	1.5	2600	1.5	1.5	2600	1.2	1.2	1.5	2600	1.2	1.2	1.5	2600	1.2	1.2	1.5	2600	1.2	0.8	0.8
	ITn - ITs	1.2	2600	2.5	1.2	2600	2.5	2.5	1.2	2600	2.5	2.5	1.2	2600	2.5	1.2	1.2	2600	2.5	1.6	1.6
	ITsar - ITcn	3.3	1650	0.7	3.3	1650	0.5	0.5	3.3	1650	0.5	0.3	3.3	1650	0.5	0.3	3.3	1650	0.5	0.4	0.4
	ITsar - ITcs	3.3	2150	0.6	3.3	2150	0.4	0.4	3.3	2150	0.4	0.5	3.3	2150	0.5	0.5	3.3	2150	0.5	0.3	0.3
	ITsar - ITs	2.5	500	0.0	2.5	500	0.0	0.0	2.5	500	0.0	0.0	2.5	500	0.0	0.0	2.5	500	0.0	0.0	0.0
	ITsic - ITcs	2.6	1100	0.8	2.6	1100	0.7	0.7	2.6	1100	0.7	0.7	2.6	1100	0.7	0.7	2.6	1100	0.7	0.5	0.5
	ITsic - ITcal	1.5	2950	0.5	1.5	2950	0.9	0.9	1.5	2950	0.9	0.9	1.5	2950	0.9	0.5	1.5	2950	0.9	0.5	0.8
	ITcal - ITs	1.0	3050	0.2	1.0	3050	0.5	0.5	1.0	3050	0.5	0.5	1.0	3050	0.5	0.5	1.0	3050	0.5	0.2	0.2



**Tabella 25 Tempi medi di simulazione per ciascuna sezione/confine ad ogni iterazione nello scenario Policy 2030 (Iterazione 1-4)**

PNIEC 2030		ITERAZIONE 1 - PINT		ITERAZIONE 2 - PINT		ITERAZIONE 3 - PINT		ITERAZIONE 4 - PINT	
Confine Nord	AT - ITn	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00
	CH - ITn	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00
	FR - ITn	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00
	SI - ITn	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00
Confine Balcani	ME - ITcs	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00
	ITs - GR	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00
Confine N. Africa	ITsic - TUN	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00
Sezioni interne	ITcn - ITn	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00
	ITcs - ITcn	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00
	ITs - ITcs	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00
	ITn - ITcs	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00
	ITn - ITs	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00
	ITsar - ITcn	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00
	ITsar - ITcs	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00
	ITsar - ITsic	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00
	ITsic - ITcs	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00
	ITsic - ITcal	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00
	ITcal - ITs	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00
<b>Totale</b>		<b>148:00:00</b>		<b>148:00:00</b>		<b>148:00:00</b>		<b>148:00:00</b>	



**Tabella 26** *Tempi medi di simulazione per ciascuna sezione/confine ad ogni iterazione nello scenario Policy 2030 (Iterazione 5-8)*

PNIEC 2030		ITERAZIONE 5 - PINT		ITERAZIONE 6 - PINT		ITERAZIONE 7 - PINT dimezzati		ITERAZIONE 8 - PINT dimezzati		TEMPI SIMULAZIONI
Confine Nord	AT - ITn	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	56:00:00
	CH - ITn	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	56:00:00
	FR - ITn	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	56:00:00
	SI - ITn	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	56:00:00
Confine Balcani	ME - ITcs	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	56:00:00
	ITs - GR	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	56:00:00
Confine N.Africa	ITsic - TUN	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	ME	07:00	56:00:00
Sezioni interne	ITcn - ITn	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	72:00:00
	ITcs - ITcn	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	72:00:00
	ITs - ITcs	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	72:00:00
	ITn - ITcs	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	72:00:00
	ITn - ITs	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	72:00:00
	ITsar - ITcn	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	72:00:00
	ITsar - ITcs	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	72:00:00
	ITsar - ITsic	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	72:00:00
	ITsic - ITcs	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	72:00:00
	ITsic - ITcal	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	72:00:00
ITcal - ITs	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	ME MSD	09:00	72:00:00	
<b>Totale</b>		<b>148:00:00</b>		<b>148:00:00</b>		<b>148:00:00</b>		<b>148:00:00</b>		<b>1184:00:00</b>

**Tabella 27** *Tempi medi di simulazione per ciascuna sezione/confine ad ogni iterazione nello scenario Inerziale 2040 (Iterazione 1-5)*

PNIEC slow 2040		ITERAZIONE 1 - PINT		ITERAZIONE 2 - PINT		ITERAZIONE 3 - PINT		ITERAZIONE 4 - PINT		ITERAZIONE 5 - PINT	
Confine Nord	AT - ITn	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00
	CH - ITn	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00
	FR - ITn	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00
	SI - ITn	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00
Confine Balcani	ME - ITcs	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00
	ITs - GR	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00
Confine N.Africa	ITsic - TUN	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00
Sezioni interne	ITcn - ITn	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00
	ITcs - ITcn	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00
	ITs - ITcs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00
	ITn - ITcs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00
	ITn - ITs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00
	ITsar - ITcn	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00
	ITsar - ITcs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00
	ITsar - ITsic	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00
	ITsic - ITcs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00
	ITsic - ITcal	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00
ITcal - ITs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	
<b>Totale</b>		<b>202:00:00</b>		<b>202:00:00</b>		<b>202:00:00</b>		<b>202:00:00</b>		<b>202:00:00</b>	

**Tabella 28 Tempi medi di simulazione per ciascuna sezione/confine ad ogni iterazione nello scenario Inerziale 2040 (Iterazione 6-9)**

PNIEC slow 2040		ITERAZIONE 6 - PINT		ITERAZIONE 7 - PINT		ITERAZIONE 8 - PINT		ITERAZIONE 9 - PINT		TEMPI SIMULAZIONI	
Confine Nord	AT - ITn	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	90:00:00	
	CH - ITn	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	90:00:00	
	FR - ITn	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	90:00:00	
	SI - ITn	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	90:00:00	
Confine Balcani	ME - ITcs	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	90:00:00	
	ITs - GR	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	90:00:00	
Confine N.Africa	ITsic - TUN	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	90:00:00	
Sezioni interne	ITcn - ITn	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00	
	ITcs - ITcn	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00	
	ITs - ITcs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00	
	ITn - ITcs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00	
	ITn - ITs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00	
	ITsar - ITcn	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00	
	ITsar - ITcs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00	
	ITsar - ITsic	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00	
	ITsic - ITcs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00	
	ITsic - ITcal	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00	
	ITcal - ITs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00	
<b>Totale</b>		<b>202:00:00</b>		<b>202:00:00</b>		<b>202:00:00</b>		<b>202:00:00</b>		<b>1818:00:00</b>	

**Tabella 29 Tempi medi di simulazione per ciascuna sezione/confine ad ogni iterazione nello scenario Policy 2040 (Iterazione 1-5)**

