

2018

DOCUMENTO METODOLOGICO
PER L'APPLICAZIONE DELL'ANALISI COSTI BENEFICI
APPLICATA AL PIANO DI SVILUPPO 2018

TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA



Trasmettiamo energia

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

DOCUMENTO
METODOLOGICO
PER
L'APPLICAZIONE
DELL'ANALISI
COSTI BENEFICI
AL PIANO DI
SVILUPPO 2018



1 PREMESSA

Dal 2005, Terna applica al processo di valutazione delle principali infrastrutture elettriche pianificate ed inserite annualmente nel Piano di Sviluppo della rete elettrica una valutazione tecnico-economica attraverso una metodologia di analisi costi – benefici (ACB) basata sul confronto dei costi attualizzati e dei benefici attualizzati apportati da ciascun intervento oggetto di analisi, ai fini del calcolo di un indice di profittabilità (IP) e del valore attuale netto (VAN) che mostrano l'utilità per il sistema e i benefici attesi dalla realizzazione degli interventi. Nel corso del 2013 Terna ha intrapreso una graduale rivisitazione della metodologia, al fine di fornire maggiore trasparenza al processo di valorizzazione dei benefici e dei costi d'investimento associati agli interventi di sviluppo della rete.

In data 14 Dicembre 2017, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), con delibera 856/17/eel/r, ha approvato la proposta Terna della nuova metodologia di analisi costi benefici (ACB 2.0), che costituisce il nuovo allegato al Codice di Rete (A.74).

La Delibera 627/16/eel/r prevede che il Piano di Sviluppo di Terna sia corredato a partire dalla edizione 2018 da un documento recante la metodologia per l'analisi costi benefici (allegato A, art 4.1).

In adempimento a tali indicazioni, il presente documento riporta la descrizione della metodologia ACB 2.0 accompagnata dalle informazioni di dettaglio sulle assunzioni adottate da Terna ai fini dell'applicazione della stessa per il Piano di Sviluppo 2018, in particolare:

- le ipotesi alla base degli strumenti di calcolo adottati;
- i riferimenti adottati e i criteri per la monetizzazione dei benefici;
- le voci delle macro-categorie del costo unitario e l'elenco dei fattori incrementali K.

Il documento è altresì integrato con:

- la presentazione di un nuovo strumento di analisi per la valutazione della variazione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento¹;
- la proposta metodologica elaborata congiuntamente da Terna e RSE per la definizione di un indicatore di Resilienza che insieme agli altri indicatori comunemente utilizzati nella metodologia Analisi Costi Benefici, di cui alla delibera 627/16/eel/r del 4 Novembre 2016, possa cogliere il beneficio di un intervento di sviluppo in termini incremento della Resilienza del sistema elettrico rispetto ad eventi climatici estremi legati a fenomeno di wet-snow.

2 DEFINIZIONI

In aggiunta alle definizioni già incluse nel Glossario del Codice di Rete, vengono riportate di seguito ulteriori definizioni concernenti la metodologia di stima dei costi descritta nel presente documento.

Intervento di sviluppo: insieme di opere strettamente interdipendenti e ciascuna individualmente necessaria al raggiungimento del principale beneficio elettrico (opere principali, a volte previste in più fasi temporali) e di altre opere funzionali e necessarie all'implementazione dell'intervento (opere accessorie);

compongono le opere principali anche le opere interferenti (es. variante di opere esistenti) e le opere propedeutiche alla realizzazione di quelle principali.

Opera: parte di un intervento di sviluppo che in alcuni casi, per motivi autorizzativi e/o tecnici è opportuno trattare in modo aggregato. Sono distinte in opere "standard" e in opere "speciali":

- **Opere "standard":** opere caratterizzate da un accettabile livello di standardizzazione progettuale quali linee aeree, linee in cavo terrestre in corrente alternata, stazioni elettriche di trasformazione e di smistamento con componenti standard, trasformatori, reattori, condensatori, compensatori sincroni.
- **Opere "speciali":** cavi marini in corrente alternata, i cavi HVDC, le stazioni di conversione AC/DC, i macchinari per la regolazione dei transiti di energia sulle linee di trasmissione (PST), i sistemi statici di regolazione della tensione (SVC) e i sistemi di accumulo. Sono considerate "speciali" anche le opere che interessano asset elettrici esistenti (per es. rifacimenti di componenti/sezioni di una stazione e/o di un elettrodotto) caratterizzate da aspetti specifici che non rendono possibile una standardizzazione ex-ante.

Categoria base: tipologia di opera o di componente presa a riferimento ai fini della determinazione del costo unitario (es. linea aerea per livello di tensione e per numero di terne, cavo interrato per tensione e per tipologia di conduttore, componente di stazione per tipo di isolamento).

Consistenza base di riferimento (q_b): quantità di elementi considerata per la costruzione del costo unitario della categoria base definita in condizioni standard (ad es. numero e tipologia di conduttori, armamenti, scavi e fondazioni, montaggi e tesature necessari per un chilometro di linea).

Consistenza dell'opera (q): consistenza stimata di una categoria base nelle diverse fasi di avanzamento del progetto (ad es. km per una linea, Mvar per un reattore, numero di stalli per una stazione).

