

**METODOLOGIA PER LA IDENTIFICAZIONE
DELLE CAPACITA' OBIETTIVO**

DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE



Maggio 2018

Trasmettiamo energia

In copertina:
conduttore ad alta temperatura tipo ZTACIR con anima in Invar e mantello a fili
in lega termoresistente di alluminio.

***Metodologia per la identificazione
delle capacità obiettivo
Documento di consultazione***

Maggio 2018

Sommario

1	Premessa	5
1.1	Contesto regolatorio	5
1.2	Struttura del documento	6
2	Bibliografia e glossario.....	8
2.1	Bibliografia.....	8
2.2	Glossario	8
3	Practices Europee	11
3.1	Criteri e raccomandazioni del Commission Expert Group (CEG) on Electricity Interconnection Targets	11
3.2	European Power System 2040 “Completing the map”	14
3.3	Considerazioni	16
4	Proposta metodologica per la valutazione delle Capacità Obiettivo	19
4.1	Criteri generali	19
4.2	Assunzioni e Ipotesi di riferimento.....	19
4.2.1	Definizione scenari analizzati ed anno studio	19
4.2.2	Scenari di rete.....	22
4.2.3	Strumenti di Simulazione.....	25
4.3	Valutazione del costo marginale	26
4.4	Valutazione del beneficio marginale	28
4.5	Individuazione della capacità obiettivo	30

1 Premessa

Con deliberazione 129/2018 dell'8 Marzo 2018 recante disposizioni in tema di *“Misure 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”*, l'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità/ARERA) ha richiesto a Terna la predisposizione di un **Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo** per sezioni di rete significative del sistema elettrico nazionale, in via propedeutica al meccanismo atto ad incentivare il Gestore della rete a definire e realizzare la capacità di trasporto addizionale utile al sistema.

Scopo del presente documento è quello di presentare **la proposta di metodologia di calcolo delle capacità obiettivo** in conformità alle indicazioni fornite da Autorità e tenuto conto dell'approccio utilizzato a livello europeo, al fine di raccogliere le osservazioni degli operatori interessati.

ARERA con le delibere 884/2017 e 129/2018, ha individuato un percorso preciso per la definizione del calcolo della capacità obiettivo che prevede:

- Fase 1: l'elaborazione della metodologia di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo e relativa consultazione con i soggetti interessati della durata di almeno tre settimane;
- Fase 2: elaborazione del Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo contenente una chiara esplicitazione delle scelte adottate da Terna relativamente alle categorie, agli anni studio e agli scenari presi a riferimento

In tale contesto, Terna ha avviato l'elaborazione del *Rapporto di identificazione delle capacità* e predisposto il presente documento metodologico quale base di riferimento per le successive analisi.

1.1 Contesto regolatorio

Con **deliberazione 884/2017/R/eel del 21 Dicembre 2017** in tema di *“Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione”*, l'Autorità ha definito, in prima attuazione (in vista di una più ampia implementazione di nuovi strumenti di incentivazione di natura output-based per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica), i meccanismi incentivanti allo sviluppo e al rafforzamento di strumenti propedeutici alla regolazione output-based e di incentivazione all'ottenimento di contributi per il finanziamento degli interventi di sviluppo.

In particolare, l'Autorità ha approvato tre nuovi meccanismi di incentivazione output-based e, in particolare:

- l'incentivazione a strumenti propedeutici alla regolazione output-based;
- l'incentivazione sperimentale all'ottenimento di contributi Connecting Europe Facility (CEF) per il finanziamento degli interventi;
- l'estensione ad altri progetti con IUS (Indicatore di Utilità del Sistema) > 1,5 dell'ambito di applicazione del potenziale incentivo per progetti ad alto rischio fino ad oggi riconosciuto solo ai Progetti di Interesse Comune (PCI).

Con medesima deliberazione, l'Autorità ha definito obblighi di comunicazione a carico di Terna relativi alla qualità del servizio e dei costi sorgenti derivanti dalle nuove attività previste nella delibera stessa; confermato l'intenzione di procedere, anche con successive consultazioni, all'emanazione di provvedimenti volti all'introduzione di ulteriori meccanismi di incentivazione finalizzati a:

- ottenere contributi da operatori di rete e soggetti esteri;
- realizzare capacità addizionale di trasporto fino a valori di capacità target;
- ulteriori aspetti meritevoli di incentivazione, anche ai sensi dell'articolo 37, paragrafo 8, della Direttiva 2009/72/CE.

Con la **deliberazione 129/2018 dell'8 Marzo 2018**, ARERA definisce nuovi strumenti di incentivazione di natura output-based per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica ed in quest'ottica il presente documento rappresenta il primo passo per la successiva identificazione delle capacità obiettivo, definita come *“la capacità di trasporto addizionale che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali”* in una data sezione/confine.

In tale contesto, è stato individuato un percorso preciso per la definizione del calcolo della capacità obiettivo che prevede:

- l'elaborazione di un documento recante la metodologia di identificazione delle capacità obiettivo da sottoporre a consultazione la cui durata dovrà essere di almeno 3 settimane;
- l'invio da parte di Terna all'Autorità delle valutazioni e contro-osservazioni sui commenti ricevuti in sede di consultazione, da effettuarsi almeno due mesi in anticipo rispetto alla scadenza del punto successivo;
- l'invio entro il 31 luglio del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo per sezioni di rete significative del sistema elettrico nazionale;
- l'individuazione da parte dell'Autorità entro il 31 dicembre 2018 delle sezioni e i confini e per ciascuno di essi la capacità di trasporto di partenza e la capacità di trasporto obiettivo anche per il riconoscimento di incentivi a Terna per il periodo regolatorio 2019-2023.

Secondo quanto previsto al comma 3 del suddetto provvedimento, il rapporto deve contenere una chiara esplicitazione delle scelte adottate da Terna relativamente agli anni studio e agli scenari presi a riferimento e, per ciascuna sezione o confine oggetto dell'analisi, almeno i seguenti elementi:

- a) quantificazione della capacità di trasporto obiettivo;
- b) indicazione del beneficio marginale per incremento marginale di capacità di trasporto o del beneficio unitario per l'ultimo incremento finito di capacità ritenuto economicamente efficiente;
- c) indicazione del costo di riferimento adottato.

Contestualmente la stessa delibera 129/2018, al comma 4, ha disposto che Terna effettui una consultazione dei soggetti interessati sulla metodologia di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo della durata di almeno tre settimane.

Inoltre, la redazione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo rientra tra gli strumenti propedeutici alla regolazione output based, individuate dall'Autorità nella deliberazione 884/2017 come funzionali all'efficace sviluppo della rete, al supporto alla regolazione selettiva degli investimenti ed alla trasparenza sugli output del servizio di trasmissione.

1.2 Struttura del documento

Il presente documento è così strutturato:

- nel Capitolo 2 sono riportati i principali riferimenti bibliografici, nazionali e non, citati nel testo ed un sintetico glossario a supporto della lettura del testo.
- nel Capitolo 3 sono presentate:

- i. le analisi metodologiche e i criteri adottati a livello europeo per determinare capacità obiettivo: in particolare, sono riportati i criteri e le raccomandazioni elaborate dal Commission Expert Group on Electricity Interconnection Targets (CEG), gruppo di lavoro istituito dal 2016 con l'obiettivo di fornire alla Commissione Europea delle indicazioni tecniche su come raggiungere i target di capacità di interconnessione attraverso opportuni indici sulla capacità di un sistema elettrico di garantire la copertura della domanda, la connessione di nuova generazione e l'integrazione dei mercati;
 - ii. il rapporto ENTSO-E *European Power System 2040 Completing the map - The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis system needs*, pubblicato lo scorso 2 febbraio.
- nel Capitolo 4 si analizzano le assunzioni e le ipotesi alla base del calcolo ed è presentata una proposta metodologica atta a definire la capacità obiettivo, sia sulle interconnessioni sia sulle zone di mercato interne della rete nazionale.

Al fine di agevolare l'interazione con gli stakeholder, infine, ogni sezione del documento è corredata da un box "*Spunti per la consultazione*", contenente riflessioni e specifici quesiti sui quali i soggetti interessati sono invitati a contribuire.