DE 2040		ITERAZIONE 1 - PINT		ITERAZIONE 2 - PINT		ITERAZIONE 3 - PINT		ITERAZIONE 4 - PINT		ITERAZIONE 5 - PINT	
Confine Nord	AT - ITn	ME	10:00								
	CH - ITn	ME	10:00								
	FR - ITn	ME	10:00								
	SI - ITn	ME	10:00								
Confine Balcani	ME - ITcs	ME	10:00								
	ITs - GR	ME	10:00								
Confine N.Africa	ITsic - TUN	ME	10:00								
Sezioni interne	ITcn - ITn	ME MSD	12:00								
	ITcs - ITcn	ME MSD	12:00								
	ITs - ITcs	ME MSD	12:00								
	ITn - ITcs	ME MSD	12:00								
	ITn - ITs	ME MSD	12:00								
	ITsar - ITcn	ME MSD	12:00								
	ITsar - ITcs	ME MSD	12:00								
	ITsar - ITsic	ME MSD	12:00								
	ITsic - ITcs	ME MSD	12:00								
	ITsic - ITcal	ME MSD	12:00								
	ITcal - ITs	ME MSD	12:00								
<b>Totale</b>		<b>202:00:00</b>		<b>202:00:00</b>		<b>202:00:00</b>		<b>202:00:00</b>		<b>202:00:00</b>	



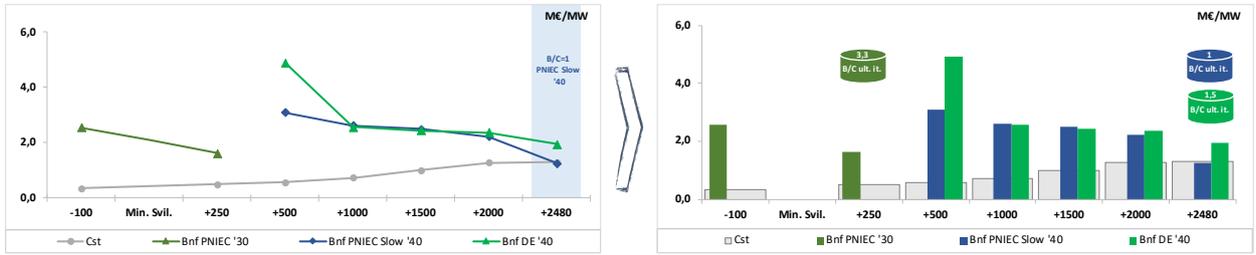
**Tabella 30** *Tempi medi di simulazione per ciascuna sezione/confine ad ogni iterazione nello scenario Policy 2040 (Iterazione 6-9)*

DE 2040		ITERAZIONE 6 - PINT		ITERAZIONE 7 - PINT		ITERAZIONE 8 - PINT		ITERAZIONE 9 - PINT		TEMPI SIMULAZIONI
Confine Nord	AT - ITn	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	90:00:00
	CH - ITn	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	90:00:00
	FR - ITn	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	90:00:00
	SI - ITn	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	90:00:00
Confine Balcani	ME - ITcs	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	90:00:00
	ITs - GR	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	90:00:00
Confine N.Africa	ITsic - TUN	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	ME	10:00	90:00:00
Sezioni interne	ITcn - ITn	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00
	ITcs - ITcn	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00
	ITs - ITcs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00
	ITn - ITcs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00
	ITn - ITs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00
	ITsar - ITcn	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00
	ITsar - ITcs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00
	ITsar - ITsic	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00
	ITsic - ITcs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00
	ITsic - ITcal	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00
ITcal - ITs	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	ME MSD	12:00	108:00:00	
<b>Totale</b>		<b>202:00:00</b>		<b>202:00:00</b>		<b>202:00:00</b>		<b>202:00:00</b>		<b>1818:00:00</b>

