



***Riscontro Terna alle osservazioni
sul documento consultato "Schema
di rapporto di identificazione delle
capacità obiettivo"***

18 Ottobre 2018

Premessa

Il presente documento riporta le controdeduzioni Terna in risposta alle osservazioni pervenute dai soggetti interessati nell'ambito della consultazione dello "Schema di rapporto di identificazione della capacità obiettivo", ai sensi della deliberazione 386/2018.

In particolare sono riportati i riscontri alle osservazioni pervenute dagli stakeholders (di seguito Operatore N).

1. AMBITO CAPACITÀ OBIETTIVO E PIANO DI SVILUPPO

OPERATORE 1: le ipotesi di sviluppo di nuove infrastrutture, in aggiunta ad una chiara e dettagliata analisi costi-benefici, siano accompagnate da un confronto approfondito con le altre soluzioni percorribili per il raggiungimento dei medesimi obiettivi di sistema (ad es. realizzazione di nuovi impianti di generazione, sistemi di accumulo, riforme del mercato dei servizi di dispacciamento, avvio del Capacity Market).

OPERATORE 2: nelle successive fasi di implementazione degli interventi per raggiungere la capacità obiettivo, Terna non si orienti solo verso interventi RAB-intensive, ma consideri anche interventi alternativi, quali ad esempio l'installazione e operazione ottimizzata di Phase Shifting Transformers (PST) e l'utilizzo di Dynamic Thermal Rating (DTR).

***TERNA:** L'identificazione delle capacità obiettivo è basata sull'applicazione di una metodologia che prevede il confronto tra i benefici associati ad incrementi di capacità di scambio tra sezioni/confini ed i costi di nuovi interventi infrastrutturali necessari a realizzarli; tali interventi infrastrutturali si identificano in nuove linee interzonali o interconnessioni. Tale scelta ha come effetto una sovrastima dei costi da sostenere rispetto alle altre opzioni possibili ed è pertanto da ritenersi cautelativa.*

Nell'ambito del Piano di Sviluppo sono e saranno definite le scelte progettuali per la realizzazione dei valori di capacità ritenuti economicamente efficienti ricorrendo come già fatto in passato anche a soluzioni "non RAB-intensive" quali l'installazione di Phase Shifting Transformers (PST) e l'utilizzo di Dynamic Thermal Rating (DTR).

In relazione alla possibilità di ricorrere ad altre soluzioni quali riforme del mercato dei servizi di dispacciamento, avvio del Capacity Market, si fa presente che le analisi sono eseguite tenendo conto dello schema di mercato in vigore al momento della elaborazione del documento non considerando elementi del quadro regolatorio non consolidati onde evitare che l'incertezza di tali mutamenti futuri e dei rispettivi impatti renda l'analisi scarsamente significativa ed opinabile.

2. COSTO MARGINALE

OPERATORE 1: Con riferimento al calcolo del costo marginale, non è chiaro, ad esempio, rispetto ai dati di quale piano di sviluppo precedente sia valutata la differenza costo stimato – costo sostenuto (tabella 4 pag. 29): si ritiene che tale costo "rimanente" debba essere riferito agli aggiornamenti di spesa contenuti nell'ultimo piano di sviluppo disponibile, in questo caso al 2018, al fine di garantire la coerenza delle valutazioni di costo marginale.

OPERATORE 2: In relazione al calcolo del costo marginale, ad esempio, non è chiaro rispetto ai dati di quale piano di sviluppo precedente sia valutata la differenza costo stimato – costo sostenuto (tabella 4 pag. 29): si ritiene che tale costo "rimanente" debba essere riferito agli aggiornamenti di spesa contenuti nell'ultimo piano di sviluppo disponibile, in questo caso al 2018, al fine di garantire la coerenza delle valutazioni di costo marginale.

OPERATORE 3: Nelle tabelle in cui viene elencato il "Dettaglio di informazioni di INPUT" non risulta esser del tutto chiara la fonte delle voci di costo che sono state considerate per valutare la differenza fra Costo Stimato e Costo Sostenuto. In particolare, per la sezione Sud – Centro Sud, per gli interventi Deliceto - Bisaccia e Foggia - Gissi sembra esser stato considerato il documento Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti

allegato al Piano di Sviluppo 2018, mentre per l'intervento Montecorvino – Benevento la fonte sembra essere il medesimo documento, ma riferito all'anno 2017; si ritiene che, per coerenza, la fonte dovrebbe essere univoca.

In merito al valore risultante dalla differenza fra Costo Stimato e Costo Sostenuto, che consente il calcolo dei costi specifici rimanenti dei singoli interventi (M€/MW), andrebbero illustrati i criteri utilizzati per valutare in maniera omogenea l'entità delle opere già realizzate e dei Costi già Sostenuti.