Costo unitario (C_u): è il costo di un **chilometro** (per le linee aeree e i cavi), o di un'**unità** per le componenti e apparecchiature di stazione (stalli, sbarre e Parallelo sbarre, ATR, reattori, batteria di condensatori, compensatore sincrono, fabbricato) o **a corpo** (terminazioni elettrodotti e cavi) di una specifica categoria base, stimato in condizioni standard² come somma del valore di appalti e apparecchiature, valorizzati sulla base di un prezzo medio dei contratti di approvvigionamento vigenti, e delle ulteriori attività necessarie (es. servizi di ingegneria, servitù, liquidazione danni, collaudi tecnico-amministrativi) valorizzate come media storica.

Costo base dell'opera (C_b): è la somma dei prodotti tra le consistenze di un'opera (q) ed i costi unitari (C_u) delle categorie base che la compongono.

Fattori incrementali(k_n): fattori incrementali del costo base dell'opera atti a riflettere sulle stime di costo le specificità dell'opera stessa (es. realizzazione con tecnologie innovative/sperimentali) e del sito (es. tortuosità del tracciato, orografia del territorio, caratterizzazione sismica, archeologica e geologica del sito, livello di inquinamento del sito, presenza di aree protette o antropizzate), nonché le variabili esogene predicibili (ad es. aree in contesti sociali complessi, prescrizioni dalla procedura autorizzativa). Ciascuno di tali fattori assume – in ogni istante e per ogni opera – un valore puntuale compreso entro un range definito ex-ante e viene aggiornato sulla base delle migliori informazioni disponibili.

Costo standard dell'opera: è il prodotto tra il costo base dell'opera (C_b) ed un fattore pari a $1 + \sum$ fattori moltiplicativi (k_n).

² **Condizioni standard:** condizioni definite al paragrafo 9.3.1 per linee aeree, al paragrafo 9.3.2 per linee in cavo e al paragrafo 9.3.3 per le stazioni.

Costo Opera: è la somma del costo standard, del costo del personale capitalizzato e di eventuali costi di demolizioni di infrastrutture preesistenti.

Contingency (Co_i): costo che si somma al costo dell'opera finalizzato a considerare l'impatto medio di eventi imprevisti non già inclusi nei fattori moltiplicativi. La *contingency* è definita per ciascuna fase di evoluzione dell'opera in termini percentuali del costo dell'opera, con una progressiva riduzione dalla fase di pianificazione a quella di esecuzione.

3 METODOLOGIA PER L'ELABORAZIONE DELLE ANALISI COSTI-BENEFICI

I principali passi per l'applicazione della metodologia ACB 2.0 ad un intervento di sviluppo sono:

1. l'identificazione e quantificazione dei benefici (impatto quantitativo, ad esempio espresso in energia)
2. la monetizzazione del beneficio (moltiplicazione del beneficio di cui al punto precedente per un coefficiente espresso in Euro/quantità);
3. la quantificazione della stima dei costi;
4. il calcolo degli indici economici di sintesi:
 - i. Indice Utilità Sistema (IUS): rapporto tra i benefici attualizzati e i costi attualizzati dell'investimento;
 - ii. Valore Attuale Netto (VAN): valore attualizzato dei benefici netti generati dall'investimento.

4 CAMPO DI APPLICAZIONE

La metodologia ACB 2.0 è applicata almeno agli interventi e/o opere programmati da Terna³ ed inclusi nel Piano di Sviluppo, il cui costo stimato è pari o superiore ai **15 milioni di euro**.

Per ciascun intervento oggetto di ACB 2.0, viene effettuato un aggiornamento dei risultati la modifica dei risultati presentati nel Piano rispetto ai risultati del Piano precedente che consiste:

- i. nella revisione del calcolo dei costi, aggiornati contestualmente alla predisposizione del PdS, in funzione dei nuovi elementi di conoscenza che si aggiungono durante le fasi di pianificazione, concertazione, progettazione, autorizzazione e realizzazione delle opere;
- ii. nella revisione dei benefici a seguito dell'aggiornamento biennale degli scenari del PdS (Documento di descrizione degli scenari⁴) e di motivate modifiche⁵ dello scenario.

Per gli interventi che presentano almeno un'opera principale, così come definita dal PdS, in stato di realizzazione e che siano già stati oggetto dell'applicazione della presente metodologia, possono essere presentati i risultati relativi ai benefici della preesistente analisi rapportati ad un costo aggiornato in base al punto i). In tale circostanza, il Piano indica chiaramente l'anno in cui è stata eseguita l'analisi dei benefici.

³ Ad oggi, ai sensi della 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL non sono inclusi i progetti ex - Legge 99/09

⁴ Come da Deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL

⁵ Le modifiche possono riguardare sia la quantificazione (es.: variazione della previsione della domanda) che la monetizzazione (es: valorizzazione delle emissioni, costi combustibili) e saranno opportunamente descritte nel Piano.

5 SCENARI DI SVILUPPO DEL SISTEMA

Il Gestore individua:

- a. un anno oggetto di studio di breve-medio termine (indicativamente tra i 3 e i 6 anni successivi all'anno del Piano);
- b. un anno oggetto di studio di medio-lungo termine (indicativamente tra i 7 e gli 11 anni successivi all'anno del Piano);
- c. un anno oggetto di studio di più lungo termine, individuato in coerenza con il TYNDP di ENTSO-E.

