

Rapporto di verifica su: Rapporto finale di identificazione delle capacità obiettivo

Contratto Terna del 24.04.2019 trasmesso con protocollo P2019/0030747

Verifica esterna indipendente condotta dall'esperto: Fabrizio Giulio Luca Pilo

1 Sommario

| | | |
|------|---|----|
| 1 | Sommario | 2 |
| 2 | Indice delle Figure | 3 |
| 3 | Indice delle Tabelle..... | 3 |
| 4 | Introduzione | 4 |
| 5 | Riferimenti bibliografici e normativi (Cap. 3 del Rapporto) | 5 |
| 6 | Assunzioni e ipotesi di riferimento (Cap. 4 del Rapporto) | 7 |
| 6.1 | Scenari di riferimento..... | 8 |
| 6.2 | Anni di studio..... | 9 |
| 6.3 | Struttura zonale..... | 9 |
| 6.4 | Rete di riferimento | 10 |
| 7 | Metodologia per la valutazione delle Capacità Obiettivo (Cap.5 del Rapporto) | 11 |
| 7.1 | Valutazione dei costi marginali | 11 |
| 7.2 | Valutazione del beneficio marginale..... | 12 |
| 8 | Applicazione della metodologia per identificare le capacità Obiettivo (Cap. 6 del Rapporto)..... | 17 |
| 9 | Individuazione della capacità obiettivo (Cap. 7 del Rapporto) | 18 |
| 9.1 | Considerazioni generali sulla metodologia per l'individuazione della capacità obiettivo..... | 20 |
| 10 | Rilievi, segnalazioni e raccomandazioni | 22 |
| 10.1 | Rilievi | 22 |
| 10.2 | Raccomandazioni a Terna | 23 |
| 11 | Conclusioni | 23 |
| 12 | Riferimenti bibliografici | 26 |
| | Allegato 1..... | 27 |
| | Controdeduzioni alle osservazioni e richieste di chiarimenti da parte dell'esperto incaricato Prof. Ing. F. Pilo | 27 |
| 1 | INDICE DELLE FIGURE | 27 |
| 1.1 | PREMESSA | 27 |
| 1.2 | ASSUNZIONI E IPOTESI DI RIFERIMENTO (CAP. 4 DEL RAPPORTO)..... | 27 |
| 1.3 | METODOLOGIA (CAP.5 DEL RAPPORTO)..... | 31 |
| 1.4 | INDIVIDUAZIONE DELLA CAPACITÀ OBIETTIVO (CAP. 6 DEL RAPPORTO)..... | 35 |
| 1.5 | RISCONTRO ALLE OSSERVAZIONI SUL DOCUMENTO CONSULTATO "METODOLOGIA PER LA IDENTIFICAZIONE DELLE CAPACITÀ OBIETTIVO" (ALL. 6 DEL RAPPORTO)..... | 36 |

2 Indice delle Figure

| | |
|--|----|
| Figura 1 - Tabella dei benefici netti per ipotetiche opzioni di sviluppo in funzione degli scenari considerati | 6 |
| Figura 2 - Tabella dei regret e indicazione dei worst regret..... | 6 |
| Figura 3 – Scenari adottati da Terna per la definizione delle capacità obiettivo..... | 8 |
| Figura 4 – Categorie di benefici di cui al PdS 2018 inclusi nella metodologia per la ricerca delle capacità obiettivo (Figura 14, Rapporto)..... | 13 |
| Figura 5 – Criteri per il calcolo dei benefici VRE (Vincoli Rete Elettrica) | 14 |
| Figura 6 – Diagramma di flusso esemplificativo della procedura | 15 |
| Figura 7 – Soglia L_A nel caso di scenario ST | 17 |
| Figura 8 - Soglia L_A nel caso di scenario DG (non leggibile nella versione finale del Rapporto e acquisita come integrazione (Allegato 1) | 17 |
| Figura 9 - Schemi dei valori di scambio conformi ai risultati del Rapporto nel caso in cui fosse stata considerata la sezione Sicilia – Sardegna (Allegato 1). | 19 |
| Figura 10 – Flussi di energia tra sezioni/confini secondo lo schema proposto dal Rapporto e quello alternativo con la presenza della connessione. | 20 |

3 Indice delle Tabelle

| | |
|---|----|
| Tabella 1 – Esempio di decision making basato su massimizzazione beneficio atteso e minimizzazione del massimo regret. | 7 |
| Tabella 2 - Esempio di calcolo della capacità obiettivo alla sezione Confine Nord – Scenario DG | 18 |
| Tabella 3. Esempio di calcolo dei benefici legati alla riduzione dei vincoli di rete per la sezione ITn-ITcn. | 35 |

4 Introduzione

La presente relazione riporta l'esito dell'analisi svolta in modalità *expert-based*, cioè sulla base della documentazione pubblica fornita da Terna e delle risposte da parte dei referenti tecnici di Terna a domande specifiche poste dall'esperto indipendente, sul **Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo (edizione dicembre 2018)**, nel seguito indicato per semplicità "Rapporto"

Sulla base del mandato di esperto conferito dall'Autorità di Regolazione per l'Energia, le Reti e l'Ambiente con Determinazione 5 ottobre 2018 n. 14/2018 e formalizzato ai sensi della medesima delibera con contratto del sottoscritto il 4.4.2019 con Terna S.p.A., la verifica ha riguardato:

1. **Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo, Dicembre 2018 [1]**
2. **Controdeduzioni alle osservazioni e richieste di chiarimenti da parte dell'esperto incaricato Prof. Ing. F. Pilo (novembre 2019), Allegato 1**
3. Metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo [2]
4. Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (documento di consultazione) [3]

La verifica dell'esperto ha considerato la Deliberazione 21 dicembre 2017, n. 884/2017/R/eel, che prevede la trasmissione entro il 30 giugno 2018 di un rapporto di identificazione delle capacità obiettivo per sezioni di rete significative del sistema di trasmissione [4] e le successive deliberazioni [5], [6]. Detta deliberazione segue il DCO n. 542/2017/R/eel che richiama esplicitamente il concetto di capacità obiettivo nella regolazione *output-based* per il servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica [7].

Il DCO n. 542/2017/R/eel e i successivi atti dell'Autorità richiedono:

- che le Capacità obiettivo, oltre che sulle interconnessioni in interazione con ENTSO-E, siano valutate anche sui principali colli di bottiglia della rete nazionale, in analogia con le metodologie attualmente sviluppate da ENTSO-E che prevedono il calcolo di una *grid transfer capability* che può considerare anche eventuali vincoli intrazonali.
- Di traguardare la fine dell'orizzonte decennale del Piano di Sviluppo 2018 (PdS 2018) e in via semplificativa, suggerisce di riferirsi all'anno 2025 (che è un anno studio analizzato nel PdS 2018 e nel TYNDP 2018).
- Di usare scenari contrastanti, quale quello richiesto nel Piano di Sviluppo per l'orizzonte di medio-lungo termine, e di identificare una modalità di trattamento dei risultati nei diversi scenari (nonché di eventuali analisi di sensitività), quale l'utilizzo conservativo del valore inferiore di capacità oppure una modalità di "peso" dei risultati ottenuti per ciascuno scenario.

La presente relazione ha esaminato il Rapporto preparato da Terna per l'individuazione delle capacità obiettivo soffermandosi in particolare su:

- Qualità complessiva del Rapporto con riferimento a chiarezza, qualità editoriale, completezza delle informazioni, trasparenza dei dati in ingresso e riproducibilità dei risultati;
- Ipotesi e scenari utilizzati ai fini del calcolo delle capacità obiettivo;
- Strumenti di simulazione per il calcolo dei benefici attesi dall'incremento di capacità di trasporto;
- Scelta degli anni di riferimento dello studio;
- Trattamento dell'incertezza con riferimento all'uso di scenari contrastanti per la definizione delle capacità obiettivo
- Robustezza della metodologia adottata con riferimento alla ricerca della soluzione di massima

efficienza della spesa (ottimo di sistema)

5 Riferimenti bibliografici e normativi (Cap. 3 del Rapporto)

Le interconnessioni elettriche transfrontaliere sono considerate dalla Commissione Europea uno strumento per il raggiungimento degli obiettivi in materia di clima ed energia; in particolare l'incremento della capacità di trasporto permette una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili nei mercati ed è quindi un elemento cruciale per la transizione energetica ed il raggiungimento degli obiettivi comunitari.

Il concetto di capacità obiettivo (*target capacities*) è stato introdotto dalla Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) nel 2012 con l'Opinione 06/2012 sulla bozza di TYNDP 2012 [9]. Il TYNDP 2014 di ENTSO-E ha applicato il concetto di *target capacity* su ciascun confine, definito come la capacità che è economicamente efficiente realizzare (perché i benefici sono maggiori dei costi) e ha ricevuto le osservazioni dell'Opinione ACER 2014 [5], [10] che sono state poi recepite nel TYNDP 2016. Il TYNDP 2016 conclude che "facendo un equilibrio tra il guadagno sociale e il costo dell'investimento in infrastrutture per aumentare i livelli di interconnessione, il livello ottimale di interconnessione, per quanto riguarda il confine italiano settentrionale, è di circa 13,5 GW, ovvero il portafoglio di progetti TYNDP a medio e lungo termine" [5].

ACER, nella sua Opinione 01/2017 ha richiesto un'estensione dello studio a tutti i confini, maggiore chiarezza e una spiegazione sulla metodologia utilizzata per derivare le capacità obiettivo per i confine (sui calcoli *Social Economic Welfare*, SEW, i costi di riferimento utilizzati, dimensione degli incrementi di capacità e, se del caso, sui parametri aggiuntivi presi in considerazione) e anche sui risultati (elencando i principali driver dei risultati) al fine di identificare correttamente i *system needs* [6]. ACER ha inoltre richiesto ad ENTSO-E di individuare le capacità obiettivo per ciascuno scenario [7]. ENTSO-E nel TYNDP 2018 per le analisi di lungo periodo proiettate al 2040 ha preso atto delle richieste di ACER [11][12]. Terna osserva che Security of Supply e Integrazione delle FER sono i driver per lo sviluppo della capacità di trasporto considerati da ENTSO-E nel TYNDP 2018 [12], [13], [14].

Il *Commission Expert Group on Electricity Interconnection Targets* ha individuato gli indici da considerare per incrementare la capacità di interconnessione oltre la quota del 15% al 2030 [15]:

- 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 .

National Grid ha pubblicato nel 2018 il *Network Option Assessment* (NOA) per la descrizione dei progetti di sviluppo considerati per la rete di trasmissione della Gran Bretagna. Il processo adottato parte dalla definizione di scenari attesi per la domanda e la generazione; applica gli scenari al piano di sviluppo della rete di trasmissione britannica (*Electricity Ten Year Statement*, ETYS) per individuare le sezioni maggiormente congestionate cui i proprietari della rete rispondono con l'individuazione delle azioni di rinforzo più opportune; sviluppa analisi economiche per definire il NOA. Il NOA ovvero individua l'insieme di tutte le opzioni possibili, suggerisce le migliori soluzioni per adempiere alle richieste di capacità di trasporto addizionale sottolineate nell'ETYS, sceglie il piano di investimenti e la sua distribuzione spaziale e temporale e definisce il livello ottimo di interconnessione per la massimizzazione del *Social Economic Welfare* (SEW).

L'approccio applicato dal NOA è preso da Terna come riferimento internazionale per la scelta di una strategia ottima di sviluppo del sistema in un insieme di opzioni progettuali ciascuna delle quali ottima (o ottimale) in uno degli scenari considerati [16]. Il NOA adotta l'approccio detto del *least regret* (minimo rimpianto) applicato al beneficio netto, ovvero alla differenza fra i benefici conseguibili con la realizzazione di un dato investimento e i costi totali di realizzazione. L'applicazione della tecnica di *least regret* porta a scegliere l'alternativa che minimizza il disappunto del pianificatore quando la scelta fra più alternative, ognuna delle quali ottima nel proprio scenario

di studio, deve affrontare il problema dell'incertezza sui futuri possibili. Nello specifico per ogni Opzione progettuale si valuta il *regret* come differenza fra il beneficio netto nello scenario considerato e la migliore opzione nel medesimo scenario; in pratica il *regret* misura la perdita che si avrebbe in ciascun scenario per l'applicazione dell'alternativa progettuale non ottima. Dal momento che lo scenario che effettivamente accadrà non è noto a priori, una soluzione logica consiste nello scegliere l'alternativa con il minimo *regret*, tra il massimo *regret* calcolato per ogni opzione considerata (*min max regret*). Le Figure 1 e 2 ricavate dal Rapporto illustrano la procedura: si vede come la scelta, considerando equiprobabili gli scenari, ricada sulla Opzione 1 (*max regret* 45) e non su Opzione 3 (*max regret* 100) nonostante tale Opzione abbia la potenzialità di offrire un beneficio maggiore nello scenario giusto.

| Beneficio Netto (M€) | Scenario | Opzione 1 | Opzione 2 | Opzione 3 |
|----------------------|------------|------------|------------|------------|
| | Scenario A | 380 | 200 | 400 |
| Scenario B | 120 | 165 | 125 | |
| Scenario C | 350 | 50 | 250 | |
| Scenario D | 160 | 150 | 185 | |

Figura 1 - Tabella dei benefici netti per ipotetiche opzioni di sviluppo in funzione degli scenari considerati

| Regret (M€) | Scenario | Opzione 1 | Opzione 2 | Opzione 3 |
|---------------------|------------|------------|------------|-----------|
| | Scenario A | 20 | 200 | 0 |
| Scenario B | 45 | 0 | 40 | |
| Scenario C | 0 | 300 | 100 | |
| Scenario D | 25 | 35 | 0 | |
| Worst regret | 45 | 300 | 100 | |

Figura 2 - Tabella dei regret e indicazione dei *worst regret*

L'approccio seguito da Terna per rispondere alle osservazioni pervenute in sede di consultazione pubblica alla prima presentazione del Rapporto (maggio 2018) è pienamente condiviso dal valutatore e valorizza il ruolo dell'interazione fra Terna e le pari interessate [2].

La scelta dell'approccio a *least regret* ha solide basi scientifiche ed è coerente con l'esigenza di predisporre una pianificazione strategica di lungo respiro in grado di affrontare le incertezze associate agli scenari futuri con attenzione all'efficienza ed all'efficacia della spesa. L'unica osservazione di carattere metodologico sul Rapporto è che viene assunta a priori l'ipotesi di assumere sempre equiprobabili gli scenari di sviluppo. In effetti la scelta di assegnare una probabilità di occorrenza agli scenari introduce un elemento di soggettività in grado di influenzare i risultati dello studio; per questo motivo, in modo neutro, Terna assegna il 50% di probabilità ai due soli scenari esaminati. Il fatto che l'approccio *least regret* sia stato usato per la preparazione del NOA di *National Grid* è un elemento importante che avvalora l'approccio proposto da Terna in un campo di applicazione simile a quello del Rapporto [16].

Il verificatore suggerisce per il futuro di valutare la tecnica delle aree di stabilità, che permette di individuare una soluzione che abbia un certo margine di robustezza al variare delle condizioni di incertezza degli scenari esaminati ampliando le potenzialità del *least regret* [17]. Infatti, nel *decision making* esistono almeno due metodi per scegliere fra più opzioni in ambiente incerto. In aggiunta al *least regret* si può adottare la tecnica del calcolo del massimo beneficio atteso (si sceglie l'alternativa di sviluppo che massimizza la somma dei benefici pesata per la probabilità di accadimento di ogni scenario). Con riferimento all'esempio in Tabella 1 costruito dall'esperto per spiegare i due metodi¹, assumendo i quattro scenari equiprobabili, Opzione 3 sarebbe la migliore per il massimo beneficio atteso mentre Opzione 1 è la migliore con *least regret*. In generale i due approcci portano a soluzioni differenti. Il massimo beneficio atteso va nella direzione della soluzione mediamente più conveniente, ma è debole nei confronti degli

¹ Si noti che i valori in Tabella 1 sono volutamente diversi da quelli usati dal Rapporto per finalità didattiche

scenari avversi; il *least regret* cerca una soluzione robusta rispetto allo scenario avverso ma può essere molto conservativa ed economicamente svantaggiosa. La scelta di un metodo o di un altro è ovviamente in capo al pianificatore ma dovrebbero essere rese trasparenti le ragioni che portano a scegliere l'uno o l'altro metodo per le implicazioni correlate.

In ogni caso il risultato è influenzato dalle probabilità (soggettive) che il pianificatore attribuisce agli scenari (nel caso del Rapporto si sono ritenuti gli scenari equiprobabili). Esistono in letteratura tecniche che permettono di trovare campi di probabilità che garantiscono la stabilità della soluzione con riferimento a massimizzazione del beneficio atteso e *least regret*.

L'applicazione di queste tecniche permette di scegliere come più robusta in ambiente incerto quella che in un ampio campo di probabilità soddisfa, ad esempio, contemporaneamente i due criteri oppure è caratterizzata dall'area di stabilità maggiore in uno dei due criteri. Il concetto di area di stabilità permette di superare la criticità di assegnare a priori in modo soggettivo la probabilità degli scenari.

L'esperto suggerisce di approfondire con adeguata bibliografia la metodologia di *decision making* in ambiente incerto e di valutare le potenzialità di tecniche da affiancare a quella proposta del *least regret*.