2 Bibliografia e glossario

2.1 Bibliografia

- 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, ARERA
- 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, ARERA
- 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, ARERA
- 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, ARERA
- 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, ARERA
- Raccomandazione della Agency for the Cooperation of Energy Regulators No. 03/2014 del 27 giugno 2014 su incentivi per progetti di interessi comune e su una metodologia comune per la valutazione del rischio (di seguito: raccomandazione ACER 03/2014)
- Opinione della Agency for the Cooperation of Energy Regulators No. 01/2017 sullo schema di Ten Year Network Development Plan TYNDP 2016 (di seguito: Opinione ACER 01/2017)
- “European Power System 2040 Completing the map - The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis” del 2 febbraio 2018, ENTSO-E
- Towards a sustainable and integrated Europe, Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets, Novembre 2017
- Piano di Sviluppo 2018, Terna
- Documento metodologico per l’applicazione dell’analisi costi benefici al Piano di sviluppo, Terna
- Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure, Agosto 2015, ACER

2.2 Glossario

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

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

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

Capacità obiettivo (o Target Capacity): come da delibera 542/2017/R/EEL è definita come la capacità di trasporto addizionale che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali.

Connecting Europe Facility (CEF): è uno strumento finanziario fondamentale per promuovere la crescita, l’occupazione e la competitività attraverso investimenti infrastrutturali mirati a livello europeo (Connecting Europe Facility Regulation (No 1316/2013)).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

PINT (Put IN one at the Time): è il metodo di valutazione dei benefici illustrato nella CBA 2015 di ENTSO-e, sezione 3.6.4, che inserisce un intervento nei modelli di riferimento di rete e di mercato allo studio (che di norma non comprendono interventi di sviluppo), e successivamente calcola i benefici in modo differenziale tra i risultati con l'intervento e i risultati senza l'intervento

Progetti di Interesse Comune (PCI): ai sensi dell'Art. 4 del Regolamento (UE) n. 347/2013 è un progetto che ha significativi effetti positivi su almeno due Stati Membri, contribuendo all'integrazione dei mercati dell'energia elettrica e ad una maggiore concorrenza nel perimetro dell'Unione, migliorando la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e contribuendo all'incremento di produzione dell'energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER) e alla riduzione delle emissioni di CO₂.

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

Servizio di trasmissione dell'energia: è l'insieme delle sono tutte quelle attività che riguardano la Programmazione, lo Sviluppo e la Manutenzione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

SEW: Social Economic Welfare (SEW) è l'indicatore correlato al funzionamento del mercato dell'energia e all'incremento di limiti di transito tra zone della rete rilevante o ai confini. Il social welfare è valutato attraverso l'approccio del Total Surplus (TS) in cui la funzione obiettivo prevede la massimizzazione del welfare di sistema nei mercati basati sul sistema a prezzo marginale. In tali sistemi, se sono presenti congestioni, ciò equivale a massimizzare la somma del surplus dei consumatori (consumer surplus), del surplus dei produttori (producer surplus) e delle rendite da congestione (Congestion Rents).

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

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

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

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

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

TOOT (Take Out One at the Time): è il metodo di valutazione dei benefici illustrato nella ENTSO-E CBA 2015, sezione 3.6.4, che rimuove un intervento nei modelli di riferimento di rete e di mercato allo studio (che di norma comprendono gli interventi di sviluppo), e successivamente calcola i benefici in modo differenziale tra i risultati con l'intervento e i risultati senza l'intervento.

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

3 Practices Europee

3.1 Criteri e raccomandazioni del Commission Expert Group (CEG) on Electricity Interconnection Targets

Per il raggiungimento degli obiettivi in materia di clima ed energia, l'Europa deve migliorare e potenziare le interconnessioni elettriche transfrontaliere: il collegamento dei sistemi elettrici europei consentirà all'UE di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e di integrare più fonti rinnovabili nei mercati dell'energia. Collegamenti affidabili tra i Paesi Europei riducono anche il rischio di blackout elettrici e facilitano la gestione di fonti energetiche rinnovabili intermittenti, come il solare e l'eolico. Ad esempio, le eccedenze di energia rinnovabile prodotte in un Paese potrebbero essere utilizzate in un altro paese in cui la domanda di elettricità è elevata, attraverso nuove interconnessioni.

Nell'ottobre 2014, il Consiglio europeo Ricerca ha invitato tutti i paesi dell'UE ad incrementare la capacità di interconnessione entro il 2020 sino ad almeno il 10% della capacità di generazione installata.

Per contribuire a raggiungere questi obiettivi, nel 2016 è stato istituito l'Expert Group per le interconnessioni (CEG) con l'obiettivo di fornire alla Commissione Europea indicazioni tecniche su come raggiungere questi target; l'Expert Group è costituito da 15 esperti del settore provenienti da organizzazioni industriali europee, Università, Enti di Ricerca ed Organizzazioni non Governative.

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

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

I due obiettivi-chiave sono:

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

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

- Indicatore A: copertura della domanda di energia elettrica
- Indicatore B: necessità di esportare l'eccesso di produzione rinnovabile da un Paese all'altro
- Indicatore C: minimizzazione del differenziale di prezzo

Indicatore A

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

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

Dove:

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

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

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

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

Indicatore B

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

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

dove:

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

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

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

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

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

Indicatore C

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

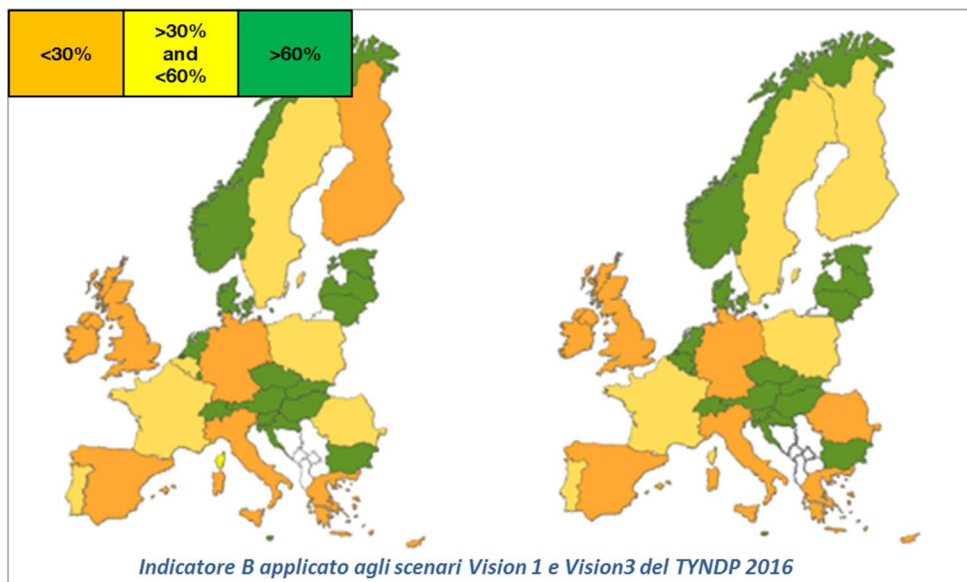
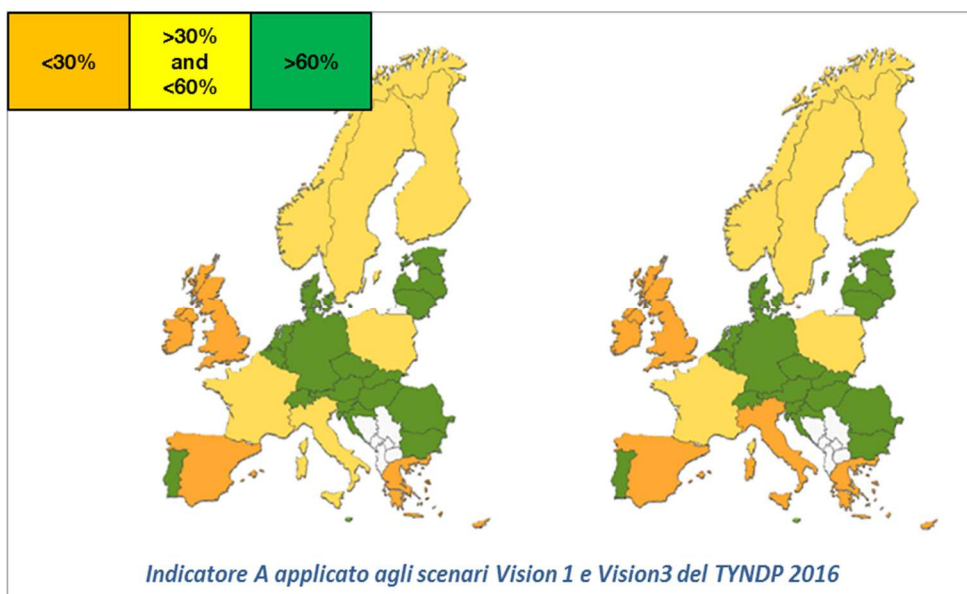
$$C = \text{Yearly average of price differential} < 2 \text{ €/MWh}$$

