

**Oggetto** Contributo RSE alla consultazione dell' Appendice C "Sviluppo della metodologia di analisi costi/benefici" del DCO 464/15 "Servizio di trasmissione dell'energia elettrica: un modello di sviluppo selettivo degli investimenti – Orientamenti iniziali"

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta di RSE.

**N. pagine** 19

**Data** 10/02/2016

## *Indice*

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>OSSERVAZIONI RSE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE DELL'APPENDICE C .....</b>	<b>4</b>
<b>A1</b>	<b>OSSERVAZIONI RSE IN MERITO ALL'EVOLUZIONE DELLA METODOLOGIA DI ANALISI COSTI-BENEFICI INCLUSA NEL PDS 2015.....</b>	<b>12</b>
A1.1	Sul processo individuato per le analisi .....	12
A1.2	Sulla costruzione degli scenari e dei modelli di riferimento .....	13
A1.3	Sulla metodologi di clusterizzazione degli investimenti .....	14
A1.4	Sugli approcci di simulazione impiegati .....	14
A1.5	Osservazioni generali sulle categorie di beneficio .....	15
A1.5.1	Osservazioni sul beneficio BTN1: Social Economic Welfare relativo al mercato dell'energia (BTN1) .....	15
A1.5.2	Osservazioni sul beneficio BTN3: riduzione rischio energia non fornita .....	16
A1.5.3	Osservazioni sul beneficio BTN5: maggiore integrazione FER.....	16
A1.5.4	Osservazioni sulle altre categorie di beneficio .....	16
A1.5.5	Osservazioni sui benefici espressi mediante KPI .....	17
A1.5.6	Osservazioni sull'esposizione dei risultati.....	17
A1.6	Sintesi e Conclusioni dell'analisi sulla metodologia CBA 2.0.....	18
	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>19</b>

## **1 INTRODUZIONE**

Questo documento raccoglie le osservazioni di RSE in merito al processo di consultazione aperto dall'AEEGSI sull'Appendice C "Sviluppo della metodologia di analisi costi/benefici" relativa al DCO 464/15 "Servizio di trasmissione dell'energia elettrica: un modello di sviluppo selettivo degli investimenti – Orientamenti iniziali". Per comodità, tale documento annesso verrà di seguito indicato come "Appendice C".

In generale, RSE ha apprezzato sia la proposta di estensione e revisione metodologica da parte di Terna contenuta nell'Allegato 3 del PdS 2015 "Evoluzione della metodologica di analisi costi-benefici", [1]. Nello specifico, di particolare rilievo appaiono la volontà di superare progressivamente calcoli di beneficio basati esclusivamente su valutazioni di tipo parametrico e di un maggiore ricorso a strumenti di simulazione di tipo probabilistico: evoluzioni peraltro già auspiccate da RSE nel corso di attività di supporto metodologico nei confronti di AEEGSI sviluppate recentemente.

Inoltre, RSE ha apprezzato le osservazioni e le considerazioni preliminari presentate da AEEGSI nell'Appendice C, ritenendo che un confronto tematico approfondito fra Gestore di rete e Regolatore non possa che apportare benefici per il sistema elettrico italiano: in ragione di ciò, RSE auspica di continuare a contribuire proficuamente ai successivi passi che conseguiranno, nell'ambito del processo avviato con deliberazione di AEEGSI del 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL.

Infine, viene inclusa un'Appendice in cui si riportano le osservazioni RSE in merito all'evoluzione della proposta metodologica di CBA elaborata da Terna per la pianificazione della rete di trasmissione nazionale ed inclusa in [1].: nello specifico, essa racchiude le osservazioni che RSE ha fatto pervenire all'AEEGSI nell'ambito del processo di analisi e valutazione delle metodologie di CBA negli ultimi anni.

## 2 OSSERVAZIONI RSE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE DELL'APPENDICE C

**S15: Quali soglie si suggeriscono per l'indice  $B/C$  degli investimenti ad elevato valore e delle priorità di sviluppo (vd punto 3.9 del documento)? Per quali motivi?**

Come già osservato nei commenti al DCO 464/2015 precedentemente inviati, RSE ritiene che una classificazione selettiva (in termini di priorità per il sistema elettrico) degli interventi di sviluppo che si basi esclusivamente sull'indice  $B/C$  non garantisca la massimizzazione del beneficio netto per il sistema elettrico oggetto del rinforzo.

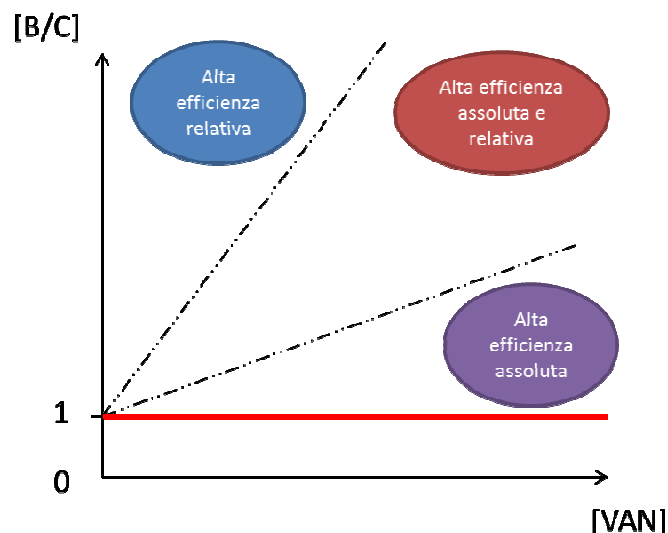
Siano:

- $B$  e  $C$  rispettivamente il beneficio lordo e il costo totale attualizzati al primo anno della finestra temporale di analisi;
- $VAN$  il Valore Attuale Netto dei beneficio (pari alla differenza fra beneficio lordo e costo attualizzati).

Banalmente:

$$VAN = B - C = C \cdot \left( \frac{B}{C} - 1 \right) \quad (1)$$

Dall'analisi di (1), si può facilmente desumere come la massimizzazione del  $VAN$  per il sistema elettrico (che dovrebbe essere il vero l'obiettivo dello sviluppo della rete di trasmissione) non è necessariamente conseguibile per effetto della sola massimizzazione del rapporto  $B/C$ : è necessario infatti considerare anche la variabile costo  $C$ .