Tabella 1 – Esempio di decision making basato su massimizzazione beneficio atteso e minimizzazione del massimo regret per illustrarne la possibile applicazione nel contesto del Rapporto

| | | Opzione 1 | Opzione 2 | Opzione 3 | | | Opzione 1 | Opzione 2 | Opzione 3 |
|----------------------|------------|------------|------------|------------|----------------|------------|-----------|-----------|-----------|
| Beneficio netto (M€) | Scenario A | 301 | 200 | 400 | Regret (M€) | Scenario A | 99 | 200 | 0 |
| | Scenario B | 120 | 165 | 125 | | Scenario B | 45 | 0 | 40 |
| | Scenario C | 350 | 50 | 250 | | Scenario C | 0 | 300 | 100 |
| | Scenario D | 160 | 150 | 185 | | Scenario D | 25 | 35 | 0 |
| Max Ben Atteso | | 930 | 565 | 960 | Min Max Regret | | 99 | 300 | 100 |

Con riferimento ai criteri da considerare per la valutazione, la ricognizione della documentazione internazionale, evidenzia l'impiego di:

- a) Sicurezza di approvvigionamento,
- b) Integrazioni rinnovabili,
- c) Integrazione dei mercati

come elementi per la individuazione delle capacità obiettivo nel lungo (2030) e lunghissimo (2040) termine.

Come correttamente individuato da Terna, l'applicazione del concetto di capacità obiettivo nel contesto nazionale deve considerare le problematiche delle connessioni transfrontaliere e le interconnessioni fra zone di mercato (sezioni).

L'esperto condivide la scelta di aggiungere alle metriche consolidate a livello europeo e internazionale altre che spingano verso il rinforzo delle connessioni fra sezioni. Infatti, soprattutto con riferimento alle interconnessioni fra sezioni interzonali, è evidente la necessità di includere gli effetti su Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e mercato di Bilanciamento (MB), che sono in forte crescita anche a causa dell'accresciuto peso della produzione da fonte rinnovabile, e il contributo che l'aumento della capacità di trasporto fornisce alla eliminazione di vincoli di rete.

6 Assunzioni e ipotesi di riferimento (Cap. 4 del Rapporto)

Il Capitolo 4 del Rapporto descrive in modo dettagliato le assunzioni fatte per la scelta degli scenari da studiare, la suddivisione in zone di mercato per la definizione delle interconnessioni interne, la scelta degli anni di studio e la rete di riferimento rispetto alla quale considerare l'evoluzione della capacità di trasporto transfrontaliera e interzonale.

6.1 Scenari di riferimento

ENTSO-E per la redazione del TYNDP2018 ha prodotto due scenari denominati *Sustainable Transition* (ST) e *Distributed Generation* (DG) per il 2030 ed il 2040; inoltre ha sviluppato uno scenario denominato *Best Estimate* (BE) per il 2020.

Ai fini del Rapporto, Terna ha considerato i due scenari contrastanti elaborati da ENTSO-E, DG2030 e ST2030 (Figura 3); per l'analisi di sensitività al 2025, ha elaborato due scenari, denominati ST2025 e DG2025 mediante interpolazione dello scenario BE con lo scenario DG2030 e ST 2030.

Gli scenari al 2030 e al 2025 sono gli stessi usati da Terna per il Rapporto e per i PdS 2018 e 2019.

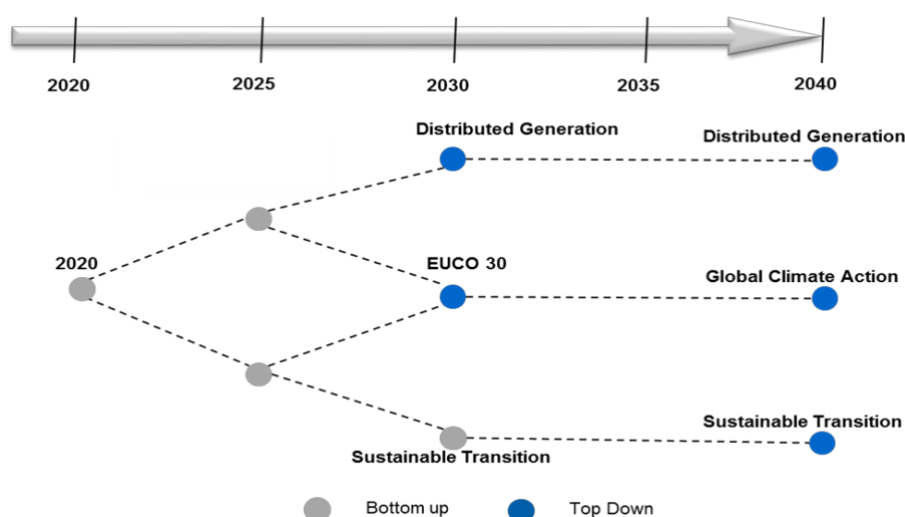


Figura 3 – Scenari adottati da Terna per la definizione delle capacità obiettivo.

La descrizione degli scenari nel Rapporto è molto sintetica e qualitativa. Terna in Allegato 1 ha osservato che lo “Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo” è stato presentato agli operatori in un seminario pubblico per consultazione a settembre 2018 e successivamente pubblicato nella sua versione definitiva a dicembre 2018. In sede di redazione del documento si è ritenuto sufficiente inserire soltanto una breve descrizione generale degli scenari oggetto di studio, in quanto gli stessi sono stati adottati nel Piano di Sviluppo 2018², pubblicato a marzo 2018: nel Capitolo 3 del Piano di Sviluppo 2018 è riportata un’ampia descrizione degli scenari “Sustainable Transition” e “Distributed Generation” in termini di evoluzione della capacità di generazione per fonte e della domanda di energia elettrica (TWh). Maggiori informazioni in merito agli scenari sono ricavabili dal “Documento di descrizione degli scenari – Edizione 2018”³; mentre i dati puntuali sono contenuti al documento “Set Dati Scenari PdS 2018” nel quale sono riportati i dati della domanda di energia per le zone di mercato italiane ed europee e l'evoluzione della capacità di produzione per fonte per i differenti scenari di riferimento.

L'esperto comprende le scelte di Terna, riconosce che una parte delle informazioni per ricostruire i dati di ingresso

² Consultabile sul sito istituzionale Terna all'indirizzo: <https://download.terna.it/terna/0000/1039/76.PDF>

³ Consultabile sul sito istituzionale Terna all'indirizzo: <https://download.terna.it/terna/0000/1016/83.PDF>

alle simulazioni sono pubbliche e scaricabili dal sito aziendale ed esprime vivo apprezzamento per il coinvolgimento degli stakeholder, ampio ed articolato, che in tutte le occasioni di incontro ha dato risalto alla descrizione degli scenari di ingresso. Tuttavia, nello spirito del Rapporto, del quale si apprezza la struttura, il dettaglio, la consistenza metodologica e la trasparenza informativa, si raccomanda che nelle successive edizioni Terna fornisca maggiori dettagli sugli scenari adottati permettendo al lettore di avere le informazioni essenziali senza dovere eseguire una complicata analisi bibliografica documentale. La disponibilità immediata delle informazioni va nella direzione della trasparenza, requisito essenziale nei processi decisionali che portano all'utilizzo dei fondi pubblici per il potenziamento del sistema elettrico nazionale da parte di soggetti regolati.

L'esperto rileva che la bibliografia non è richiamata puntualmente nel testo del Rapporto; a conferma che la bibliografia avrebbe potuto essere più ampia e accurata vi è il fatto che una parte significativa delle fonti documentali richiamate da Terna nell'Allegato 1 alla presente relazione non è citata nella bibliografia del Rapporto.

Gli scenari ST e DG presentano elementi di criticità considerevoli per il sistema, principalmente causati dalla riduzione della produzione a carbone e dalla penetrazione delle FER, ma sono comunque meno sfidanti degli scenari SEN (*phase-out* 2025) e PNIEC (+49% di penetrazione FER e *phase-out*) che prevedono totale dismissione degli impianti a carbone, il ricorso ai servizi di flessibilità della domanda, efficientamento energetico e riduzione dell'importazione dall'estero. L'esperto propone che nelle future applicazioni della metodologia per l'individuazione delle capacità obiettivo si considerino oltre ai due scenari di origine ENTSO-E anche lo scenario PNIEC, in quanto particolarmente sfidante con riferimento ad esempio al problema delle congestioni interzonalì od alla minimizzazione degli oneri di sistema (costi da MSD/MB).

6.2 Anni di studio

La prima versione del documento metodologico per l'analisi delle capacità obiettivo sottoposto a consultazione pubblica (si veda a riguardo il DCO 542/2017/R/EEL) prevedeva l'adozione del 2025 come anno orizzonte dello studio al fine di renderlo coerente con l'orizzonte decennale del PdS 2018. Le interazioni con gli operatori hanno fatto emergere l'opportunità di spostare al 2030 l'anno orizzonte dello studio per tenere conto di quanto fatto a livello europeo, dell'orizzonte di medio-lungo periodo dell'incremento della capacità di trasporto e della vita economica degli asset considerati in base all'Allegato A alla Deliberazione 627/2016 [18]. In base a tali considerazioni, considerato che il beneficio calcolato al 2030 avrebbe comunque un peso pari al 80% del totale nell'ipotesi di adottare il 2025 come anno di studio, Terna ha ritenuto opportuno adottare il 2030 come anno di studio e usare l'anno 2025 per l'analisi di sensitività.

Il valutatore concorda con la scelta di Terna di usare l'anno 2030 come anno di studio e ritiene pienamente condivisibili le motivazioni che hanno portato alla scelta. Propone inoltre di studiare una procedura di studio di sensitività in un secondo anno di riferimento per una migliore definizione del calcolo dei benefici attesi.

6.3 Struttura zonale

La struttura zonale utilizzata nel Rapporto, dopo consultazione con le parti interessate, è quella in vigore al maggio 2018. Sebbene con la Deliberazione 386/2018 del 12 luglio 2018 l'Autorità abbia deliberato in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone, rimuovendo, rispetto alla configurazione zonale esaminata nel Rapporto, i tre poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo, lasciando invariato il polo di Rossano e spostando i punti di dispacciamento relativi alla centrale di Gissi nella zona Centro Sud, Terna ha ritenuto che "modifiche della configurazione zonale non comportano impatti significativi sui risultati ottenuti con le simulazioni in presenza di tutti i poli di produzione limitata" e quindi ha proceduto con lo studio senza modificare la struttura zonale, accogliendo i suggerimenti ricevuti dalle parti interessate.

L'esperto concorda con la scelta di Terna e sul fatto che l'impatto della soppressione dei Poli di produzione limitata abbia peso contenuto sui risultati del Rapporto. Si evidenzia peraltro l'opportunità di sostanziare le affermazioni con indicazioni di carattere quantitativo mediante esempi, simulazioni e calcoli.

6.4 Rete di riferimento

6.4.1 Rete di riferimento nazionale

La rete di riferimento utilizzata per lo studio è quella esistente, cui sono aggiunti i progetti di sviluppo autorizzati già inclusi nel PdS 2018 e la cui conclusione è prevista entro il 1 gennaio 2025.

Terna (si veda Allegato 1) ha fornito indicazioni sulla costituzione delle connessioni al confine e le assunzioni sulle singole sezioni di scambio equivalenti⁴ e reali⁵ tra zone/Paesi:

- Frontiera Nord, inclusiva dei collegamenti tra Italia Nord – Austria, Italia Nord – Svizzera, Italia Nord – Francia, Italia Nord – Slovenia;
- Frontiera Balcani, inclusiva dei collegamenti tra Italia Centro Nord – Croazia, Italia Centro Sud – Montenegro, Italia Sud – Grecia;
- Frontiera Nord Africa, inclusiva del collegamento tra Italia Sicilia – Tunisia.

Per quanto attiene le sezioni interne il riferimento è il documento Terna “Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato – Rev. 23 del 05/12/2017” che contiene i valori dei limiti di scambio tra zone, mentre per il dettaglio delle linee elettriche di interconnessione con l'estero si rimanda all'Allegato A24⁶ del Codice di Rete. Rispetto a tale allegato, sono state apportate le seguenti modifiche a seguito dell'implementazione di quattro interventi di sviluppo del PdS 2018 già autorizzati e il cui completamento è previsto entro il 1 gennaio 2025:

- Frontiera Nord – incremento della capacità di scambio con il collegamento HVDC Italia – Francia (+1200 MW);
- Frontiera Nord – incremento della capacità di scambio con l'elettrodotto 132 kV Brennero – Steinach (+80 MW in export, +90 MW in import sulla Frontiera Nord);
- Frontiera Balcani – introduzione di una nuova sezione con la relativa capacità di scambio con il collegamento HVDC Italia – Montenegro (1° polo +600 MW);
- Sezione Sud – Centro Sud – incremento della capacità di scambio con l'elettrodotto 380 kV Deliceto – Bisaccia (+400 MW sulla sezione).

Il modello utilizzato ai fini delle simulazioni di rete “comprende tutti i livelli di tensione caratteristici della rete di trasmissione rilevante 380 e 220 kV. Sono modellizzati in dettaglio anche gli impianti di generazione termoelettrici convenzionali sui livelli di tensione caratteristici del trasformatore elevatore. La rete di distribuzione e la generazione rinnovabile ad essa connessa sono rappresentate mediante degli equivalenti al di sotto dei nodi relativi alle cabine primarie (carichi equivalenti e generatori equivalenti) ovvero fino al livello 132 kV. Non è inclusa la rete di distribuzione sottesa alle Cabine Primarie” (Allegato 1).

L'esperto esprime una valutazione positiva sullo sforzo di modellizzare il sistema di distribuzione con almeno dei generatori equivalenti ma ritiene che tutte queste informazioni dovrebbero essere immediatamente ricavabile dalla lettura del Rapporto.

6.4.2 Rete di riferimento internazionale

Ai fini delle simulazioni di mercato è stata utilizzata la rete europea (Fig. 8 del Rapporto) con lo stesso modello semplificato della rete fisica adottato in ambito Europeo ai fini del TYNDP2018. La rete è considerata fissa nello scenario simulato a meno delle modifiche apportate dall'aumento delle capacità di trasporto della rete nazionale e ai confini. Terna, su richiesta del valutatore, ha precisato che i confini Spagna-Italia, Irlanda-Francia e Gran Bretagna – Spagna non sono stati presi in considerazione (anche se visualizzati nella Fig. 8 del Rapporto) in quanto

⁴ Nelle simulazioni di mercato basate su modello bus-bar

⁵ Nelle simulazioni di rete basate su modelli dettagliati con le singole interconnessioni corredate dei parametri caratteristici

⁶ Consultabile sul sito istituzionale Terna all'indirizzo: <https://download.terna.it/terna/0000/1142/92.PDF>

la loro realizzazione, studiata a livello ENTSO-E, è totalmente antieconomica. La rete con il modello bus-bar è statica e si modifica ad ogni iterazione “nei valori dei limiti di scambio tra i nodi equivalenti alle sezioni/confini in dipendenza della capacità aggiuntiva risultante dall’ultima iterazione e comunque solo e soltanto per le sezioni interne di mercato ed i confini tra Italia ed i paesi confinanti/simulati” (Allegato 1).

Il valutatore, alla luce di recenti determinazioni in sede europea, invita a riconsiderare le decisioni in merito alla connessione Irlanda-Francia⁷.

7 Metodologia per la valutazione delle Capacità Obiettivo (Cap.5 del Rapporto)

La capacità obiettivo su una sezione/confine è “la capacità di trasporto addizionale che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali”. Lo scopo della metodologia sviluppata da Terna ed esposta nel Rapporto è “definire la capacità obiettivo per ciascuna sezione/confine, svincolandosi dai singoli interventi di sviluppo e **puntando verso un ottimo di sistema**”.

Nel seguito si descrivono brevemente i punti salienti della metodologia proposta esaminando la valutazione del costo marginale, del beneficio marginale e l’algoritmo euristico proposto per la determinazione della capacità obiettivo in ciascuna sezione/confine esaminato. Al termine della descrizione saranno presentate alcune considerazioni sulla metodologia e proposte alcune possibili azioni di miglioramento.

7.1 Valutazione dei costi marginali

La valutazione del costo marginale della capacità aggiuntiva è elemento cruciale per la determinazione della capacità obiettivo. Tale valutazione è soggetta a notevole aleatorietà specialmente in tutti quei casi in cui l’incremento di capacità è ottenuto mediante interventi non inclusi in piani di sviluppo di cui non è nemmeno definita con precisione la modalità realizzativa. Nel Rapporto sono correttamente richiamate le metodologie per la determinazione dei costi standard sviluppate in ACER che hanno portato a definire costi standard per tipici interventi di sviluppo infrastrutturale relativi al sistema di trasmissione. A livello nazionale esiste una metodologia per la determinazione dei costi standard per interventi non speciali approvata con Deliberazione ARERA 856/2017 che riporta il contenuto dell’Allegato A.74 al Codice di rete di Terna richiamato integralmente nel PdS 2018.

La metodologia per la determinazione dei costi marginali è differenziata per interventi ricompresi nei piani di sviluppo e interventi non presenti nei piani di sviluppo (Allegato 1):

- per i progetti già previsti nei Piani di Sviluppo⁸ su sezioni/confini che incrementano la capacità di scambio si è utilizzata la stima dei costi presente nell’ultima edizione del Piano di Sviluppo stesso;
- per la stima dei costi relativa ad interventi ulteriori rispetto a quelli già previsti nel Piano di Sviluppo, per ciascuna sezione/confine, si è tenuto in conto delle ultime stime di costo per i nuovi progetti previsti in Piano di Sviluppo e i costi di riferimento/standard anche riferendosi alla letteratura europea disponibile⁹.
- Per gli aumenti di capacità ai confini si è assunto che in assenza di ulteriori informazioni l’Italia si faccia carico del 50% del costo complessivo del progetto.