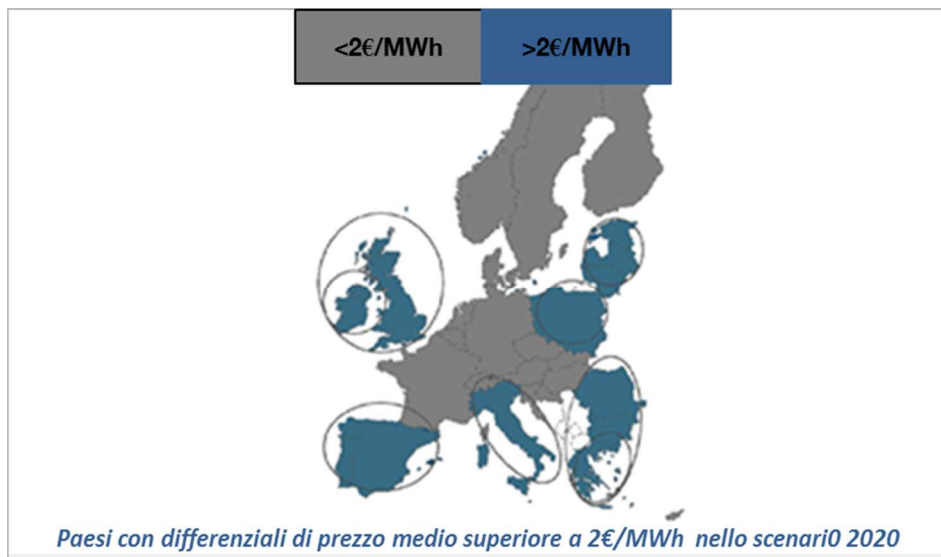
Se il valore C risulta superiore a 2 €/MWh è necessario valutare con urgenza un incremento di capacità.

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

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

L'Expert Group ha applicato questa metodologia agli scenari TYNDP 2016 ottenendo le evidenze riportate nei seguenti grafici:





L'applicazione dell'Expert Group di questa metodologia agli scenari del TYNDP2016 mette in evidenza come l'Italia presenta criticità in ciascuno dei 3 criteri.

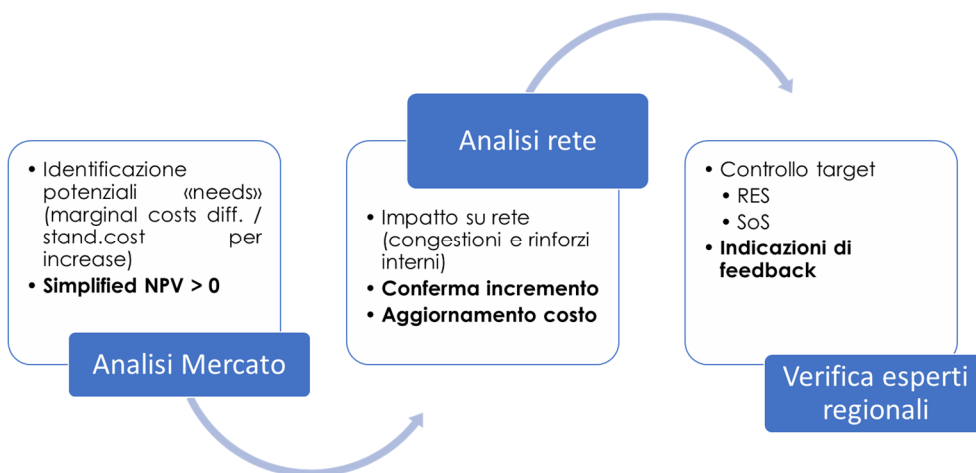
3.2 European Power System 2040 “Completing the map”

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

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

A tal fine, in data 2 Febbraio 2018, nell'ambito dell'elaborazione del Ten Year Development Plan 2018 ENTSO-E ha pubblicato per consultazione il Report “European Power System 2040 Completing the map. The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis” recante i risultati delle analisi, e su un orizzonte di più lungo delle necessità del sistema elettrico europeo.

La metodologia utilizzata in ambito ENTSO-E si sviluppa secondo il seguente processo:



In sintesi le analisi, partendo da una rete di riferimento che include tutti gli interventi già previsti nella precedente edizione del Ten Year Development Plan (TYNDP 2016) si sviluppano sulla base di:

1. Analisi di mercato:

- identificazione dello sviluppo di capacità alla frontiera del sistema elettrico Europeo a partire da un modello di rete 2030 su cui sono stati effettuati degli incrementi di capacità laddove il rapporto tra “hourly marginal cost differences between countries” e “standard cost of an increase” risultava elevato;
- in tale contesto, la stima del Social Economic Welfare legato ad un incremento (assunto convenzionalmente pari a 500 MW) su una frontiera rispetto al costo di investimento di un progetto standard sulla stessa frontiera ha consentito di verificare se gli incrementi sono confermati come dati di input per le simulazioni iterative successive (ovvero il Net Present Value >0);
- la stima del SEW e gli incrementi di capacità si arrestano al verificarsi della condizione in cui il SEW non giustifica ulteriori costi per incrementare la capacità alla frontiera.

2. Analisi di Rete: l'analisi di mercato è stata integrata attraverso analisi di rete e verificato il rispetto del criterio N ed N-1.

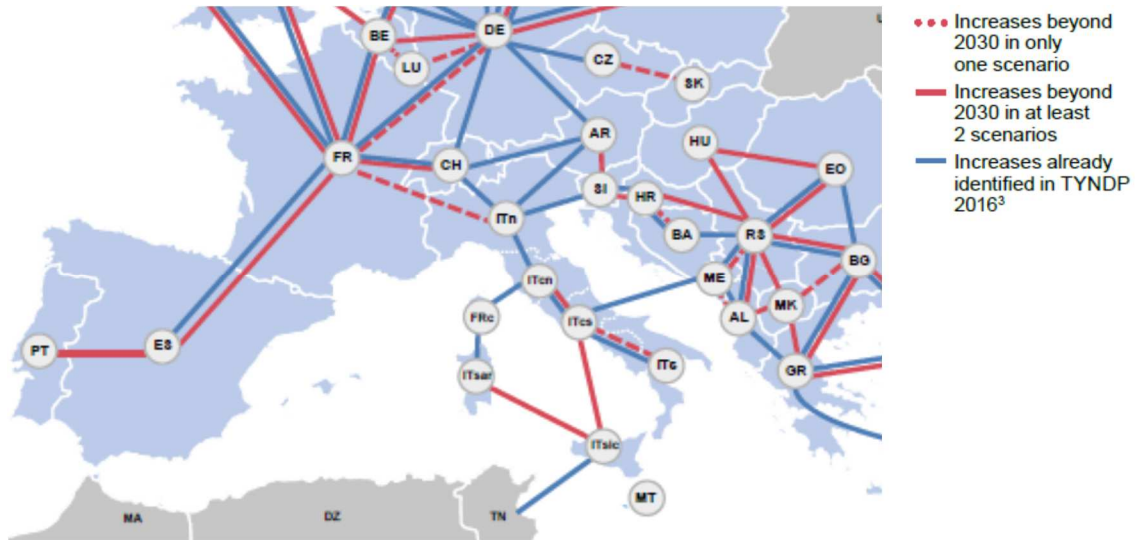
Oltre alle analisi di cui sopra, nel processo di identificazione degli Investment Needs sono stati tenuti in conto anche altri output quali la Security of Supply e la RES integration:

- per la sicurezza dell'approvvigionamento, è stata definita una grandezza “Remaining Capacity” definita come

$$\text{Remaining Capacity} = \frac{\text{capacità disponibile (h)} - \text{domanda (h)} + / - \text{capacità di interconnessione(h)}}{\text{domanda (h)}}$$

- per tener conto dell'esigenze di integrazione FER, è stato valutato il rischio di energia tagliata (GWh) (fornito direttamente dagli strumenti utilizzati nel processo).

I risultati delle valutazioni in esito al processo sopradescritto, sono stati confrontati con l'obiettivo target del 15% sulla capacità di interconnessione e quindi individuate le nuove esigenze di sviluppo all'anno orizzonte 2040, di seguito rappresentate:



3.3 Considerazioni

Entrambe le metodologie sopra riportate, basano l'identificazione di nuova capacità di scambio tra zone di mercato su tre grandezze proiettate su scenari di lungo (2030) e lunghissimo termine (2040):

- A) Integrazione dei mercati ovvero differenza tra i benefici rispetto costi di investimento standard
- B) Sicurezza di approvvigionamento
- C) Integrazione Rinnovabili

Invece, l'individuazione delle capacità obiettivo a livello nazionale fa riferimento ad analisi su un orizzonte temporale di breve medio termine, quale l'anno 2025 (anno studio analizzato in Piano di Sviluppo 2018 e TYNDP 2018), come peraltro suggerito nel documento di consultazione 542/2017.