**Figura 1 - Metriche per selettività interventi di sviluppo**

In Figura 1 si può osservare la qualificazione degli interventi di sviluppo considerando le variabili  $VAN$  e rapporto  $B/C$ . Si può osservare come:

- dare una priorità sulla base dell'indicatore  $B/C$  implichi l'introduzione di una metrica selettiva basata sull'*efficienza relativa* degli interventi di sviluppo: pertanto, tenderebbe a privilegiare la realizzazione di infrastrutture altamente profittevoli in ragione dei costi sostenuti;
- dare una priorità sulla base dell'indicatore  $VAN$  implichi l'introduzione di una metrica selettiva basata sull'*efficienza assoluta* degli interventi di sviluppo: pertanto, tenderebbe a privilegiare la realizzazione di infrastrutture che, in generale – in termini assoluti – grandi benefici al sistema elettrico;
- opere con elevato  $VAN$  ed elevato rapporto  $B/C$  sarebbero privilegiate in ogni caso.

Tuttavia, bisogna considerare che una logica di selettività degli investimenti basata esclusivamente sul  $VAN$  potrebbe essere fortemente sensibile all'incertezza riferita alla variabile costo. Per grandi opere, anche piccole valori di incertezza relativa impongono sensibili valori di incertezza assoluta: ciò potrebbe minare l'auspicata forte positività dell'indicatore  $VAN$ .

Pertanto, RSE suggerisce di prendere in considerazione una logica selettiva che contempli sia il rapporto  $B/C$  che la variabile  $VAN$ , tenendo opportunamente conto dei diversi *ranking* ottenuti mediante pesi adeguatamente scelti.

Operativamente, si suggerisce di:

- identificare un livello di costo massimo “basso” e di rapporto  $B/C$  minimo “molto alto” (ad esempio,  $B/C > 10$ ): se un intervento di sviluppo soddisfa tali condizioni, è da intendersi come “priorità di sviluppo”, indipendentemente dal valore di  $VAN$  corrispondente<sup>1</sup>;
- al netto degli interventi identificati al punto a), stabilire un ordine di priorità basato esclusivamente sul rapporto  $B/C$ , ovvero gli interventi di sviluppo vengono ordinati secondo valori di  $B/C$  decrescenti;
- al netto degli interventi identificati al punto a), stabilire un ordine di priorità basato esclusivamente sul  $VAN$ , ovvero gli interventi di sviluppo vengono ordinati secondo valori di  $VAN$  decrescenti;
- ricavare un nuovo ordine di priorità ottenuto mediante combinazione pesata degli ordini di priorità identificati ai punti b) e c): i valori di tali pesi (comunque a somma unitaria), da scegliere adeguatamente, potrebbero essere fissi oppure variabili in ragione di periodi di durata predefinita (ad esempio, durata di un periodo regolatorio o sua frazione significativa);
- sulla base dell'ordine di priorità ottenuto al punto d), calcolare la funzione reale di variabile discreta  *$VAN$  relativo cumulato*<sup>2</sup>  $\dot{S}_{VAN}(z)$ : essa sarà una funzione monotona crescente benché, per effetto della componente legata all'indicatore  $B/C$ , essa non abbia derivata prima monotona positiva strettamente decrescente e continua. Ciò implica che la funzione  *$VAN$  relativo cumulato* non è necessariamente “liscia” (ovvero differenziabile infinite volte in tutto il suo dominio). Infatti, se si considerasse esclusivamente la componente legata all'ordine di priorità identificato dall'indicatore  $VAN$ , la funzione  *$VAN$  relativo cumulato* sarebbe strettamente crescente. Dato il  $k$ -esimo intervento:

$$\dot{S}_{VAN}(k) < \dot{S}_{VAN}(k+1) = \dot{S}_{VAN}(k) + \frac{VAN(k+1)}{\sum_{h=1}^{N_{interventi}} VAN(h)} \quad (2)$$

<sup>1</sup> Caso di “piccoli” interventi estremamente efficienti (in ragione dei costi da sostenere) e generalmente più facili da conseguire.

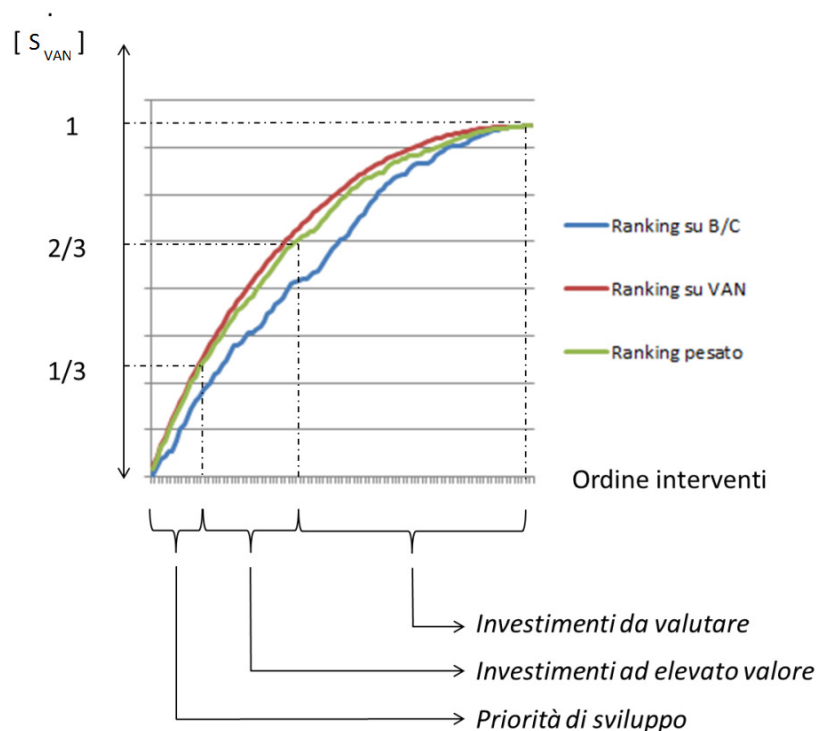
<sup>2</sup> In funzione dell'ordine di priorità considerato, si somma il  $VAN$  delle opere considerate (da cui deriva l'accezione *cumulato*) e lo si divide per il  $VAN$  totale ottenibile dall'insieme degli interventi considerati (da cui deriva l'accezione *relativo*). Si veda formula (2) per ulteriori dettagli.

Inoltre, la funzione  $VAN$  relativo cumulato si svilupperebbe con “rapidità” continua strettamente decrescente, in quanto ogni intervento che si considera andrebbe ad aggiungere una componente di  $VAN$  relativo che è più piccola rispetto alla precedente. Tuttavia, poiché persiste la componente pesata sull’indicatore  $B/C$ , l’ultima proprietà non sarebbe necessariamente verificata.