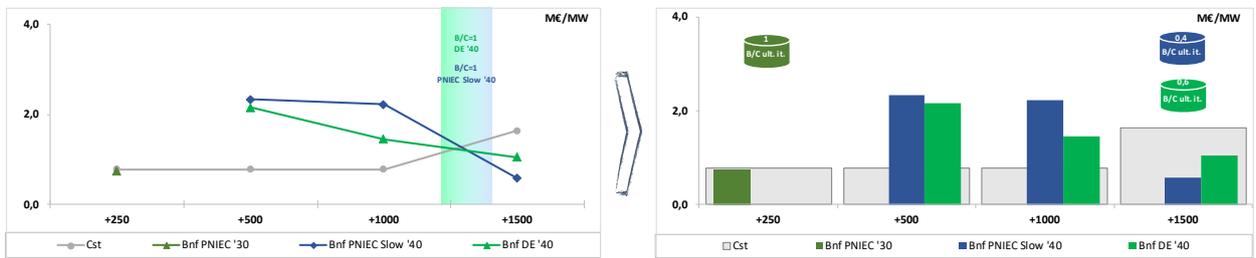
## Allegato 6

### Curve di beneficio/costo per ciascuna sezione/confine

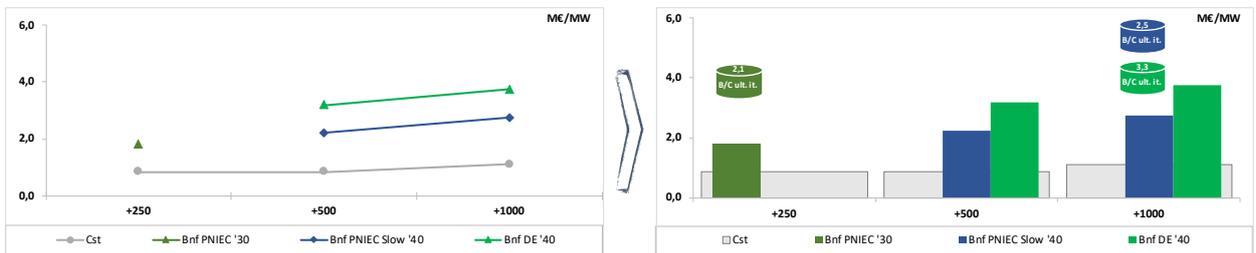
*Confine Italia – Austria*



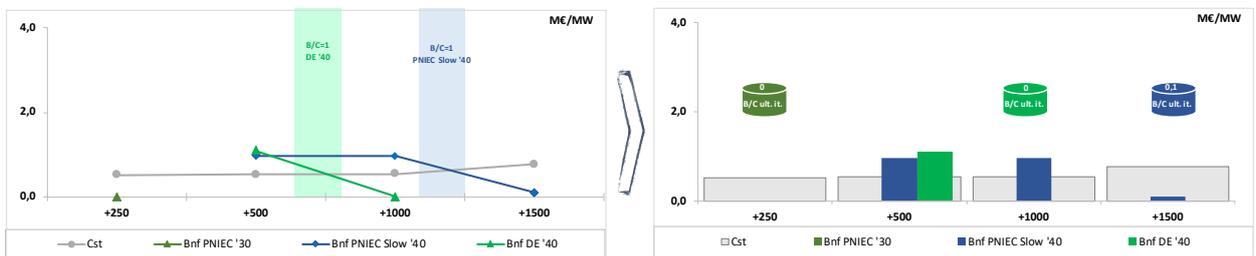
*Confine Italia – Svizzera*



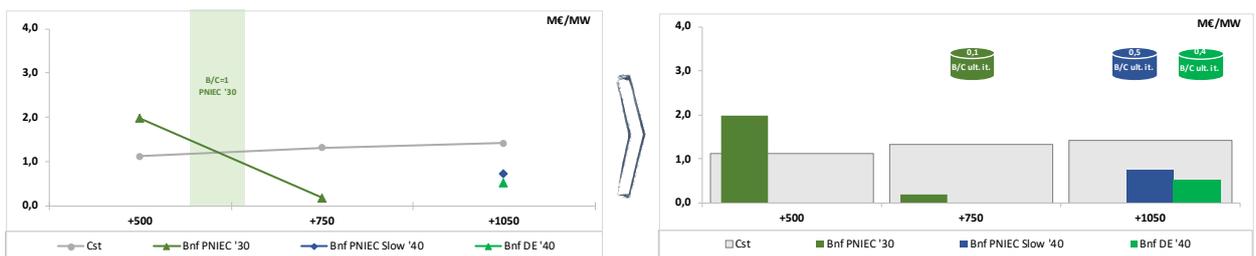
*Confine Italia – Francia*



*Confine Italia – Slovenia*

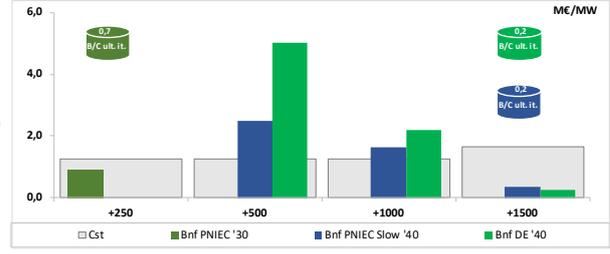
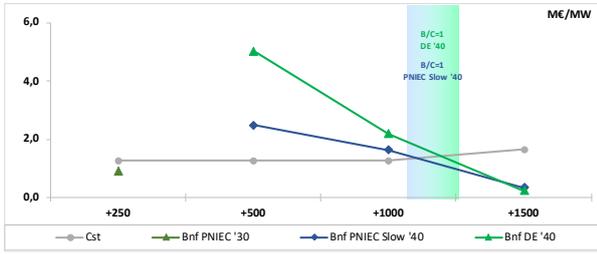


*Confine Italia – Montenegro*

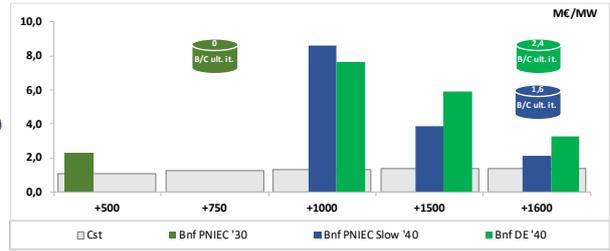
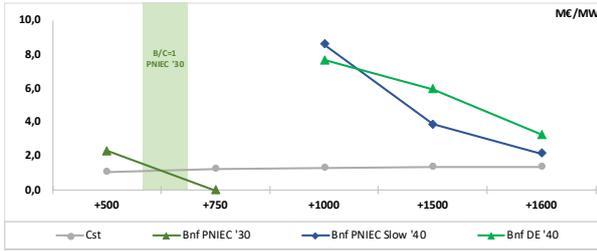




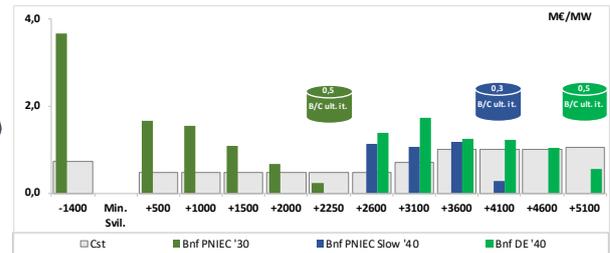
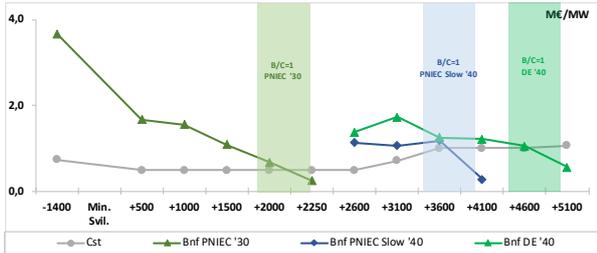
Confine Italia – Grecia



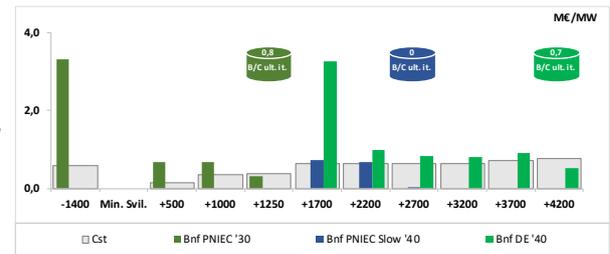
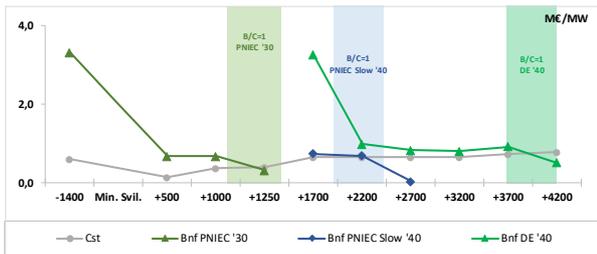
Confine Italia – Tunisia



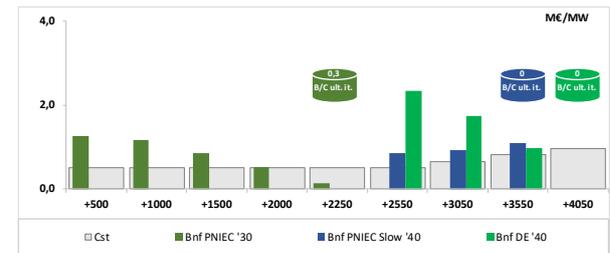
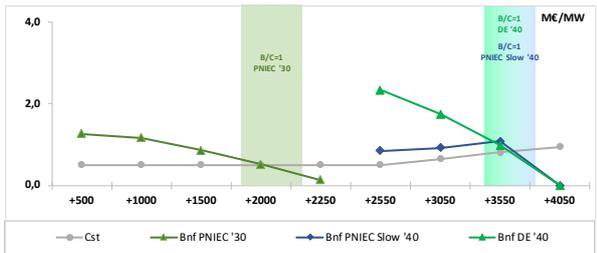
Sezione Nord – Centro Nord



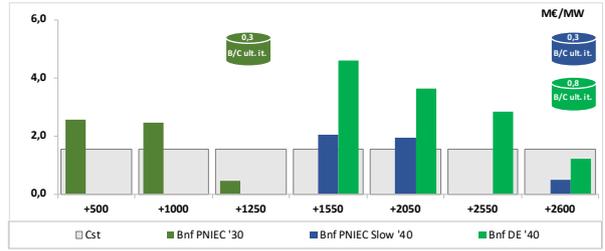
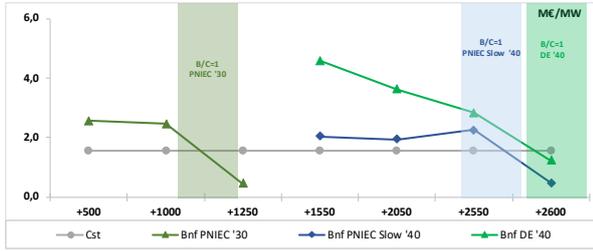
Sezione Centro Nord – Centro Sud



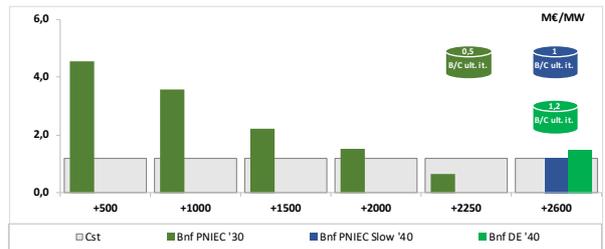
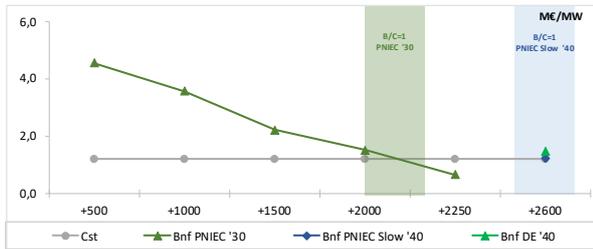
Sezione Centro Sud – Sud