La definizione della capacità obiettivo a livello nazionale assume due dimensioni:

- Internazionale: incremento della capacità di scambio con le frontiere estere (confini);
- Interna: incremento della capacità di scambio tra zone di mercato (sezioni).

L'applicazione dei criteri "europei" sopra descritti può risultare idonea per le interconnessioni anche al fine di garantire:

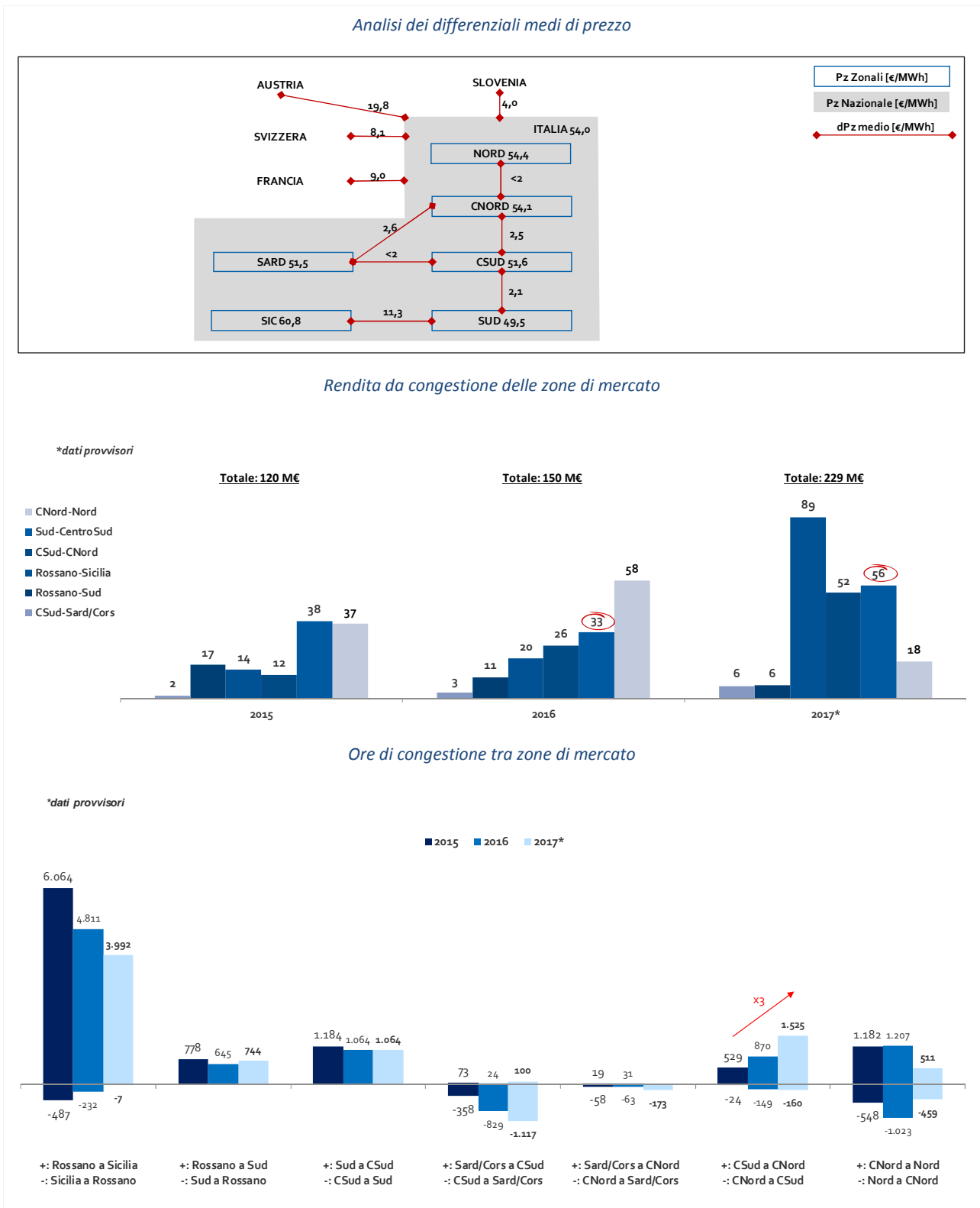
- la coerenza metodologica in ambito europeo;
- il rispetto degli obiettivi comuni.

Tuttavia risulta non ottimale per i rinforzi interni tra zone di mercato.

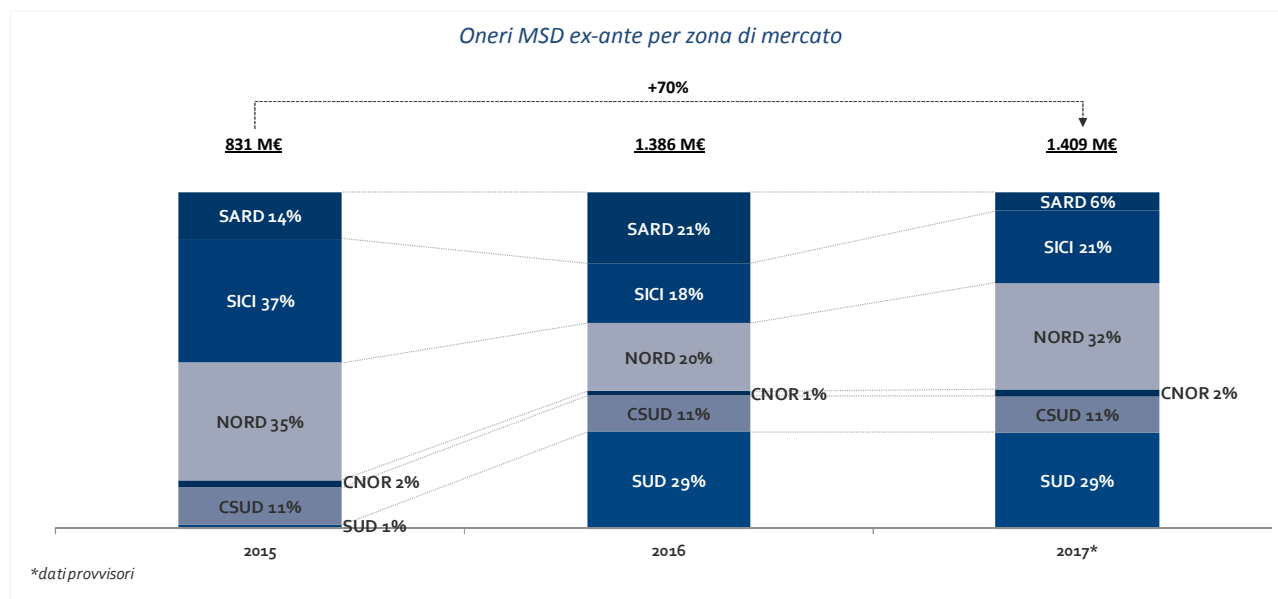
In primis, il criterio del differenziale di prezzo in esito ai mercati del giorno prima risulta, stante l'attuale situazione di mercato, non sufficiente a catturare le effettive necessità di rete; come rappresentato già del Piano di Sviluppo edizione 2018, infatti, si evidenzia:

- da una parte una tendenza all'allineamento dei prezzi nel Mercato del Giorno prima tra le varie zone (Pz zonali);
 si vedano ad esempio i dati relativi alla sola sezione Centro Sud – Centro Nord, come riportato nei seguenti grafici estratti dal PdS 2018, dai quali si riscontra che tale sezione è prioritaria per lo sviluppo del sistema elettrico nazionale, infatti:
 - o le rendite da congestione sono incrementate da 33 M€ del 2016 a 56 M€ del 2017 (+70%);

- o le ore di congestione sono incrementate da ~500 h del 2015 a ~1.500 h del 2017 (x3).



- dall'altra un progressivo incremento dei costi sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento;



D’altro canto, lo stesso indicatore Social Economic Welfare, la cui funzione obiettivo prevede la massimizzazione del welfare di sistema (somma del surplus dei consumatori, del surplus dei produttori e delle rendite da congestione), potrebbe fornire indicazioni non corrette ai fini del calcolo della capacità obiettivo tra zone di mercato (sezioni).