- f) effettuare una selezione degli investimenti in base a come essi contribuiscano alla funzione  $VAN$  relativo cumulato. A titolo esemplificativo, si propongono le seguenti soglie per determinare gli interventi da intendere come priorità di sviluppo ed investimenti ad elevato valore (si veda Figura 2).
- *priorità di sviluppo*: serie di interventi che apporta il primo 1/3 del  $VAN$  relativo cumulato;
  - *investimenti ad elevato valore*: serie di interventi che apporta il secondo 1/3 del  $VAN$  relativo cumulato;
  - *investimenti da valutare*: serie di interventi che apporta il terzo 1/3 del  $VAN$  relativo cumulato.

Si tiene a precisare che i valori dei pesi nonché delle soglie per identificare le priorità di sviluppo andrebbero per lo meno valutate in via sperimentale considerando gli effettivi valori di rapporto  $B/C$  e  $VAN$  degli interventi inclusi nel PdS.

RSE è disponibile ad approfondire gli aspetti trattati e a fornire supporto ai sensi della definizione di un’apposita metodologia – anche in appositi tavoli tecnici – a valle del presente processo di consultazione.



**Figura 2 - Selettività interventi di sviluppo<sup>3</sup>**

<sup>3</sup> Grafico ottenuto considerando 100 interventi fittizi con rapporto  $B/C$ , estratto in maniera casuale, compreso fra 1 e 6 e costo totale, estratto in maniera casuale, compreso fra 10 e 1000 unità monetarie.

### **S16: Si hanno proposte per integrare l'indice B/C con una valutazione, anche semplificata dell'incertezza delle stime**

In continuità con quanto osservato in risposta al punto S15, RSE ritiene che una valutazione, anche semplificata, dell'incertezza delle stime debba essere estesa anche all'indicatore VAN: pertanto, di seguito si parlerà genericamente di Indicatore Sintetico di Profittabilità (*ISP*).

In generale una grandezza può essere espressa in termini di:

- migliore stima (solitamente il valor medio);
- incertezza assoluta;
- incertezza relativa.

L'incertezza di una grandezza andrebbe valutata per effetto della stima di un valore centrale e di un valore di dispersione, ad esempio:

- campo di variazione (differenza fra valore massimo e valore minimo);
- scarto medio assoluto (media fra i valori assoluti delle differenze fra i valori stimati e il valore centrale)
- varianza e deviazione standard;
- deviazione standard relativa;
- deviazione media assoluta<sup>4</sup> (mediana del valore assoluto dei dati mediati);
- scarto interquartile (differenza fra primo e terzo quartile).

Per quanto riguarda la singola componente di *beneficio* impiegata per il calcolo dell'*ISP*, l'incertezza è legata alle ipotesi sui parametri e sui modelli di simulazione impiegati. Laddove non vi siano indicazioni circa la funzione distribuzione di probabilità, si potrebbero adottare le seguenti ipotesi<sup>5</sup>:

- a) *ipotizzare una distribuzione uniforme di probabilità* (rettangolare): la grandezza ha due limiti, uno inferiore ( $\underline{B}$ ) ed uno superiore ( $\overline{B}$ ), tali che l'intervallo  $[\underline{B} - \overline{B}]$  contiene il 100% dei possibili valori. All'interno di tale intervallo tutti i valori sono ugualmente probabili. La miglior stima della grandezza è pari a  $\frac{(\overline{B} + \underline{B})}{2}$  mentre l'incertezza assoluta  $u_B$  è pari a  $\frac{(\overline{B} - \underline{B})}{2 \cdot \sqrt{3}}$ ;
- b) *ipotizzare una distribuzione triangolare*: da considerare laddove sia ragionevole supporre che i valori prossimi agli estremi siano meno probabili di quelli centrali. La grandezza ha due limiti, uno inferiore ( $\underline{B}$ ) ed uno superiore ( $\overline{B}$ ), tali che l'intervallo  $[\underline{B} - \overline{B}]$  contiene il 100% dei possibili valori. Si suppone che i valori compresi in questo intervallo siano distribuiti secondo una distribuzione triangolare. La miglior stima della grandezza è pari a  $\frac{(\overline{B} + \underline{B})}{2}$ , mentre l'incertezza assoluta  $u_B$  è pari a  $\frac{(\overline{B} - \underline{B})}{2 \cdot \sqrt{6}}$ .

Per quanto riguarda la singola componente di *costo* impiegata per il calcolo dell'*ISP*, l'incertezza è legata alle seguenti variabili soggette ad incertezza.

- consistenze (chilometriche per linee aeree o in cavo,  $L$ , concentrate per trasformatori, stalli, etc.,  $N$ ).
- costi unitari impiegati  $c_{km}$  e  $c_{conc}$ ;

<sup>4</sup> Detta anche *Median Absolute Deviation* o *MAD*.

<sup>5</sup> Per ulteriori dettagli si rimanda, ad esempio, a [http://www.accredia.it/UploadDocs/314\\_DT0002rev1.pdf](http://www.accredia.it/UploadDocs/314_DT0002rev1.pdf)

Applicando un'analisi statistica ai valori storici a consuntivo, sarebbe possibile determinare, per interventi già realizzati, di quanto i valori a consuntivo delle sopracitate variabili soggette ad incertezza si siano discostati dai corrispondenti valori stimati in fase di pianificazione: dal campione analizzato andrebbero escluse discrepanze fra stime e dato a consuntivo conseguenti a variazione della soluzione tecnica adottata (ad esempio, incremento di costi per realizzazione di una linea a doppia terna conseguente a fronte della progettazione di una linea a singola terna).

Infine, i valori di incertezza sulle singole componenti di costo o di beneficio andrebbero combinate fra di loro mediante il calcolo delle incertezze composte: tale tecnica viene sovente impiegata per il calcolo di incertezze nell'ambito delle misure.

Di seguito si riporta qualche esempio di modalità calcolo<sup>6</sup>.