Conformemente a quanto sopra, il Gestore utilizza, ai fini dell'ACB 2.0, gli ultimi scenari resi disponibili in ambito europeo in tempo utile per la redazione del Piano, a meno di approcci o ipotesi differenti o di *sensitivity* opportunamente motivate dal Gestore.

Per ciascun intervento, l'Analisi Costi-Benefici analizza al fine della quantificazione dei benefici almeno due anni studio. Gli interventi per i quali almeno un'opera principale presenta una data di completamento successiva al breve-medio termine sono analizzati negli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine. Il Gestore definisce nel Piano le modalità di scelta degli anni studio più opportuni per gli altri interventi inclusi nel PdS.

In particolare:

- i. per l'anno studio di breve/medio termine, considerata la limitata incertezza dell'orizzonte temporale cui si riferiscono, si utilizza principalmente un solo scenario di riferimento, predisposto sulla base delle migliori stime disponibili;
- ii. per l'anno studio di medio/lungo termine, in particolare per gli interventi relativi alle interconnessioni e alla riduzione delle congestioni tra le zone di mercato e intrazonali, si utilizzano almeno due scenari contrastanti;
- iii. per l'anno studio di più lungo termine, si utilizzano almeno due scenari contrastanti, selezionati tenendo conto delle alternative disponibili in ambito ENTSO-E, eventualmente modificati sulla base di nuove ipotesi ed assunzioni opportunamente motivate e giustificate dal Gestore nel PdS.

Per i progetti particolarmente complessi saranno effettuate analisi di sensitività, opportunamente motivate, al fine di verificare l'utilità dell'intervento. La scelta del singolo parametro (o del set di parametri correlati) oggetto di analisi di sensitività terrà conto delle indicazioni generali disponibili in ambito ENTSO-E e di eventuali altre specificità dell'intervento in esame.

6 METODOLOGIE E MODELLI DI VALUTAZIONE

Nell'ambito delle Analisi Costi-Benefici, gli strumenti generalmente utilizzati per il calcolo dei benefici sono ricompresi in due categorie principali:

- i. strumenti per le simulazioni di mercato;
- ii. strumenti per le simulazioni di rete.

In questo documento, il termine "simulazioni di mercato" è associato a simulazioni che non prevedono la rappresentazione topologica di dettaglio della rete. Per contro, simulazioni che considerano il dettaglio topologico della rete e aspetti di mercato/prezzi, sono associate al termine "simulazioni di rete".

Di seguito è riportata una descrizione dei principi alla base di tali strumenti, mentre si rimanda all' Appendice (§ 12.1 e § 12.2) per i dettagli dei ipotesi e dei parametri di riferimento assunte nelle simulazioni.

6.1 Strumenti per le simulazioni di mercato

Gli strumenti per le simulazioni "di mercato" sono tipicamente utilizzati 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 sull'intero orizzonte annuale, la programmazione ottima del dispacciamento del parco di generazione idrico e termoelettrico. 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, conseguentemente, il surplus dei produttori e dei consumatori, nonché le rendite di congestione tra le zone di mercato (Socio-Economic Welfare).

L'ottimizzazione del dispacciamento economico del parco idro-termoelettrico avviene attraverso due fasi distinte:

- a. unit commitment: durante questa fase si determina a livello orario lo stato On/Off di ciascuna unità termica, stabilendo un ordine di merito economico delle unità, basato sulle offerte presentate, nel soddisfacimento dei vincoli tecnici delle unità di produzione (termiche/idriche) e dei vincoli di rete del sistema modellato;
- b. dispacciamento: in questa seconda fase si determina la produzione oraria di ogni unità termica in modo coordinato alla produzione idroelettrica, sempre nel rispetto dei vincoli di cui al punto precedente.

La modellizzazione del sistema elettrico ai fini della simulazione del mercato dell'energia include le seguenti informazioni logiche:

- i. modello della rete equivalente: si rappresentano le zone del mercato elettrico collegate tra loro da linee equivalenti. A ciascuna linea sono associati vincoli di transito pari ai limiti di capacità di trasporto di potenza attiva tra le zone, differenziabili per verso e a livello orario;
- ii. carico: si considerano i profili orari di domanda al lordo delle perdite convenzionali di rete in ciascuna zona di mercato. La domanda di energia elettrica è considerata rigida rispetto al prezzo di mercato;
- iii. parco termoelettrico: vengono rappresentate singolarmente le unità di generazione termoelettrica, modellandone le principali caratteristiche tecnico-economiche quali: zona di appartenenza, potenza massima e minimo tecnico di esercizio, rendimento termoelettrico, tipo di combustibile impiegato, costi di avviamento, costi variabili di O&M, indisponibilità media (sia programmata che forzata), durata minima della permanenza in servizio (vincoli di flessibilità) e gli eventuali vincoli di must-run legati all'esercizio in regime cogenerativo connessi a processi industriali o alla fornitura di servizi di teleriscaldamento;