In particolare, per la definizione del costo marginale si considerano:

- i costi degli interventi, ovvero il costo stimato degli interventi presenti nel PdS 2018 o nel TYNDP 2018 rispetto all’incremento di capacità di trasporto (indicatore I21 dell’Analisi Costi-Benefici ACB 2.0) [8], [12] [19];

⁷ Consultabile in https://ec.europa.eu/ireland/news/530-million-euro-eu-grant-for-the-Celtic-Interconnector-signed_en

⁸ Il costo è valutato sulla base del reale stato di avanzamento degli interventi considerando effettivamente sostenuti e quelli stimati per le parti in via di sviluppo.

⁹ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/UIC%20Report%20-%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf

- i costi standard, ovvero costi standard di progetti per realizzare nuova capacità calcolati:
 - o per similitudine rispetto ad interventi analoghi presenti nel PdS 2018 (ad es. HVDC);
 - o riprendendo costi già affrontati per incrementare la capacità in una certa sezione/confine con una maggiorazione del 20% per considerare i maggiori oneri derivanti dalla saturazione dei corridoi infrastrutturali;
 - o applicando i costi in [20] con una maggiorazione del 20% sulla lunghezza per tener conto della saturazione dei corridoi infrastrutturali.

Il Rapporto descrive con l'ausilio della Tabella 4 e di un esempio di calcolo la procedura seguita per la determinazione dei costi marginali (definito come il rapporto fra costo e incremento di capacità) considerando gli incrementi di capacità di 500 MW per ai confini e di 400 MW per le sezioni.

Non è possibile comprendere dal Rapporto se i costi operativi siano o meno inclusi nello studio; in ogni caso nessun dato è fornito per comprendere l'incidenza dei costi operativi nel totale del costo.

Il valutatore rileva un errore materiale nei valori riportati nella Tabella 4 del Rapporto: nella formula relativa al calcolo del costo marginale per lo Step +800 MW, il termine $200/400$ deve essere moltiplicato per 1,12 e non per 1,10.

Il valutatore rileva una discordanza rispetto al PdS 2018 con riferimento all'investimento HVDC con la frontiera slovena (Progetto 200 – I) il cui il costo è compreso nell'intervallo 360-450 M€ con incremento di capacità atteso pari a 1000 MW. La scheda sintetica nel PdS 2018 divide l'intervento in due fasi: una in completamento al 2025 ed una con inizio al 2024 e termine oltre il 2025. Né il PdS 2018 né il TYNDP 2016 appaiono coerenti con i dati a Pag. 58 del Rapporto. L'applicazione della metodologia descritta applicata all'investimento 200-I dovrebbe attribuire un costo di 405 M€ (media fra 360 M€ e 450 M€), cui corrisponde un costo marginale pari a 0,405 M€/MW. Il valutatore ritiene necessario che Terna espliciti meglio le modalità di calcolo del costo marginale alla frontiera con la Slovenia non essendo possibile riottenere i risultati a partire dal PdS 2018.

Si osserva inoltre che nessuna considerazione è svolta in merito all'impatto sul risultato finale della sequenza utilizzata per la costruzione della curva dei costi marginali. A titolo esemplificativo se, con riferimento all'esempio in Tabella 4, si potesse realizzare il primo gradino di incremento con l'impianto HVDC, allo Step +400 MW corrisponderebbe un costo marginale pari a 1,1 invece di 0,4 ed è evidente che questa scelta avrebbe un impatto notevole sulle fasi successive. Certamente in molti casi non esistono gradi libertà in quanto l'incremento di capacità è ottenuto prioritariamente con gli investimenti presenti nel PdS 2018 seguendo la dinamica di entrata in servizio attesa, ma esistono casi in cui l'ordine degli investimenti può essere scelto dal pianificatore e questa scelta può influenzare il risultato finale.

Il valutatore raccomanda nelle stesure successive del Rapporto di descrivere con maggior dettaglio l'euristica adottata per costruire la sequenza dei costi marginali e di fornire un'indicazione quantitativa dell'impatto sui risultati finali.

7.2 Valutazione del beneficio marginale

I benefici che concorrono alla stima del beneficio marginale nel Rapporto sono schematicamente riportati nella Figura 4.

| Delibera 627 e PdS '18 | | Ai fini applicazione a metodologia per identificare capacità obiettivo | | | |
|------------------------|------------------------------------|--|---------------|-------------------|--|
| | | mag '18 | consultazione | Set '18 | Riscontro post consultazione |
| B1 | Social Economic Welfare | SI | SI | SI | |
| B2 | Riduzione perdite rete | NO | NO | NO | |
| B3 | Riduzione rischio ENF | SI | SI | SI (VRE) | |
| B4 | Riduzione oneri UEES | NO | valutare | NO | <i>tipicamente catturato a livello intrazonale</i> |
| B5 | Integrazione rinnovabili | SI | SI | SI (VRE) | |
| B6 | Investimenti evitati RTN | NO | NO | NO | |
| B7 | Riduzione/aumento costi MSD | SI | SI | SI (MSDn nel VRE) | |
| B13 | Incremento resilienza | NO | valutare | NO | <i>metodologia differente basata sui TR, non catturabile</i> |
| B18 | Riduzione emissioni CO2 | NO | valutare | SI | <i>incluso</i> |
| B19 | Riduzione altre emissioni | NO | valutare | SI | <i>incluso</i> |

Figura 4 – Categorie di benefici di cui al PdS 2018 inclusi nella metodologia per la ricerca delle capacità obiettivo (Figura 14, Rapporto)

I benefici considerati nello studio sono un sottoinsieme di quelli previsti nella Allegato A alla Deliberazione 627/16. Il processo di valutazione dei benefici è articolato in diverse fasi. La prima fase è relativa alla valutazione del beneficio B1 mediante simulazioni di mercato realizzate con il software PROMED.

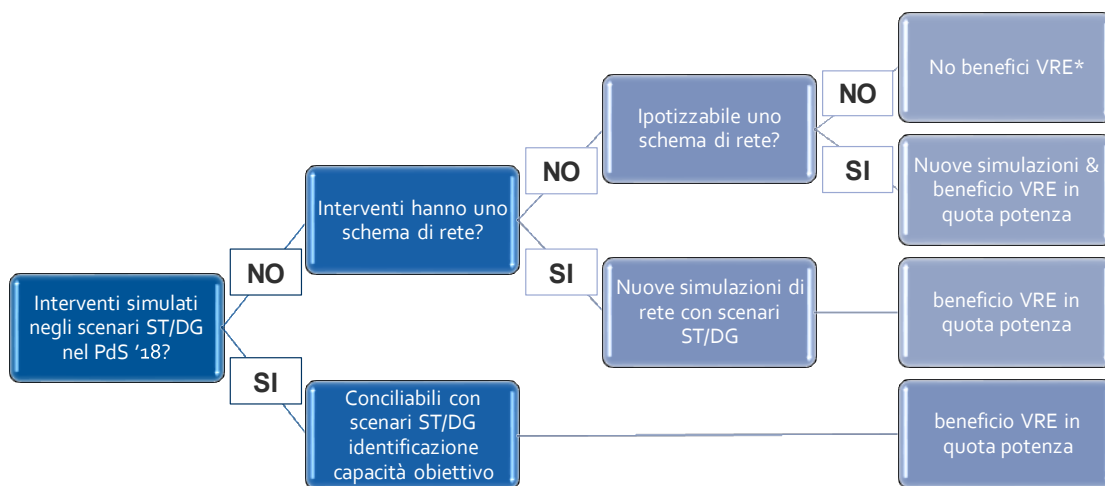
PROMED è un programma di *unit commitment* che individua la soluzione a costo minimo considerando i costi associati al combustibile utilizzato dai gruppi termoelettrici, i costi associati alle emissioni di CO₂ e di altri inquinanti (dipendenti dallo scenario), i vincoli tecnici delle unità, le strategie di offerta, i limiti di transito tra le sezioni ed il fabbisogno di energia previsto (sempre funzione dello scenario adottato) [21]. PROMED agisce sostanzialmente come una borsa dell'energia elettrica, determinando ora per ora un ordine di merito economico dei gruppi termici sulla base dei rispettivi prezzi di offerta (costi + bid-up) e quindi i corrispondenti prezzi marginali orari di mercato.

Con riferimento alle simulazioni per il beneficio B7 relativo alla riduzione/incremento dei costi in MSD, si utilizzano i programmi di simulazione GRARE e MODIS:

- GRARE, basato su modello di rete (MSD nodale), con simulazioni probabilistiche, valuta le movimentazioni ai fini della risoluzione di congestioni intrazonali;
- MODIS, basato su modello zonale (MSD zonale), valuta le movimentazioni ai fini della risoluzione di congestioni, approvvigionamento dei margini di riserva, tenendo anche conto di vincoli di *must-run* delle unità termoelettriche e dei vincoli di esercizio a rete integra dove e quando presenti.

Gli strumenti per le simulazioni MSD zonale sono utilizzati per simulare il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e bilanciamento (MB) su orizzonte annuale con dettaglio orario valutando, con criteri di economicità e nel rispetto dei vincoli tecnici delle unità di generazione abilitate, le azioni necessarie per il soddisfacimento dei vincoli di bilanciamento e di esercizio in sicurezza del sistema elettrico. Gli strumenti per le simulazioni MSD nodale includono nel modello la produzione rinnovabile. Il livello di produzione in una specifica simulazione è selezionato con metodo Montecarlo. Le fonti rinnovabili hanno priorità di dispacciamento e si genera *overgeneration* nell'ipotesi in cui le risorse a disposizione non sono in grado di ripristinare, minimizzando il costo totale di sistema, i vincoli di corrente e le condizioni di sicurezza (Allegato 1).

Il calcolo dei benefici che portano alla riduzione dei Vincoli di REte (VRE) non è eseguito quando all'incremento di capacità non è possibile associare uno schema di rete che permetta di eseguire le simulazioni necessarie (Figura 5).



* Non inclusi i benefici VRE degli interconnector L.99/09 e/o Merchant Line, VRE salvo i casi in cui non siano stati calcolati nel PdS '18

Figura 5 – Criteri per il calcolo dei benefici VRE (Vincoli Rete Elettrica)

L'esperto concorda con la scelta di Terna di allargare il campo dei benefici anche alla riduzione dei VRE e di considerare il beneficio B7 forma zonale e nodale. Tale scelta è in linea con la posizione degli stakeholder ed è giustificata dal peso crescente del costo per servizi di dispacciamento e bilanciamento evidenziato nel Rapporto.

Con riferimento alle movimentazioni simulate nel MSD/MB, si rileva che esse sono perfettamente congruenti con il modello attuale di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento ma che esistono dubbi sul fatto che i programmi di calcolo impiegati, e prima ancora i modelli usati, possano descrivere compiutamente la condizione del sistema elettrico al 2030, che sarà caratterizzato da una considerevole offerta di servizi proveniente da risorse energetiche connesse al sistema di distribuzione.

Il Rapporto dovrebbe innanzitutto chiarire come il sistema di distribuzione è considerato nella fornitura di servizi in MSD/MB; allo stato attuale tale informazione non è fornita e le integrazioni allegate si limitano a parlare di generatori equivalenti senza specificare come essi entrino nella valutazione del beneficio.

A parere dell'esperto è necessario che nelle future versioni del Rapporto sia data piena evidenza delle modalità con cui il sistema di distribuzione è modellizzato come possibile fornitore di servizi in MSD e MB ai fini della valutazione del beneficio marginale associato agli investimenti in capacità di trasporto interzonale e di confine (ad esempio si potrebbero fornire dettagli sulla modalità di simulazione insieme a prezzi, quantità, modelli di attivazione e approvvigionamento della flessibilità, ecc.).

Il valutatore rileva che nel Rapporto la descrizione degli strumenti di simulazione è estremamente stringata, sostanzialmente limitata alle poche informazioni in Allegato 2. Gran parte delle informazioni di dettaglio sono state infatti ottenute a seguito della richiesta di integrazioni di cui all'Allegato 1 della presente relazione. Pur comprendendo che gli strumenti di simulazione utilizzati sono in larga misura già in uso presso Terna e consolidati da molteplici applicazioni in contesti nazionali e internazionali, è necessario che il Rapporto abbia una sezione dedicata agli strumenti di simulazione con una chiara identificazione dei parametri di corretto impiego e dei limiti operativi. Sarebbe anche auspicabile che la scelta degli strumenti di simulazione discendesse da una disamina degli applicativi disponibili sul mercato con una motivata analisi dei costi e dei benefici delle diverse opzioni. Alcuni software commerciali, ad esempio PLEXOS, nella descrizione delle specifiche tecniche, dichiarano di poter effettuare la scelta ottima degli investimenti nella pianificazione di lungo termine e di avere integrato a tal fine motori di ottimizzazione basati su sofisticati algoritmi a variabili miste intere (CPLEX) che potrebbero essere usati per la individuazione delle capacità obiettivo senza dover necessariamente ricorrere all'euristica sviluppata nel Rapporto.

Il valutatore ritiene accettabile l'uso degli strumenti proposti da Terna ma, osservando che esistono oggi strumenti potenzialmente in grado di poter eseguire ottimizzazioni di investimenti nel sistema energetico integrando simulatori di mercato e strumenti di ottimizzazione, suggerisce che nelle successive versioni del Rapporto sia aggiunta una sezione che giustifichi le scelte con esempi di applicazione e dati di tipo quantitativo sui criteri di scelta (ad esempio taglia dei problemi gestibili, tempi di elaborazione, integrazione con database aziendali, costi per nuove licenze, formazione degli operatori, ecc.).

7.2.1 Fasi del calcolo del beneficio marginale

Il processo di calcolo si sviluppa nelle seguenti fasi:

Fase 1 – Valutazione dei benefici B1 e B7z¹⁰ rispetto al caso base mediante applicazione di:

- TOOT¹¹, per tutti i progetti la cui entrata in servizio è antecedente al 2025. Nelle simulazioni TOOT il valore della capacità di scambio è pari al valore I21 riportato nel PdS 2018
- PINT¹², per considerare incrementi contestuali e/o consecutivi della capacità tra una o più sezioni/confini di rete.

Fase 2 – Determinazione della curva iniziale del beneficio per ciascuno scenario e per ciascuna sezione. Ogni iterazione in esito alle simulazioni di mercato, restituisce il beneficio annuale sui due scenari ST e DG, beneficio 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 (Scenario ST e Scenario DG).

Fase 3 - Calcolo dei benefici sui costi MSDz in cui sono condotte simulazioni per la valutazione del MSD zonale ai fini di determinare i benefici introdotti dalla capacità di trasporto addizionale.

Fase 4 - Analisi di rete per stimare con maggiore dettaglio i benefici correlati ad un incremento di capacità di scambio tra sezione e confini in termini di riduzione dei Vincoli di Rete (VRE). In tale contesto, si definisce il beneficio VRE come la somma delle seguenti categorie di beneficio: rischio Energia non Fornita (B3), integrazione rinnovabile (B5) e MSDn a livello nodale⁸ (B7).

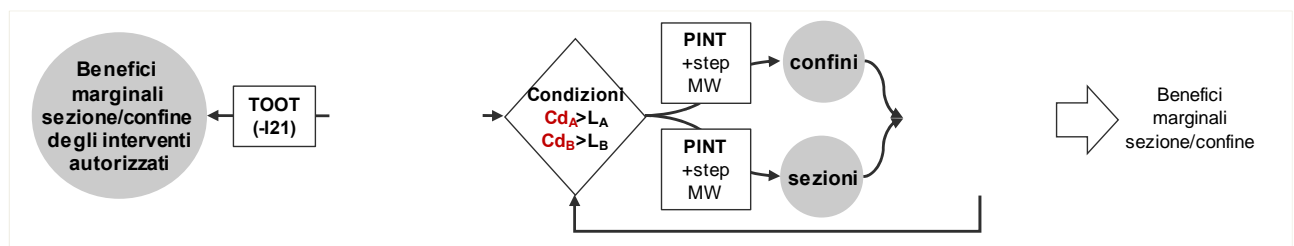


Figura 6 – Diagramma di flusso esemplificativo della procedura

La Figura 6 illustra il diagramma di flusso della procedura. Costruita la rete di minimo sviluppo, si esegue il calcolo di due indicatori Cd_A e Cd_B . Cd_A è pari al rapporto tra la media dei valori assoluti dei differenziali orari di prezzo dPz (€/MWh) ed il costo marginale (M€/MW) per incremento unitario di capacità in ciascuna sezione/confine; Cd_B è pari al numero di ore di congestione totali (h) per ciascuna sezione/confine. La procedura PINT su un confine/sezione è attivata solamente se uno degli indicatori supera una soglia predeterminata (rispettivamente L_A

¹⁰ Quota parte del beneficio B7 calcolata a livello zonale.

¹¹ Take Out One at the Time

¹² Put In One at the Time

e L_B).