Sia  $u_X$  l'incertezza assoluta della generica grandezza X, mentre  $\dot{u}_X$  è l'incertezza relativa.

$$\frac{u_B}{C} = \frac{B}{C} \cdot (\dot{u}_B + \dot{u}_C)$$

$$u_{VAN} = u_B + u_C$$

Supponendo:

- una distribuzione uniforme di probabilità (di tipo rettangolare) per le diverse componenti che costituiscono il beneficio totale  $B = \sum_{k=1}^{N_{Benefici}} B_k$  ;
- una funzione costo C del tipo:  $C = \sum_{k=1}^{N_{Costi}} (L_k \cdot c_{km\_k} + N_k \cdot c_{conc\_k})$

$$u_B = \frac{\sum_{k=1}^{N_{Benefici}} (\bar{B}_k - \underline{B}_k)}{2 \cdot \sqrt{3}} \quad \dot{u}_B = \frac{u_B}{B}$$

$$u_C = \sum_{k=1}^{N_{Costi}} [L_k \cdot c_{km\_k} \cdot (\dot{u}_{L\_k} + \dot{u}_{c\_km\_k}) + N_k \cdot c_{conc\_k} \cdot (\dot{u}_{N\_k} + \dot{u}_{c\_conc\_k})] \quad \dot{u}_C = \frac{u_C}{C}$$

RSE è disponibile ad approfondire gli aspetti trattati e a fornire supporto ai sensi della definizione di un'apposita metodologia – anche in appositi tavoli tecnici – a valle del presente processo di consultazione.

<sup>6</sup> Ulteriori dettagli sono disponibili, ad esempio, su <http://web.uvic.ca/~jalexndr/192UncertRules.pdf>



**S17: Si hanno commenti sulle proposte specifiche presentate nei punti da C1 a C13 di questa Appendice?**

Di seguito si riportano alcuni commenti puntuali, sulla falsariga della struttura dell'Appendice C: per ulteriori dettagli si rimanda all'Appendice del presente documento, in cui si richiamo in commenti RSE relativi alla CBA 2.0.

C1. Scenari e definizione degli orizzonti temporali

RSE riterrebbe auspicabile che Terna applicasse la metodologia CBA esclusivamente ad un orizzonte temporale di lungo termine in linea con quello analizzato in ambito ENTSO-E nel TYNDP, laddove ciò fosse compatibile con gli obblighi di Concessione.

Si concorda che l'anno orizzonte del TYNDP debba essere comunque analizzato (a limite in aggiunta rispetto all'orizzonte  $t + 10$ ). Si osserva che le Vision ENTSO-E sono da intendersi come scenari estremi: pertanto, è plausibile supporre che la realizzazione effettiva dello scenario ricada all'interno dei "limiti" da esse delineati: in ragione di ciò, sarebbe opportuno che Terna identifichi uno scenario "di sviluppo" e uno "base" che siano diretta proiezione del PdS all'anno obiettivo del TYNDP.

RSE condivide l'auspicio di AEEGSI nella "biennalizzazione" il processo di redazione del PdS: tuttavia, si osserva che alcune grandezze quali:

- stime di domanda di energia;
- stime di domanda di potenza alla punta e in altre snapshot significative;
- stime della capacità di produzione;
- stime dei prezzi dei combustibili e delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

potrebbero essere comunque aggiornate con cadenza annuale. Infatti, esse non discendono da simulazioni di mercato o di rete ma da valutazioni preliminari di tipo *bottom-up* o *top-down*. È inoltre importante che vi sia una maggiore contestualizzazione con gli obiettivi (vincolanti o meno) di *policy* energetico-ambientale nazionale e soprattutto comunitaria (ad esempio, obiettivi 2020 e 2030 dell'*Energy Union*, *Energy Strategy 2050*).

In merito all'estensione dell'analisi multi-scenario, RSE rimarca che la valutazione estesa a più scenari consente di ottenere valutazioni che sono maggiormente resilienti rispetto alla variazione delle condizioni al contorno. Tale sforzo aggiuntivo potrebbe peraltro venire compensato dalla possibile "biennalizzazione" del PdS nonché del possibile meccanismo di incentivazione da introdurre per applicazione estensiva dalla metodologia CBA 2.0.

Riguardo ai possibili *planning cases* da analizzare:

- per quanto riguarda le analisi di mercato, si suggerisce di mantenere un approccio sequenziale di tipo orario con orizzonte annuale per valutazioni di tipo MGP, mentre si suggerisce un approccio sequenziale al quarto d'ora / cinque minuti con orizzonte giornaliero / settimanale per valutazioni di tipo MSD. Laddove possibile, si suggerisce di adottare metodologie di tipo probabilistico (Monte Carlo sequenziale) per tener conto dell'aleatorietà relativa alle fonti non programmabili e al carico;
- per quanto riguarda le analisi di rete (in corrente alternata), RSE rimanda ai commenti già fatti pervenire riguardo il DCO 464/15 in cui si suggeriva di considerare almeno 8 situazioni tipiche, ottenute per combinazione di:
  - condizioni di carico (picco / fuori picco);

- stagionalità settimanale (*week day, week end day*);
- stagionalità annuale (estate, inverno).

Laddove possibile, si suggerisce di adottare anche metodologie di tipo probabilistico (Monte Carlo non sequenziale o sequenziale, eventualmente in corrente continua) per tener conto dell'aleatorietà relativa alle fonti non programmabili e al carico.

## C2. Studi di mercato e di rete

RSE supporta la possibilità di rendere pubblico un modello di rete dettagliato (es. sulla falsariga di quanto fanno altri gestori di rete in ambito europeo<sup>7</sup>) al fine di consentire il coinvolgimento di una più ampia platea di *stakeholders* e, pertanto, agevolare la transizione verso la piena applicazione della cosiddetta "CBA 2.0".

## C6. Valutazione delle possibili correlazioni tra interventi ai fini del calcolo dei benefici

Come esplicitato nell'Appendice del presente documento, RSE richiama i risultati del progetto THINK Topic 10 [3] e, pertanto, ritiene che entrambe le prospettive (PINT sequenziale e TOOT sequenziale) debbano essere considerate. Tale sforzo aggiuntivo potrebbe peraltro venire compensato dalla possibile "biennalizzazione" del PdS.

Ai fini della massima trasparenza, RSE sottolinea la necessità che tutti gli interventi inseriti nell'orizzonte di piano debbano avere una data precisa (anche se approssimata) di entrata in servizio: infatti gli indicatori *B/C* e *VAN* vengono calcolati a partire da flussi di cassa che si esplicano per effetto di stime inerenti inizio realizzazione, durata realizzazione e entrata in esercizio. Pertanto, una pubblicazione di tali indicatori presuppone necessariamente la disponibilità di tali stime.

## C8. Socio economic welfare (beneficio B1)

Si concorda nel considerare separati le componenti di variazione del Social Welfare che si esplicano in assenza e in presenza di un *mark-up* della curva di offerta rispetto al costo marginale di generazione. Si sottolinea tuttavia che il *mark-up* considerato da Terna non sembrerebbe da intendersi come quello applicato strategicamente da un produttore per massimizzare il proprio beneficio esercitando potere di mercato, quanto piuttosto il *mark-up* "fisiologico" che gli operatori applicano per recuperare, durante le ore in cui sono in produzione, i costi che si esplicano per effetto dei vincoli di flessibilità del parco termoelettrico.