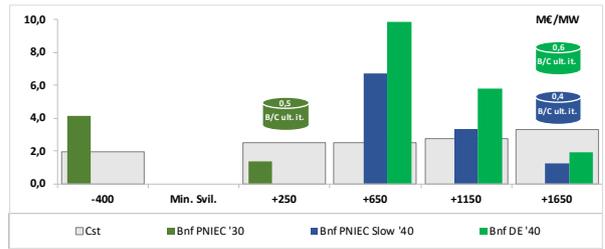
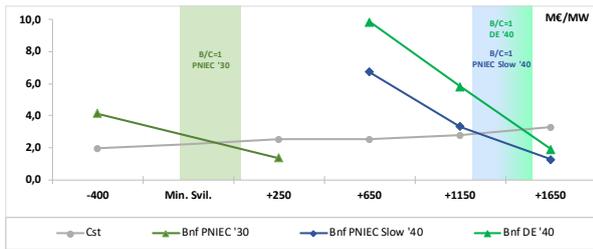
Sezione Nord – Centro Sud



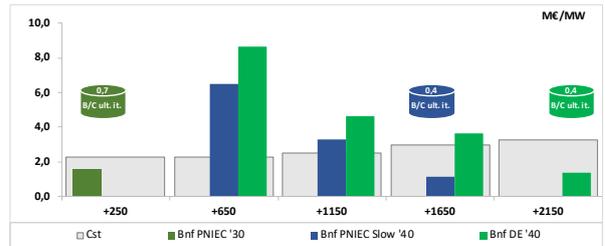
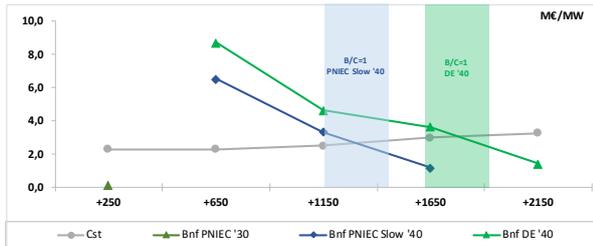
Sezione Nord - Sud



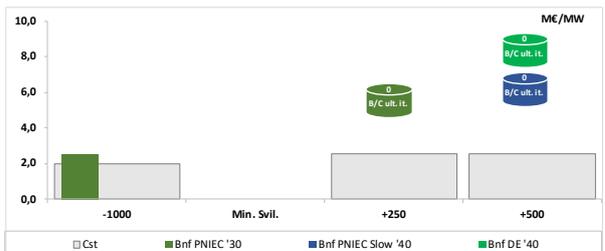
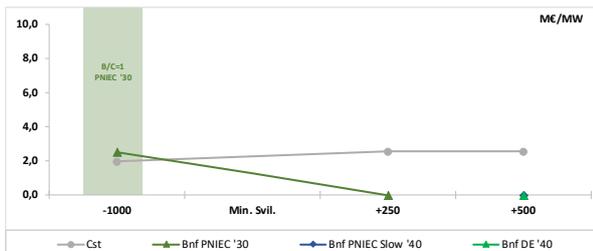
Sezione Sardegna – Centro Nord



Sezione Sardegna – Centro Sud

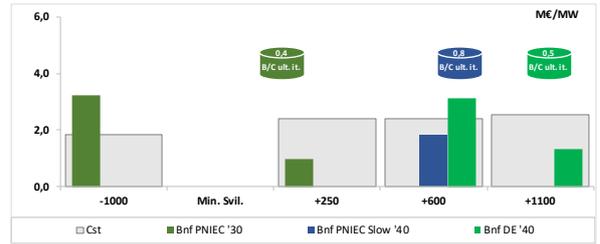
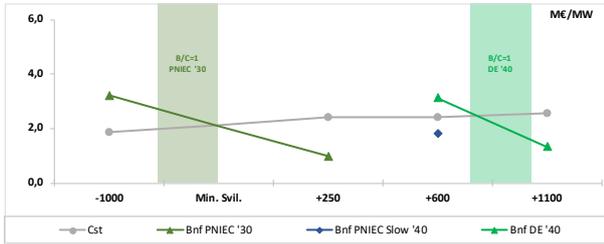


Sezione Sardegna – Sicilia

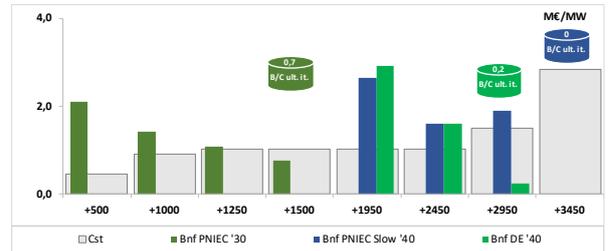
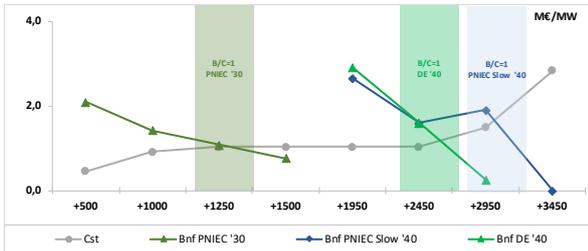




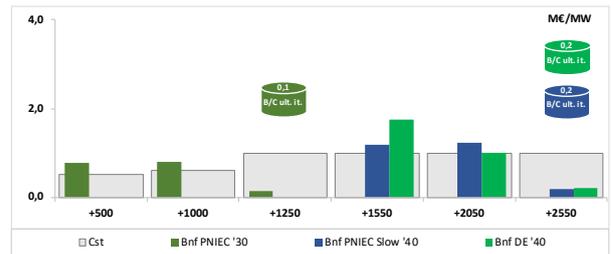
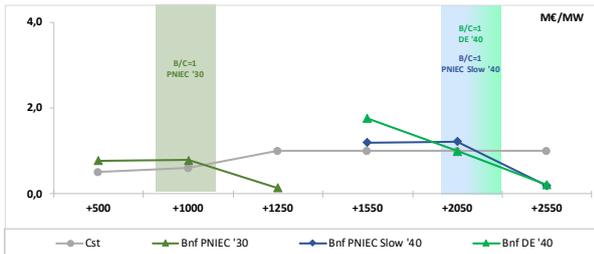
Sezione Sicilia – Centro Sud