Appare evidente che il beneficio del consumatore ed il beneficio del produttore sono tipicamente in antitesi (il beneficio per uno rappresenta un non beneficio per l’altro); pertanto si ritiene che la valutazione dei soli benefici per il consumatore (il soggetto che in ultima istanza finanzia gli investimenti sulla rete) unitamente alle rendite di congestione darebbero indicazioni più allineate rispetto all’obiettivo di contenimento dei costi complessivi ricadenti sugli utenti finali.



Spunti per la consultazione

1. Si ritiene l’analisi dei differenziali di prezzo un opportuno indicatore “sentinella” ai fini degli approfondimenti metodologici per la stima delle Capacità Obiettivo?
2. Si ritiene opportuno includere nelle valutazioni delle Capacità Obiettivo oltre ai benefici di mercato anche i benefici di rete come peraltro effettuato in ambito europeo? Quali altri indicatori si ritiene debbano essere considerati?
3. Si ritiene condivisibile trarre spunto dalle metodologie per la valutazione delle Capacità Obiettivo tra i diversi Paesi in ambito europeo?

4 Proposta metodologica per la valutazione delle Capacità Obiettivo

4.1 Criteri generali

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”*.

Molti dei progetti inclusi nel Piano di Sviluppo 2018 contribuiscono ad incrementare la capacità di scambio tra zone; a tali interventi, in accordo con le disposizioni di cui alla deliberazione del 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) e s.m.i., è applicata l'Analisi Costi Benefici (ACB 2.0), che ne dimostra, attraverso i due indicatori Indice di Utilità del Sistema (IUS) e Valore Attualizzato Netto (VAN), il contributo positivo per il sistema Paese in almeno due scenari contrastanti. Tale analisi costi benefici abilita l'intervento proposto nel Piano.

La proposta inclusa nel presente documento non sostituisce/supera la ACB 2.0 e non costituisce una ulteriore metodologia finalizzata a verificare l'utilità del singolo intervento, ma si pone l'obiettivo di individuare la capacità addizionale ottima tra due zone di mercato (sezioni) o con i paesi confinanti (confini).

La metodologia qui proposta per il calcolo delle capacità obiettivo adotta un orizzonte 2025, in linea con quanto ipotizzato nel documento di consultazione ARERA 542/2017/R/eel: *“l'analisi delle Capacità obiettivo potrebbe in teoria riguardare la fine dell'orizzonte decennale di PdS 2018 (2027) e quindi le analisi potrebbero riferirsi all'anno 2025, anno studio analizzato in PdS”*, e coerentemente con le finalità definite da ARERA, fra le quali la possibilità di incentivare Terna a realizzare interventi efficienti di breve/medio termine.

Gli approcci utilizzati in ambito europeo, descritti nel capitolo 3, si pongono:

- l'uno (*“Towards a sustainable and integrated Europe”*) l'obiettivo di verificare la necessità di individuare nuova capacità di scambio tra Paesi addizionale al fine del raggiungimento dei target del 15% della capacità di scambio rispetto al picco di carico, alla potenza installata, differenziali di prezzo;
- l'altro (*“European Power System 2040 Completing the map - The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis”*) di definire le necessità di sviluppo in uno scenario di più lungo termine rispetto agli interventi già inclusi nel Ten Year Development Plan.

L'approccio qui proposto, invece, ha l'obiettivo di definire la Capacità obiettivo ottima per ciascuna sezione/confine, svincolandosi dai singoli interventi di sviluppo e puntando verso un ottimo di sistema.

Di seguito sono descritte le assunzioni e le ipotesi di riferimento alla base delle analisi e la metodologia per il calcolo del costo e del beneficio marginale ai fini del calcolo delle capacità obiettivo.

4.2 Assunzioni e Ipotesi di riferimento

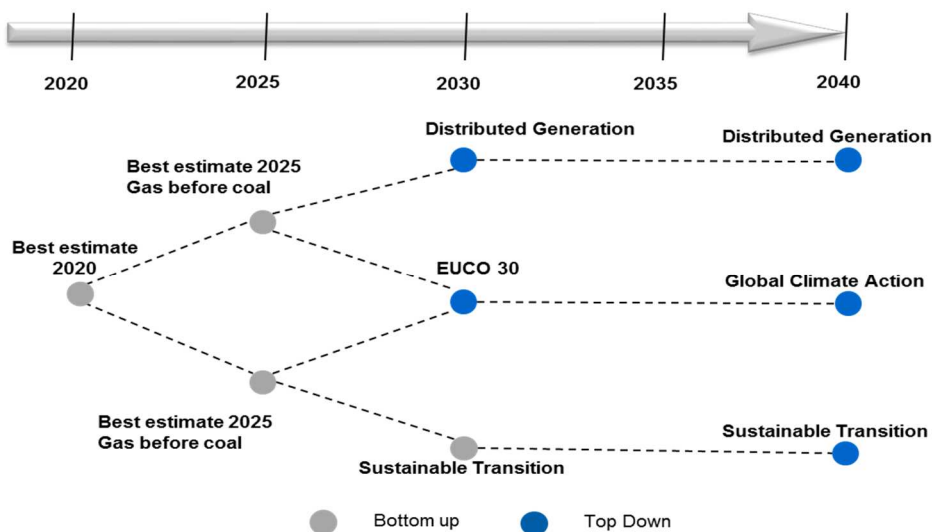
4.2.1 Definizione scenari analizzati ed anno studio

In linea con quanto proposto nel documento di consultazione 542/2017/R/eel, l'analisi delle Capacità obiettivo riguarda l'anno 2025, anno studio già analizzato nel PdS 2018 ed intermedio fra l'ultimo anno di efficacia degli incentivi output-based per lo sviluppo di capacità di trasporto e la fine dell'orizzonte decennale del PdS 2018.

A tal fine sono stati utilizzati quali scenari di riferimento gli stessi adottati per il Piano di Sviluppo 2018, ovvero i due scenari contrastanti allineati agli scenari Europei elaborati da ENTSO-E ai fini del TYNDP 2018: il Sustainable Transition (ST) ed il Distributed Generation (DG)

Gli scenari proposti in ambito ENTSO-E coprono diversi orizzonti temporali (2020, 2030 e 2040) e diverse ipotesi di trend regolatori e di sviluppo tecnologico; l’anno orizzonte 2025 è costruito mediante interpolazione tra l’anno 2020 e l’anno 2030, ottenendo così due scenari di riferimento: il 2025 ST ed il 2025 DG.

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



L’approccio *bottom-up* viene applicato negli anni di più breve termine (scenario 2020, 2025) e nell’anno 2030 definito “Sustainable Transition”, mentre l’approccio *top-down* viene adottato negli scenari “Distributed Generation”.

Ai fini del presente documento, verranno utilizzati coerentemente con il Piano di Sviluppo 2018 gli scenari ST e DG.

Più in dettaglio:

Lo scenario Sustainable Transition: lo scenario ST è l’unico, tra quelli proposti in ambito ENTSO, che è stato definito con metodologia *bottom-up* basandosi cioè sul contributo e supporto informativo dei TSO.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.2.2 Scenari di rete

Per l'anno oggetto di studio 2025 è stato valutato un unico scenario di rete che, rispetto all'attuale, vede implementati i soli progetti di sviluppo autorizzati, inclusi nel Piano di Sviluppo 2018, ed il cui completamento è previsto, sulla base delle informazioni più aggiornate, entro e non oltre il 31 dicembre 2025 (Caso base, denominato "2025 di minimo sviluppo").