TERNA: *Si conferma che i dati relativi ai costi (anche quelli riportati di cui alla tabella 4 di pagina 29) fanno riferimento al Piano di Sviluppo 2018, ; tali costi comprendono i costi funzionali ad incrementare la capacità di scambio includendo riassetto rete, razionalizzazioni, opere interferenti in quanti costi abilitanti alla sostenibilità del progetto sul territorio al netto delle opere già completate. Il costo stimato per il progetto 380 kV Montecorvino - Benevento (506-P), è di 224 M€ rispetto ad un valore dTTC (I21) di 200 MW, ovvero 1,12 M€/MW che è il dato riportato nel box degli output in alto "step +800 MW" per il calcolo della curva di costo marginale della sezione Sud-Centro Sud di cui alla tabella 4 di pagina 29. Tale osservazione è stata integrata nel testo (box degli input). In relazione ai costi sostenuti questi costituiscono i costi sostenuti di altre opere incluse nell'intervento di sviluppo e non associate al beneficio legato all'incremento della capacità obiettivo.*

OPERATORE 1: Con 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. È importante che tale assunzione, che comporta effetti significativi sul costo della linea oggetto di valutazione, sia adottata solo se certa e che, in linea generale, si utilizzi sempre una ripartizione realistica (che potrebbe essere stimata sulla base di confronti preliminari con i TSO co-interessati); in assenza di un accordo specifico si suggerisce di valutare l'investimento al 100% a carico di Terna. In ogni caso, anche qualora ci sia un accordo fra le parti, si ritiene utile l'elaborazione di una sensitivity con il 100% del costo a carico di Terna, per valutare in modo più completo le condizioni di sostenibilità economico finanziaria e i benefici dell'infrastruttura.

OPERATORE 2: Inoltre, in entrambi gli scenari l'algoritmo restituisce un incremento della capacità transfrontaliera (5.000 MW in ST per Europa + 1.200 MW con Africa) maggiore di quello relativo alla capacità interna (in totale 4.300 MW suddivisi su 6 interventi da 500 a 1.100 MW). Una simile differenza sembra esser poco allineata rispetto alla necessità di eliminare le congestioni interne e i vincoli di rete e di incrementare ulteriormente la penetrazione delle rinnovabili nel mix energetico. La differenza potrebbe essere fortemente dipendente dall'ipotesi di suddivisione equa dei costi di realizzazione (50% sostenuti da Terna) che, riducendo la curva dei costi marginali, determina un valore di capacità obiettivo verso l'estero maggiore. Per coerenza di metodologia, se si considera, per le linee transfrontaliere, solo la quota di costo di competenza italiana, anche la curva del beneficio marginale deve essere relativa ai soli impatti positivi nel mercato italiano. L'ipotesi di sostenere solamente la metà dei costi di realizzazione potrebbe non risultare sempre vera, soprattutto in considerazione di paesi con diversa disponibilità economica o con differente livello di interesse nell'interconnessione con l'Italia, e potrebbe aver contribuito a far crescere la capacità aggiuntiva transfrontaliera. Sarebbe interessante valutare se modificando questa ipotesi si sarebbero ottenuti gli stessi risultati di capacità aggiuntiva.

OPERATORE 4: Per quanto concerne le capacità obiettivo, in entrambi gli scenari la capacità obiettivo transfrontaliera risulta maggiore di quella interna. La differenza potrebbe essere fortemente dipendente dall'ipotesi di suddivisione equa dei costi di realizzazione fra paesi (50% dei costi sono sostenuti da Terna e 50% dal TSO estero). In tal modo la riduzione della curva dei costi marginali determina un valore di capacità obiettivo verso l'estero maggiore. Per coerenza di metodologia, si ritiene che anche la curva del beneficio marginale debba includere gli impatti positivi riscontrabili solo nel mercato italiano. Si richiede quindi conferma che sia stata presa in considerazione la sola quota di beneficio marginale di competenza italiana.

TERNA: *L'assunzione, già esplicitata nella proposta di metodologia, in merito alla ripartizione dei costi per i progetti di interconnessione prevede l'Italia si faccia carico del 50% del costo complessivo del progetto in assenza di maggiori informazioni (quali accordi tra le parti); tale assunzione tiene conto del fatto che per le linee di interconnessione la suddivisione delle competenze e la ripartizione dei costi è su base territoriale. conseguenza Similment , i benefici sono calcolati, in coerenza con le disposizioni di cui all'art. 12.5 dell'allegato*

A della deliberazione 627/2016, facendo riferimento al sistema elettrico italiano (ovvero come somma di variazione di producer surplus, consumer surplus e rendite di congestione relativi all'Italia)". Infine, come indicato nel report, la metodologia adottata nel presente documento non sostituisce né supera la ACB 2.0, e non costituisce un'ulteriore metodologia finalizzata a verificare l'utilità del singolo intervento; pertanto assunzioni diverse della ripartizione dei costi per i progetti di interconnessione saranno valutate nell'ambito dell'analisi costi benefici dell'intervento.

3. METODOLOGIA

OPERATORE 1: In riferimento alla metodologia di determinazione della curva del beneficio marginale si osserva che il tasso di attualizzazione applicato ai benefici, considerati su un orizzonte temporale di 25 anni, sia fissato al 4%. A questo proposito, si ritiene più coerente considerare il costo effettivo che va a incidere sulla bolletta energetica, utilizzando, in accordo con il TIWACC, un tasso di attualizzazione coerente con la remunerazione ricevuta. In alternativa, andrebbero forniti maggiori dettagli sulle valutazioni che hanno portato ad applicare un tasso del 4% e di come questo si accordi al tasso di remunerazione riconosciuto a Terna sull'investimento.