- iv. parco idroelettrico: il parco idroelettrico è modellato mediante impianti equivalenti per zona di mercato e tipologia (stagionali, a modulazione settimanale/giornaliera, fluenti e di pompaggio). Le principali caratteristiche rappresentate comprendono la potenza minima e massima degli impianti, il volume minimo e massimo dei serbatoi/invasi ad essi associati, gli apporti naturali nel corso dell'anno, il rendimento energetico ed il rendimento del ciclo di pompaggio/turbinaggio;
- v. combustibili e permessi di emissione (ETS): si indicano i prezzi previsionali dei combustibili utilizzati dalle unità di generazione ed i relativi coefficienti di emissione carbonica, che, associati alla previsione del prezzo dei permessi di emissione, consentono di includere i costi di emissione nella stima dei costi di produzione delle unità;
- vi. FRNP (fonti rinnovabili non programmabili): tutte le generazioni da fonti rinnovabili non programmabili vengono modellate mediante profili di generazione imposti, determinati a livello di zona di mercato e per tecnologia, in funzione delle ipotesi di installato;
- vii. import/export sui confini del perimetro di simulazione: l'import e l'export dalle zone periferiche rispetto al perimetro di simulazione (con le aree esterne a detto perimetro) viene rappresentato mediante profili di scambio predeterminati⁶;
- viii. bid-up delle unità termoelettriche: ai fini della stima delle offerte sul mercato di ciascuna unità di generazione termoelettrica, il modello include una funzione specifica per il calcolo dei mark-up orari, ovvero dell'incremento da applicare ai costi variabili di generazione (costi di combustibile, costi di emissione e costi variabili di O&M), a copertura dei costi di avviamento e di inflessibilità delle unità. La logica per la stima dei mark-up orari è tale da garantire a ciascun impianto di generazione di operare esclusivamente con condizioni di mercato (prezzi zonali e dispacciamento) tali da consentire nel breve termine (ovvero in ogni intervallo di esercizio) la copertura di tutti i costi variabili di produzione. L'applicazione di tale logica è essenziale per la corretta stima dei prezzi di mercato.

La funzione obiettivo, sulla base dei suddetti input, determina il funzionamento del parco di generazione tale da minimizzarne il costo totale nel rispetto di tutti i vincoli sopra citati.

6.2 Strumenti per le simulazioni di rete

Le simulazioni di rete si riferiscono prevalentemente ad:

- i. analisi in regime statico di Load Flow;
- ii. analisi in regime probabilistico.

Per le simulazioni di rete, si utilizzano i dati d'indisponibilità di ciascun elemento di rete, calcolati sulla base dei dati storici di guasto (generanti un'indisponibilità di rete) e del conseguente tempo di fuori servizio indicati nell'Appendice al presente documento.

L'analisi in regime statico è condotta mediante strumenti in grado di eseguire un calcolo di Load Flow analizzando una o più condizioni rappresentative del funzionamento del sistema elettrico (cd. *snapshot*) in situazioni ritenute particolarmente indicative.

Gli studi di Load Flow in regime statico permettono di calcolare il profilo delle tensioni nei diversi nodi della rete, i transiti di potenza attiva e reattiva negli elementi di rete (linee aeree, cavi e trasformatori) - individuando eventuali sovraccarichi e/o superamento dei limiti tecnici degli elementi di rete - e le perdite attive e reattive. In quest'analisi, il modello usato rappresenta il sistema elettrico tramite un insieme di nodi

⁶ Si specifica che, poiché le simulazioni di mercato ai fini della ACB vengono eseguite su scenari che comprendono l'intero perimetro Europeo, i profili di import/export applicati riguardano esclusivamente gli scambi dei paesi Europei periferici con i paesi non inclusi in tale perimetro.

di generazione, di carico e di puro transito e di rami corrispondenti ai collegamenti tra i vari nodi (linee, trasformatori, condensatori, reattori, carichi), tali da consentire la ricostruzione del sistema stesso sia nella sua topologia, che nei suoi dettagli tecnici.

L'analisi in regime probabilistico, invece, 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.

Per gli interventi di sviluppo per i quali è ipotizzabile catturare una molteplicità di categorie di benefici e/o che includono più opere nella stessa porzione di rete, si ricorre a un approccio di analisi del tipo probabilistico.

7 ANALISI DEI BENEFICI

7.1 Premessa

Le analisi per il calcolo dei benefici sono effettuate sui singoli interventi confrontando il comportamento del sistema in assenza ed in presenza di ciascun intervento nello scenario di riferimento all'anno orizzonte considerato.

In particolare, i benefici di ciascun intervento sono calcolati mediante simulazioni di rete in presenza e in assenza dell'intervento in esame e/o simulazioni di mercato in presenza e in assenza dell'impatto sui limiti di transito associato all'intervento in esame.

Le simulazioni devono tenere in considerazione una stima di tutti i fabbisogni del sistema, comprese le necessità di servizi ancillari, includendo nell'analisi dei benefici, quando appropriato⁷, una stima dell'impatto sull'esercizio del mercato per il servizio di dispacciamento.

Nel caso base sono inclusi in partenza tutti gli interventi la cui entrata in servizio è pianificata nel medesimo orizzonte temporale; da tale caso base si rimuove unicamente l'intervento 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 TOOT: Take Out One at the Time).

Analisi complementari, qualora ritenute opportune per illustrare specifici effetti d'interdipendenza tra interventi di sviluppo, possono essere condotte utilizzando un approccio opposto: si calcolano i benefici di un progetto partendo da un caso base in cui non sono presenti interventi di sviluppo e aggiungendo unicamente l'intervento in esame. Per differenza tra il caso con l'intervento e il caso base, si ottengono i benefici da legare all'intervento (PINT: Put IN one at Time).