Rispetto a tale Caso base ed ai singoli interventi, le analisi saranno svolte con un approccio di tipo *TOOT* per gli interventi già autorizzati ed in costruzione e di tipo *PINT* per le valutazioni di capacità aggiuntiva, ovvero:

- Approccio *TOOT* (Take Out One at the Time): da tale caso base si rimuovono uno per volta gli interventi sulla sezione/confine¹ in esame e per differenza tra il caso base ed il caso senza l'intervento di sviluppo, si ottengono i benefici da legare all'intervento;
- Approccio *PINT* (Put IN one at Time) si calcolano i benefici correlati all'incremento della capacità di scambio rispetto al caso base 2025 di minimo sviluppo, aggiungendo unicamente incrementi sulle sezioni/confini in esame ove sussistano le condizioni di cui al paragrafo 4.4 e per differenza tra il caso con l'intervento e il caso base, si ottengono i benefici da legare all'intervento;

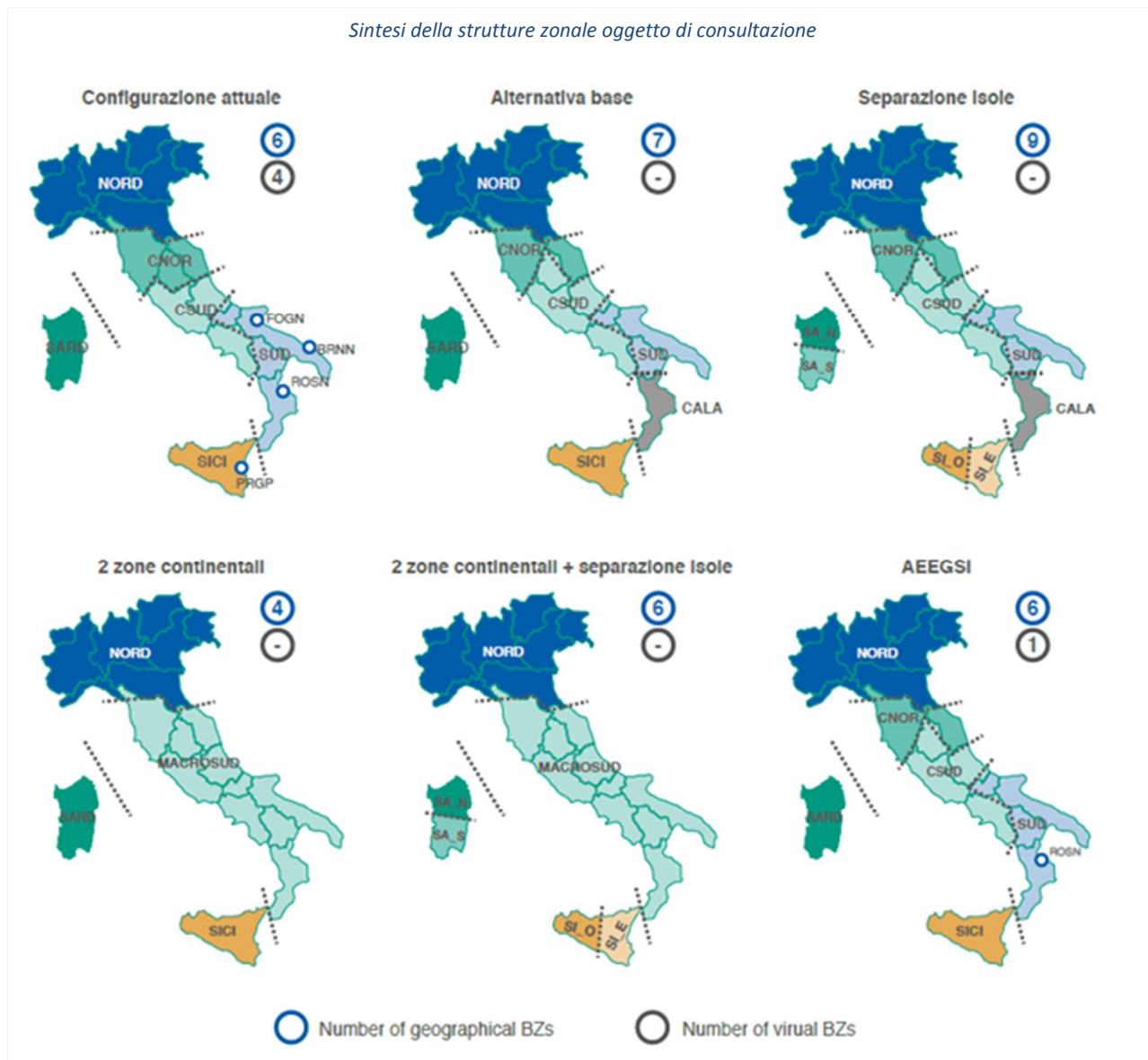
Le simulazioni effettuate con approccio *PINT* sono finalizzate ad analizzare le «strategie di sviluppo», ovvero incrementi di capacità tra una o più sezioni/confini di rete.

Tali simulazioni, come sarà di seguito descritto, consentiranno di costruire una serie di strategie di sviluppo con i relativi benefici marginali per sezione/confine e conseguentemente di individuare i punti della curva marginale di beneficio nei due scenari "contrastanti" previsti in PdS all'anno studio 2025 (ST e DG).

E' bene infine ricordare che nell'ambito del processo di revisione delle zone di mercato italiane ai sensi del Regolamento CACM, è stato consultato il documento "Revisione configurazione zonale – Report finale". La consultazione si è chiusa lo scorso 16 Marzo 2018.

¹ Riferendosi la delibera 129/2018 alla capacità di trasporto aggiuntiva al «confine» tra il sistema elettrico italiano e i sistemi elettrici confinanti, ai fini della capacità obiettivo, si ipotizza di definire al confine come aggregato di frontiere laddove le stesse risultino territorialmente confinanti e/o non riportino un disallineamento della stima dei differenziali di prezzo.

Di seguito sono rappresentate le proposte delle strutture zonali oggetto di consultazione.



Dalle analisi condotte da Terna a tal proposito e, come evidenziato nel report *“Revisione Configurazione zonale”*, la configurazione che mostra una migliore performance complessiva è l’Alternativa Base, che prevede:

- l’eliminazione dei Poli di produzione limitata
- lo spostamento dell’Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud;
- la trasformazione del polo di Rossano in una zona geografica (Calabria).

Essa, infatti, consente di:

- i. ridurre le criticità attese per la gestione in sicurezza della rete rispetto alla configurazione attuale;
- ii. mostrare migliori indicazioni per gli investimenti grazie alla eliminazione dei poli di produzione limitata;
- iii. mostrare un significativo beneficio in termini di stabilità nella frequenza e nella localizzazione delle congestioni, facilitando l’identificazione da parte di Terna degli elettrodotti da potenziare o degli interventi da mettere in campo, minimizzando in numero di interventi e costi per il sistema;
- iv. mostrare un significativo beneficio in termini di stabilità dei prezzi zonali.

Valutando gli indirizzi emersi dalla consultazione, nelle more dell'espressione finale di ARERA sull'argomento, e per il rispetto delle tempistiche previste dal Delibera 129/18/R/eel per l'elaborazione e consegna da parte di Terna del *Rapporto di identificazione delle capacità*, si procederà ad effettuare le simulazioni con la struttura zonale denominata "Alternativa Base".

Struttura zonale da utilizzare nella identificazione delle Capacità
Obiettivo: "Alternativa Base"



Spunti per la consultazione

4. Si ritiene condivisibile assumere come rete di riferimento (caso base), fermo restando l'uso di due scenari contrastanti all'anno studio 2025, una rete 2025 di minimo sviluppo ovvero comprensiva dei soli i progetti autorizzati il cui completamento è previsto nel breve/medio termine tenendo conto della metodologia TOOT/PINT che poi si intende applicare?

4.2.3 Strumenti di Simulazione

La necessità di effettuare simulazioni a livello di sistema ha indirizzato la scelta verso simulatori di mercato e di rete con metodologie già utilizzate in ambito europeo (European Power System 2040) e nazionale (Piano di Sviluppo). In particolare, laddove possibile saranno riutilizzate le analisi già effettuate per il PdS 2018, mentre dove le stesse non risultino compatibili con le assunzioni prospettate nel presente documento saranno effettuate nuove simulazioni di rete.

Simulazioni zonali di mercato

Lo strumento per le simulazioni “zonali di mercato” è utilizzato per eseguire calcoli di ottimo economico su un modello che simula il funzionamento dei mercati elettrici dell’energia.

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

Simulazioni del mercato dei servizi di dispacciamento e bilanciamento

Lo strumento per le simulazioni è utilizzato per simulare il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e bilanciamento (MB).

Lo strumento simula il mercato dei servizi di dispacciamento e bilanciamento su orizzonte annuale e con dettaglio orario valutando, con criteri di economicità e nel rispetto dei vincoli tecnici² delle unità di generazione abilitate, le azioni necessarie per il soddisfacimento dei vincoli di bilanciamento e di esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

Simulazioni probabilistiche di rete

Le simulazioni di rete utilizzate ai fini del calcolo delle capacità obiettivo si riferiscono prevalentemente ad analisi in regime probabilistico.

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

² Potenza minima e massima, bande di riserva erogabile, vincoli di permanenza in assetto, costi di accensione, volumi dei bacini delle unità idroelettriche, ecc.

dell'intervento di sviluppo (overgeneration - OG), le minori movimentazioni sul MSD necessarie a eliminare le congestioni della specifica zona di mercato su cui insiste.