TERNA: *La metodologia di attualizzazione dei benefici, in analogia a quanto applicato nel Piano di Sviluppo di Terna, fa riferimento alle disposizioni di cui all'art. 12.11 dell'allegato A della deliberazione 627/2016, che prevedono che l'analisi economica tenga conto di un tasso di sconto 4% reale; della vita economica stimata in 25 anni di esercizio e di nessun valore residuale.*

OPERATORE 1: Si ritiene necessario sottolineare ancora una volta la necessità di valutare criticamente le alternative a disposizione per la risoluzione delle congestioni e per il contenimento dei costi su MSD, in funzione dei differenti effetti sulla bolletta elettrica. Andrebbero approfonditi alcuni punti in merito:

- contenimento dei costi per la risoluzione delle congestioni ed MSD di nuova capacità di generazione;
- contenimento dei costi MSD grazie all'introduzione del Capacity Market;

TERNA: *Come già rappresentato in altre occasioni non competono alla Concessionaria la definizione o valutazioni in tema di tariffe, rispetto tematiche quali riforme del mercato dei servizi di dispacciamento, avvio del Capacity Market, si fa presente che le analisi sono eseguite tenendo conto dello schema di mercato in vigore al momento della elaborazione del documento non considerando elementi del quadro regolatorio non consolidati onde evitare che l'incertezza di tali mutamenti futuri e dei rispettivi impatti renda l'analisi scarsamente significativa ed opinabile.*

OPERATORE 3: Come primo punto di attenzione, in merito alla selezione degli scenari, occorre segnalare che i riferimenti ST e DG, elaborati in ambito Europeo, potrebbero differire in maniera significativa rispetto ad una evoluzione maggiormente focalizzata sugli obiettivi, sulle strategie e sulle policies nazionali. Uno scenario di questo tipo è stato denominato SEN all'interno del Piano di Sviluppo 2018 e, anche se in futuro potrà essere oggetto di aggiornamenti, si ritiene che possa comunque essere utilizzato per calcolare un ulteriore valore della capacità obiettivo addizionale.

Considerando, infatti, le diverse ipotesi dello scenario SEN in termini di:

- capacità di generazione lorda installata (inferiore ai casi ST e DG);
- domanda di energia elettrica (più contenuta);
- prezzi delle commodity (soprattutto per quello che riguarda la CO₂);
- saldo netto energia elettrica importata (di molto inferiore rispetto agli altri);

le informazioni ottenute dalla simulazione potrebbero essere di assoluto interesse ed evidenziare necessità di sviluppo differenti rispetto a quanto riportato nel documento.

TERNA: Come indicato nel report e nella proposta metodologica già consultata, sono stati adottati gli scenari ST e DG in coerenza con i piani di sviluppo europeo (TYNDP 2018) e nazionale (PdS 2018). In relazione allo scenario SEN, la cui pubblicazione è successiva all'elaborazione dei citati scenari europei, non è incluso nei modelli paneuropei. Sono stati, pertanto, utilizzati gli scenari ST e DT al fine di garantire coerenza nei risultati soprattutto rispetto agli interventi sulle frontiere. Con riferimento al commento sul saldo netto di energia importata nello scenario SEN si rammenta che lo stesso è un valore imposto e non il risultato di una simulazione su modello di rete pan-europeo: tale valore costituisce un'assunzione definita nella Strategia Energetica Nazionale coerente con il saldo import/export registrato nel 2016.

OPERATORE 4: Si nota che la scelta del 2030 come anno di studio sia diversa da quanto proposto nella metodologia consultata. Dal momento che il periodo di incentivazione riguarda gli anni 2019-2023 e che l'efficienza degli obiettivi dovrebbe essere testata su un orizzonte coerente con la vita utile delle opere, si invita a valutare l'alternativa di calcolare valori di capacità obiettivo utilizzando, ceteris paribus (struttura zonale, modello di rete, ...), il 2025 come scenario di riferimento per il periodo 2025-2029 ed il 2030 per gli anni successivi. Tale procedura, ove applicabile, potrebbe risultare più aderente ai reali scenari di sistema, tenuto conto anche del periodo di applicazione del meccanismo incentivante.

TERNA: La scelta di utilizzare l'anno studio 2030 negli scenari ST e DG è motivata nel paragrafo 4.5 pagina 24 e a pagina 43 del report. In particolare, dal confronto con le best practices europee e l'oggettiva considerazione che lo sviluppo di capacità di trasporto è un'attività di medio-lungo termine, si è ritenuto più opportuno tralasciare l'anno 2030, prevedendo anche una sensitivity all'anno studio 2025.

Le analisi economiche, inoltre, hanno evidenziato che l'utilizzo dell'anno studio 2025, come si evince a posteriori dalla figura 27 a pagina 44, avrebbe comportato una significativa sottostima dei benefici rispetto alla valutazione degli stessi coerentemente con la vita utile delle opere (25 anni, art. 12.11 dell'allegato A della deliberazione 627/2016). Difatti, i benefici zionali totali corrispondenti a 25 anni di vita utile riferiti all'anno studio 2025 ST ($15,6 \cdot 282 = 4,4$ Mld€) risultano c.a. il 56% dei benefici totali di cui all'anno studio 2030 ST ($15,6 \cdot 500 = 7,8$ Mld€). Anche un intervento che si concretizza in esercizio al 2024, cattura 19 annualità di benefici negli anni da 2030 - 2049.