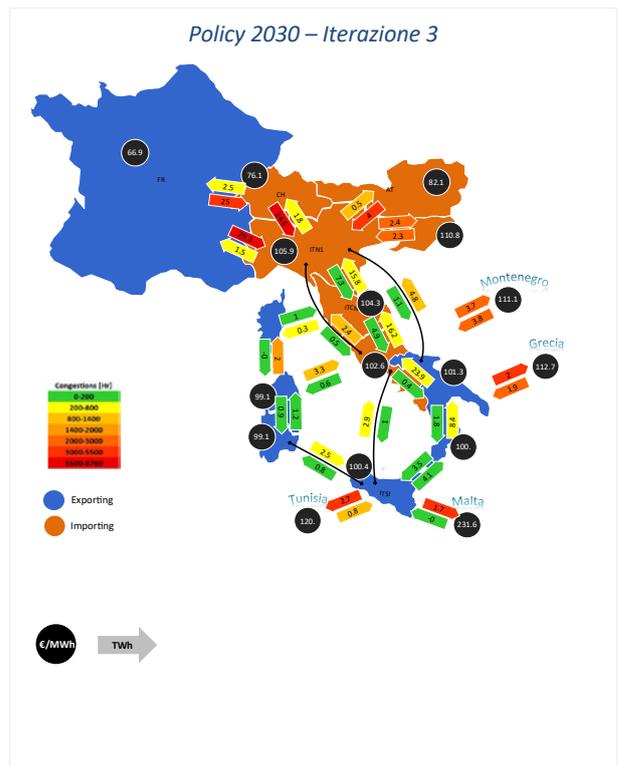
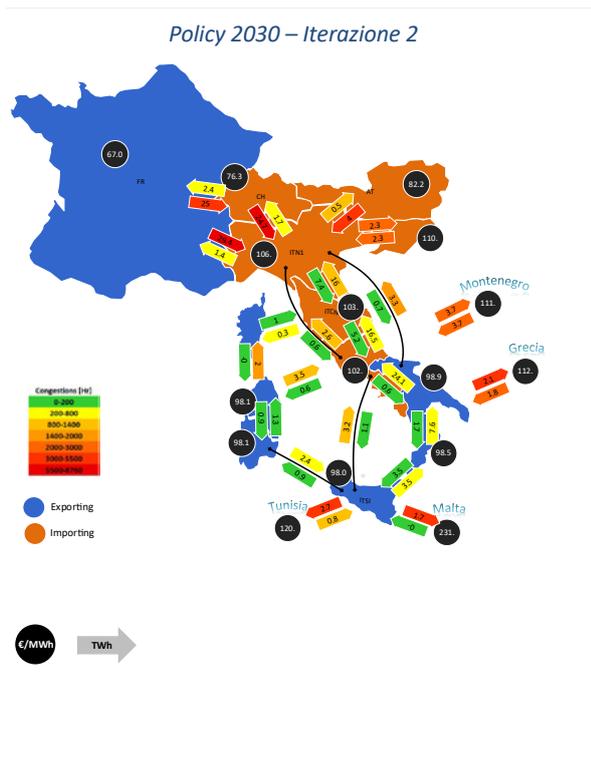
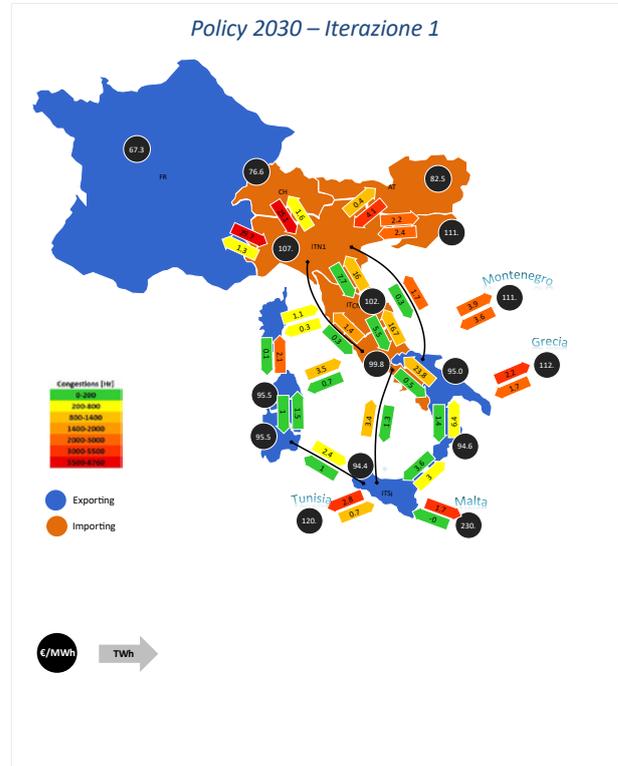
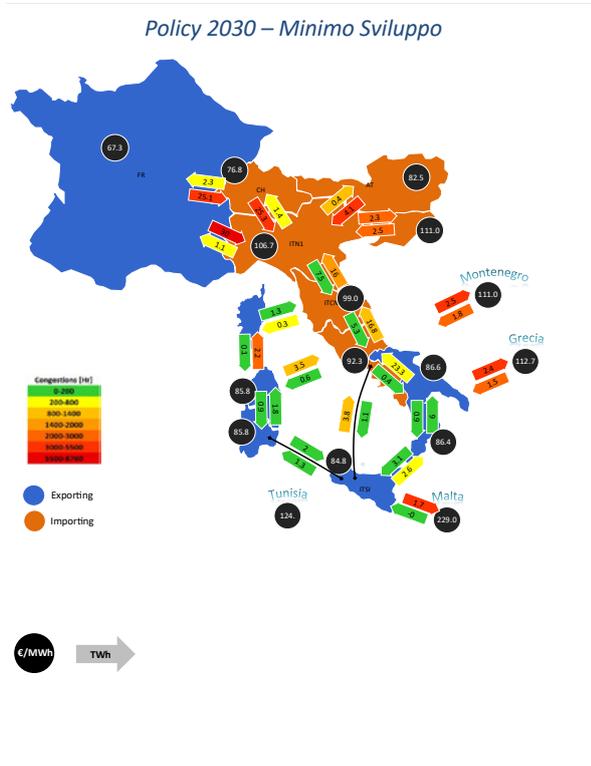
Sezione Sicilia – Calabria