Per ulteriori dettagli e riferimenti si rimanda al Piano di Sviluppo 2018, ed in particolare al "Documento metodologico per l'applicazione delle analisi costi benefici al Piano di Sviluppo 2018"³.

4.3 Valutazione del costo marginale

Un importante elemento alla base del processo di identificazione delle capacità obiettivo, consiste nell'individuazione del costo marginale della capacità aggiuntiva.

Il costo di costruzione della capacità di interconnessione varia in modo significativo tra i diversi progetti: i driver chiave sono la tecnologia, la lunghezza e la capacità del collegamento stesso. Evidentemente la stima dei costi relativa a progetti generici di aumento della capacità fra zone o Paesi, in assenza di ipotesi su come sarà realizzata tale capacità, è soggetta alla massima aleatorietà.

Un esercizio per consentire la definizione di "costi standard" è stato svolto in ambito europeo ed in particolare un report predisposto dalla Agency for the Coordination of Electricity Regulators, ACER⁴, in esito ad una survey fornisce informazioni con una granularità sufficiente per differenziare i costi standard di connessione.

In ambito nazionale, per effetto della Delibera 14 Dicembre 2017, n. 856/2017/R/eel, è stata predisposta una nuova metodologia per la definizione dei costi standard per interventi non speciali (rif. documento di analisi costi benefici di cui al PdS 2018). La metodologia prevede, fin dalla prima fase del progetto, la stima di tutte le voci di costo di ciascun intervento, suddivise in costi di investimento (Capex) e costi operativi (Opex).

Ai fini del presente documento, si ritiene necessario proporre due approcci:

- per i progetti già previsti nei Piani di Sviluppo⁵ su sezioni/confini che incrementano la capacità di scambio si utilizza la stima dei costi presente nell'ultima edizione del Piano di Sviluppo stesso, dal momento che sul quel progetto si dispone di una conoscenza specifica. Tale costo stimato, a livello di intervento, include eventuali riassetti rete, razionalizzazioni, opere interferenti che di norma sono abilitanti alla sostenibilità del progetto sul territorio, in assenza dei quali il progetto non sarebbe stato autorizzato e/o non sarebbe territorialmente accettato dagli Enti locali. Pertanto si assume che concorra alla stima del costo marginale l'intero costo dell'intervento e si ipotizza di adottare, fino ai valori di capacità già pianificati nei Piani di Sviluppo, il costo marginale in funzione del costo dell'intervento nel suo complesso funzionale a incrementare la capacità di scambio sulla determinata sezione.
- 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 devono tener presente le ultime stime di costo per i nuovi progetti previsti in Piano di Sviluppo e i costi di riferimento/standard anche riferendosi alla letteratura europea disponibile.

Con particolare riferimento al costo marginale per ciascuno rinforzo sui confini, si assume che in assenza di maggiori informazioni⁶ il Paese si faccia carico del 50% del costo complessivo del progetto.

³ <http://download.terna.it/terna/0000/1039/81.PDF>

⁴ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/UIC%20Report%20-%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf

⁵ Il costo è valutato sulla base del reale stato avanzamento degli interventi e della quota di costo stimato al netto del sostenuto.

⁶ Il principio di considerare c.a. il 50% del costo complessivo del progetto di interconnessione è anche funzione del perimetro di beneficio che si assume per la costruzione delle curve di beneficio.

Restano ferme comunque le disposizioni di ARERA di indicare, nel rapporto di identificazione delle Capacità Obiettivo, il costo di riferimento adottato per ciascuna sezione/confine e quindi anche per valori di capacità superiori a quelli previsti in PdS sarà indicato un costo standard di riferimento.



Spunti per la consultazione

5. Si ritiene consono ipotizzare i seguenti valori di costo per la definizione del costo marginale:
 - fino ai valori di capacità già pianificati nei Piani di Sviluppo, il costo dell'intervento nel suo complesso funzionale a incrementare la capacità di scambio sulla determinata sezione;
 - oltre i valori di capacità obiettivo già pianificati nei Piani di Sviluppo, un costo standard di riferimento ovvero:
 - in presenza di considerazioni di massima su possibili soluzioni allo studio, il costo standard di riferimento per ciascuna sezione tiene conto dei costi standard Piano di Sviluppo 2018 (ACER per categorie non esplicitate in PdS 2018);
 - in assenza di informazioni, un costo standard di riferimento per MW come risultato dell'analisi dei nuovi progetti inseriti in Piano di Sviluppo.

4.4 Valutazione del beneficio marginale

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

Fase 1: a partire dal caso base, la valutazione dei benefici marginali si sviluppa attraverso simulazioni di mercato (SEW) e simulazioni sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSDz)⁷ con il seguente approccio:

1. simulazioni TOOT del valore di incremento di capacità di trasporto per i soli progetti autorizzati e la cui entrata in servizio è prevista entro il 31 dicembre 2025 sulle sole sezioni/confini oggetto di variazione della capacità di scambio rispetto ai valori attuali winter peak;
2. simulazioni PINT incrementi contestuali e/o consecutivi di capacità tra una o più sezioni/confini di rete al fine del raggiungimento del punto di equilibrio tra beneficio marginale e costo marginale e finalizzate ad identificare le «strategie di sviluppo».

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

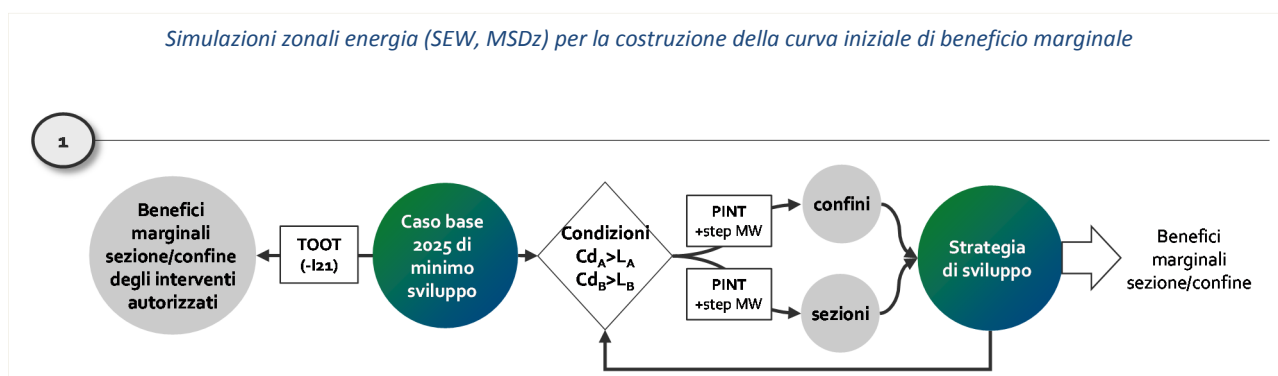
Per costruire la strategia o le strategie di sviluppo e selezionare le sezioni ed i confini su cui effettuare degli incrementi di capacità (PINT) si analizzano per ciascuna sezione/confine i dati delle simulazioni di mercato verificando due grandezze:

- il rapporto Cd_A tra la media dei valori assoluti dei differenziali orari di prezzo dPz ed il costo marginale per incremento unitario di capacità per ciascuna sezione/confine;
- il valore Cd_B corrispondente alle ore di congestione totali per ciascuna sezione/confine.

La condizione che siano verificate almeno una delle seguenti condizioni:

- a) il rapporto Cd_A sia maggiore di un valore di riferimento soglia L_A ;
- b) il valore Cd_B delle ore di congestione totali sia maggiore di un valore soglia L_B ;

determina la necessità/opportunità di incrementare per step di un gradino la capacità di scambio di una sezione/confine.



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

⁷ La corrispondenza con le categorie di beneficio oggetto di analisi nel Piano di Sviluppo 2018 è la seguente: SEW = B1, MSDz = quota del B7 a livello zonale.

Il processo di verifica delle condizioni $Cd_A > L_A$ o $Cd_B > L_B$ viene quindi eseguito iterativamente fino a determinare la curva iniziale di beneficio marginale della sezione/confine. Il processo si interromperà nel momento in cui i criteri evidenziati non daranno più risultati positivi su nessuna sezione/confine.

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

- $step_{confine} = 500$ MW sulle frontiere (o minore in casi particolari, es. Malta/Corsica);
- $step_{sezione} = 400$ MW tra le zone interne .