Il valore delle due soglie L_A e L_B impatta sull'intera evoluzione dell'algoritmo. A soglie più piccole corrispondono un maggior numero di iterazioni a favore della qualità della soluzione, mentre a soglie larghe in generale corrisponderà un numero inferiore di soluzioni. Le soglie L_A ed L_B vengono scelte empiricamente in modo tale da ottenere convergenza in un numero di iterazioni congrue come spiegato in Allegato 1. La soglia L_A è definita ad ogni iterazione per tenere conto del progressivo abbassamento del differenziale di prezzo dovuto all'aumento delle interconnessioni tra sezioni/confini ed è diversa per le frontiere con l'estero (caratterizzate da valori di differenziale di prezzo tipicamente più elevati) rispetto alle sezioni interne. Nello studio non è mai stato necessario il ricorso alla condizione B (numero di ore di congestione) e per questo motivo il Rapporto non fornisce valori per L_B come spiegato nell'Allegato 1. Terna in Allegato 1 riconosce che tali soglie svolgono un ruolo cruciale nell'ottimizzazione in quanto "la scelta di una soglia alta implica l'inutilità di una iterazione perché non verrebbe attivato alcun gradino, mentre la scelta di una soglia bassa attiverebbe un numero elevato di gradini senza alcuna selezione".

L'esperto concorda con Terna sul fatto che l'euristica sviluppata per limitare il numero di gradini da esaminare è indubbiamente influenzata dalla scelta di tali parametri di soglia e raccomanda pertanto che nelle future versioni del Rapporto, qualora sia confermato tale approccio, sia data una maggiore visibilità ai criteri che portano alla definizione delle soglie di accettazione e sia fornita un'analisi di sensitività in merito all'impatto che tale parametro può avere sulla qualità finale della soluzione e sui tempi di elaborazione della procedura.

Considerazioni analoghe possono essere fatte per i gradini di incremento delle capacità ad ogni iterazione, convenzionalmente stabiliti in 500 MW e 400 MW rispettivamente per i confini e per le connessioni interzonali. Terna, in risposta alla richiesta di integrazioni dell'esperto, risponde che i gradini sono considerati adeguati allo scopo delle analisi svolte, in quanto valori rappresentativi di un numero significativo dei nuovi progetti di interconnessione/sviluppo. Ed è confortata in questa scelta, dal fatto che in fase di consultazione e condivisione della metodologia e dei risultati finali non sono emerse obiezioni significative da parte degli operatori su questo aspetto. Terna sottolinea inoltre la correlazione fra la riduzione del gradino e i maggiori tempi di elaborazione, la cui crescita non è giudicata in linea con lo scopo del Rapporto, e ribadisce che la metodologia proposta riesce comunque a stimare la capacità obiettivo approssimata alle centinaia di MW. L'arrotondamento alle centinaia di 100 MW è ritenuto congruo da Terna in quanto buon compromesso tra considerazioni teoriche e la pratica legata alla realizzazione dei progetti di sviluppo nel sistema di trasmissione.

L'esperto osserva che lo scopo della metodologia descritta nel Rapporto è trovare le capacità obiettivo e non simulare esattamente quello che accade nella realtà dell'esecuzione dei progetti. Si può quindi pensare di raggiungere l'ottimo di sistema attraverso passi di interazione piccoli senza ledere l'obiettivo pratico dello studio. Anche in questo caso è necessario trovare un compromesso tra tempi di elaborazione, oneri computazionali e qualità della soluzione. A tal proposito si evidenzia che nel Rapporto manca qualunque riferimento all'onere computazionale ed ai tempi di elaborazione necessari per il raggiungimento della soluzione. L'esperto sottolinea l'importanza di fornire informazioni in merito a onere computazionale ed ai sistemi informatici impiegati per la soluzione e tempi di elaborazione delle diverse fasi del processo. Raccomanda inoltre che ogni euristica adottata sia compiutamente giustificata, possibilmente con indicazioni di tipo quantitativo e di sensitività. Ad esempio, l'influenza della scelta dei gradini di incremento della capacità di trasporto sulla qualità della soluzione potrebbe essere misurata provando ad applicare la metodologia con gradini più ampi per una prima valutazione sulla stabilità della soluzione senza aggravio sui tempi di elaborazione.

L'esperto raccomanda inoltre che il Rapporto contenga tutte le informazioni necessarie a ricostruire il processo; ad esempio, con riferimento ai parametri C_A e C_B che guidano l'ottimizzazione, dovrebbero essere forniti i valori che concorrono al loro calcolo per ogni iterazione.

Infine, si invita a prestare attenzione alla notazione utilizzata: C_A e C_b sono variabili e dipendono dalla sezione e dalla

Tabella 2 - Esempio di calcolo della capacità obiettivo alla sezione Confine Nord – Scenario DG

| DG 2030 | IT. 0 - TOOT | | IT. 1 - PINT | | IT. 2 - PINT | | IT. 3 - PINT | | IT. 4 - PINT | | IT. 5 - PINT | | IT. 6 - PINT | | Σ step B/C >1 | ult. step* ult. B/C | Capacità |
|---------|--------------|-------|--------------|------|--------------|------|--------------|------|--------------|------|--------------|------|--------------|------|---------------|------------------------|----------|
| Sezioni | Cap [MW] | B/C | Cap [MW] | B/C | Cap [MW] | B/C | Cap [MW] | B/C | Cap [MW] | B/C | Cap [MW] | B/C | Cap [MW] | B/C | | | |
| IT-AT | 100 | 10,79 | 500 | 8,67 | 1000 | 7,15 | 1500 | 5,86 | 2000 | 0,99 | 2000 | 0,94 | 2000 | 0,42 | 1600 | 210 | 1810 |
| IT-CH | | | 500 | 4,56 | 1000 | 2,37 | 1500 | 0,56 | 1500 | 0,99 | 1500 | 1,28 | 2000 | 0,38 | 1500 | 190 | 1690 |
| IT-FR | 1200 | 3,45 | 500 | 2,49 | 1000 | 1,37 | 1500 | 0,88 | 1500 | 1,23 | 2000 | 0,62 | | | 2700 | 310 | 3010 |
| IT-SI | | | 500 | 3,19 | 1000 | 1,42 | 1500 | 0,99 | 1500 | 0,94 | 1500 | 0,67 | | | 1000 | 335 | 1335 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | totale | 7845 |

La capacità obiettivo è data dalla somma delle capacità per investimenti attesi in servizio al 2025 e presenti nel PdS 2018 (TOOT, iterazione 0), dalla somma dei gradini di intervento con rapporto B/C maggiore di uno (PINT) e dalla quantità residuale ottenuta per intersezione delle curve di costo marginale e di beneficio marginale ovvero moltiplicando l'ultimo gradino di incremento per il rapporto B/C. La moltiplicazione per il rapporto B/C dell'ultimo gradino serve in sostanza per ricavare, adottando una approssimazione lineare a tratti delle curve che esprimono l'andamento del beneficio e del costo marginale, il livello di capacità aggiuntiva per il quale si suppone avvenga lo scambio fra efficienza e non efficienza dell'investimento. L'esperto rileva che, non essendo conosciuto l'effettivo andamento delle funzioni beneficio e costo marginale, l'approssimazione introdotta non è nota a priori e suggerisce quindi di evidenziare anche il valore della capacità obiettivo ottenuta dall'algoritmo di identificazione senza l'aggiunta della quota parte derivante dall'ultimo gradino (questa informazione è già presente nelle Tabelle del Rapporto, ma potrebbe essere utile averla facilmente visibile in una tabella di sintesi). Ad esempio, nel caso della Frontiera Nord il peso dei resti è pari a 1.000 MW su 6.300 MW, ovvero le quote attribuite all'ultimo gradino fanno incrementare complessivamente del 23,8 % il risultato dell'algoritmo. Si tratta di un incremento significativo, soprattutto se si considera la non conoscenza del livello di approssimazione introdotto che è bene sia immediatamente osservabile.

Si rileva che nel Rapporto è presente, con riferimento a questa sezione, un errore materiale. La capacità obiettivo alla Frontiera Nord non è, contrariamente a quanto scritto nel Rapporto, 7.300 MW ma 7.800 MW (approssimata al centinaio inferiore) come confermato dalla risposta di Terna in Allegato 1.

9 Individuazione della capacità obiettivo (Cap. 7 del Rapporto)

L'esperto ritiene condivisibili le ragioni che hanno portato Terna all'accorpamento in Confine Nord, Confine Est e Confine N. Africa delle connessioni transfrontaliere. L'accorpamento è in generale giustificato da valori di differenziale di prezzo e numero di ore congestione omogenei per confine, con la sola eccezione alla frontiera Italia-Francia nello scenario DG che ha un differenziale di prezzo molto diverso dalla media delle altre connessioni.

L'esperto ritiene di condividere le scelte di Terna in merito alla definizione delle sezioni di rete significative, come da Art. 3 della deliberazione 884/2017/R/EEL, con particolare riferimento al fatto di non considerare fra le sezioni significative quella fra la Sicilia e la Sardegna, sebbene su questo punto alcuni operatori abbiano posto quesiti e contestato la scelta.

Terna ha riposto in sede di consultazione pubblica (si vedano a tal proposito le pagine 96-97 del Rapporto) in merito alla scelta di non ritenere significativa la sezione Sicilia – Sardegna con considerazioni che possono essere riassunte nel modo seguente.

- Il collegamento fra due nodi deboli del sistema senza ulteriori investimenti non porterebbe benefici in grado di giustificare l'investimento senza la chiusura verso la penisola;
- È prioritario, in considerazione della debolezza strutturale dei due sistemi elettrici isolani, rinforzare la connessione di tali sistemi al Continente soprattutto in vista del concretizzarsi degli obiettivi di decarbonizzazione (incremento della capacità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili e probabile *decommissioning* di parte della capacità di generazione termica);

- La necessità di collegare con il Continente la Sardegna, ed in particolare la sua parte meridionale, richiede il passaggio in prossimità delle coste siciliane a causa della batimetria dei fondali. Per questo motivo è stata ipotizzata la realizzazione di un collegamento tri-terminale Continente – Sicilia – Sardegna che alle prime analisi è più economico rispetto alla realizzazione di due distinti collegamenti Continente – Sicilia e Continente – Sardegna.

Terna su richiesta dell'esperto ha integrato la risposta con valutazioni di carattere quantitativo che dimostrano lo scarso impatto della sezione sul sistema nazionale. La Figura 9 illustra uno schema di connessione conforme all'esito del Rapporto che prevede un incremento della capacità di trasporto pari a 500 MW alla sezione ITASA-ITACS e ITASI-ITCS e una possibile variazione dello schema, in cui si considera una connessione di 500 MW fra Sicilia e Sardegna. Le simulazioni effettuate da Terna mostrano che le due configurazioni esaminate danno luogo ad una distribuzione dei flussi e del numero di ore di congestione pressoché equivalenti. La scelta di non considerare una sezione interzonale fra Sardegna e Sicilia, ma di aggiungere le due sezioni ITSar-IT e ITSic-IT e di non aggiungere una sezione ITSar-ITSic non sembra alterare significativamente i risultati finali sul sistema nazionale ed è coerente con il fatto che una connessione con una zona richiede informazioni di dettaglio che sono proprie di un progetto a piano di sviluppo (Fig. 10).

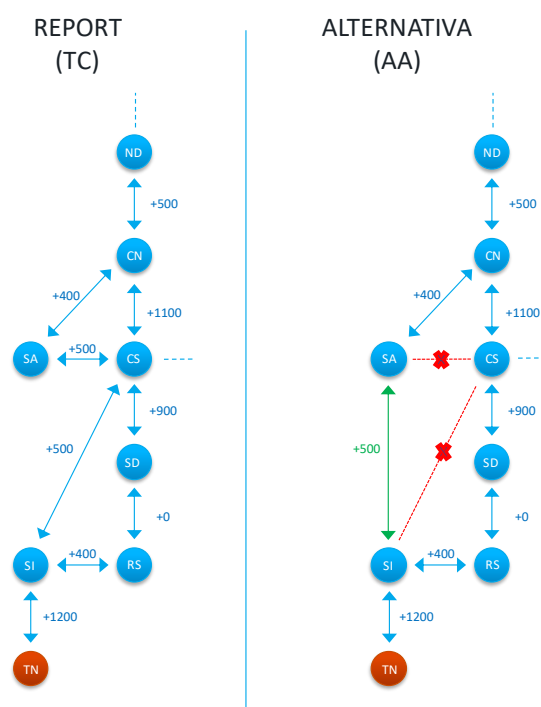


Figura 9 - Schemi dei valori di scambio conformi ai risultati del Rapporto nel caso in cui fosse stata considerata la sezione Sicilia – Sardegna (Allegato 1).

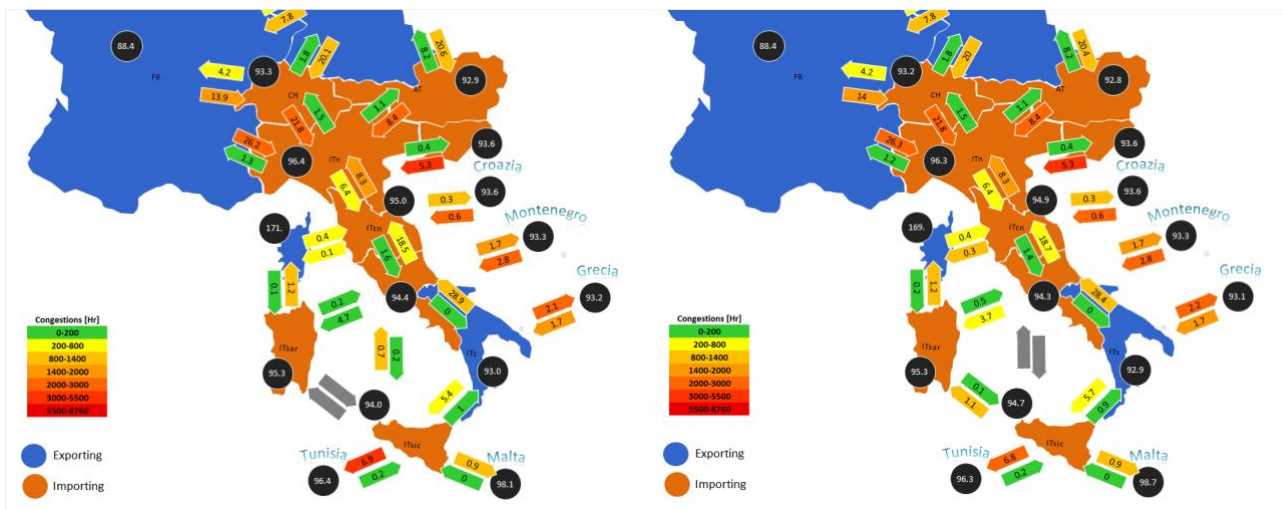


Figura 10 – Flussi di energia tra sezioni/confini secondo lo schema proposto dal Rapporto e quello alternativo con la presenza della connessione (Allegato 1).

9.1 Considerazioni generali sulla metodologia per l'individuazione della capacità obiettivo

Il Rapporto individua per ogni sezione significativa e per i due scenari ST2030 e DG2030 la capacità obiettivo. Al fine di giungere ad un unico valore di capacità obiettivo si applica la tecnica del *least regret* che permette di scegliere il valore della capacità obiettivo che minimizza il rischio in scenari avversi. L'esperto considera molto positivamente la scelta di usare la tecnica di *least regret*. Si osserva peraltro che, grazie all'applicazione di tale tecnica, emerge immediatamente che l'algoritmo proposto non conduce a un ottimo di sistema.

Nella sezione 5.1 – Criteri generali, il Rapporto definisce la capacità obiettivo come “la capacità di trasporto addizionale che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali”. Nella medesima sezione sono sinteticamente spiegate le principali differenze fra ACB 2.0 e Identificazione delle Capacità Obiettivo. In particolare, nel definire con apprezzabile precisione, le differenze fra le due metodologie e lo scopo della ACB 2.0, come dettato dalle deliberazioni dell'Autorità, Terna scrive che “L'approccio utilizzato nel presente documento, invece, ha lo scopo di definire la capacità obiettivo per ciascuna sezione/confine, svincolandosi dai singoli interventi di sviluppo e **puntando verso un ottimo di sistema**”.

Nonostante le premesse, la procedura sviluppata nel Rapporto non è in grado di trovare un ottimo di sistema per il modo in cui lo spazio delle soluzioni è esplorato. L'algoritmo iterativo proposto non esegue un'ottimizzazione, anche se è in grado di riportare il differenziale di prezzo e le ore di congestione entro una soglia prefissata. Questo fatto è dimostrabile teoricamente analizzando il flusso logico della procedura proposta o osservando quanto appare dai dati esposti a pag. 45 del Rapporto per spiegare la metodologia del *least regret*. Definite Opzione 1 e Opzione 2 le soluzioni ottimali proposte dall'algoritmo per l'individuazione delle capacità obiettivo, rispettivamente per gli scenari ST 2030 e DG 2030, esse vengono valutate usando come metrica il beneficio netto, ovvero la differenza fra il beneficio complessivamente conseguito e il costo sostenuto per conseguirlo. Al fine di completare la tabella del *regret*, le due Opzioni sono valutate oltre che nello scenario che le ha generate anche nell'altro scenario. Il risultato di queste verifiche incrociate mostra che Opzione 1 applicata nello scenario DG 2030 è caratterizzata da un beneficio netto superiore al beneficio netto di Opzione 2 applicata al medesimo scenario ovvero, “nello scenario DG 2030 l'Opzione 1 presenta un beneficio netto maggiore rispetto all'Opzione 2”. Per questi motivi la tabella del *regret* a pag. 45 del Rapporto ha una intera colonna di zeri¹³. Il problema evidentemente è che se l'Opzione 1 è la

¹³ La tecnica del *Least Regret* applicata al confronto di soluzioni prodotte da ottimizzatori applicati in scenari differenti, indicate con O1 ... On le soluzioni ottime trovate rispettivamente negli Scenari S1 Sn, il Regret Rii (ovvero il *regret* di applicare la soluzione ottima nello

soluzione migliore per DG2030 allora l' algoritmo di ottimizzazione avrebbe dovuto trovarla e non si sarebbe dovuto avere due opzioni.