Sezione Calabria - Sud

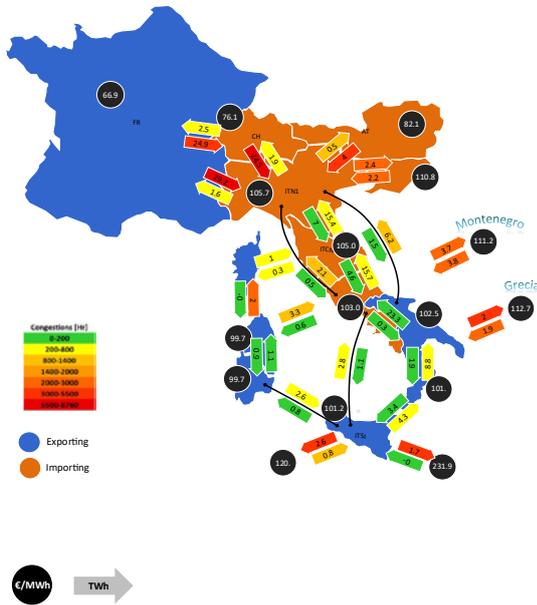


# Allegato 7 Flussi attesi scenari 2030 e 2040

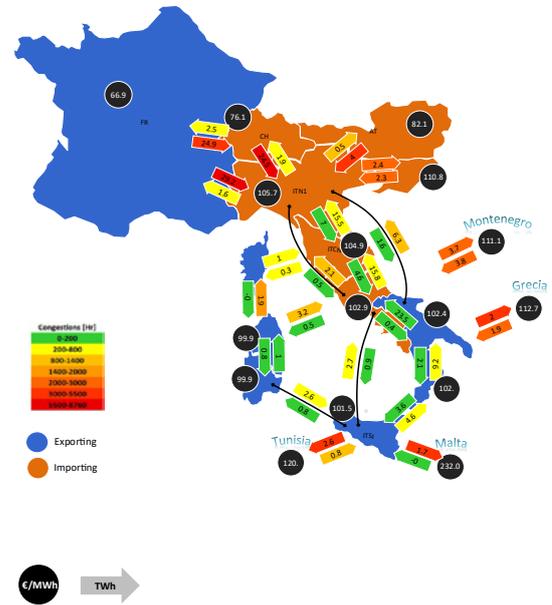




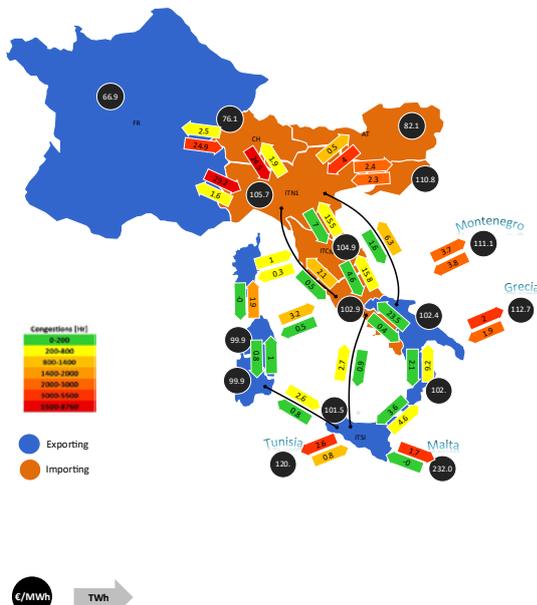
Policy 2030 – Iterazione 4



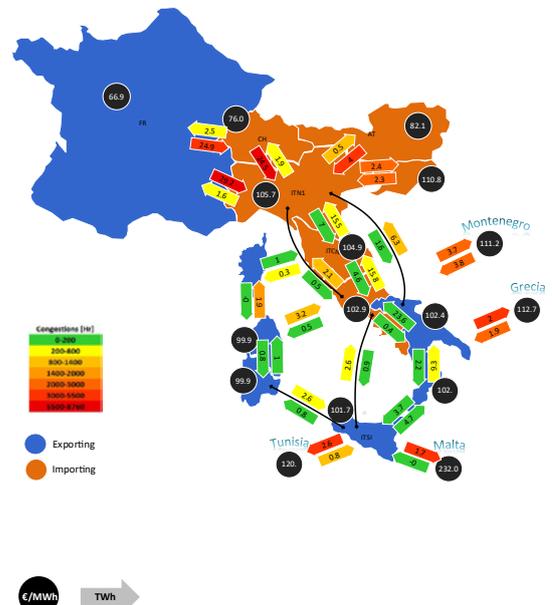
Policy 2030 – Iterazione 5



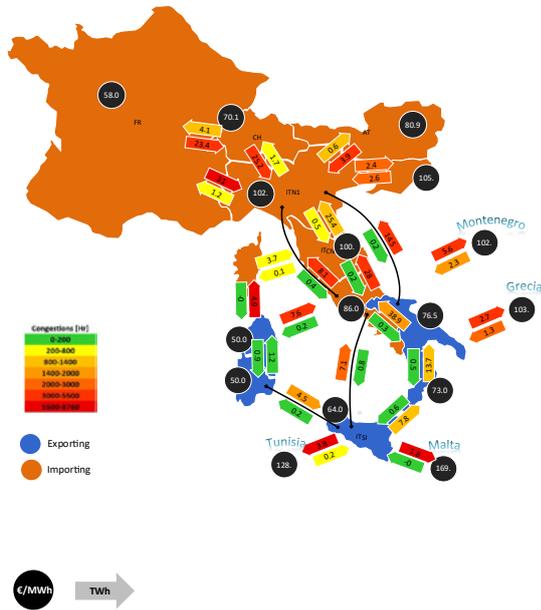
Policy 2030 – Iterazione 6



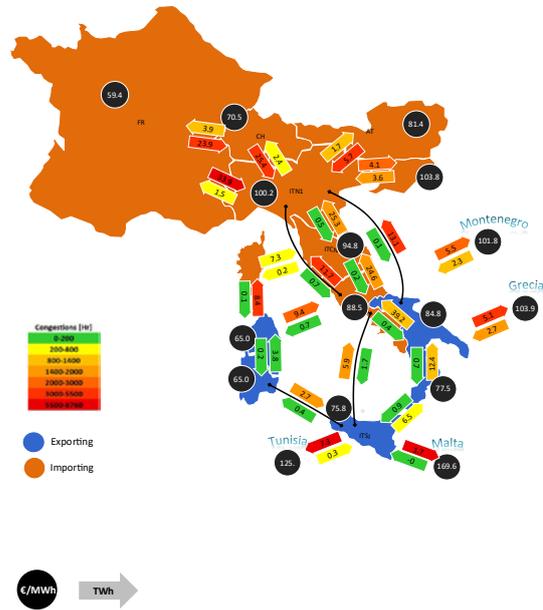
Policy 2030 – Iterazione 7



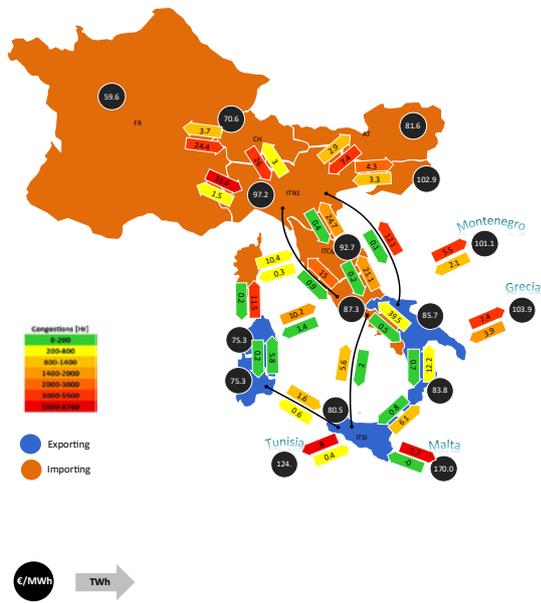
Policy 2040 – Caso Base



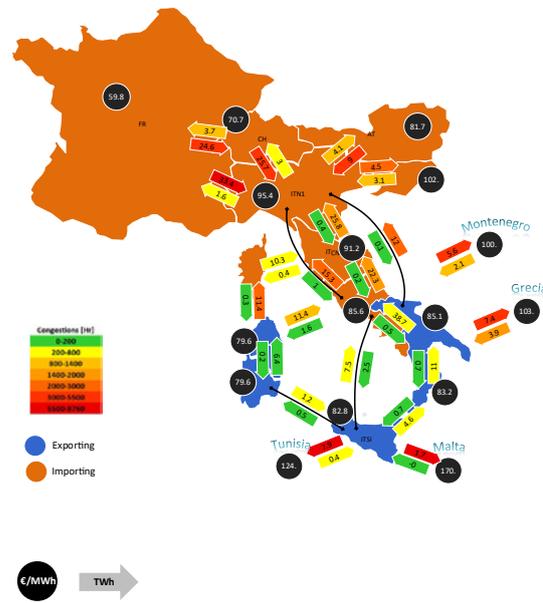
Policy 2040 – Iterazione 1