OPERATORE 2: Si ritiene che dovrebbero essere esplicitati all'interno della procedura sia le motivazioni per effettuare o non effettuare step di incremento di capacità iniziali su sezioni e su confini aggregati, sia il rationale per la definizione dei valori assunti dai limiti La ed Lb, diversi tra confini e sezioni e tra step consecutivi (tabelle nell'allegato 4).

TERNA: La scelta di utilizzare, nella stessa iterazione, un limite La per l'attivazione del PINT differente tra sezione e frontiera deriva dalla diversa entità della media dei valori assoluti dei differenziali orari di prezzo, molto maggiori sulle frontiere. L'eventuale adozione di un unico limite La nella stessa iterazione, porterebbe ad effettuare in primis incrementi sulle frontiere (rischio paventato dagli stakeholders nella precedente consultazione). Il rationale per la scelta dei valori di La ha consentito di verificare per la quasi totalità delle iterazioni/strategie di sviluppo il valore B/C, difatti i box arancioni di figura 17 e 18 dimostrano che l'incremento di capacità sulla sezione è simulato ma ha prodotto $B/C < 1$ (non efficiente).

OPERATORE 2: Per quanto riguarda le categorie di benefici inclusi nel calcolo, si chiede la conferma che i benefici B18 e B19 (riduzione emissioni CO2 e altre emissioni) siano tenuti in considerazione nella fase 1 della valutazione del beneficio marginale. Nel caso non fosse così, si chiede di chiarire come e in quale fase tali benefici siano stati inclusi nella metodologia di calcolo del beneficio marginale.

TERNA: Si conferma che i valori B18 e B19 sono tenuti in conto nella fase 1 di valutazione del beneficio marginale.

4. REPLICABILITÀ CALCOLO

OPERATORE 1: Si chiede che sia garantita la massima trasparenza, a beneficio di tutti gli stakeholder e che sia possibile, per questi, poter replicare il calcolo alla base della capacità obiettivo. A tal fine è importante

che siano pubblicati gli elementi di dettaglio necessari a calcolare costi marginali (per es: il dettaglio dei costi delle singole infrastrutture) e benefici marginali (es: il dettaglio delle categorie di beneficio).

TERNA: In tema di trasparenza e replicabilità dei dati, si rappresenta che il capitolo 4 riporta tutte le assunzioni e le ipotesi di riferimento (scenari ST/DG, struttura zonale, etc.); l'allegato 3 riporta il dettaglio delle informazioni per determinare il costo marginale ed i dati di costo marginale per ciascuna sezione/confine; l'allegato 4 riporta il dettaglio dei risultati delle simulazioni, gli incrementi simulati, i valori La utilizzati per verificare la condizione A di attivazione dell'incremento di capacità ed i benefici marginale VRE inclusi nelle curve di beneficio/costo; l'allegato 5 riporta i risultati delle simulazioni curve di costo/beneficio per ciascuna frontiera/sezione ivi inclusi i valori B/C dell'ultima iterazioni necessari per calcolare i valori di capacità obiettivo.

5. CHIARIMENTI SU RISULTATI

OPERATORE 1: Si riscontrano delle incongruenze tra i risultati delle citate iterazioni e la capacità obiettivo effettivamente determinata. Tale incongruenza si può evincere, ad esempio, con riferimento alla capacità obiettivo per l'interconnessione sulla frontiera EST: in base alle iterazioni (riportate alle pagine 59 e 63), nello scenario ST si avrebbe una capacità target pari a zero. Al contrario la capacità obiettivo riportata nella tabella di sintesi (pagina 7 dell'executive summary) ammonta a +500 MW. Sarebbe opportuno specificare meglio il rapporto tra il risultato del processo iterativo e il valore finale della capacità obiettivo. L'esempio citato è replicabile anche con riferimento alla capacità obiettivo relativa ad altre linee identificate nella tabella di sintesi (ad esempio, nello scenario ST sulla Frontiera Nord: sulla base delle analisi riportate sembrerebbero essere giustificati +2.500 MW di nuova capacità vs. +4.500 MW riportati nell'executive summary).

TERNA: A pagina 38 si precisa che "il valore di capacità obiettivo addizionale è somma di tutti gli step precedenti che hanno prodotto B/C > 1 a cui si somma il valore dello step dell'ultima iterazione moltiplicato per il relativo rapporto B/C". Il valore per ciascuna frontiera, aggregato per essere riferito al confine, è infine arrotondato al centinaio inferiore. In particolare, sulla frontiera Est (2) e sulla frontiera Nord (1) la sintesi è la seguente:

Esempio calcolo capacità obiettivo frontiera **NORD** scenario ST

1	ST 2030	IT. 0 - TOOT		IT. 1 - PINT		IT. 2 - PINT		IT. 3 - PINT		IT. 4 - PINT		IT. 5 - PINT		Σ step B/C > 1	ult.step* ult.B/C	
		Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C							
	Sezioni	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C							
	IT - AT	100	10,89	500	3,47	1000	0,7	1000	0,80	1000	4,53	1500	0,32	1100	159	1259
	IT - CH			500	1,29	1000	1,28	1500	0,98	1500	1,08	2000	0,22	1500	111	1611
	IT - FR	1200	1,80	500	0,72	500	0,91	500	0,76	500	0,63	500	0,36	1200	180	1380
	IT - SI			500	0,66	500	0,99	500	0,77	500	0,51			0	256	256

min. sviluppo C_{NORD,ST} = 4506 ≅ 4500 MW

Esempio calcolo capacità obiettivo frontiera **EST** scenario ST

2	ST 2030	IT. 0 - TOOT		IT. 1 - PINT		IT. 2 - PINT		IT. 3 - PINT		IT. 4 - PINT		IT. 5 - PINT		Σ step B/C > 1	ult.step* ult.B/C	
		Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C							
	IT - Croazia			500		500	0,46	500	0,66	500	0,49	500	0,38	0	189	189
	IT - Mont.gro	600	0,5	500	0,42	500	0,71							0	300	300
	IT - Grecia					500	0,95	500	0,96	500	0,92	500	0,07	0	36	35

min. sviluppo C_{EST,ST} = 525 ≅ 500 MW

OPERATORE 1: Nello scenario ST sulla sezione CSUD-SUD: sulla base delle analisi riportate sembrerebbero essere giustificati +400 MW di nuova capacità vs. +900 MW riportati nell'executive summary.

TERNA: Con riferimento alla frontiera Sud-Centro Sud, la capacità addizionale obiettivo di 900 MW (rispetto a quella attuale di partenza) nello scenario ST è la somma dei seguenti contributi:

- 400 MW (TOOT già presente nella rete di minimo sviluppo) +
- 400 MW (PINT iterazione 4 con B/C = 1,07 > 1) +
- 400 MW (PINT iterazione 5 con B/C = 0,33 < 1 ovvero 400 * 0,33 = 132 MW ≈ 100 MW)

OPERATORE 3: Con riferimento alla frontiera NORD si ritiene andrebbero meglio esplicitati i passaggi relativi alla sequenzialità dei benefici. Ad esempio, considerando la tabella di figura 17 (pagina 36), nello scenario ST, alla prima iterazione risultano +500 MW con l'Austria e +500 MW con la Svizzera; nella seconda iterazione,

si attiva un investimento per +500 MW con la Svizzera e 0 MW con l'Austria; nella terza emerge un beneficio marginale di un nuovo incremento con l'Austria; nella quarta un nuovo incremento con la Svizzera. Fermo restando che la consecutività garantisce di rilevare i benefici di un investimento, laddove l'incremento di capacità su una sezione o confine conduca a benefici positivi solo successivamente ad altri sviluppi (incrementi di capacità), andrebbero fornite maggiori spiegazioni sulle motivazioni alla base della successione degli interventi. Ad esempio, in esito alla terza iterazione sono giustificati due interventi aggiuntivi (il rinforzo delle interconnessioni con l'Austria e il rinforzo dell'interconnessione fra continente e Sicilia); da questo discende nella quarta iterazione l'opportunità di un incremento di capacità fra Sud e Centro-Sud, che potrebbe trovare giustificazione nella risoluzione del collo di bottiglia della Sicilia con il Sud, e con la Svizzera, che invece risulta di più difficile comprensione.

TERNA: *La figura 17 e 18 è una sintesi dei risultati ottenuti e dettagliati nell'allegato 4 (pagina 59 e 60) dove si trovano i valori di "La" adottati in ciascuna iterazione ed i valori di B/C conseguenti. Nelle situazioni in cui B/C è risultato < 1, il beneficio marginale correlato è stato calcolato ed è risultato minore del costo marginale, pertanto l'incremento di capacità non è confermato nella iterazione successiva (ovvero sarà rianalizzato nella iterazione successiva). La metodologia ha consentito quindi di verificare il valore B/C (box arancioni di figura 17 e 18) per la quasi totalità delle iterazioni/strategie di sviluppo e quindi la spiegazione alla base della successione degli incrementi è conseguenza, in ciascuna iterazione, di un valore di beneficio marginale minore del costo marginale. Analizzando i dati a pagina 59 emerge che nella iterazione 3 tutti i B/C sono < 1 al confine Nord (la figura 16 è stata aggiornata in linea ai risultati di pagina 59) e rispettivamente frontiera AT B/C = 0,80, frontiera CH B/C = 0,98, frontiera FR B/C = 0,76, frontiera SI B/C = 0,77. L'unico valore di B/C > 1 è sulla sezione Sicilia – Continente, per effetto dell'incremento di transito sulla sezione Italia – Tunisia della precedente iterazione 2 (si osserva che la direzione del flusso è da Sicilia a Tunisia). L'incremento di export da Sicilia a Tunisia e, successivamente, da Continente a Sicilia ridefinisce il parco di generazione marginale sul continente, con un incremento del fabbisogno equivalente Italia (inclusivo dell'export). Ciò consente di incrementare il rapporto B/C della frontiera CH (da 0,98 della iterazione 3 a 1,08 della iterazione 4) e della sezione S-CS (da 0,20 della iterazione 3 a 0,90 della iterazione 4); il valore di B/C tiene conto anche dei benefici VRE. Infine, l'incremento di capacità sulla frontiera AT si conferma nella iterazione 4 per effetto dei benefici VRE che consentono di passare da B/C = 0,78 a B/C = 4,53 anche in conseguenza della necessità di rafforzare la frontiera AT oggi debolmente interconnessa con il sistema elettrico italiano.*