Le categorie di beneficio (fra parentesi, la variazione che corrisponde a un beneficio positivo) da considerare nell'Analisi Costi-Benefici sono di seguito riportate:

- i. B1. variazione (incremento) del socio-economic welfare (SEW) correlato al funzionamento del mercato dell'energia e all'incremento di limiti di transito tra zone della rete rilevante o ai confini;
- ii. B2.a. variazione (riduzione) delle perdite di rete calcolata mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico;
- iii. B2.b. variazione (riduzione) delle perdite di rete calcolata mediante utilizzo di approcci semplificati attraverso calcoli di load flow alla punta di carico e di coefficienti convenzionali di utilizzazione delle perdite alla punta;
- iv. B3.a. variazione (riduzione) dell'energia non fornita attesa calcolata mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico;
- v. B3.b. variazione (riduzione) dell'energia non fornita calcolata mediante utilizzo di simulazioni statiche di load flow;
- vi. B4. costi evitati o differiti (o, con segno negativo, costi addizionali) relativi a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e del mercato per il servizio di dispacciamento in assenza di double counting con i benefici B1 e B7;
- vii. B5.a. maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico (congestioni a livello locale);

⁷ Ad esempio, interventi relativi a qualità e sicurezza potrebbero non avere impatti significativi sul mercato dei servizi di dispacciamento.

- viii. B5.b. maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante utilizzo di simulazioni statiche di load flow (congestioni a livello locale);
- ix. B6. investimenti evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili (es. rispetto di vincoli di legge);
- x. B7. variazione (riduzione) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento;

I benefici B2.a e B2.b, così come i benefici B3.a e B3.b e B5.a e B5.b, sono tra loro alternativi.

Per specifici interventi, qualora ritenuto opportuno, possono essere separatamente considerate nell'analisi costi-benefici le seguenti categorie di beneficio:

- i. B13. variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte di impatti di eventi estremi, ulteriori rispetto a quelli già monetizzati nel beneficio B3;
- ii. B16. costi operativi evitati associati a infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili (es. rispetto di vincoli di legge);
- iii. B18. variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO₂, ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nel beneficio B1 mediante il prezzo della CO₂ per tenere conto di un eventuale differente valore delle emissioni per la società;
- iv. B19. variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO₂ né gas effetto serra quali ad esempio ossidi di zolfo e ossidi di azoto.

Infine, Terna sta sviluppando modalità anche per la valorizzazione dei benefici derivanti dagli indicatori I22, I.23 e I.24 (*visual amenity*).

7.2 Variazione (incremento) del socio economic welfare (SEW) - (B1)

L'indicatore misura l'aumento del *social welfare* che deriva dalla maggiore efficienza/convenienza degli scambi di energia sul mercato correlata alla realizzazione di nuove infrastrutture di trasmissione.

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*).

Nella valutazione si assumono le seguenti ipotesi semplificative:

- mercato perfettamente concorrenziale (in particolare, per convenzione si trascurano le dinamiche derivanti dall'esistenza di un eventuale potere di mercato);
- impianti profittevoli, ovvero impianti che offrono sul mercato prezzi tali da evitare perdite economiche e ottengono un ricavo maggiore o uguale ai propri costi variabili di generazione.

Il Total Surplus permette di:

- individuare le variazioni di welfare di ciascuna zona di mercato⁸ rappresentata nel modello;

⁸ Tale aspetto è di fondamentale importanza per gli interventi di interconnessione con l'estero in quanto il metodo del TS consente di determinare il beneficio in termini di surplus per l'Italia.

- identificare le variazioni del beneficio dell'intervento di sviluppo di rete distintamente per consumatori⁹ e produttori.

Il beneficio derivante dalla realizzazione di un intervento di sviluppo è dato dalla differenza del *social welfare* (e delle sue componenti *producer surplus*, *consumer surplus* e *congestion rent*) con e senza l'intervento in esame, in funzione della variazione dei limiti di transito tra le zone di mercato che l'intervento determina.

I simulatori di mercato utilizzati per questo tipo di analisi sono tipicamente in grado di effettuare calcoli orari di tipo deterministico lungo l'intero anno di riferimento nello scenario previsionale considerato.

L'indicatore è pertanto applicabile alla valutazione dei benefici dei soli interventi che determinano una variazione dei limiti di transito tra zone di mercato, comprese quelle a ridosso delle frontiere.

L'analisi fornisce direttamente la valorizzazione economica dell'indicatore (M€/anno).

7.3 Variazione (riduzione) delle perdite di rete - (B2)

La maggior parte degli interventi di sviluppo aumenta la magliatura della rete di trasmissione e ne ottimizza i flussi di potenza. Alla conseguente riduzione delle perdite di rete è associabile un beneficio per il sistema, inteso anche come contributo alla promozione dell'efficienza energetica.

Valutazione mediante simulazioni probabilistiche (B2.a)

Il calcolo è effettuato ricorrendo a simulazioni di tipo probabilistico. Tale valutazione fornisce il valore in energia Q_2 (MWh/anno).

Valutazione mediante simulazioni statiche (B2.b)

Il calcolo è effettuato attraverso simulazioni di Load Flow in regime statico condotte su scenari previsionali alla punta di carico (peakload) e/o in più condizioni rappresentative.

Tale valutazione fornisce il valore in potenza (MW).