L'algoritmo euristico non è stato in grado di individuare l'ottimo di sistema per lo Scenario DG 2030 e questo pone dubbi sulla validità complessiva dell'algoritmo euristico costruito, che è in grado di determinare capacità obiettivo che conducono i differenziali di prezzo nel sistema entro valori contenuti, ma non **"punta ad un ottimo di sistema"** se la metrica è quella del beneficio netto. L'ottimo non viene raggiunto perché la metodologia proposta è basata su un'euristica che esplora lo spazio delle soluzioni in modo limitato a vantaggio della rapidità di convergenza e non considera la massimizzazione del beneficio netto come obiettivo da raggiungere. La metodologia proposta nel Rapporto non esegue una vera ottimizzazione: essa cerca di ricondurre Cd_A e Cd_B sotto una soglia di riferimento adottando soluzioni che, introdotte singolarmente, danno un rapporto B/C maggiore dell'unità. La soluzione così ottenuta senza dubbio contribuisce a ridurre i differenziali di prezzo e le congestioni, garantendo benefici superiori ai costi nel periodo esaminato, ma non può essere definita ottima con riferimento, ad esempio, al beneficio netto. Non è in discussione la validità dell'approccio, né l'idea di sviluppare una procedura euristica per risolvere il problema. Molti problemi ingegneristici sono risolti con euristiche e metodi iterativi che, pur non garantendo di trovare l'ottimo del problema, permettono di raggiungere soluzioni sub-ottime ingegneristicamente accettabili ma è necessario chiarire prima i termini del problema, valutare il grado di accuratezza richiesto e stimare se l'euristica proposta è in grado di dare i risultati attesi. Terna, nella risposta alla richiesta di integrazioni, "ritiene adeguato adottare una metodologia che, pur svincolandosi da un rigoroso algoritmo di ottimizzazione, riesce comunque ad investigare simultaneamente tutte le sezioni, adottando soglie di attivazione dei PINT scelte in modo empirico per ottenere un numero di iterazioni congrue e realizzando incrementi di capacità che presentano un beneficio marginale superiore al costo marginale sulla base di tutte le informazioni disponibili. Si deve tener presente – ed in particolare condividiamo la trattazione espressa dall'esperto – che un algoritmo di ottimizzazione non sarebbe omogeneo con la natura delle opere di trasmissione che devono raggiungere determinati valori di capacità obiettivo. L'approccio quindi è stato valutato come un livello di ricerca di un ottimo economico piuttosto che l'ottimo assoluto. La ricerca di un ottimo assoluto genererebbe un'instabilità dello stesso in ragione della necessità di tradurlo in opere fisiche."

L'esperto verificatore concorda con Terna, cui riconosce il merito di aver sviluppato una metodologia che non ha eguali a livello internazionale. Tuttavia, è necessario che nel Rapporto siano quanto meno fornite informazioni sui limiti di validità delle ipotesi adottate per valutare la distanza fra la soluzione ottenuta e l'ottimo di sistema ed eventualmente apportare correttivi alla procedura.

L'esperto, consapevole della complessità del lavoro e dei tempi incompatibili con la necessità di predisporre a breve un nuovo piano di sviluppo delle capacità obiettivo, suggerisce che sia definito e avviato un processo di R&D con obiettivi di medio termine finalizzato al miglioramento della procedura e al rafforzamento della sua consistenza scientifica e nel frattempo sia mantenuto e usato l'impianto attualmente disponibile migliorato con i suggerimenti della presente relazione. L'oggetto di tale ricerca potrebbe essere lo studio e l'implementazione di algoritmi di ottimizzazione che garantiscano la convergenza della soluzione verso ottimi o sub-ottimi, la valutazione quantitativa dei margini di miglioramento della procedura euristica descritta nel Rapporto e la taratura su basi analitiche dei principali parametri. A titolo puramente indicativo si potrebbero verificare l'applicabilità di algoritmi meta-euristici tipo *taboo search*¹⁴ o di tipo evolutivo che potrebbero essere utilizzati mantenendo gran parte

scenario che l'ha generata) deve essere uguale a zero per definizione di ottimo (si veda in proposito Carpinelli G, Celli G, Pilo F., Russo A (2003). *Embedded generation planning under uncertainty including power quality issues*. EUROPEAN TRANSACTIONS ON ELECTRICAL POWER, vol. 13, p. 381-389, ISSN: 1430-144X, doi:10.1002/etep.4450130607).

¹⁴ Fred Glover (1986). "Future Paths for Integer Programming and Links to Artificial Intelligence". Computers and Operations Research. 13

dell'impianto sviluppato e che sono naturalmente strutturati per lavorare con numeri interi e quantità discrete il cui uso è necessario per dare concretezza ingegneristica alle soluzioni trovate. Potrebbe anche essere esplorata una formulazione mediante ottimizzazione dinamica che sembra particolarmente congeniale al problema vista la formulazione usata. L'uso di algoritmi in grado di esplorare in modo più completo lo spazio delle soluzioni potrebbe anche evitare il ricorso all'approccio PINT e TOOT. Il metodo PINT (e TOOT), applicato a livello internazionale per la valutazione costi/benefici degli investimenti nel sistema di trasmissione, permette il confronto fra diversi investimenti (*investment appraisal*). Pur essendo un approccio proposto da ENTSO-E, PINT (TOOT) fa perdere gli effetti di mutua influenza fra investimenti destinati all'incremento della capacità di trasporto. L'esperto osserva che non è stato fornito alcun elemento che giustifichi nel contesto delle capacità obiettivo l'applicazione di PINT e TOOT se non il fatto che essi sono utilizzati per la ACB in ENTSO-E e da TERNA per ACB 2.0.

L'esperto, apprezzando l'ottimo lavoro svolto per raggiungere le capacità obiettivo con un algoritmo di calcolo che unisce rigore metodologico a giuste considerazioni di carattere ingegneristico, raccomanda di avviare fin da subito una ricognizione della letteratura scientifica e dello stato dell'arte, che oggi mette a disposizione varie tecniche di ottimizzazione a numeri misto-interi che possono essere usate per la soluzione del problema in esame.

Terna calcola il beneficio netto totale (cash flow) in 25 anni con un tasso di attualizzazione pari al 4% assumendo che il beneficio all'anno 2030 resti costante nel periodo in linea con quanto previsto dall'Allegato A della deliberazione n. 627/16; calcola quindi il beneficio totale netto assumendo come anno di studio il 2025, interpolando linearmente il beneficio negli anni 2025-2030 e mantenendo costante il beneficio dal 2030 (anche in questo caso l'approccio ricalca quanto previsto dal citato Allegato A). La conclusione del Rapporto è che vista la variazione sempre inferiore al 10% dei benefici totali netti riferiti al 2025 e 2030, le capacità obiettivo ottenute con il calcolo del beneficio al 2030 sono sufficientemente robuste al 2025.

L'esperto condivide le conclusioni che validano le decisioni assunte il merito all'anno iniziale ma osserva che un'analisi di sensitività rispetto alle principali incertezze del modello è necessaria e invita Terna a considerare il ruolo delle incertezze nella determinazione delle capacità obiettivo.

10 Rilievi, segnalazioni e raccomandazioni

10.1 Rilievi

- Si rileva la non completezza della bibliografia particolarmente sui documenti sui dati di ingresso dell'algoritmo e gli scenari esaminati.
- Si rileva la presenza di errori editoriali che fanno perdere informazioni essenziali per la comprensione dei risultati della procedura (ad es. le Tabelle in Allegato 4 del Rapporto hanno i valori di L_A e L_B non leggibili).
- Si rileva un errore materiale nei valori riportati nella Tabella 4 del Rapporto nella formula relativa al calcolo del costo marginale per lo Step +800 MW, il termine 200/400 deve essere moltiplicato per 1,12 e non per 1,10.
- Si rileva una discordanza fra i costi di intervento e l'incremento di capacità di trasporto per il progetto 200-I (HVDC Italia-Slovenia) e quelli al PdS 2018 e TYNDP 2018 (TYNDP 2016) ai fini del costo marginale.
- Si rileva un errore materiale nella Capacità Obiettivo - Frontiera Nord che è pari a 7800 MW e non 7300 MW come riportato in Figura 22 pag. 44.
- Si rileva che non tutte le figure e le tabelle sono citate e commentate nel testo, l'assenza dei richiami

bibliografici nel testo e in alcuni parti una forma testuale libera e troppo stringata.

10.2 Raccomandazioni a Terna

L'esperto formula le seguenti raccomandazioni ai fini delle future versioni del Rapporto:

- Fornire una descrizione degli scenari adottati con informazioni dettagliati su prezzi e modelli di scenario (ad esempio le commodities);
- Migliorare il livello di modellizzazione del sistema di distribuzione e la sua inclusione nei modelli di mercato e di simulazione nodale;
- Fornire una bibliografia adeguata e indicazioni delle fonti documentali da cui sia possibile ricavare i dati di ingresso alla metodologia;
- Descrivere in modo dettagliato l'euristica per la determinazione del costo marginale degli investimenti;
- Fornire indicazioni quantitative sull'impatto della procedura di calcolo dei costi marginali sulla qualità della soluzione;
- Includere nello studio analisi di sensitività a valle di una stima del livello di incertezza;
- Dettagliare i costi separando i costi operativi e di investimento;
- Descrivere in modo adeguato gli strumenti di simulazione utilizzati e, possibilmente, giustificare la scelta di tali strumenti con indicazioni quantitative per confronto con altri strumenti di simulazione;
- Descrivere e giustificare la procedura euristica in base alla quale si definiscono le soglie variabili di accettazione dei gradini di incremento della capacità di trasporto (L_A e L_B nel Rapporto);
- Descrivere e giustificare la procedura euristica in base alla quale si è giunti alla scelta di procedere a gradini di 500 MW per le connessioni al confine e 400 MW per le connessioni interne e, soprattutto, dimostrare la validità della scelta con riferimento alla ricerca di un compromesso fra qualità della soluzione e oneri computazionali;
- Dare evidenza del peso sulla capacità obiettivo della quota parte ottenuta come proporzione dell'ultimo gradino non conveniente.
- Completare il Rapporto con l'analisi della letteratura scientifica e dello stato dell'arte degli strumenti e dei metodi di ottimizzazione esaminati con indicazioni quantitative a sostegno delle scelte fatte;
- Predisporre un progetto di R&S per studiare un algoritmo di ottimizzazione che superi le problematiche evidenziate nella presente relazione.

11 Conclusioni

Il Rapporto di individuazione delle capacità obiettivo presenta una innovativa procedura euristica in grado di trovare le capacità obiettivo alle sezioni significative della rete di trasmissione nazionale (connessioni al confine e interzonali). La procedura proposta dal trasmettitore nazionale, coniugando rigore metodologico ed esigenze di applicabilità pratica, è in grado di individuare un incremento di capacità efficiente al 2030. L'incremento di capacità di trasporto avviene fino a che il rapporto benefici su costi resta maggiore dell'unità; la soluzione trovata, se applicata all'anno 2030 (e 2025), è in grado di ricondurre i differenziali di prezzo entro 2 €/MWh e 3,5 €/MWh che costituiscono ottimi livelli di sistema e dimostrano la qualità della soluzione ottenuta.

Lo studio ed il Rapporto che ne è derivato sono un unicum a livello internazionale per completezza e rigore applicativo. Il Rapporto rappresenta il primo concreto esempio di individuazione delle capacità obiettivo (*target capacities*) che segue le raccomandazioni di ACER a ENTSO-E e va oltre quanto sviluppato fino ad ora a livello internazionale con il TYNDP 2016 e TYNDP 2018 o con il NOA di *National Grid* in Gran Bretagna [16]. Si deve pertanto

riconoscere a Terna di aver brillantemente trovato una soluzione ad un problema complesso posto dal Regolatore nazionale che ha correlato la regolazione *output-based* alla identificazione della capacità obiettivo seguendo i primi approcci di ENTSO-E e ACER. In questo contesto il successo nell'ottenimento dei risultati è stato possibile anche grazie alla continua interazione con le parti interessate che in più occasioni hanno confortato Terna nelle proposte metodologiche e hanno fattivamente contribuito a scelte cruciali nella definizione del processo: la scelta delle sezioni significative e dell'anno orizzonte, l'inclusione nei benefici degli effetti su MSD/MB e dei vincoli di rete e la necessità di definire un unico piano di sviluppo pur lavorando con scenari contrastanti, che ha portato all'originale uso del *least regret*, sono alcuni esempi degli effetti positivi della trasparenza della comunicazione e dell'interazione con le parti interessate. Il fatto che Terna abbia dato un peso molto importante alle interazioni con le parti interessate e, più in generale, alla trasparenza nel trasferimento delle informazioni, emerge chiaramente dal Rapporto, che ambisce a spiegare – non sempre con successo – i singoli dettagli della metodologia e non si limita a fornire in modo sintetico i risultati della sua applicazione.

Il giudizio generale sull'intero processo e sulla metodologia è molto positivo sia per la qualità finale dei risultati sia per il modo in cui essi sono stati ottenuti, tuttavia esistono margini di miglioramento per l'algoritmo che attualmente non è in grado di raggiungere l'ottimo di sistema e non permette di valutare la qualità della soluzione trovata misurata dalla distanza dal punto di ottimo. La metodologia proposta nel Rapporto non "punta all'ottimo di sistema", se come ottimo di sistema si intende, ad esempio, l'individuazione delle capacità obiettivo in grado di massimizzare il beneficio sul sistema al netto dei costi di gestione e investimento legati all'aumento della capacità di trasporto alle sezioni significative, ma trova un punto efficiente nello spazio dei punti di ricerca possibili. La procedura euristica di Terna garantisce che nessun incremento di capacità sarà fatto violando il vincolo di costi inferiori ai benefici ma non dà in alcun caso garanzia di tendere a un ottimo complessivo e il Rapporto non fornisce nessuna indicazione sulla qualità (distanza dall'ottimo) della soluzione trovata. È ben noto infatti che in un processo di ottimizzazione a più livelli una sequenza di ottimi non conduce all'ottimo di sistema e questo è esattamente quello che succede nell'algoritmo presentato da Terna come argomentato in dettaglio nella relazione. Nei successivi affinamenti della metodologia è pertanto fortemente raccomandato che si eseguano studi e simulazioni per valutare, con l'ausilio di algoritmi di ottimizzazione già disponibili e ben consolidati, o con l'affinamento dell'algoritmo euristico proposto, se l'individuazione delle capacità obiettivo possa essere affrontata a scala reale in condizioni di stabilità e di concreta applicabilità come un problema di massimizzazione del beneficio netto (ottimo di sistema). In ogni caso, per rafforzare la validità scientifica del Rapporto, è necessario fornire, per ogni scelta euristica effettuata, un'indicazione quantitativa del suo impatto sulla qualità della soluzione finale e sulle risorse di calcolo. L'uso di procedure euristiche è infatti pratica comune in ingegneria ma è necessario fornire una misura della qualità dei risultati.

Il secondo punto di attenzione è sull'applicazione della tecnica di *least regret*, verso la quale l'esperto ha espresso in più punti un giudizio molto positivo, per il trattamento della incertezza mediante la ricerca della capacità in almeno due scenari contrastanti. La tecnica del *least regret* potrebbe essere completata con l'applicazione della tecnica delle *stability areas* al fine di operare scelte in ambiente incerto che non obblighino il pianificatore ad assegnare a priori in modo soggettivo le probabilità agli scenari esaminati. Operando con aree di stabilità, che usano anche il *least regret*, si può completare lo studio con una vera analisi di sensitività costruendo le capacità obiettivo in scenari base e derivati, ed individuando la soluzione più stabile (o più robusta) nei futuri possibili considerando sia il rischio degli scenari avversi sia la massimizzazione del beneficio atteso. Si ritiene che un avanzamento nella direzione del trattamento dell'incertezza sia cruciale dal momento che le capacità obiettivo, per definizione, fanno riferimento a scenari di lungo termine, caratterizzati da un'elevata incertezza.