Policy 2040 – Iterazione 2

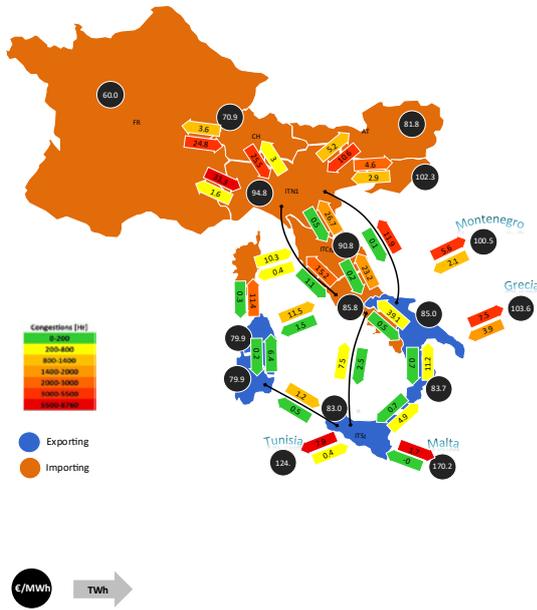


Policy 2040 – Iterazione 3

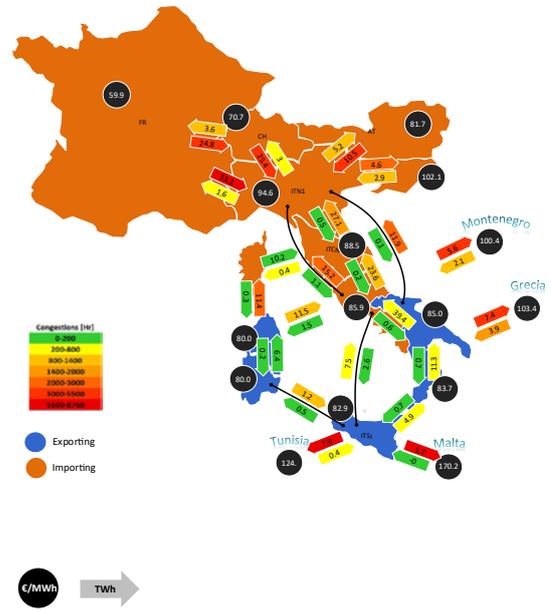




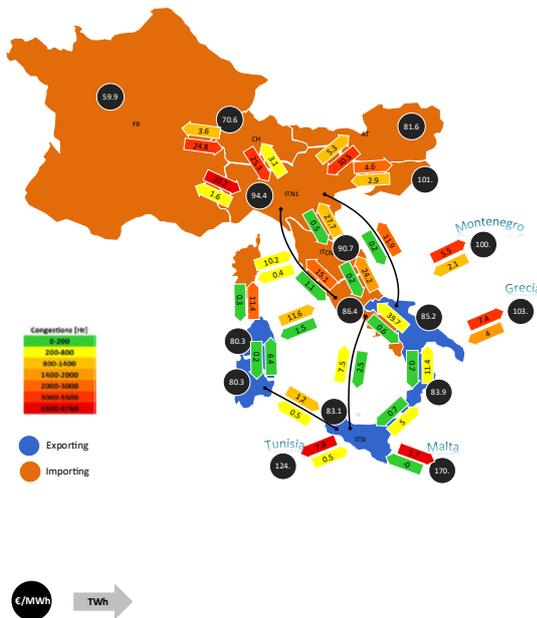
Policy 2040 – Iterazione 4



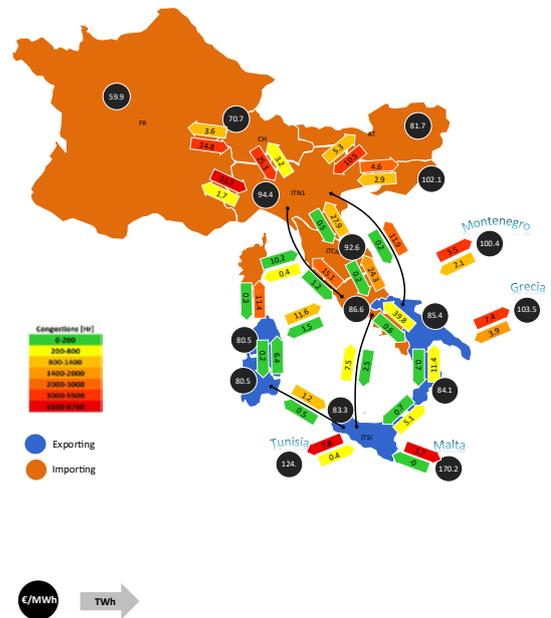
Policy 2040 – Iterazione 5



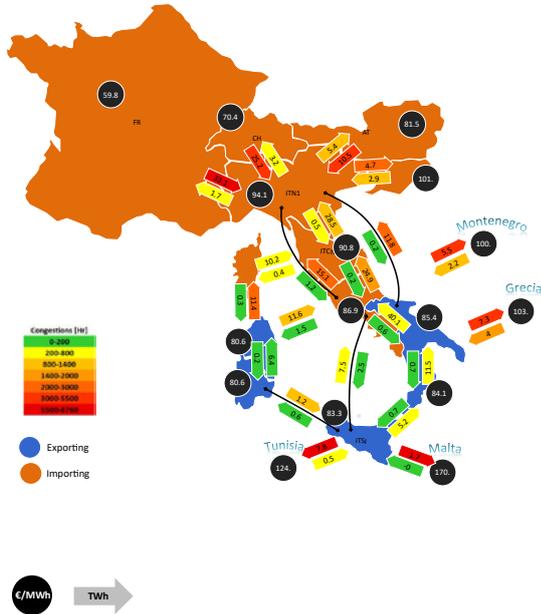
Policy 2040 – Iterazione 6



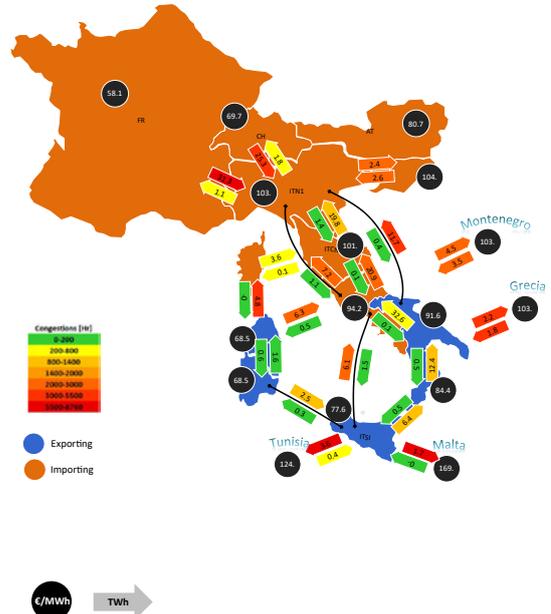
Policy 2040 – Iterazione 7



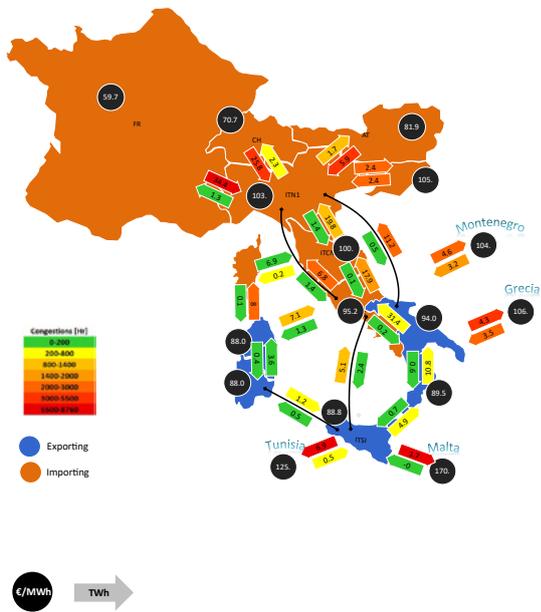
Policy 2040 – Iterazione 8



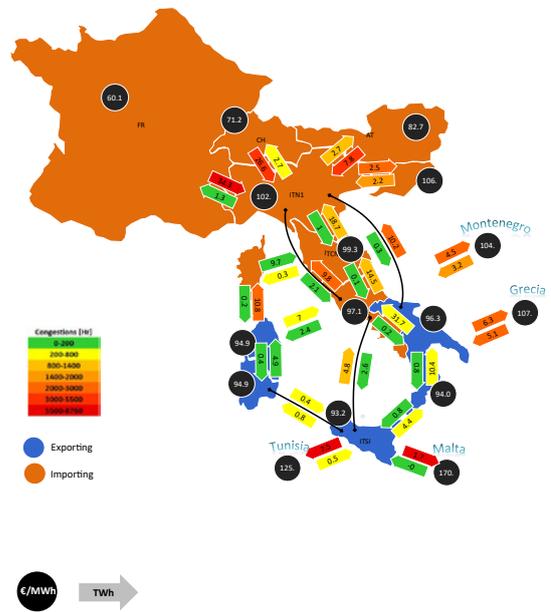
Inerziale 2040 – Caso Base