La conversione in energia Q_2 si ottiene moltiplicando la variazione delle perdite di rete per le ore di utilizzo delle perdite equivalenti alla punta di carico, eventualmente utilizzando opportuni pesi per le condizioni analizzate (numero di ore rappresentative in un anno).

Valutazione economica del beneficio

La monetizzazione della riduzione di perdite di rete è uguale a:

$$B_2 [\text{€/anno}] = Q_2 [\text{MWh/anno}] * PUN^{10} [\text{€/MWh}]$$

7.4 Variazione (riduzione) dell'energia non fornita attesa - (B3)

La variazione del rischio di energia non fornita (ENF) correlata alla realizzazione di nuovi interventi di sviluppo è valutata attraverso uno dei due approcci di seguito descritti.

Valutazione mediante simulazioni probabilistiche (B3.a)

⁹ Ossia quei soggetti che ad oggi sostengono il costo delle infrastrutture di trasmissione.

¹⁰ Nell'ambito dell'ACB si intende per PUN il prezzo medio previsto nel mercato dell'energia (MGP) nell'anno studio, ponderato rispetto alle quantità previste di energia richiesta nelle varie ore dell'anno.

Nella valutazione della variazione del rischio di energia non fornita tramite simulazioni probabilistiche, al verificarsi di un sovraccarico >100%, il simulatore compie una riduzione del carico fino a riportare il funzionamento della rete entro i limiti.

La riduzione del carico determina il valore della Potenza non fornita (P_{NF}) in ciascun time step e in ciascuna estrazione Monte Carlo della simulazione probabilistica.

Tutti gli eventi di guasto simulati nell'analisi della sicurezza statica sono eventi disgiunti tra loro e quindi cumulabili al fine della stima dell'ENF.

La sommatoria delle P_{NF} di ciascuna delle condizioni considerate, in base al numero delle stesse condizioni verificate, è rettificata rispetto ad un anno equivalente, restituendo il valore di Energia non Fornita come media dei valori calcolati.

Tale valutazione fornisce il valore in energia Q_3 (MWh/anno).

Valutazione mediante simulazioni statiche (B3.b)

La valutazione della variazione del rischio di energia non fornita tramite simulazioni di load flow, effettuata a partire dalle condizioni di sicurezza descritte nell'appendice informativa, considera una sequenza di eventi N-1¹¹ disgiunti tra loro e quindi cumulabili al fine della stima dell'ENF (Q_3).

L'ENF generata dal singolo evento si calcola con la seguente formula:

$$EnF = \sum IG \cdot h_{eq} \cdot L \cdot P_{NF}$$

Dove:

- IG: tasso annuo di guasto;
- h_{eq} ore equivalenti alla punta;
- L è la lunghezza del componente guasto (oppure 1 per i trasformatori).

Ogni evento di guasto N-1 emerso nell'analisi, tale da causare un impegno di un elemento di rete > 100% (sovraccarico), conduce ad un valore di P_{NF} (Potenza non fornita) diverso da zero.

Tale valore potrebbe essere ridotto per tener conto della stagionalità/peculiarità dello snapshot e qualora tale riduzione venisse applicata sarà cura del gestore esplicitarla con opportune motivazioni.

Nel caso di analisi statiche, utilizzando un solo snapshot di rete, si ritiene di poter rilassare il vincolo di sovraccarico di cui sopra, agendo localmente sul dispacciamento dei gruppi o sulla topologia della rete; laddove possibile, pertanto, il calcolo di P_{NF} farà riferimento a tre situazioni:

- i. evento N-1 che genera sovraccarichi compresi tra il 100% ed il 120% su elettrodotti (< 110% nel caso di ATR): se sono presenti azioni di re-dispacciamento o riconfigurazione di rete, tali da ricondurre tutti gli impegni a meno del 100%, senza che la sicurezza del sistema ne resti significativamente compromessa, allora $P_{NF}=0$; in caso contrario, si stima l'entità della potenza non fornita per ricondurre gli elementi di rete ad un impegno del 100%, quindi $P_{NF}>0$;
- ii. evento N-1 che genera almeno un sovraccarico > 120% su elettrodotti (nel caso di ATR > 110%): si considera, in primis, l'apertura dell'elemento di rete in sovraccarico con l'impegno più alto, a valle di ciò, i flussi sulla rete vengono ricalcolati identificando un nuovo impegno su ogni elemento; se, dopo tale calcolo, sono ancora presenti elementi con un impegno > 120%, allora

¹¹ di norma non si simulano eventi N-k, salvo i casi in cui emerga una indicativa probabilità di accadimento del guasto

si procede in cascata, finché non risulta che tutti i sovraccarichi si riportano a valori < 120% (nel caso di ATR < 110%) oppure finché non si genera una porzione di rete isolata e disalimentata senza altri elementi di rete in sovraccarico; il valore $P_{NF} > 0$ risulta pari al carico totale della rete isolata e disalimentata;

- iii. evento N-1 su antenne strutturali: un elettrodotto che alimenta dei carichi in antenna, in seguito al fuori servizio, genera la disalimentazione delle utenze ad esso connesse, in questo caso il valore di P_{NF} è pari al carico totale delle utenze disalimentate.

L'analisi fornisce il valore di potenza disalimentata (MW).