OPERATORE 3: Con riferimento al cavo tra Sardegna e Continente, il beneficio netto di tale intervento crolla verticalmente dopo i primi 400 MW. In casi come questo, è di fondamentale importanza valutare con molta attenzione la sostenibilità del progetto e il giusto dimensionamento dell'opera. A tal proposito, notiamo una differenza sostanziale di valutazione fra quanto riportato nel documento in consultazione (nel quale sia nello scenario ST che nello scenario DG il nuovo cavo di collegamento Continente-Sicilia-Sardegna risulta produrre un beneficio netto positivo) e la valutazione riportata nell'ultimo Piano di Sviluppo di Terna, nel quale lo scenario ST portava a una valutazione negativa e lo scenario DG a una valutazione positiva dei benefici netti per il sistema.

TERNA: *E' necessario evidenziare che l'identificazione delle capacità obiettivo si è basata sull'applicazione della metodologia per identificare il valore di capacità addizionale economicamente efficiente a partire da una rete di riferimento "di minimo sviluppo" che include i soli progetti autorizzati e previsti in completamento alla data del 1.1.2025, svincolandosi quindi da progetti e sviluppi previsti in PdS 18.*

Pertanto, anche i confronti con il PdS devono tener in conto delle differenti assunzioni rispetto alla rete di riferimento e che la metodologia adottata nel presente documento non sostituisce né supera la ACB 2.0 e non è finalizzata a verificare l'utilità del singolo intervento.

Una comparazione del tutto preliminare potrebbe confrontare la capacità di trasporto interzonale addizionale nello scenario ST rispettivamente:

- *prevista in Sardegna in PdS '18 (inclusa la capacità che si realizza con l'HVDC Continente-Sicilia-Sardegna) rispetto al previsto nello schema di identificazione delle capacità obiettivo sulla sezione IT-Sar-IT;*

Riscontro Consultazione "Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo"

- prevista in Sicilia in PdS '18 (inclusa la capacità che si realizza con l'HVDC Continente-Sicilia-Sardegna) rispetto al previsto nello schema di identificazione delle capacità obiettivo;

In tal senso nello scenario ST eventuali differenze, sarebbero motivate dalle specifiche assunzioni fatte nelle analisi.

Inoltre, sulla sezione Sardegna - Continente il rapporto B/C al netto dei benefici VRE è confrontabile (2,02 nello scenario ST e 1,38 nello scenario DG nella iterazione 1). I valori di B/C pari a 6,76 nello scenario ST e a 2,64 nello scenario DG includono invece i VRE (maggiori nello scenario ST). La metodologia quindi conferma la necessità di incrementare la capacità Sardegna – Continente.

OPERATORE 3: La maggior parte della capacità addizionale è prevista sul confine Nord, mentre fra le varie sezioni/zona della penisola viene previsto uno sviluppo complessivamente inferiore (4.500 MW vs. 4.300 MW per ST e 7.300 MW vs. 5.400 MW per DG). Lo sviluppo e l'ottimizzazione della rete, fra l'altro, dovrebbe essere pianificato con l'obiettivo di:

- favorire l'efficienza dei mercati dell'energia e dei servizi;
- eliminare asimmetrie e distorsioni;
- ridurre le congestioni e favorire l'integrazione delle rinnovabili;
- incrementare la sicurezza del sistema elettrico.

In merito a questo ultimo punto, in particolare, desta qualche preoccupazione una capacità addizionale sul confine Nord di 4.500 MW (per un totale di quasi 11.000 MW); far affidamento ad una simile dipendenza dall'estero potrebbe essere potenzialmente rischiosa poiché, in caso di malfunzionamenti o particolari esigenze di mercato (ad esempio il caso della Francia nell'inverno del 2016) vedrebbe una consistente riduzione dei flussi in import.

TERNA: L'identificazione delle capacità obiettivo è basata sull'applicazione della metodologia per l'individuazione del valore di capacità addizionale, rientra nell'ambito della valutazione di obiettivi di natura economica (efficienza di mercato); temi di natura eccezionale, come il caso Francia 2016 o situazioni climatiche eccezionali, solleva considerazioni di natura diversa legate anche alla adeguatezza del parco termico nazionale.

OPERATORE 3: Confrontando i risultati fra i due scenari la differenza più evidente riguarda il notevole incremento della capacità addizionale sui confini Nord e Est, che rispettivamente vengono incrementati da 4.500 MW a 7.300 MW e da 500 MW a 3.600 MW. Al contrario, i valori sulle sezioni interne rimangono pressoché invariati (ad eccezione della sezione fra Sicilia e continente, che raddoppia).