---

<sup>7</sup> A titolo esemplificativo, si rammenta che National Grid e Energinet.dk, rispettivamente gestori di rete britannico e danese, rendono pubblici i propri modelli statici di rete dettagliati. Per ulteriori informazioni, si rimanda ai seguenti siti web:

<http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/Electricity-Ten-Year-Statement/> e  
<http://www.energinet.dk/DA/El/Udvikling-af-elsystemet/Netplanlaegning/Sider/Formular-Til-Download-Af-Netdata.aspx>

C9. Variazione perdite di rete (beneficio BTN2)

RSE osserva che i diversi *point-in-time* dovrebbero essere adeguatamente pesati in ragione del loro impatto su un anno di esercizio, al fine di ottenere valori annuali totali coerenti: particolare attenzione va dedicata, ad esempio, alla gestione dei giorni festivi.

Dal punto di vista modellistico, RSE concorda sulla necessità che i modelli siano maggiormente rispondenti alla realtà.

C11. Integrazione della produzione di fonti energetiche rinnovabili (beneficio BTN5)

RSE osserva che l'indicatore B1 dovrebbe misurare incremento del Social Welfare su MGP, mentre altri indicatori dovrebbero usare incremento del Social Welfare su MSD.

In merito al valore economico del taglio di energia prodotta da FER: RSE osserva che, coerentemente con quanto affermato in ambito ENTSO-E, parrebbe già inclusa nell'incremento del Social Welfare: essa si esplicherebbe infatti nell'effetto di sostituzione fra generazione termoelettrica e fonti rinnovabili conseguente al rilassamento, per effetto degli interventi di rinforzo rete, dei limiti di scambio su una sezione critica (a livello sistema) o su una direttrice AT intra-zonale (a livello locale). Se invece essa facesse riferimento all'incremento del SEW su MSD che si esplica per effetto della riduzione dell'effetto dei vincoli di sicurezza nonché di flessibilità sulle unità produttive, RSE osserva che Terna dovrebbe chiarire in che misura tale componente vada a differenziarsi rispetto a BTN1 e come tale componente viene valutata, dimostrando l'assenza di doppio conteggio.

Relativamente alla componente di danno connesso derivante dal fatto che con il taglio il sistema non usufruisce di un bene (l'energia verde) a cui il sistema stesso riconosce un maggior valore specifico, RSE suggerisce che, laddove possibile, Terna valuti altre esternalità positive che si esplicano, nei confronti del consumatore elettrico, per effetto dell'incremento di produzione da RES.

C12. Analisi economiche e *discounting*

In merito all'equivalenza dei valori di rapporto B/C fra vecchia CBA e CBA 2.0, RSE osserva che l'uguaglianza proposta dovrebbe dipendere dalla collocazione temporale dei flussi di cassa all'interno della finestra temporale di analisi.

**S18. Fra gli aspetti non discussi in dettaglio indicati al punto C14 di questa Appendice, quali si ritengono particolarmente meritevoli di considerazione a fini della definizione dell'indice di utilità per il sistema? Ve ne sono altri?**

RSE suggerisce che si valutino adeguatamente il ruolo delle nuove tecnologie che hanno impatto sul sistema di trasmissione (siano esse tecnologie di trasmissione innovative, domanda attiva, veicolo elettrico, etc.).

## A1 APPENDICE - OSSERVAZIONI RSE IN MERITO ALL'EVOLUZIONE DELLA METODOLOGIA DI ANALISI COSTI-BENEFICI INCLUSA NEL PDS 2015

Nella presente Appendice si riportano le osservazioni RSE in merito all'evoluzione della proposta metodologica di CBA elaborata da Terna per la pianificazione della rete di trasmissione nazionale ed inclusa nell'Allegato 3 del PdS 2015 [1].

Tale sezione racchiude le osservazioni che RSE ha fatto pervenire all'AEEGSI nell'ambito del processo di analisi e valutazione delle metodologie di CBA degli ultimi anni.

Coerentemente al resto del documento, tale proposta evoluta verrà sinteticamente indicata con l'accezione "CBA 2.0".

In generale, si osserva come la proposta di CBA 2.0 presenti notevoli progressi sia rispetto alla metodologia corrente che, per certi versi, alle linee guida ENTSO-E.

Tuttavia, si riscontra come alcuni aspetti andrebbero adeguatamente approfonditi o chiariti meglio: tali aspetti sono trattati dettagliatamente nel proseguo della presente Appendice.

### A1.1 Sul processo individuato per le analisi

I passi della metodologia di analisi costi benefici	
A	Definizione degli scenari/modelli di studio
B	Individuazione delle criticità/esigenze di sviluppo della rete
C	Individuazione soluzioni/interventi di sviluppo
D	Definizione possibili correlazioni tra interventi
E	Quantificazione benefici con simulazioni su rete previsionale
F	Identificazione della categoria di appartenenza del progetto
G	Monetizzazione dei benefici e quantificazione dei costi
H	Presentazione dei risultati

**Figura A1.1 –CBA 2.0: processo individuato per le analisi (Fonte: [1])**

In Figura A1.1 si riporta schematicamente la sequenza dei passi seguita da Terna nell'applicazione della metodologia di analisi costi-benefici.

Per quanto riguarda lo step 2 ("Individuazione delle criticità/esigenze di sviluppo della rete") si suppone che la possibilità che un rinforzo possa risolvere una criticità venga testata su simulatore statico di rete mediante, ad esempio, analisi di *load flow* in corrente alternata sulla base del criterio di sicurezza N-1 sul modello di rete previsionale, considerando lo scenario più critico.

RSE osserva che sarebbe opportuno porre una maggiore enfasi al processo che porta alla selezione e alla proposta delle diverse alternative in grado di far fronte ad una medesima criticità/esigenza di sviluppo nonché, laddove possibile, di valutare la possibilità di esplicitare le suddette alternative, specie se esse coinvolgono *macro-percorsi diversi* (ad esempio, sviluppo di una dorsale/direttrice rispetto ad un'altra) o *soluzioni tecnologiche diverse* (ad esempio, AC vs. DC o rifacimento/riclassamento vs. nuova linea). Nel caso esistessero delle alternative, sarebbe opportuno riportare l'intero ventaglio delle possibilità, esplicitando quelle che sono state immediatamente scartate a priori perché ritenute non convenienti (ad

esempio, perché hanno gli stessi benefici ma costi più alti rispetto a soluzioni più profittevoli). Per quelle alternative che, rispondendo alla medesima criticità, sono state comparate mediante CBA, si dovrebbero riportare i risultati delle analisi condotte.