Valutazione economica del beneficio

La monetizzazione dell'energia non fornita attesa è uguale:

$$B_3 [\text{€/anno}] = Q_3 [\text{MWh/anno}] * \text{Value of Lost Load} [\text{€/MWh}]$$

Le valorizzazioni del parametro Value of Lost Load sono riportate nell'appendice informativa.

7.5 Costi evitati o differiti relativi a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e del mercato per il servizio di dispacciamento - (B4)

I regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati sono:

- meccanismi di remunerazione della capacità;
- impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico.

Per quanto riguarda il primo regime, si valuterà se fattibile e rilevante di monetizzare un beneficio associato a interventi di sviluppo in analisi.

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sono quegli impianti rilevanti indispensabili, anche per periodi limitati dell'anno, per la gestione in sicurezza della rete e l'alimentazione dei carichi.

Gli impianti essenziali sono soggetti a regimi di remunerazione in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 63 dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e Sistema Idrico n. 111/06, come successivamente modificata ed integrata.

L'individuazione di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico si rende necessaria qualora la configurazione della rete non presenti alternative all'utilizzo di specifici gruppi di generazione.

Gli impianti individuati come essenziali restano tali fino a quando l'adeguamento e lo sviluppo del sistema ne rimuovono le cause che ne hanno determinato l'essenzialità, ad eccezione di quei casi in cui, in ragione di situazioni esogene al controllo del gestore, si determina un mutamento della disponibilità delle risorse connesse alla porzione di rete interessata.

Il superamento dell'essenzialità attraverso l'intervento di sviluppo dipende infatti anche da variabili esogene non pienamente controllabili dal gestore di rete (fabbisogno, generazione distribuita, disponibilità delle unità produttive). Si conducono analisi tipicamente deterministiche (partendo da situazioni in tempo reale che hanno determinato il verificarsi della condizione di essenzialità, opportunamente riflesse sui modelli previsionali) pre-intervento e post-intervento di sviluppo, che servono ad identificare le unità produttive essenziali al funzionamento del sistema elettrico, la loro potenza¹² (MW) in immissione e le ore (h) annue

¹² La potenza necessaria in immissione tiene conto dei limiti di capability.

necessarie alla gestione in sicurezza. Il confronto tra le analisi pre-intervento e post-intervento identifica la riduzione del fabbisogno di essenzialità (potenza per ore annue).

Le simulazioni forniscono i valori di potenza e le ore annue di riduzione di essenzialità e di conseguenza una riduzione in termini di energia oggetto di requisito di essenzialità (MWh/anno).

Valutazione economica del beneficio

La valorizzazione economica dell'indicatore B₄ (M€/anno) è ottenuta facendo riferimento al parametro indicato nell'appendice informativa.

7.6 Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante simulazioni di rete (congestioni a livello locale) - (B₅)

Le limitazioni alla produzione rinnovabile sono identificate a livello locale (*overgeneration* locale) nelle ore in cui la generazione rinnovabile deve essere ridotta al fine di evitare sovraccarichi, a causa delle congestioni presenti sulla rete, prevalentemente quella di sub-trasmissione.

La riduzione del rischio di *overgeneration* locale è quantificata tramite simulazioni di rete nei due seguenti modi:

- mediante simulazioni probabilistiche;
- attraverso simulazioni deterministiche con load-flow statico.

E' indicata quale *overgeneration* di sistema – I₅, la valutazione del rischio di *overgeneration* effettuata con simulatore di mercato, in assenza di modellizzazione della rete in tutti i suoi livelli di tensione.

Valutazione mediante simulazioni probabilistiche (B_{5.a})

Tipicamente per interventi con impatti su porzioni di reti estese si effettuano simulazioni di tipo probabilistico su rete previsionale, in presenza e in assenza dell'intervento di sviluppo in esame.

Nell'analisi, al verificarsi di un sovraccarico superiore ai limiti consentiti (§ **Error! Reference source not found.** Appendice Informativa), laddove nessuna azione di re-dispacciamento di unità convenzionali sia praticabile per la risoluzione del sovraccarico stesso, è effettuata una riduzione lineare della produzione FER fino a riportare il sovraccarico iniziale al di sotto della soglia tollerabile.

La riduzione della produzione da fonte rinnovabile (FER) in assenza del nuovo intervento determina il valore di *overgeneration* (OG) che il nuovo intervento consente di integrare.

Tutte le contingenze simulate nell'analisi probabilistica sono eventi disgiunti tra loro e quindi cumulabili al fine della stima dell'OG. La sommatoria delle OG di ciascun evento, in base al numero di simulazioni, è parametrizzato rispetto ad un anno equivalente.

Le simulazioni forniscono il valore in energia Q₅ (MWh/anno).

Valutazione mediante simulazioni statiche (B_{5.b})

Tipicamente per porzioni di reti di subtrasmissione (ad es. porzioni di rete AT alimentate da stazioni di trasformazione AAT/AT e/o antenne AT), si effettuano simulazioni statiche su rete previsionale in presenza e in assenza dell'intervento di sviluppo in esame, condotte su una o più specifiche situazioni di funzionamento della porzione di rete interessata in cui si possono verificare maggiori criticità di esercizio e di conseguenza il rischio di ridurre l'energia prodotta da FER.