Si ritiene che le criticità sopra evidenziate, in particolar modo sul tema sicurezza dell'approvvigionamento, possano essere amplificate nello scenario DG, in cui:

- l'efficienza energetica punterà a ridurre i consumi;
- il consistente sviluppo delle energie rinnovabili introdurrà ulteriore imprevedibilità al sistema;
- gli impianti termoelettrici saranno utilizzati sempre più come back-up;

Appare poco giustificabile, come già accennato in precedenza, che a fronte di una crescita delle rinnovabili e della generazione distribuita, non corrisponda un incremento della capacità obiettivo fra le sezioni/zona interne del sistema elettrico.

TERNA: L'identificazione dei valori capacità obiettivo e relative considerazioni, non possono essere ricondotte ad una semplice valutazione della crescita delle rinnovabili e/o del parco di generazione. Una valutazione più articolata porterebbe a considerare i seguenti aspetti:

- la capacità di generazione lorda installata nello scenario ST è di 118 GW e nello scenario DG di 136 GW;
- lo scenario DG presenta un parco termoelettrico di 3-4 GW inferiore allo scenario ST a fronte di un incremento del parco rinnovabile di 21 GW, quindi il saldo netto è circa 17-18 GW;

Riscontro Consultazione "Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo"

- il fabbisogno nello scenario DG è ca 16 TWh maggiore dello scenario ST;
- il prezzo della CO2 nello scenario ST è 84€/t e nello scenario DG è di 50€/t.

Nelle figure si riporta il confronto dei flussi di energia attesi al 2030 rispettivamente nello scenario ST con i valori di capacità obiettivo ST e nello scenario DG con i valori di capacità obiettivo DG. La zona Nord tende a coprire il maggior fabbisogno incrementando l'import dalla frontiera Nord (nello scenario DG, il minor valore di prezzo CO2, favorisce generazione estera diversa da gas) e nelle ore in cui non è presente il rinnovabile, non programmabile, si registrano flussi da Nord a Centro Nord maggiori nello scenario DG rispetto all' ST e da ciò ne consegue la necessità di una maggiore capacità obiettivo nello scenario DG su questa sezione.

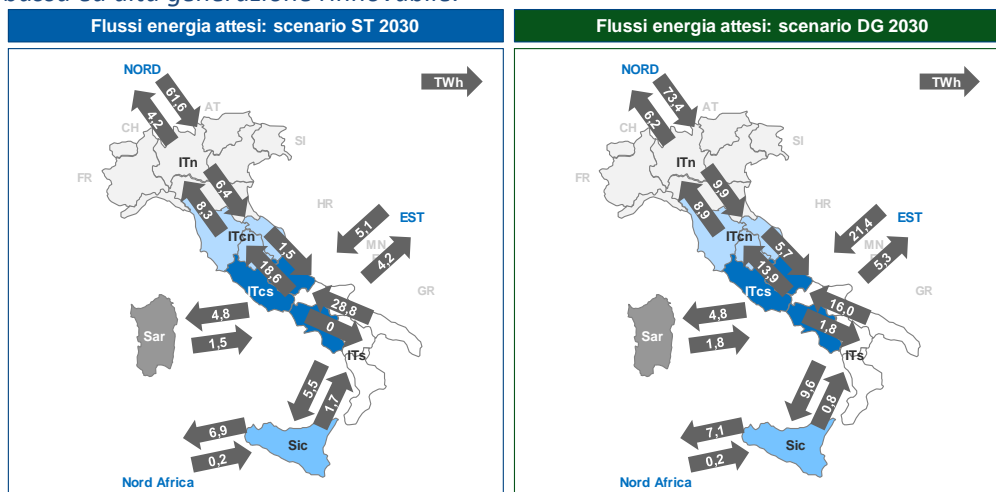
L'effetto di cui sopra riduce i flussi da Centro Sud a Centro Nord nello scenario DG rispetto allo scenario ST, senza tuttavia stravolgere le necessità di capacità obiettivo essendoci un numero minore di ore equivalenti di utilizzazione di capacità di scambio che tuttavia diventa pienamente necessaria nelle ore in cui si registra una forte generazione rinnovabile. Analogamente alla frontiera Nord, per effetto del minor prezzo CO2, si incrementa l'import dalla frontiera Est (da 5 TWh nell'ST a 21 TWh nel DG), di cui circa 4 TWh sono scambiati in export verso la Grecia.

OPERATORE 2: Con riferimento ai risultati della metodologia di calcolo (tabella 1 pag. 7), non è chiaro il motivo per cui in entrambi gli scenari la capacità aggiuntiva nelle sezioni interne sia la stessa (o cambi di poco) (escluso il caso della sezione ITSic-IT): al variare dello scenario, e quindi delle ipotesi alla base delle simulazioni, ci si aspetterebbe infatti una variazione di capacità aggiuntiva necessaria anche nelle sezioni interne oltre a quello osservato sui confini esteri. Si chiedono pertanto delucidazioni in merito.

TERNA: La zona Sud incrementa gli scambi verso Sicilia, verso Grecia, e riduce i flussi verso Centro Sud anche per effetto a fronte di una riduzione del parco termoelettrico (tra cui il carbone).