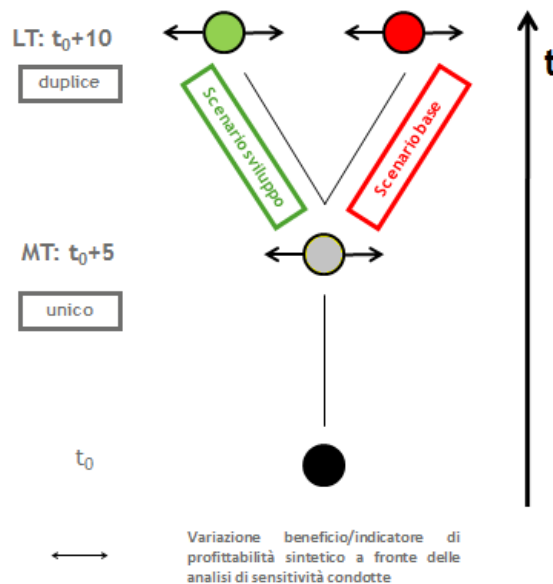
## A1.2 Sulla costruzione degli scenari e dei modelli di riferimento



**Figura A1.2 – Metodologia CBA 2.0: dagli scenari e dai modelli di riferimento alla CBA**

In Figura A1.2 viene descritto per sommi capi il processo che, partendo dalla definizione degli scenari di riferimento, porta alla costruzione dei modelli di rete e di mercato e quindi alla CBA.

Per la costruzione degli scenari previsionali utilizzati da Terna nel PdS, vengono solitamente considerate due direttrici di tendenze (ovvero “base” e “di sviluppo”), mentre le analisi vengono effettuate esclusivamente sulla prospettiva di volta in volta più critica (ad esempio, per la valutazione della profittabilità dei nuovi interventi, si considera lo scenario “di sviluppo” per quanto riguarda la crescita della domanda elettrica, mentre nella valutazione dell’*overgeneration*, le analisi vengono circoscritte allo scenario “base” con crescita della domanda più contenuta).



**Figura A1.3 – Trattazione componente rischio legata allo scenario**

Se si concorda nell’ipotesi conservativa e robusta secondo la quale l’*esigenza debba essere identificata nello scenario ritenuto più critico* (ovvero, un particolare intervento deve essere in grado di sopperire alla massima condizione di sollecitazione del sistema), appare invece non pienamente condivisibile che la *valutazione tecnico-economica venga effettuata esclusivamente sullo scenario ritenuto più probabile*.

Poiché l'elevata incertezza intrinseca nelle analisi previsionali di lungo termine mina il concetto stesso di "maggiore probabilità di uno scenario rispetto ad un altro", si ritiene opportuno che la valutazione tecnico-economica venga condotta su una pluralità di scenari, il cui numero deve costituire una sintesi fra incertezza, precisione dell'analisi ed risorse del Gestore della Rete.

Si osservi l'esempio riportato in Figura A1.3: nel caso in cui le incertezze connaturate ad analisi di medio termine siano ritenute sufficientemente contenute, la valutazione tecnico-economica potrebbe essere ristretta ad un solo scenario (trattando le incertezze mediante analisi di sensitività su una serie di parametri macro-economici). Per il lungo periodo invece, l'elevato grado di incertezza dovrebbe essere trattato principalmente mediante analisi di scenario, a fianco delle consuete analisi di sensitività. Si ritiene che tale prospettiva, rispondente con la prospettiva ACER [2], possa essere utile nella trattazione della componente di rischio legata allo scenario per l'investimento oggetto dell'analisi. Infatti, tale componente di rischio nonché la verifica del mantenimento dei benefici possono essere colti osservando la variabilità mostrata dal beneficio e/o dall'indicatore sintetico di profittabilità sia per effetto della sua valutazione in più scenari previsionali, sia per effetto delle analisi di sensitività condotte.

### **A1.3 Sulla metodologi di clusterizzazione degli investimenti**

Riguardo la considerazione di cluster d'investimenti, RSE ritiene che l'approccio proposto nella CBA 2.0 (metodologia sequenziale TOOT evoluta) sia adeguato e robusto, in quanto consente di valutare in maniera pertinente la relazione sequenziali degli interventi correlati sinergici.

Tuttavia, sarebbe opportuno chiarire se, nel corso dell'analisi, venga considerata l'auspicata o la probabile<sup>8</sup> sequenza di ingresso in servizio degli interventi: a tale proposito, sarebbe opportuno valutare la possibilità di condurre analisi di sensitività sulle tempistiche di completamento dei lavori "più rilevanti", alla luce di un *trade-off* fra precisione e oneri di analisi da parte del Gestore di Rete.

Un discorso a parte andrebbe invece fatto per gli *interventi fra loro in competizione*: come descritto nei risultati del progetto THINK Topic 10 [3], applicando una metodologia di tipo TOOT, che considera come caso di riferimento quello in cui tutti gli interventi proposti sono inseriti, due alternative fra loro in competizione potrebbero essere valutati negativamente in quanto la realizzazione di entrambi potrebbe portare ad un beneficio netto negativo.

Poiché per progetti fra loro in competizione non esiste un caso di riferimento ottimale, si suggerisce che si tenga in debita considerazione questa problematica, prevedendo la possibilità di valutare a monte cluster di investimenti fra loro in competizione (ad esempio, rinforzo di dorsali/direttrici fra loro in competizione) considerando un doppio approccio PINT e TOOT, utilizzando l'approccio TOOT evoluto solo per cluster d'investimenti sinergici.

### **A1.4 Sugli approcci di simulazione impiegati**

Si osserva come il computo dei diversi indicatori economici considerati nella CBA 2.0 preveda il ricorso a diversi approcci di stima e di simulazione: in generale, si osserva che un approccio più robusto (basato, ad esempio, su simulazioni con OPF probabilistici) è destinato alla valutazione della profittabilità degli investimenti più importanti e complessi, mentre si utilizzano in massima parte strumenti più semplici (ad esempio analisi di *load flow* alla punta di carico) per opere che prevedano un costo totale minore.

---

<sup>8</sup> Attraverso l'analisi di dati storici.



Se appare condivisibile che il livello di dettaglio impiegato tenga conto della dimensione dell'investimento, anche in funzione del *trade off* fra precisione del risultato e risorse del TSO destinate alle analisi, è necessario osservare come l'elevato impatto delle FRNP sul sistema elettrico italiano attuale – e a maggior ragione previsionale – esigerà nel futuro un sempre maggiore ricorso a strumenti in grado di catturare una pluralità di condizioni di esercizio del sistema: auspicio peraltro in accordo con le indicazioni di ENTSO-E.