Il terzo punto su cui a parere dello scrivente soffermarsi riguarda la scelta degli scenari di studio e la metodologia di calcolo di costi e benefici. Evidentemente il risultato finale, sia esso ottimo o subottimo, dipende dalla capacità di simulare in modo efficace costi e benefici attesi. Terna si è avvalsa in larga misura dell'approccio usato per la

valutazione del Piano di Sviluppo 2018 per coerenza con ACB 2.0 (Allegato A Deliberazione 627/2016 [18]). Si comprende la scelta e la si condivide vista la necessità di giungere ad un primo risultato nell'individuazione delle capacità obiettivo, ma in sede di revisione della procedura potrebbe essere utile valutare una simulazione con software e strumenti differenti. Ad esempio, l'uso delle metodologie PINT e TOOT dovrebbe essere analizzato criticamente nel contesto di un'ottimizzazione globale che non può prescindere dagli effetti di mutua interazione fra gli investimenti. Inoltre, dovrebbe essere chiarito come il sistema di distribuzione è modellizzato nella procedura per comprendere se l'approccio a generatori equivalenti sia in grado di catturare l'effetto del sistema di distribuzione e quali modelli siano utilizzati per l'inclusione delle risorse energetiche distribuite nel sistema di dispacciamento. Infatti, poiché le capacità obiettivo a livello interzonale sono fortemente influenzate dalla necessità di servizi di dispacciamento e bilanciamento per la risoluzione dei vincoli di rete, è necessario modellizzare in modo accurato il ruolo dei futuri fornitori di servizi di flessibilità e fornire informazioni su modelli, prezzi e quantità ipotizzate. In ogni caso si raccomanda una analisi di sensitività per determinare l'impatto del sistema di distribuzione viste le considerevoli incertezze correlate.

In conclusione, il Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo 2018 è un elaborato di alto livello nei contenuti che propone una logica metodologia euristica per identificare una soluzione al problema della determinazione delle capacità obiettivo. Il Rapporto è sufficientemente chiaro, completo, ed esaustivo e risponde alle richieste formulate da ARERA, sebbene siano auspicabili miglioramenti di tipo editoriale e approfondimenti nella parte descrittiva delle ipotesi, degli scenari adottati e dei limiti di validità delle ipotesi adottate. Con riferimento alla metodologia, si raccomanda un intervento migliorativo orientato alla definizione di un algoritmo per la ricerca dell'ottimo di sistema che è alla base del concetto stesso di capacità obiettivo.

12 Riferimenti bibliografici

- [1] Terna, Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, www.terna.it
- [2] Terna, Metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo – Documento di Consultazione, maggio 2018, , www.terna.it
- [3] Terna, Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (documento di consultazione), settembre 2018, www.terna.it
- [4] 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
- [5] 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
- [6] 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
- [7] Documento per la Consultazione 20 luglio 2017, n. 542/2017/R/eel, “Servizio di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica: regolazione incentivante output-based - orientamenti finali”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
- [8] Terna, Piano di Sviluppo 2018, www.terna.it
- [9] ACER, Opinione N.06/2012, www.acer.europa.eu
- [10] ACER, Opinione N.03/2014, www.acer.europa.eu
- [11] ACER, Opinione N. 01/2017, www.acer.europa.eu
- [12] ENTSO-E, Ten Years Network Development Plan 2018, <https://tyndp.entsoe.eu>
- [13] “TYNDP 2018 Executive Report – Connecting Europe: Electricity 2025-2030-2040 – Version for public consultation”, 3 agosto 2018, ENTSO-E.
- [14] ENTSO-E, European Power System 2040 Completing the map – The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis, 2018, <https://tyndp.entsoe.eu>
- [15] The Commission Expert Group on electricity interconnection targets, “Towards a sustainable and integrated Europe”, 2017, <https://www.ec.europa.eu>
- [16] National Grid, Network Options Assessment, 2018, <https://www.nationalgrid.com>
- [17] Carpinelli G, Celli G, Pilo F., Russo A (2003). *Embedded generation planning under uncertainty including power quality issues*. EUROPEAN TRANSACTIONS ON ELECTRICAL POWER, vol. 13, p. 381-389, ISSN: 1430-144X, doi:10.1002/etep.4450130607)
- [18] 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 l’Energia le Reti e l’Ambiente
- [19] Terna, Documento metodologico per l’applicazione dell’analisi costi benefici applicata al piano di sviluppo 2018, 2018, www.terna.it
- [20] ACER, Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure, August 2015, www.acer.eu
- [21] P. Bresesti, M. Gallanti and D. Lucarella, "Market-based generation and transmission expansions in the competitive market," 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491), Toronto, Ont., 2003, pp. 459-462 Vol. 1, doi: 10.1109/PES.2003.1267220.

Allegato 1

Controdeduzioni alle osservazioni e richieste di chiarimenti da parte dell'esperto incaricato Prof. Ing. F. Pilo

1 INDICE DELLE FIGURE

Non è stata trovata alcuna voce dell'indice delle figure.

1.1 PREMESSA

Il presente documento riporta le richieste di integrazioni e le osservazioni sul Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (d'ora in poi Rapporto) necessarie per il completamento delle attività di Esperto nominato ai sensi della Determinazione 5 ottobre 2018 n. 14/2018.

Il Rapporto è sufficientemente strutturato e chiaro, anche se in alcuni punti la lettura è resa difficile da una eccessiva sintesi. I Capitoli 4, 5 e 6 costituiscono il cuore del lavoro e avrebbero meritato un approccio maggiormente didattico orientato non solo a far comprendere la metodologia ma anche a spiegare le ragioni che hanno portato alle scelte finali. Un approccio didattico, maggiormente orientato a spiegare le scelte adottate, le semplificazioni applicate (particolarmente nella fase di ottimizzazione) e le ragioni per le quali le semplificazioni permettono comunque di rispondere all'esigenza di individuare le capacità obiettivo e di raggiungere un ottimo di sistema è quanto, a parere dello scrivente, manca nel Rapporto e nei suoi allegati. Figure, grafici e tabelle non sono richiamati propriamente all'interno del testo ed anche questo è causa di difficoltà del testo.

Il presente documento ha come obiettivo la richiesta di integrazioni rispetto al Rapporto, al fine di permettere la stesura della relazione di valutazione. Le richieste di integrazioni sono formulate facendo riferimento ai Capitoli del Rapporto.

Terna: Si accoglie il suggerimento da parte dell'esperto incaricato riguardo la maggiore cura espositiva finalizzata ad un miglioramento generale della leggibilità del documento. Terna provvederà a recepire le osservazioni sulla qualità del documento a partire dalla prossima edizione prevista per il 2020.

1.2 ASSUNZIONI E IPOTESI DI RIFERIMENTO (CAP. 4 DEL RAPPORTO)

Alla base dei calcoli eseguiti nel Rapporto, vi sono le "simulazioni zonal di mercato". Tali simulazioni, secondo quanto scritto nel Rapporto stesso, consentono 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*). L'Allegato 2 è troppo sintetico per fornire una completa descrizione del metodo di calcolo utilizzato e non è chiaro come da modelli basati su Unit Commitment si possa modellizzare il mercato dell'energia, stimare il prezzo dell'energia e arrivare alla valutazione dei surplus per consumatori, produttori e delle rendite da congestione. Si chiede soprattutto di fornire una giustificazione delle scelte adottate che non possono limitarsi a richiamare la ACB 2.0 dato che, come ampiamente spiegato, la metodologia del Rapporto ha fondamenti e obiettivi totalmente differenti da ACB 2.0. Inoltre, sarebbero utili maggiori dettagli sulla metodologia adottata che appare essere deterministica anche in presenza di una forte incertezza sulla capacità produttiva e sulla domanda, anche essa influenzata dalla presenza non trascurabile di generazione, tipicamente di tipo FER.

In particolare, si richiedono:

Richiesta 1. Chiarimenti in merito al modello di rete utilizzato per la rete italiana. Nel Rapporto si dice che il modello è esteso a tutti i livelli di tensione: come è modellizzata la rete di distribuzione? Come è considerata la generazione a fonte rinnovabile connessa alla rete di distribuzione?

Terna: Il modello utilizzato ai fini delle simulazioni di rete comprende tutti i livelli di tensione caratteristici della rete di trasmissione rilevante 380 e 220 kV. Sono modellizzati in dettaglio anche gli impianti di generazione

termoelettrici convenzionali sui livelli di tensione caratteristici del trasformatore elevatore.

La rete di distribuzione e la generazione rinnovabile ad essa connessa sono rappresentate mediante degli equivalenti al di sotto dei nodi relativi alle cabine primarie (carichi equivalenti e generatori equivalenti) ovvero fino al livello 132 kV. Non è inclusa la rete di distribuzione sottesa alle Cabine Primarie.

Richiesta 2. Aumentare i dettagli in merito alla modellazione della rete europea utilizzata per gli studi di mercato. Quali connessioni sono state considerate? La rete si modifica nel corso della simulazione o, come sembra, è statica e non subisce evoluzioni oltre quelle apportate dalla connessione delle nuove capacità obiettivo?

Terna: nello svolgimento delle analisi sulle capacità obiettivo Terna ha ritenuto ragionevole fare delle assunzioni sulle singole sezioni di scambio equivalenti¹⁵ e reali¹⁶ tra zone/Paesi, al netto di quanto poi riportato dall'autorità nella delibera 698/2018:

- Frontiera Nord, inclusiva dei collegamenti tra Italia Nord – Austria, Italia Nord – Svizzera, Italia Nord – Francia, Italia Nord – Slovenia;
- Frontiera Balcani, inclusiva dei collegamenti tra Italia Centro Nord – Croazia, Italia Centro Sud – Montenegro, Italia Sud – Grecia;
- Frontiera Nord Africa, inclusiva del collegamento tra Italia Sicilia – Tunisia.

Per quanto attiene sezioni interne, si prenda a riferimento il documento Terna “Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato – Rev. 24 del 07/12/2018” per i valori dei limiti di scambio tra zone, e l’Allegato A24¹⁷ per il dettaglio delle linee elettriche di interconnessione tra zone e con l’estero.

Rispetto a questo documento, sono state apportate le seguenti modifiche determinate a seguito dell’implementazione di 4 interventi di sviluppo del PdS 2018 autorizzati il cui completamento è previsto entro dicembre 2025:

- il collegamento HVDC Italia – Francia (+1200 MW sulla Frontiera Nord), non modifica la struttura delle sezioni tra zone di mercato ma la capacità di scambio;
- l’elettrodotto 132 kV Brennero – Steinach (+80 MW in export, +90 MW in import sulla Frontiera Nord) , non modifica la struttura delle sezioni tra zone di mercato ma la capacità di scambio;
- il collegamento HVDC Italia – Montenegro (1° polo +600 MW sulla Frontiera Balcani), introduce una nuova sezione con la relativa capacità di scambio;
- l’elettrodotto 380 kV Deliceto – Bisaccia (+400 MW sulla sezione Sud – Centro Sud), non modifica la struttura delle sezioni tra zone di mercato ma la capacità di scambio.

La Figura 8 a pagina 24 rappresenta il modello di mercato costruito in ambito europeo. La frontiera Spagna – Italia così come le frontiere Gran Bretagna – Spagna e Irlanda – Francia, pur essendo state investigate in ambito TYNDP, sono risultate non sostenibili da un punto di vista tecnico-economico e, pertanto, non considerate nella rete di riferimento utilizzata ai fini delle analisi. Tale rete è statica e non si modifica. Nel corso delle simulazioni di mercato il modello bus-bar viene aggiornato nei valori dei limiti di scambio tra i nodi equivalenti alle sezioni/confini in dipendenza della capacità aggiuntiva risultante dall’ultima iterazione e comunque solo e soltanto per le sezioni interne di mercato ed i confini tra Italia ed i paesi confinanti/simulati.

Richiesta 3. Aumentare il livello di informazione sul parco di generazione (in particolare con riferimento allo scenario italiano).

Terna: Lo “Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo” è stato presentato agli operatori in un

¹⁵ Nelle simulazioni di mercato basate su modello bus-bar

¹⁶ Nelle simulazioni di rete basate su modelli dettagliati con le singole interconnessioni corredate dei parametri caratteristici

¹⁷ Consultabile sul sito istituzionale Terna all’indirizzo: <https://download.terna.it/terna/0000/1142/92.PDF>

seminario pubblico per consultazione a settembre 2018 e successivamente pubblicato nella sua versione definitiva a dicembre 2018. In sede di redazione del documento si è ritenuto sufficiente inserire soltanto una breve descrizione generale degli scenari oggetto di studio, in quanto gli stessi sono stati adottati nel Piano di Sviluppo 2018¹⁸, pubblicato a marzo 2018: nel Capitolo 3 del Piano di Sviluppo è riportata un'ampia descrizione degli scenari "Sustainable Transition" e "Distributed Generation" in termini di evoluzione della capacità di generazione per fonte e della domanda di energia elettrica (TWh). Ulteriori dettagli riguardo la storyline degli scenari ed il processo di definizione degli stessi sono contenute nel "Documento di descrizione degli scenari – Edizione 2018"¹⁹.

Per i valori dei picchi di domanda in potenza si rimanda l'esperto al "Set Dati Scenari PdS 2018"²⁰ che rende disponibili in due file excel distinti²¹:

1. i dati della domanda di energia elettrica per tutte le zone di mercato italiane ed europee in termini di potenza oraria simulata per tutte le ore dell'anno per i differenti scenari di analisi agli anni orizzonte di riferimento (da cui è deducibile il picco di domanda in potenza);
2. i dati riguardanti l'evoluzione della capacità di generazione installata per fonte per tutte le zone di mercato italiane ed europee per i differenti scenari di analisi agli anni orizzonte di riferimento.

Si valuterà per la prossima edizione del Rapport la possibilità di inserire una descrizione più dettagliata degli scenari adottati a beneficio della chiarezza espositiva e/o un maggior rimando a documenti collegati per consentirne una più congrua fruibilità nella comprensione del documento.

Richiesta 4. Descrizione dettagliata della procedura utilizzata per il calcolo SEW e degli strumenti utilizzati per la sua determinazione. Sembrerebbe che il metodo di valutazione passi dall'esecuzione di Unit Commitment basato sui costi di produzione delle centrali (si suggerisce di usare il termine combustibile in luogo di carburante). Questo calcolo permette di valutare il surplus per produttori, consumatori e le rendite di congestione. Si chiede un chiarimento in merito a tale metodologia (che è derivata da ACB 2.0) e di spiegare le ragioni per cui tale approccio sia da preferirsi a più moderni simulatori di mercato che potrebbero fornire direttamente prezzi e congestioni.

Terna: In un contesto di pianificazione di lungo termine si ritiene ragionevole eseguire una fase preliminare di merito economico dei gruppi termoelettrici al fine di ottenere una programmazione della capacità di generazione "a minimo costo" per il sistema. Il tool Promed esegue questa funzione di ottimizzazione con dettaglio orario tenendo in conto i costi associati al combustibile utilizzato dai gruppi termoelettrici, i costi associati alle emissioni di CO₂ e di altri inquinanti (dipendenti dallo scenario), i vincoli tecnici delle unità, le strategie di offerta, i limiti di transito tra le sezioni ed il fabbisogno di energia previsto (sempre funzione dello scenario adottato).

Promed agisce sostanzialmente come una borsa dell'energia elettrica, determinando ora per ora un ordine di merito economico dei gruppi termici sulla base dei rispettivi prezzi di offerta (costi + bid-up) e quindi i corrispondenti prezzi marginali orari di mercato.

Richiesta 5. Maggiori dettagli sui calcoli di dispacciamento eseguiti per la valutazione dei benefici portati dalle capacità aggiuntive. Sono calcoli di tipo deterministico? Come vengono eseguiti i calcoli in presenza di fonti rinnovabili?

Terna: Con riferimento al beneficio B7 (Mercato Servizi Dispacciamento), lo stesso si caratterizza di due componenti, ciascuna calcolata per mezzo di un tool, in modo complementare:

¹⁸ Consultabile sul sito istituzionale Terna all'indirizzo: <https://download.terna.it/terna/0000/1039/76.PDF>

¹⁹ Consultabile sul sito istituzionale Terna all'indirizzo: <https://download.terna.it/terna/0000/1016/83.PDF>

²⁰ Consultabile sul sito istituzionale Terna all'indirizzo: <https://www.terna.it/it/archivio-generale#sistemaelettrico/all/rapporlimensili>

²¹ "Dati domanda PdS_v1" e "Dati generazione PdS_v1"

- GRARE, basato su modello di rete (MSD nodale), con simulazioni probabilistiche, valuta le movimentazioni ai fini della risoluzione di congestioni intrazonali;
- MODIS, basato su modello zonale (MSD zonale), valuta le movimentazioni ai fini della risoluzione di congestioni, approvvigionamento dei margini di riserva, tenendo anche conto di vincoli di must-run delle unità termoelettriche e vincoli di esercizio a rete integra dove e quando presenti.

Gli strumenti per le simulazioni MSD zonale sono utilizzati per simulare il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e bilanciamento (MB), su orizzonte annuale, con dettaglio orario valutando, con criteri di economicità e nel rispetto dei vincoli tecnici delle unità di generazione abilitate, le azioni necessarie per il soddisfacimento dei vincoli di bilanciamento e di esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

Gli strumenti per le simulazioni MSD nodale includono nel modello la produzione rinnovabile. Il livello di produzione in una specifica simulazione è selezionato con metodo Montecarlo. Le fonti rinnovabili hanno priorità di dispacciamento e si genera overgeneration nell'ipotesi in cui le risorse a disposizione non sono in grado di ripristinare, minimizzando il costo totale di sistema, i vincoli di corrente e le condizioni di sicurezza.

Richiesta 6. Dettagli sulla procedura di formazione del costo dell'intervento con particolare riferimento alla scelta delle soluzioni tecniche e delle relative percentuali. Con quale criterio è selezionata la scelta degli interventi e le percentuali che stabiliscono il contributo pro-quota al costo marginale?