Anche sulla sezione Sud - Centro Sud, per effetto della necessità di utilizzare pienamente la capacità di scambio in un numero minore di ore in cui si ha una forte generazione rinnovabile, la capacità obiettivo resta sostanzialmente invariata.

Infine, la Sicilia vede un maggior export verso la Tunisia che unitamente al completamento della phase out del parco obsoleto di generazione, impone la necessità di essere adeguatamente alimentata dal continente nelle ore di bassa ed alta generazione rinnovabile.



OPERATORE 3: In entrambe le analisi occorre considerare il processo di graduale decarbonizzazione e denuclearizzazione che sta percorrendo l'Europa e che potrebbe modificare il mix energetico di molti paesi (Germania in primis). In questa fase di transizione il gas potrebbe trainare la generazione termoelettrica e il prezzo europeo dell'energia elettrica tenderebbe ad allinearsi a quello italiano.

In uno scenario simile i valori di capacità aggiuntiva risultanti dall'analisi condotta potrebbero risultare sovradimensionati.

TERNA: Le analisi sono state condotte con gli scenari ST e DG condivisi (ed allineati) a livello europeo pertanto le indicazioni di prezzo ed i relativi risultati sono conseguenti alla tendenza dei prezzi europei e nazionali derivanti dalle simulazioni nei suddetti scenari.

OPERATORE 3: All'interno delle tabelle "Iterazioni vs. strategie di Sviluppo", sia per il caso ST che DG, non appare chiaro il motivo per cui non viene sempre esplicitato il risultato dell'iterazione per le condizioni A e B (alcune celle sono bianche); a tal proposito andrebbe esplicitato il rationale sottostante.

TERNA: *Le celle risultano bianche, ovvero non si effettua alcuna verifica della condizione A, nei seguenti casi:*

- a parità di beneficio, si effettua un incremento prioritariamente su sezioni/confini di cui sono già previsti interventi di sviluppo;
- per le sezioni tra isole e continente si considera un singolo step per iterazione;
- laddove su una sezione/confine una o più iterazioni successive non restituiscono evoluzioni positive del valore B/C, non si sperimenta alcun ulteriore incremento di capacità.

OPERATORE 4: In questo ambito, in linea con quanto proposto nel report NOA, sarebbe inoltre opportuno effettuare degli approfondimenti per testare la robustezza dei risultati, ad esempio analizzando i valori risultanti di probabilità implicita (cfr. par. 2.3.5 del report NOA).

TERNA: *Gli scenari ST e DG, per loro natura contrastanti, hanno equi-probabilità di accadimento ovvero non è possibile stabilire a priori una probabilità implicita. Nel report NOA, non si stabilisce a priori una probabilità di accadimento per ogni scenario, ma, a valle della valutazione dei benefici netti ed in presenza di più scenari, si stabilisce la probabilità di ciascun scenario che porta ad invertire la tendenza della valutazione del regret. Tale approccio è applicato dal NOA in presenza di n.4 scenari. Il NOA in sostanza è stato usato come riferimento per indirizzare una decisione in condizioni di incertezza, ovvero in presenza di molte più opzioni.*

OPERATORE 2 e 4: Si richiede infine di specificare in dettaglio le motivazioni per cui 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) e Centro Sud – Nord (come da Piano di Sviluppo 2018 - caso HVDC Adriatica con stazione terminale Porto Tolle). Al contrario, relativamente ad una sezione interessata da interventi previsti nel PDS 2018 (Nord Africa), sono stati analizzati e proposti valori di capacità obiettivo.

TERNA: *Con riferimento alla sezione Sicilia - Sardegna, la scelta della sezione di mercato e quindi del nodo di rete continentale deve necessariamente presupporre delle analisi di rete di dettaglio, per tener conto delle caratteristiche della rete nelle isole. Le analisi dei rinforzi e quindi il riguardare le capacità obiettivo deve necessariamente ambito essere ricondotto al Piano di Sviluppo. Con riferimento alla sezione Sud – Nord, in base ai risultati emersi sulle singole sezioni; le analisi di dettaglio a riscontrare l'opportunità di individuare progetti che riguardino sinergicamente più sezioni attigue, eventualmente valutando con puntuali analisi costi benefici i riflessi su più sezioni non rientrano nello scopo del presente rapporto.*

DURANTE IL SEMINARIO 27 Settembre 2018: Si richiede di spiegare i minori benefici derivanti dall'analisi dello scenario 2025 ST rispetto allo scenario 2030 DG.

TERNA: *I minori benefici derivanti dall'analisi dello scenario 2025 ST rispetto al 2030 DG sono dovuti principalmente alle diverse assunzioni tra queste il costo della CO₂.*

DURANTE IL SEMINARIO 27 Settembre 2018: Si richiede di spiegare i flussi di energia apparentemente incongruenti sulla frontiera EST nello scenario ST rispetto ai relativi valori di capacità obiettivo.

TERNA: *Si rende necessario evidenziare che i flussi sulla frontiera Est con l'implementazione dell'unico valore di capacità obiettivo tengono conto dello scenario di minimo sviluppo, ovvero sulla frontiera EST sono inclusi 600 MW del I polo del Montenegro, essendo gli stessi in realizzazione e con previsione di completamento 2019.*