Si suggerisce pertanto che, nei prossimi PdS, si riportino ulteriori dettagli in merito agli approcci di simulazione impiegati per la quantificazione economica di ciascuna categoria di beneficio impiegata. Nello specifico, sarebbe opportuno riportare, laddove non esplicitato:

- il dettaglio topologico (nodale, zonale, etc.);
- il tipo di simulazione (load flow, procedura di ottimizzazione, etc.);
- tipo di analisi (deterministica, probabilistica, stocastica, etc.);
- estensione temporale (una situazione tipica, più situazioni tipiche, dettaglio orario non sequenziale, dettaglio orario sequenziale, etc.);
- approssimazione (AC o DC);
- modello di risoluzione del mercato (prezzi marginali, pay-as-bid, etc.).

Per ciascun beneficio, sarebbe utile riportare tali informazioni in una tabella sintetica.

## **A1.5 Osservazioni generali sulle categorie di beneficio**

Dal punto di vista della spiegazione della metodologia CBA 2.0, si osserva un maggiore dettaglio nell'esplicazione delle modalità di calcolo di alcuni benefici. Inoltre, dal punto di vista delle *categorie di beneficio*, si valuta positivamente l'introduzione di un unico indicatore BTN1 di incremento di efficienza del mercato dell'energia (SEW), che va a sostituire i benefici BT1 ("incremento degli scambi con l'estero") e BT4a ("riduzione congestioni su sezioni critiche e poli limitati") inclusi nella CBA corrente.

### ***A1.5.1 Osservazioni sul beneficio BTN1: Social Economic Welfare relativo al mercato dell'energia (BTN1)***

Anche alla luce della possibile presentazione dei risultati in termini di profittabilità per i consumatori, sarebbe opportuno chiarire se l'approccio utilizzato per il computo delle diverse componenti di SEW viene impiegato con dettaglio orario.

Per quanto riguarda la valutazione dei costi dell'inflessibilità delle unità termoelettriche mediante un opportuno *mark-up* sulle curve di offerta, si ritiene che l'approccio proposto sia condivisibile in quanto, nei limiti dell'analisi, consente di inglobare nel computo del SEW l'esercizio del potere di mercato che, "fisiologicamente", il produttore deve applicare al fine di recuperare i costi che derivano dai vincoli di flessibilità. Sarebbe opportuno chiarire se tale *mark-up* viene calcolato a priori sulla base di un'ipotesi delle ore in cui il produttore viene ritenuto marginale e, quindi, inserito come dato di input della simulazione zonale di mercato. In ogni caso, RSE osserva che tale componente andrebbe comunque incorporata risetto all'incremento del SEW che si esplica nel caso di offerte dei produttori "ai costi marginali di generazione".

### ***A1.5.2 Osservazioni sul beneficio BTN3: riduzione rischio energia non fornita***

Per quei casi in cui viene impiegato un approccio deterministico (ad esempio, analisi su porzioni di rete ridotte e su livelli di tensione inferiori), sarebbe opportuno chiarire come la cumulata del carico impiegata per la valutazione della quantità di energia a rischio tenga in conto dell'effetto della produzione da GD maggiormente "periodica" (come il solare fotovoltaico).

Per quei casi in cui viene invece impiegato un approccio probabilistico (ad esempio, per interventi più complessi), sarebbe opportuno chiarire quelli che sono gli approcci di simulazione impiegati.

In questo caso, sarebbe opportuno chiarire se l'approccio probabilistico si affianchi o sostituisca l'approccio deterministico: nel primo caso, sarebbe opportuno chiarire come vengono abbinati i risultati dell'approccio deterministico su uno *snapshot* di rete (ad esempio, load flow alla punta di carico) con quelli dell'approccio probabilistico, verificando la consistenza nel sommare due contributi ottenuti da due approcci differenti.

### ***A1.5.3 Osservazioni sul beneficio BTN5: maggiore integrazione FER***

La prima componente di beneficio BTN5 che viene valutata e valorizzata consiste nell'*overgeneration* zonale da FER: Terna afferma che tale beneficio non comporti un doppio conteggio con BTN1, in quanto viene computata la componente aggiuntiva di riduzione di SEW dovuta all'imposizione di vincoli diversi rispetto a quelli in MGP, per esempio per effetto dell'imposizione dei vincoli di sicurezza e sugli impianti produttivi per effetto delle caratteristiche di flessibilità. Si osserva che sarebbe opportuno rinominare questo beneficio secondo la dicitura "incremento del SEW per riduzione impatto vincoli di sicurezza e flessibilità". In ogni caso, sarebbe auspicabile un maggiore dettaglio descrittivo nel modo in cui questo beneficio viene effettivamente computato.

Inoltre, non appare immediatamente chiaro come vengano presi in considerazione l'effetto dei vincoli di minima produzione convenzionale sulla regolazione di tensione in un modello zonale e, *a fortiori*, in DC.

Per quanto riguarda il computo della componente di BTN5 relativa all'*overgeneration* locale, sarebbe opportuno chiarire quelli che sono gli approcci di simulazione impiegati.

Ad esempio, nel caso venisse applicato un OPF probabilistico in DC non sequenziale, sarebbe opportuno chiarire come si abbinano i risultati della simulazione deterministica sequenziale zonale (effettuata a monte per il calcolo della differenziale di prezzo fra tecnologia marginale e FRNP) con le simulazioni probabilistiche non sequenziali nodali (effettuate a valle per il calcolo della riduzione del taglio di FRNP che si esplica per effetto del rinforzo di rete).

Inoltre, non appare pienamente condivisibile la scelta di imporre a priori un differenziale di prezzo costituito dal costo del termoelettrico evitato, in quanto tale assunzione non tiene conto della variabilità della tecnologia di generazione marginale nel corso della simulazione probabilistica: si propone pertanto di considerare, per la zona in esame, il *Locational Marginal Price* medio annuo.