Terna: Nel paragrafo 5.2 del Rapporto si riportano i criteri per la valutazione del costo marginale della capacità aggiuntiva:

- per i progetti già previsti nei Piani di Sviluppo²² su sezioni/confini che incrementano la capacità di scambio si è utilizzata la stima dei costi presente nell'ultima edizione del Piano di Sviluppo stesso;
- per la stima dei costi relativa ad interventi ulteriori rispetto a quelli già previsti nel Piano di Sviluppo di Terna, per ciascuna sezione/confine, si è tenuto in conto delle ultime stime di costo per i nuovi progetti previsti in Piano di Sviluppo e i costi di riferimento/standard anche riferendosi alla letteratura europea disponibile²³.

Con particolare riferimento al costo marginale per ciascun rinforzo sui confini, si assume che in assenza di maggiori informazioni (quali accordi tra le parti) l'Italia si faccia carico del 50% del costo complessivo del progetto.

I dati di costo in "INPUT" utilizzati per la definizione del costo marginale sono:

- i costi interventi: rappresentano il costo stimato degli interventi riportato in PdS 2018 o nel TYNDP rispetto all'incremento di capacità di trasporto (I21) che tali interventi si stima possano garantire;
- i costi standard: il costo standard di progetti per realizzare nuova capacità con le seguenti casistiche:
 - riflette le stime già riportate in PdS 2018 laddove relativi a progetti simili (es. costo HVDC Centro Sud – Centro Nord applicato anche alle sezioni Centro Nord – Nord e Sud – Centro Sud);
 - riflette il costo di progetti (es. sulla frontiera Nord) già affrontati sulla sezione interessata, incrementati del 20% ipotizzando una saturazione dei corridoi infrastrutturali a scapito dell'economicità dei costi di realizzazione;
 - riflette i costi ACER (es. sulle frontiere Balcani e Nord Africa), applicati a progetti per i quali si ipotizza, a fini cautelativi per tener conto di una saturazione dei corridoi infrastrutturali, un incremento del 20% della lunghezza in km.

Un esempio di calcolo è fornito nella Tabella 4 a pagina 31.

²²Il costo è valutato sulla base del reale stato avanzamento degli interventi e della quota di costo stimato al netto del sostenuto.

²³http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/UIC%20Report%20%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf

1.3 METODOLOGIA (CAP.5 DEL RAPPORTO)

Nella sezione 5.1 – Criteri generali, il Rapporto definisce la capacità obiettivo come “la capacità di trasporto addizionale che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali”. Nella medesima sezione sono sinteticamente spiegate le principali differenze fra ACB 2.0 e Identificazione delle Capacità Obiettivo. In particolare, nel definire con apprezzabile precisione, le differenze fra le due metodologie e lo scopo della ACB 2.0 come dettato dalle deliberazioni dell’Autorità si scrive che “l’approccio utilizzato nel presente documento, invece, ha lo scopo di definire la capacità obiettivo per ciascuna sezione/confine, svincolandosi dai singoli interventi di sviluppo e **puntando verso un ottimo di sistema.**”

Nonostante le premesse, la procedura sviluppata nel Rapporto non è in grado di trovare un ottimo di sistema per il modo in cui lo spazio delle soluzioni è esplorato. L’algoritmo iterativo proposto nel Rapporto non esegue alcuna ottimizzazione, anche se è in grado di riportare il differenziale di prezzo e le ore di congestione entro una soglia prefissata con interventi di incremento. Questo fatto è dimostrabile teoricamente analizzando il flusso logico della procedura proposta o osservando quanto appare dai dati esposti a pag. 45 del Rapporto per spiegare la metodologia del *least regret*. Definite con i termini Opzione 1 e Opzione 2 le soluzioni ottimali proposte dall’algoritmo rispettivamente per gli scenari ST 2030 e DG 2030, esse vengono pesate usando come metrica il beneficio netto, ovvero la differenza fra il beneficio complessivamente conseguito e il costo sostenuto per conseguirlo. Al fine di completare la tabella del *regret*, le Opzioni sono valutate oltre che nello scenario che le ha generate anche nell’altro scenario. Il risultato di queste verifiche incrociate mostra che Opzione 1 applicata nello scenario DG 2030 è caratterizzata da un beneficio netto superiore al beneficio netto di Opzione 2 applicata al medesimo scenario. Ovvero, Opzione 1 applicata allo scenario DG 2030 dà un beneficio superiore di Opzione 2, che avrebbe dovuto essere la soluzione ottima per quello scenario. Per questi motivi la tabella del *regret* a pag. 45 del rapporto non ha zeri in corrispondenza della diagonale²⁴.

L’algoritmo non è stato quindi in grado di individuare l’ottimo di sistema per lo Scenario DG 2030. L’ottimo non viene raggiunto perché la metodologia proposta è basata su un’euristica che esplora lo spazio delle soluzioni in modo limitato a vantaggio della rapidità di convergenza e non considera la massimizzazione del beneficio netto come obiettivo da raggiungere. La metodologia proposta nel Rapporto non esegue una vera ottimizzazione: essa cerca di ricondurre CdA e CdB sotto una soglia di riferimento adottando soluzioni che, se fossero introdotte singolarmente, darebbero un rapporto B/C maggiore dell’unità. La soluzione così ottenuta, senza dubbio contribuisce a ridurre i differenziali di prezzo e le congestioni, garantendo benefici superiori ai costi nel periodo esaminato, ma non può essere definita ottima con riferimento, ad esempio, al beneficio netto. Non è in discussione la validità dell’approccio, né l’idea di sviluppare una procedura euristica per risolvere il problema. Molti problemi ingegneristici sono risolti con euristiche e metodi iterativi che, pur non garantendo di trovare l’ottimo del problema, permettono di raggiungere soluzioni sub-ottime ingegneristicamente accettabili. È tuttavia necessario conoscere con maggiore precisione informazioni sui limiti di validità delle ipotesi adottate per cercare di valutare la distanza fra la soluzione ottenuta e l’ottimo di sistema.

Integrazioni/chiarimenti:

Richiesta 7. Motivazioni che hanno portato all’uso dell’algoritmo proposto dal Rapporto in luogo di tecniche di ottimizzazione che si sarebbero potute applicare in questo caso (ad esempio: ottimizzazione dinamica o algoritmi

²⁴ La tecnica del *Least Regret* applicata al confronto di soluzioni prodotte da ottimizzatori applicati in scenari differenti, indicate con *O1 ... On* le soluzioni ottime trovate rispettivamente negli Scenari *S1 ... Sn*, il *Regret R_{ii}* (ovvero il *regret* di applicare la soluzione ottima nello scenario che l’ha generata) deve essere uguale zero per definizione di ottimo (si veda in proposito Carpinelli G, Celli G, Pilo F., Russo A (2003). *Embedded generation planning under uncertainty including power quality issues*. EUROPEAN TRANSACTIONS ON ELECTRICAL POWER, vol. 13, p. 381-389, ISSN: 1430-144X, doi:10.1002/etep.4450130607).

genetici). Sono stati eseguiti test con altre tecniche?

Terna: Le analisi svolte nel Rapporto avevano come obiettivo l'identificazione della capacità addizionale economicamente efficiente per ogni sezione significativa della rete rilevante per i due scenari di pianificazione più significativi e all'anno orizzonte 2030 a partire da una rete di minimo sviluppo. Allo scopo, si è ritenuto adeguato adottare una metodologia che, pur svincolandosi da un rigoroso algoritmo di ottimizzazione, riesce comunque ad investigare simultaneamente tutte le sezioni, adottando delle soglie di attivazione dei PINT scelte in modo empirico per ottenere un numero di iterazioni congrue e realizzando incrementi di capacità che presentano un beneficio marginale superiore al costo marginale sulla base di tutte le informazioni disponibili. Si deve tener presente – ed in particolare condividiamo la trattazione espressa dall'esperto – che un algoritmo di ottimizzazione non sarebbe omogeneo con la natura delle opere di trasmissione che devono trarre determinati valori di capacità obiettivo. L'approccio quindi è stato valutato come un livello di ricerca di un ottimo economico piuttosto che l'ottimo assoluto. La ricerca di un ottimo assoluto genererebbe un'instabilità dello stesso in ragione della necessità di tradurlo in opere fisiche.

Non sono stati eseguiti test con altre tecniche.

Richiesta 8. Soglie LA e LB. Il valore delle due soglie impatta sull'intera evoluzione dell'algoritmo. A soglie più piccole corrispondono un maggior numero di iterazioni a favore di una maggiore qualità della soluzione, mentre a soglie larghe in generale corrispondono un numero inferiore di soluzioni. È necessario conoscere come tali soglie sono state scelte; un'analisi di sensitività della soluzione rispetto a tali soglie è necessaria per valutare la robustezza della soluzione. Le soglie LA e LB sono le stesse per tutte le sezioni/confini? La notazione usata non fa chiarezza perché è la stessa per CA e CB, che variano con la sezione/confine, e LA e LB, che sembrano essere invarianti rispetto alla sezione.

Terna: Le soglie LA ed LB vengono scelte empiricamente in modo tale da realizzare un numero di iterazioni congrue. Le stesse sono state esplicitate nel rapporto a pagina 62 e 63 che riportiamo in Figura 1 a beneficio di maggior chiarezza, avendo identificato nel report che per una imprecisa impaginazione è tagliato l'ultimo rigo della tabella a pagina 62.

La soglia LA è definita ad ogni iterazione per tenere conto del progressivo abbassamento del differenziale di prezzo dovuto all'aumento delle interconnessioni tra sezioni/confini ed è definita in maniera differente per le frontiere con l'estero (caratterizzate da valori di differenziale di prezzo tipicamente più elevati) rispetto alle sezioni interne. La scelta di una soglia alta implica l'inutilità di una iterazione perché non verrebbe attivato alcun gradino, mentre la scelta di una soglia bassa attiverebbe un numero elevato di gradini senza alcuna selezione.

Nelle iterazioni non è stato mai necessario il ricorso alla condizione B riguardante le ore di congestione, pertanto non è stato necessario definire una soglia LB.

Riteniamo comunque utile lo spunto di riflessione nella direzione di raffinare la scelta della soglia o la relativa metodologia.

| ST 2030 | | | | ITERAZIONE 0 - TOOT | | | | ITERAZIONE 1 - PINT | | | | ITERAZIONE 2 - PINT | | | | ITERAZIONE 3 - PINT | | | | ITERAZIONE 4 - PINT | | | | ITERAZIONE 5 - PINT | | | | |
|------------------|--|--|------------------------------|------------------------------|------------------------------|--|------------------------------|------------------------------|------------------------------|--|--|--|--|---|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|---|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|---|------------------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------------|------------------|-----|
| Sezioni | Capacità [MW] | B _{ini} [M€/M W] | B _{u/C} | B/C | Capacità [MW] | B _{ini} [M€/M W] | B _{u/C} | B/C | Capacità [MW] | B _{ini} [M€/M W] | B _{u/C} | B/C | Capacità [MW] | B _{ini} [M€/M W] | B _{u/C} | B/C | Capacità [MW] | B _{ini} [M€/M W] | B _{u/C} | B/C | Capacità [MW] | B _{ini} [M€/M W] | B _{u/C} | B/C | Capacità [MW] | B _{ini} [M€/M W] | B _{u/C} | B/C |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Confine Balcani | ITcn - HR ME - ITcs ITbr - GR | 600 | 0,03 | 0,50 | 0,50 | 500 500 500 | 0,03 0,03 0,03 | 0,42 0,42 0,42 | 0,42 0,42 0,42 | 500 500 500 | 0,02 0,02 0,03 | 0,46 0,40 0,95 | 0,46 0,71 0,95 | 500 500 500 | 0,03 0,03 0,03 | 0,66 0,66 0,96 | 0,66 0,66 0,96 | 500 500 500 | 0,02 0,03 0,03 | 0,49 0,92 0,92 | 0,49 0,92 0,92 | 500 500 500 | 0,02 0,03 0,03 | 0,38 0,07 0,07 | 0,38 0,07 0,07 | | | |
| Confine N.Africa | ITsic - TUN ITsic-MT | | | | | 500 500 | 0,14 | 4,38 4,38 | 4,38 4,38 | 1000 500 | 0,10 | 1,68 1,68 | 1,68 1,68 | 1500 500 | 0,05 | 0,66 0,66 | 0,66 0,66 | 1500 500 | 0,03 | 0,40 0,40 | 0,40 0,40 | 1500 500 | | | | | | |
| Sezioni interne | ITcn - ITn ITcs - ITcn ITcs - ITcs ITsic - IT ITsar - IT ITsic - IT | 400 400 400 400 300 400 | 0,01 0,01 0,01 0,25 | 0,91 0,91 0,91 2,34 | 2,36 2,36 3,67 7,08 | 400 400 400 400 400 400 | 0,03 0,12 0,02 0,22 | 1,29 2,63 0,73 2,02 | 1,43 2,88 0,73 6,76 | 800 800 800 400 400 400 | 0,02 0,10 0,02 0,11 0,05 0,06 | 0,46 1,76 0,92 1,39 0,60 0,74 | 0,46 1,76 0,92 1,44 0,60 0,74 | 800 1200 400 800 800 400 | 0,04 0,00 0,00 0,00 0,00 | 0,50 0,20 0,20 1,44 0,60 | 0,50 0,20 0,20 1,44 0,60 | 800 1200 400 800 800 800 | 0,02 0,05 0,02 0,02 0,02 | 0,27 0,85 1,07 0,25 0,45 | 0,27 0,85 1,07 0,25 0,45 | 800 1200 800 800 800 800 | 0,06 0,01 0,01 0,02 | 0,80 0,33 0,33 0,27 | 0,80 0,33 0,33 0,27 | | | |

La Estero 5 Italia 3 La Estero 5 Italia 2 La Estero 4 Italia 1,5 La Estero 3 Italia 1

| DG 2030 | | | | ITERAZIONE 0 - TOOT | | | | ITERAZIONE 1 - PINT | | | | ITERAZIONE 2 - PINT | | | | ITERAZIONE 3 - PINT | | | | ITERAZIONE 4 - PINT | | | | ITERAZIONE 5 - PINT | | | | ITERAZIONE 6 - PINT | | | |
|------------------|--|--|------------------------------|------------------------------|------------------------------|--|------------------------------|------------------------------|------------------------------|--|------------------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------------|------------------|---------------------|--------------|--|-------------|
| Sezioni | Capacità [MW] | B _{ini} [M€/M W] | B _{u/C} | B/C | Capacità [MW] | B _{ini} [M€/M W] | B _{u/C} | B/C | Capacità [MW] | B _{ini} [M€/M W] | B _{u/C} | B/C | Capacità [MW] | B _{ini} [M€/M W] | B _{u/C} | B/C | Capacità [MW] | B _{ini} [M€/M W] | B _{u/C} | B/C | Capacità [MW] | B _{ini} [M€/M W] | B _{u/C} | B/C | Capacità [MW] | B _{ini} [M€/M W] | B _{u/C} | B/C | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Confine Nord | AT - ITn CH - ITn FR - ITn SI - ITn | 100 1200 |
| Confine Balcani | ITcn - HR ME - ITcs ITbr - GR | 600 | 0,15 | 2,38 | 2,38 | 500 500 500 | 0,15 0,15 0,04 | 2,41 2,71 0,99 | 2,71 2,71 0,99 | 500 1000 500 | 0,09 0,06 0,04 | 2,18 0,99 0,99 | 2,18 0,99 0,99 | 1000 1000 1500 | 0,05 0,04 0,03 | 1,11 0,98 0,97 | 1,11 0,98 0,97 | 1500 1000 500 | 0,05 0,05 0,03 | 0,94 0,99 1,05 | 0,94 0,99 1,05 | 1500 1500 1500 | 0,04 0,04 0,02 | 0,74 0,84 0,47 | 0,74 0,84 0,47 | 1500 1000 1000 | | | | | |
| Confine N.Africa | ITsic - TUN ITsic-MT | | | | | 500 500 | 0,16 | 5,00 5,00 | 5,00 5,00 | 1000 500 | 0,09 | 1,50 1,50 | 1,50 1,50 | 1500 500 | 0,04 | 0,55 0,55 | 0,55 0,55 | 1500 500 | 0,03 | 0,36 0,36 | 0,36 0,36 | 1500 500 | | | | | | | | | |
| Sezioni interne | ITcn - ITn ITcs - ITcn ITcs - ITcs ITsic - IT ITsar - IT ITsic - IT | 400 400 400 400 300 400 | 0,03 0,03 0,03 0,16 | 2,31 2,31 2,31 1,47 | 3,80 3,80 3,80 2,72 | 400 400 400 400 400 400 | 0,03 0,11 0,04 0,15 | 1,19 2,38 1,67 1,38 | 1,35 2,67 1,80 2,64 | 800 800 800 400 400 400 | 0,06 0,06 0,04 0,09 | 0,92 0,92 0,55 1,12 | 0,92 0,92 0,55 1,14 | 800 800 800 400 | 0,03 0,05 0,02 0,03 | 0,50 0,69 0,27 0,33 | 0,50 0,69 0,27 0,33 | 800 800 800 400 | 0,06 0,05 0,02 0,03 | 0,82 0,66 0,39 0,41 | 0,82 0,66 0,39 0,41 | 800 1200 800 800 | 0,05 0,06 0,06 0,08 | 0,75 0,82 0,84 1,46 | 0,75 0,82 0,84 1,46 | 800 800 800 1200 | | | | | |

La Estero 10 Italia 3 La Estero 8 Italia 2 La Estero 4 Italia 1 La Estero 3 Italia 1 La Estero 3 Italia 1 La Estero 3 Italia 1

Figura 1. Soglia LA esplicitata per ciascuna iterazione in entrambi gli scenari di studio.