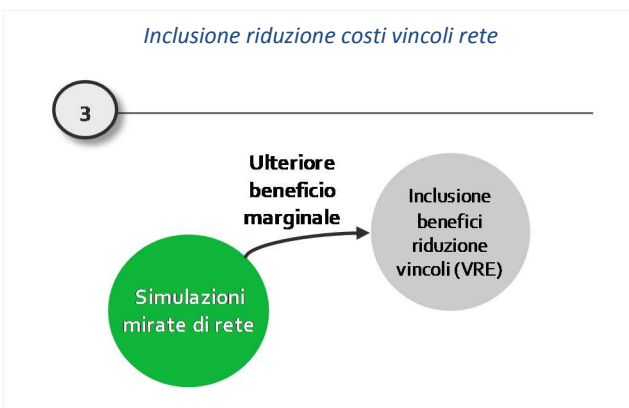
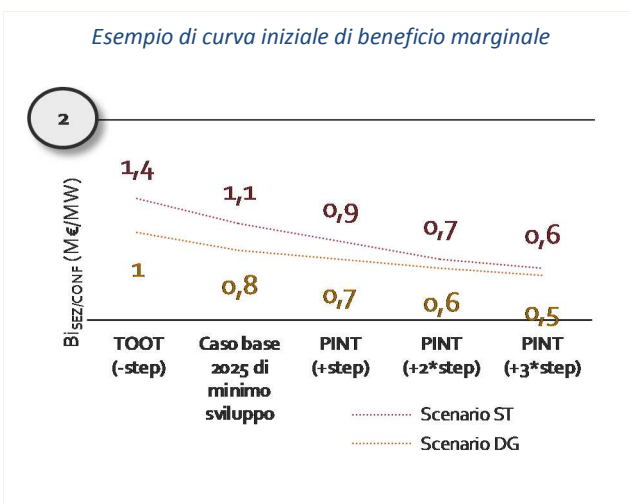
Tale convenzione, adottata anche in ambito europeo, non esclude la possibilità di definire gradini differenti ed inferiori in funzione delle zone di mercato interessate e/o di informazioni di maggiore dettaglio.

Fase 2: in tale fase si costruisce, per ciascuno scenario e per ciascuna sezione, la curva iniziale di beneficio. Difatti, ogni iterazione in esito alle simulazioni di mercato, restituisce il beneficio annuale sui due scenari ST e DG, beneficio che attualizzato (con tasso al 4% per 25 anni) che, 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 sarà caratterizzato dalle proprie curve iniziali di beneficio (Scenario ST e scenario DG).

Fase 3: in tale fase sono condotte le analisi di rete che costituiscono un passaggio importante per il consolidamento delle curve di beneficio. Difatti, le analisi svolte in fase 1 e fase 2 fanno riferimento alle sole simulazioni zonali di mercato; a partire dagli esiti di tale simulazioni vengono anche svolte analisi di rete in linea con l’approccio europeo volte a valorizzare tutti gli altri benefici (Energia non fornita, fonte rinnovabili liberata, etc.) necessari ad evitare una sottostima dell’entità dei benefici. Pertanto nelle curve di beneficio vengono inclusi anche gli altri benefici denominati convenzionalmente “Benefici di riduzione vincoli di rete” (VRe) già previsti nella deliberazione 627/16/R7eel e s.m.i.

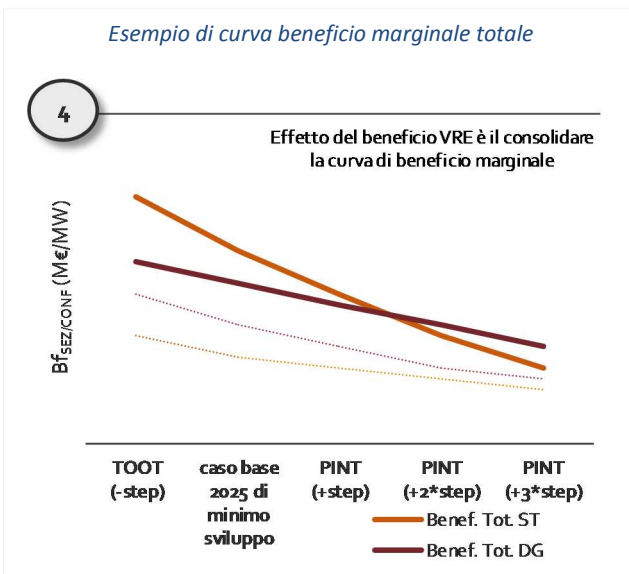
Le analisi di rete (anche di tipo probabilistico) sono state già condotte nell’ambito del Piano di Sviluppo 2018 ed i relativi risultati sono stati pubblicati a livello di intervento. Laddove tali dati siano conciliabili con gli scenari e le strategie di sviluppo ipotizzate, i benefici a livello di intervento (già definiti nel PdS 2018) sarebbero utilizzati in quota potenza nella curva di beneficio marginale; laddove invece tali dati non fossero conciliabili, si eseguiranno simulazioni mirate di rete.



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

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

In tale contesto, si è ipotizzato quindi di definire il beneficio VRE (riduzione vincoli rete) come la somma delle seguenti categorie di beneficio: rischio Energia non Fornita, integrazione rinnovabile e MSDn a livello nodale⁸.



4.5 Individuazione della capacità obiettivo

A seguito dell'individuazione del costo e beneficio marginale, per ciascuna sezione/confine⁹ e per gli scenari ST e DG, si individua l'incrocio fra le relative curve di beneficio marginale totale e di costo marginale. Il punto di intersezione fra le curve rappresenta la capacità obiettivo per quella sezione/confine sulla base della sequenza di incrementi di capacità (strategia di sviluppo), e viene denominato $C_{X,Y}$ ove X è la sezione/confine ed Y è lo scenario considerato.

Per ciascuna sezione/confine la metodologia proposta produce due valori di capacità obiettivo: uno per ciascuno degli scenari considerati.

Considerando infine che la capacità $C_{X,Y}$ non tiene conto dello stato di avanzamento temporale degli interventi già previsti nel Piano di Sviluppo successivi a quelli compresi nella rete 2025 di minimo sviluppo (caso base), occorre valutare le implicazioni della sequenza temporale degli interventi, che risentono di molti fattori esogeni (es. tempistiche di concertazione e autorizzazione, ottimizzazione dei costi, ecc.) e può discostarsi da quella assunta nelle analisi e perseguita dal gestore di rete.

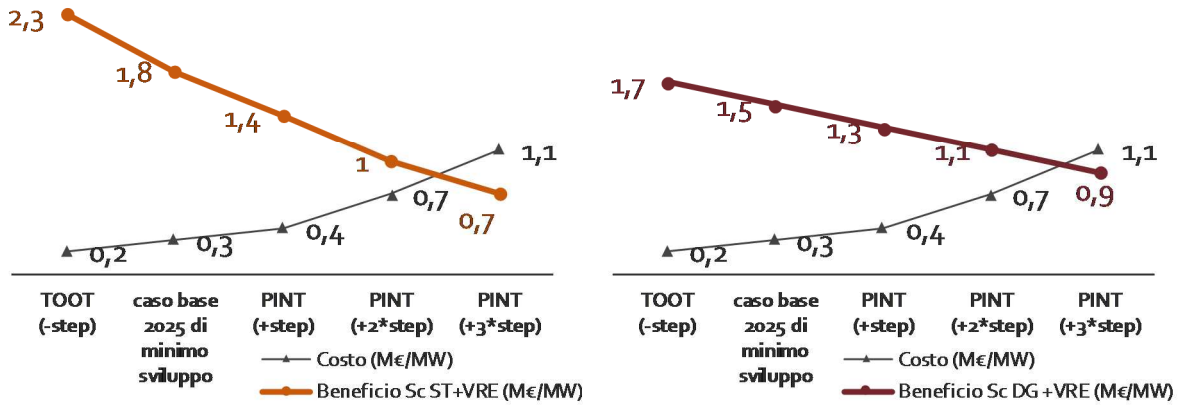
⁸ La corrispondenza con le categorie di beneficio oggetto di analisi nel Piano di Sviluppo 2018 è la seguente: Energia non Fornita = B3, integrazione rinnovabili B5, MSDn = quota del B7 relativo alle movimentazioni finalizzate alla risoluzione di congestioni a livello nodale.

⁹ La curva di beneficio totale con particolare riferimento al SEW si riferisce al perimetro Italia.

Esempio confronto costo marginale vs. beneficio marginale totale

5

Stima «capacità obiettivo» per ciascuno scenario e sezione/confine



Spunti per la consultazione

- Si ritiene consono il processo su menzionato consistente in “numerosi” simulazioni zonali e “mirate” simulazioni di rete atte a completare il bagaglio di dati calcolati nell’ambito del Piano di Sviluppo 2018?