### ***A1.5.4 Osservazioni sulle altre categorie di beneficio***

Per quanto riguarda la componente di beneficio BTN8 ("riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>"), che si esplica per effetto della variazione del mix produttivo, sembrerebbe che le curve di offerta dei generatori non includano la componente di costo inerente alla valorizzazione economica della CO<sub>2</sub>: le emissioni vengono invece valorizzate in post-elaborazione, tenendo conto della variazione del dispacciamento del sistema di generazione a fronte dell'investimento di rinforzo rete nonché dei fattori di emissione specifici per le diverse tecnologie di generazione. Benché tale approccio non sia in grado di includere



eventuali variazioni dell'ordine di merito (ad esempio, fra impianti termoelettrici a carbone e impianti a gas a ciclo combinato) per effetto di una variazione del parametro di valorizzazione economica delle emissioni di CO<sub>2</sub>, si conviene che tale prospettiva possa insorgere solo per drastiche variazioni nei prezzi della CO<sub>2</sub> (dell'ordine degli 80-100 [€/t]) che attualmente non sono ritenuti probabili da Terna in un orizzonte temporale di lungo termine (+10 anni).

In via generale, per tutti quei benefici che prevedono un doppio approccio (zonali + nodale o deterministico + probabilistico), sarebbe opportuno chiarire come si abbinano i risultati fra il primo ed il secondo step.

#### ***A1.5.5 Osservazioni sui benefici espressi mediante KPI***

Per quanto riguarda gli indicatori di beneficio espressi mediante KPI, si riscontra un totale allineamento con la proposta metodologica di ENTSO-E.

#### ***A1.5.6 Osservazioni sull'esposizione dei risultati***

Si suggerisce che l'esplicazione dei benefici avvenga mediante ricorso al formato tabellare: tuttavia, visto che l'evoluzione metodologica consente la piena monetizzazione di un vasto insieme di benefici, essi andrebbero tutti riportati mediante indicatori economici sintetici (VAN e IP).

Per quanto riguarda l'impiego di grafici di tipo radar, si suggerisce che l'eventuale confronto fra progetti della stessa categoria sia condotto separatamente fra benefici monetizzati e benefici espressi mediante KPI: l'inclusione di tutti gli indicatori su un unico grafico potrebbe suggerire, erroneamente, un'implicita valorizzazione economica delle categorie di beneficio non monetizzate.

#### ***A1.5.7 Osservazioni sugli indicatori sintetici di profittabilità per i consumatori***

Nella metodologia CBA 2.0, si propone di rappresentare risultati in termini di indicatori sintetici di profittabilità per il consumatore.

Chiaramente si concorda nel dare una maggiore enfasi alla prospettiva del consumatore, evidenziando quali sono i vantaggi che tale soggetto realizza grazie agli investimenti di rinforzo della rete di trasmissione: tuttavia si suggerisce che tale prospettiva venga impiegata solo per lo scorporo di una componente di beneficio totale netto che impatta sul consumatore, mantenendo comunque la prospettiva di sistema per la valutazione della profittabilità dell'investimento, approccio peraltro universalmente impiegato e riconosciuto nella teoria economica applicata alla pianificazione della rete di trasmissione.

Ad esempio, se si tenesse esclusivamente conto della prospettiva del consumatore nella valutazione tecnico-economica, investimenti che prevedono un incremento delle esportazioni di energia elettrica verso l'estero che non sarebbero mai giudicati convenienti, in quanto il consumatore del paese esportatore potrebbe osservare un aumento dei propri prezzi senza percepire un beneficio diretto.

Pertanto, si suggerisce di mantenere un approccio conservativo in cui l'effettiva profittabilità dell'investimento viene valutata considerando la prospettiva del sistema, riservando ad un contesto espressamente dedicato la trattazione approfondita di problematiche di *cross-border cost allocation* e *cost-benefit allocation*.

## **A1.6 Sintesi e Conclusioni dell'analisi sulla metodologia CBA 2.0**

Sulla base dell'analisi dell'Allegato 3 di [1], si può senz'altro concludere che, rispetto alla metodologia consolidata, diversi sviluppi sono stati intrapresi da Terna nella predisposizione della CBA 2.0.

Si ritiene che lo schema proposto sia consistente, robusto ed in larga parte in linea con la *best practice* europea, superando diverse criticità che l'attuale metodologia presenta: si può anzi osservare come la proposta del TSO italiano – che si prefigge l'obiettivo di esprimere mediante indicatore economico un vasto insieme di categorie di beneficio – sia in diversi aspetti innovativa rispetto allo stato dell'arte: un esempio è l'inclusione del beneficio BTN7 ("riduzione approvvigionamento servizi di rete").

Tuttavia, si osserva come ulteriori sforzi siano auspicabili per migliorare l'aspetto descrittivo dell'impianto metodologico, in maniera tale da assicurare il massimo livello di trasparenza possibile.

Com'è noto, i risultati di una CBA rivolta alla pianificazione della rete di trasmissione dipendono, per molti versi, dalle ipotesi sulle grandezze che definiscono le condizioni al contorno per lo studio e che concorrono alla definizione dello scenario: pertanto, al fine di ottenere un risultato che abbia un elevato livello di robustezza e per far fronte al rischio di scenario – che è intrinseco nelle analisi previsionali – sarebbe opportuno che la valutazione degli indicatori economici (costi, benefici ed indicatori sintetici di profittabilità) non venisse ristretta al solo scenario che viene ritenuto come il più probabile, ma anche agli altri scenari elaborati per l'identificazione delle esigenze del sistema elettrico nel lungo termine. Invece, le analisi di sensitività possono essere utili per valutare la dispersione dei suddetti indicatori a fronte di modifiche puntuali di una serie di parametri macro-economici.

Un'adeguata presentazione dei risultati di queste analisi dovrebbe essere predisposta nei futuri PdS, eventualmente in forma riservata

Anche qui va ricercata una sintesi fra la precisione del risultato e le risorse che il TSO può dedicare alle analisi.

Per quanto riguarda l'opportunità di pubblicare i risultati dell'analisi costi-benefici, presentando il *ranking* delle diverse alternative (laddove esistenti) per far fronte ad una medesima esigenza del sistema elettrico previsionale, sarebbe auspicabile una maggiore trasparenza. Nello specifico:

- andrebbero esplicitati i casi in cui non esistono di fatto alternative per far fronte ad una criticità della rete di trasmissione all'anno obiettivo;
- laddove delle alternative sono presenti e quindi valutate in sede di CBA, bisognerebbe presentare i risultati di tale analisi, per lo meno in termini comparativi rispetto all'alternativa ottima.

## **BIBLIOGRAFIA**

- [1] Terna, Piano di Sviluppo 2015, Gennaio 2015.
- [2] ACER, “Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 01/2014”, Lubiana, 30 Gennaio 2014;
- [3] N. Von der Fehr, L. Meeus, I. Azevedo , X. He, L. Olmos, J.M. Glachant, “Cost Benefit Analysis in the Context of the Energy Infrastructure Package”, THINK Topic 10, Gennaio 2013.