Richiesta 9. Esempio di calcolo dei parametri CA e CB per un'iterazione (almeno per un confine ed una sezione).

Terna: Si riporta in Figura 2 un esempio di calcolo delle grandezze CdA e CdB per la prima iterazione nello scenario ST 2030 per il confine Italia Nord – Austria e la sezione interna Centro Nord – Centro Sud.

| ST 2030 | ITERAZIONE 1 - PINT | | | | | |
|------------|---------------------|------------|-------------------------|------|------|------|
| Sezioni | Ore congestione | DP Average | Costo Marginale [M€/MW] | Cda | Cdb | B/C |
| AT - ITn | 4497 | 6.44 | 0.35 | 18.4 | 4497 | 3.47 |
| ITcn - ITn | 974 | 1.32 | 0.39 | 3.4 | 974 | 1.43 |

$$Cda = \frac{DP \text{ Average}}{\text{Costo Marginale}} = \frac{6,44}{0,35}$$

$$Cdb = \text{ore di congestione} = 4497$$

Figura 2. Esempio di calcolo delle grandezze CdA e CdB.

Richiesta 10. Analisi di sensitività della soluzione rispetto alla taglia dei gradini di incremento (400 MW e 500 MW).

Terna: Si ritiene che gli step di 500 MW sulle frontiere e di 400 MW tra le zone interne siano adeguati allo scopo delle analisi svolte, in quanto valori rappresentativi di un numero significativo dei nuovi progetti di interconnessione/sviluppo. In sede dell'ampia fase di consultazione e condivisione sia della metodologia che dei risultati finali non sono emerse obiezioni significative da parte degli operatori a questa assunzione.

Una riduzione degli step di incremento di capacità porterebbe ad un maggior numero di simulazioni con le relative maggiori tempistiche di risoluzione, non giustificati dallo scopo del Rapporto che ad oggi riesce comunque a catturare attraverso il rapporto B/C la capacità obiettivo approssimata alle centinaia di MW. L'arrotondamento alle centinaia di 100 MW sembra congruo e rappresenta la correlazione diretta tra la teoria applicata e la pratica legata appunto a progetti di trasmissione. Si raccoglie tuttavia positivamente lo spunto per future valutazioni che si possono integrare nell'ottica di affinare la precisione nell'intorno del valore di capacità obiettivo.

Richiesta 11. L'algoritmo di accrescimento della capacità usa la filosofia PINT, che assume l'aggiunta di un elemento

alla volta per la valutazione del beneficio marginale introdotto dall'adozione di un determinato aumento di capacità in una determinata sezione. In realtà, la crescita contestuale della capacità obiettivo fa decadere l'ipotesi PINT e il valore dei benefici associati ai singoli sviluppi di rete. Si richiedono integrazioni documentali in merito all'adozione dell'approccio PINT nel contesto dell'algoritmo. La stessa considerazione si può fare per l'iterazione 0 (TOOT); anche in questo caso, i calcoli sono effettuati con un intervento alla volta per valutare il beneficio marginale associabile al singolo intervento ma, di fatto, le azioni non sono TOOT e quindi la curva dei benefici è falsata. Si chiede una valutazione dell'impatto sulla curva dei benefici che potrebbe risultare falsata.

Terna: La metodologia PINT e TOOT è già adottata nel PdS e a livello Europeo.

In particolare, si intende precisare per mezzo dei seguenti esempi sullo scenario ST le modalità di valutazione del beneficio.

Sulla sezione ITs – ITcs, il beneficio stimato con il TOOT corrisponde al delta tra iterazione caso base e iterazione 0 in cui è stata decurtata la capacità di 400 MW sulla sezione S-CS.

Sulla sezione ITcn – ITn, la scelta di attivare il gradino è stata valutata in base ai differenziali di prezzo, ma il beneficio è stimato come delta tra iterazione 1 e caso base in cui è stata incrementata la capacità di 400 MW sulla sezione CN-N; sulla sezione ITcs – ITcn, la scelta di attivare il gradino è stata valutata in base ai differenziali di prezzo, ma il beneficio è stimato come delta tra iterazione 1 e caso base in cui è stata incrementata la capacità di 400 MW sulla sezione CS-CN. I due benefici sono indipendenti e rappresentano il delta tra iterazione 1 e caso base.

Nella iterazione 2, eventuali ulteriori benefici sono sempre valutati come delta tra iterazione 2 e iterazione 1. Nel momento in cui si passa alla iterazione 2, gli incrementi di capacità sono confermati e quindi si riparte con la valutazione della iterazione successiva. I delta benefici sono sempre valutati tra due iterazioni e l'iterazione precedente diventa il nuovo caso base con tutti i relativi incrementi di scambio di cui è già stato valutato il beneficio e descritto il punto sulle curve di beneficio.

Richiesta 12. Quando la capacità obiettivo è calcolata con riferimento ad un confine (che considera simultaneamente diverse interconnessioni) il rapporto B/C è quello riferito alla sezione nella sua interezza o alla singola interconnessione?

Terna: Si chiarisce che il rapporto B/C è riferito alla sezione nella sua interezza, ovvero al confine. Es. il rapporto B/C sul confine AT-ITn è riferito al confine AT-ITn. L'aggregazione dei confini è eseguita solo in ultima istanza. Non è possibile riferirsi alla singola interconnessione in quanto ci possono essere diversi modi di traguardare una capacità obiettivo per esempio di 1.000 MW, per esempio realizzando una interconnessione da 600 MW e una da 400 MW oppure una interconnessione complessiva da 1.000 MW. Quest'ultimo dettaglio rientra nell'ambito degli obiettivi del Piano di Sviluppo.

Richiesta 13. Quando sono utilizzate valutazioni di tipo probabilistico di che tipo sono? Sono simulazioni di tipo Montecarlo su Optimal Power Flow? Finalizzate a individuare quali parametri? Come sono utilizzate le valutazioni probabilistiche per la determinazione dei benefici aggiuntivi legati ai vincoli di rete? Si richiede un esempio di applicazione dal calcolo probabilistico fino all'inserimento degli esiti nella valutazione del beneficio marginale.

Terna: Le simulazioni di rete probabilistiche sono del tipo Montecarlo. Tutti i componenti di rete sono corredati dei propri tassi di guasto, così come i generatori dispacciabili sono caratterizzati dalle informazioni riguardanti le manutenzioni ed i generatori rinnovabili dai dati di producibilità nei 34 anni climatici.

In particolare, i dati di VRE sono stati individuati dalle simulazioni probabilistiche già eseguite per il Piano di Sviluppo. Tali dati sono risultati conciliabili con gli scenari e le strategie di sviluppo ipotizzate ed i benefici utilizzati in quota potenza nella curva di beneficio marginale.

In Tabella 3 si riporta il calcolo della prima iterazione per lo scenario ST 2030 sulla sezione ITn-ITcn. In particolare, il progetto 302-P nel PdS 2018 riporta la somma dei benefici B2, B3, B5, B7 pari a 23 M€/anno per un incremento

di 400 MW, di cui 21,3 M€ sono riconducibili all'MSDn (simulazioni MODIS effettuate nella fase di costruzione della curva iniziale di beneficio quindi decurtate per evitare il double counting). Pertanto, il valore VRE è ca. $2 \text{ M€} / 400 = 0,004 \text{ M€}/\text{M€*anno}$.

Il PINT sulla sezione è confermato nella iterazione 1 e quindi si passa dal beneficio B_{ini} pari a 0,03 M€/MW al beneficio B pari a 0,04 M€/MW sommando il beneficio VRE di 0,004 M€/MW. Per rendere confrontabili costi M€ e benefici M€/anno si utilizza il coefficiente 15,6 che consente di ricavare il punto B_{ini}/C ed il successivo B/C includendo i VRE.

| ST 2030 | | ITERAZIONE 1 - PINT | | | | | |
|-----------------|------------|---------------------|-------------------|-------------|-----------------|------------------------------------|------|
| | | Capacità [MW] | B_{ini} [M€/MW] | B_{ini}/C | Grare [M€/anno] | Beneficio Marginale +grare [M€/MW] | B/C |
| Sezioni interne | ITcn - ITn | 400 | 0.03 | 1.29 | 0.004 | 0.04 | 1.43 |

Tabella 3. Esempio di calcolo dei benefici legati alla riduzione dei vincoli di rete per la sezione ITn-ITcn.

Richiesta 14. Descrizione accurata del beneficio legato a MSDn rispetto a MSDz.

Terna: In aggiunta a quanto riportato nella richiesta 5, si precisa che le simulazioni effettuate per valutare i benefici di un MSD, sono eseguite con due tool:

- GRARE: si basa su un modello di rete (MSD nodale) per valutare le movimentazioni ai fini della risoluzione di congestioni intrazonali ed esegue analisi di tipo probabilistico con numerosi e ripetuti Load Flows; tale necessità impone il ricorso a LFs in corrente continua che non consentono di catturare i vincoli di tensione;
- MODIS: si basa su un modello zonale (MSD zonale) per valutare le movimentazioni ai fini della risoluzione di congestioni, approvvigionamento dei margini di riserva, tenendo anche conto di vincoli di must-run delle unità termoelettriche e vincoli di esercizio a rete integra dove e quando presenti; attraverso MODIS si riescono anche a valutare i benefici derivanti dai vincoli di tensione impostando ex-ante le risorse necessarie a garantire un corretto bilanciamento dei profili di tensione.

1.4 INDIVIDUAZIONE DELLA CAPACITÀ OBIETTIVO (CAP. 6 DEL RAPPORTO)

La tecnica di least regret utilizzata è una tecnica di decision making in ambiente incerto nota in letteratura e utilizzata in molteplici applicazioni. Non conoscendo in anticipo quale scenario si avvererà, l'idea è di contenere il rischio andando a scegliere l'alternativa di sviluppo che, anche nel peggiore degli scenari possibili, comporta il più piccolo dei regret. La tecnica scelta è perfettamente adatta al problema e si concorda sull'approccio adottato. Sarebbe utile integrare questa parte con grafici e/o simulazioni, che facciano vedere la stabilità della soluzione, ovvero il campo di variabilità della probabilità di accadimento degli scenari che non modificano la soluzione ottenuta assumendo una probabilità del 50% per ogni scenario.

Richieste di integrazioni/chiarimenti:

Richiesta 15. Il calcolo della capacità obiettivo per il Confine nord porta ad un valore finale di 7.300 MW. Si chiede una verifica di questo valore in quanto se si applica la procedura descritta nel Rapporto, ribadita con un esempio a Pag. 92 dello stesso Rapporto, l'esito non sembra essere quello atteso. In ogni caso si chiede di verificare la descrizione della procedura con riferimento all'ultimo gradino dell'algorithm da pesare per il rapporto B/C finale.

Terna: È stato effettuato un controllo con la seguente ricostruzione:

Il dato di capacità obiettivo è 7.800 MW nello scenario DG per un errore di battitura è stato riportato 7.300 MW nel report a pagina 8 e pagina 44.

1.5 RISCONTRO ALLE OSSERVAZIONI SUL DOCUMENTO CONSULTATO “METODOLOGIA PER LA IDENTIFICAZIONE DELLE CAPACITÀ OBIETTIVO” (ALL. 6 DEL RAPPORTO)

Diversi stakeholder hanno sottolineato la stranezza di non considerare in modo esplicito la connessione fra Sicilia e Sardegna ovvero non sono stati presi in esame e definiti valori di capacità obiettivo relativi alle sezioni Sardegna – Sicilia (come da Piano di Sviluppo 2018 - caso HVDC Sicilia-Sardegna).

Richiesta 16. Le spiegazioni fornite a Pag. 96-97 sono ragionevoli, ma si chiede una integrazione che dimostri in modo oggettivo quanto indicato nella risposta. Si chiede pertanto di esplicitare il calcolo del beneficio del collegamento Sicilia-Sardegna (nell'ipotesi PINT) per dimostrarne il beneficio minimo in assenza di una ben più importante presenza di una seconda connessione fra il sud della Sardegna e la penisola italiana.

Terna: Analizzando in particolare la situazione si possono confrontare due situazioni per capire le variazioni sui flussi nello scenario ST (che hai poi generato i valori di capacità obiettivo finali).

La Figura 3 riporta a sinistra uno schema di valori di scambio conforme ai risultati nel report e a destra l'alternativa in cui, invece di realizzare 500 MW sulla sezione ITsa-ITcs e ITsi-ITcs, si realizzano 500 MW ITsa-

Entrambe le ipotesi rilevano un incremento di capacità interconnessione delle isole verso il resto del sistema a 900 MW.

Scopo dell'analisi che segue è verificare come le due diverse ipotesi di sviluppo impattano sulle altre sezioni fine di confermare la validità delle capacità obiettivo sulle altre sezioni.

L'analisi dei flussi riportata in Figura 4 evidenzia come scambi sulle sezioni interne ITn-ITcn-ITcs-ITs sono sostanzialmente invariate. Sono presenti variazioni minime sulle sezioni Sicilia – resto del sistema e Sardegna – resto del sistema derivante anche da un diverso commitment degli impianti. Ciò indica una variazione trascurabile che tuttavia non può essere esaminata con un simile approccio ma necessita di studi di rete dettagliati per l'identificazione della migliore soluzione tecnica di sistema.

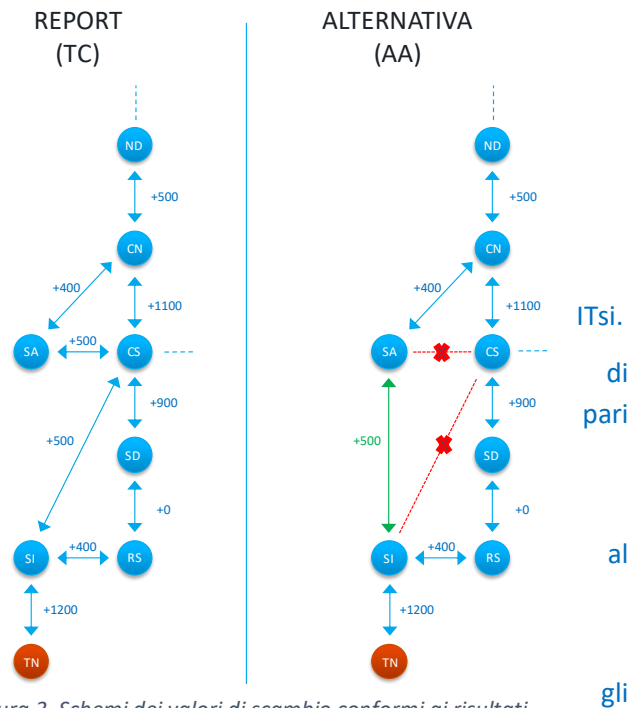


Figura 3. Schemi dei valori di scambio conformi ai risultati nel report ("TC") e nel caso in cui fosse stata considerata la sezione Sicilia - Sardegna.

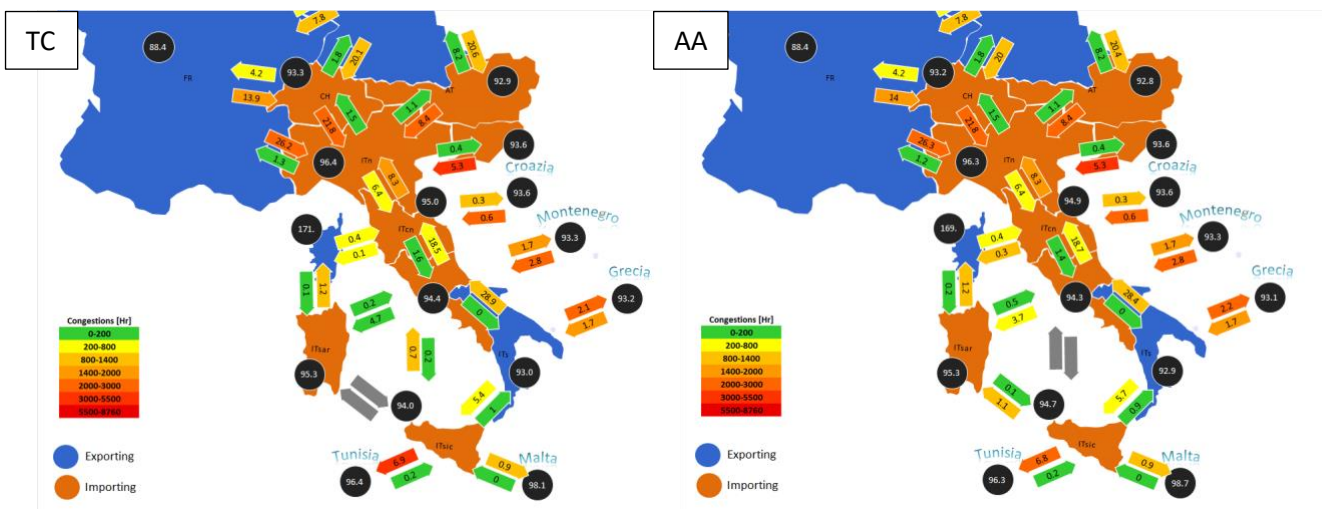


Figura 4. Flussi di energia tra sezioni/confini in assenza ("TC") ed in presenza ("AA") della sezione Sicilia – Sardegna.