Inerziale 2040 – Iterazione 1

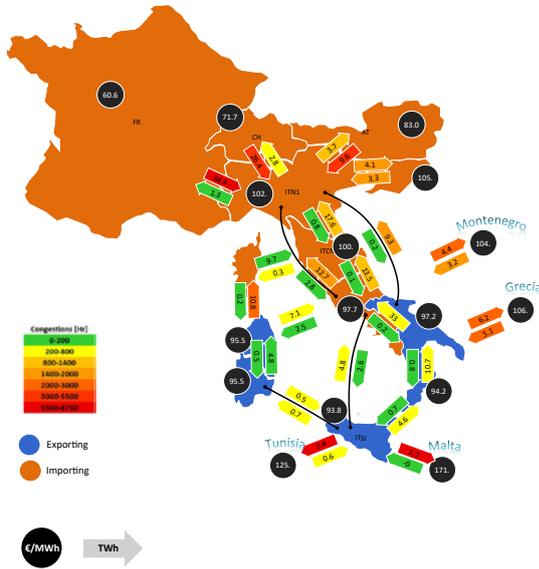


Inerziale 2040 – Iterazione 2

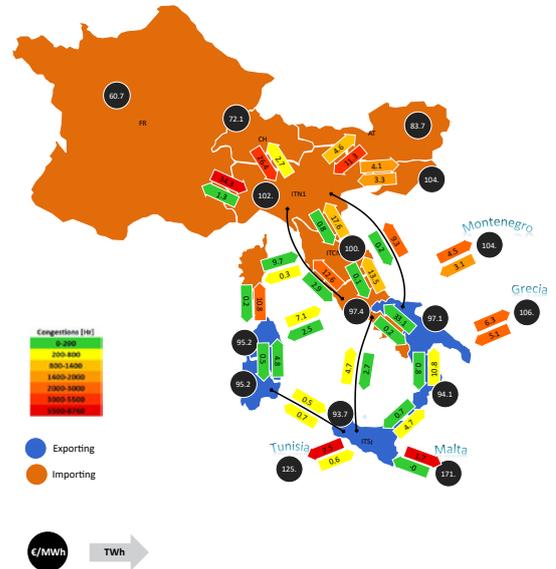




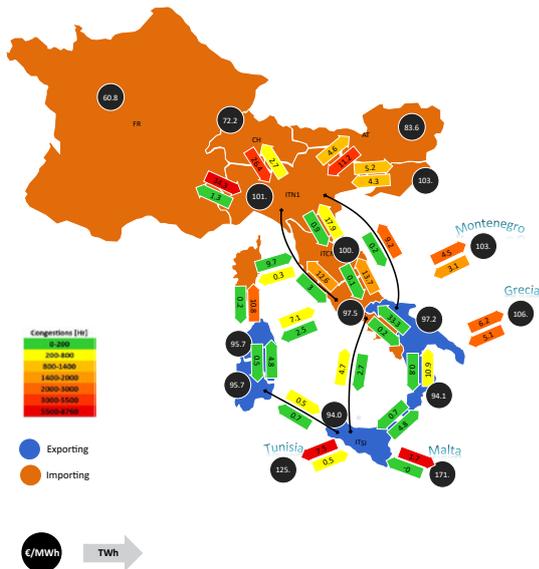
Inerziale 2040 – Iterazione 3



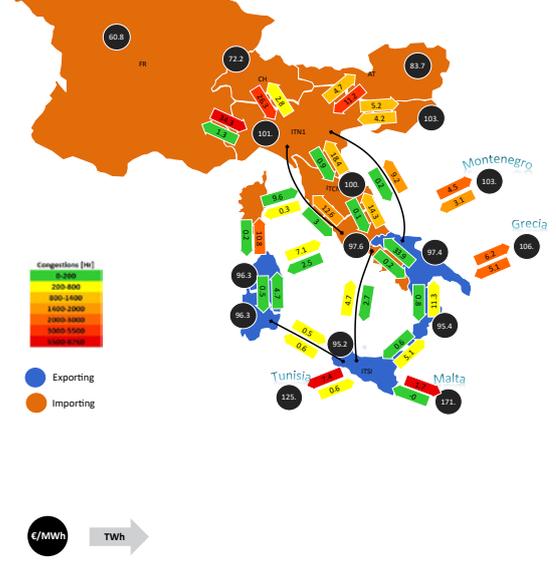
Inerziale 2040 – Iterazione 4



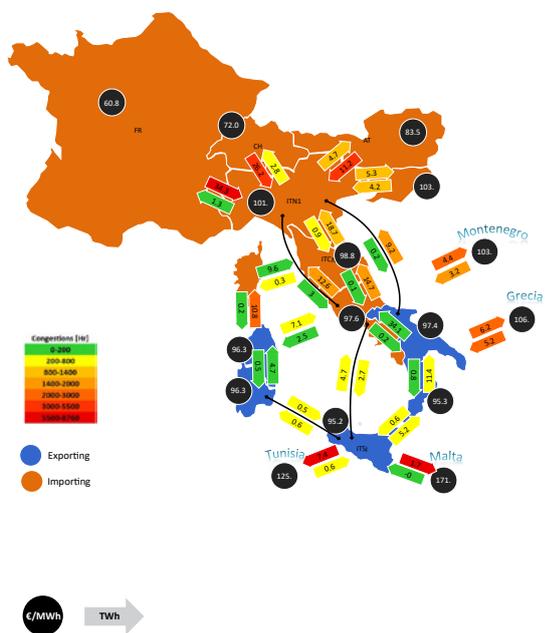
Inerziale 2040 – Iterazione 5



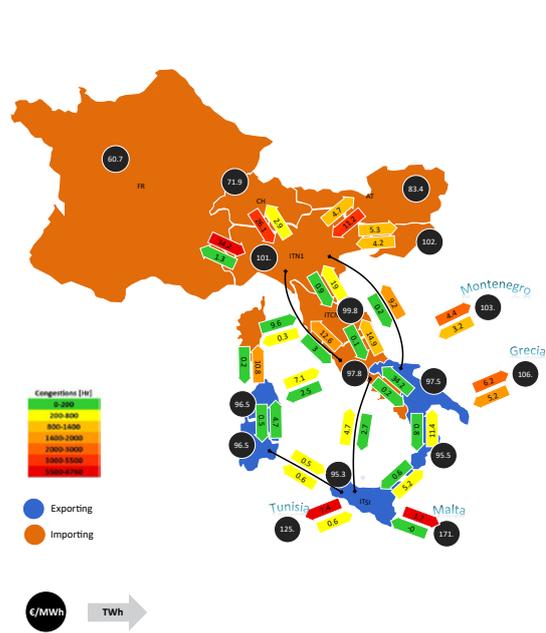
Inerziale 2040 – Iterazione 6



Inerziale 2040 – Iterazione 7



Inerziale 2040 – Iterazione 8





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)