Nell'analisi con simulazione statica, al verificarsi di un sovraccarico superiore ai limiti consentiti (§ **Error! Reference source not found.** Appendice Informativa), laddove nessuna azione di re-dispacciamento di unità convenzionali sia praticabile per la risoluzione del sovraccarico stesso, l'operatore esegue una riduzione della produzione FER fino a riportare il sovraccarico iniziale al di sotto della soglia tollerabile.

Gli eventi di contingenza analizzati, eventi N-1¹³, sono disgiunti tra loro, e quindi cumulabili al fine della stima dell'OG locale evitata.

Le simulazioni forniscono il valore di maggiore integrazione di capacità FER in MW. Successivamente si considerano le ore (h) equivalenti al picco di generazione rinnovabile o della situazione in cui si verifica la criticità (es. le ore di alta idraulicità) per ottenere il valore in energia (MWh/anno).

Valutazione economica del beneficio

La monetizzazione della maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili è uguale:

$$B_5 [\text{€/anno}] = Q_5 [\text{MWh/anno}] * \text{prezzo medio previsto nella relativa zona nel mercato dell'energia} [\text{€/MWh}]$$

7.7 Investimenti evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili - (B6)

Questo indicatore quantifica i costi degli investimenti che l'intervento di sviluppo consente di evitare. Tali investimenti sono riconducibili principalmente a razionalizzazione/riassetto della rete esistente che sarebbero stati altrimenti necessari come risposta a esigenze inderogabili (rispetto vincoli di legge, obblighi di connessione, manutenzione straordinaria/rifacimento di asset esistenti per garantire la sicurezza di persone e cose, etc.).

Qualora sia valorizzato il beneficio B6, può essere valutata la significatività di eventuali costi operativi evitati come definiti in seguito (B16).

L'analisi fornisce la valorizzazione economica dell'indicatore (M€ di investimenti evitati o differiti) l'anno in cui l'investimento sarebbe stato realizzato e, nel caso in cui l'investimento sia differito, il numero di anni di differimento.

7.8 Variazione (riduzione o incremento) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento - (B7)

Il rispetto dei vincoli di esercizio (limiti di trasporto su sezioni di rete critiche, stabilità di frequenza e tensione) è una condizione necessaria per la sicurezza del sistema elettrico (§ 12.1).

A valle del mercato dell'energia, durante il quale si considerano solo i vincoli delle unità di produzione e i limiti di transito tra le zone di mercato, al fine di garantire in ogni istante il rispetto di tutti i vincoli di esercizio è necessario approvvigionare risorse di rete sul mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) atte a:

- assicurare adeguati margini di riserva secondaria e terziaria per garantire il bilanciamento di carico e generazione e gli scambi programmati;
- mantenere profili di tensione adeguati e all'interno dei limiti previsti;
- evitare sovraccarichi sugli elementi di rete.

La realizzazione di determinati interventi di sviluppo consente di ridurre o eliminare alcune violazioni previste di vincoli di esercizio nei dispacciamenti ottenuti a valle del mercato dell'energia pre-MSD e, conseguentemente, di ridurre i costi delle suddette risorse approvvigionate sul MSD.

Un rinforzo intrazonale, avendo un effetto di tipo locale, riduce principalmente le movimentazioni sul MSD necessarie a eliminare le congestioni della specifica zona di mercato su cui insiste.

¹³ Di norma non si simulano eventi N-k, salvo i casi in cui emerge una indicativa probabilità di accadimento del guasto e delle relative conseguenze

Un rinforzo interzonale invece, oltre a aumentare i limiti di transito tra zone di mercato, può contribuire a rendere disponibili risorse in zone contigue che riducono le movimentazioni sul MSD necessarie sia a eliminare le congestioni intrazonali, sia a garantire i margini di riserva per bilanciare l'intero sistema.

La simulazione fornisce le movimentazioni totali "a salire" e "a scendere" espresse in MWh/anno, in presenza dell'intervento in esame[Q7].

Valutazione economica del beneficio

La monetizzazione della variazione costi per servizi di rete è uguale:

$$B_7 [\text{€/anno}] = Q_7 [\text{MWh/anno}] * \text{stima/proiezioni costi approvvigionamento risorse mercato dei servizi} [\text{€/MWh}]$$

7.9 Variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte d'impatti di eventi estremi, ulteriori rispetto a quelli già monetizzati nel beneficio B₃ - (B₁₃)¹⁴

Tale indicatore è valutato per quegli interventi finalizzati all'incremento della resilienza del sistema a fronte d'impatti di eventi estremi.

L'indicatore B₁₃, si calcola come la riduzione di energia non fornita legata all'accadimento di eventi estremi e senza considerare gli eventi ordinari analizzati dall'indicatore B₃ (con e senza intervento di sviluppo).

L'indicatore è valutato facendo riferimento ai seguenti dati di input:

- Utenza disalimentata (UD)[MW];
- **Tr** è il tempo di ritorno della Cabina Primaria disalimentata a seguito del manifestarsi dell'evento che causa il disservizio per cause di ghiaccio e neve;
- **1/Tr** è la Probabilità che l'evento produca un disservizio;
- **H** è la durata del disservizio.

L'energia non fornita legata all'accadimento di eventi estremi [Q₁₃] è valutata come:

$$[Q_{13}] = UD * H / Tr [\text{MWh/anno}]$$

Tale valore viene calcolato in situazione di pre-intervento e post-intervento. Dalla differenza dei due valori si ricava l'impatto atteso agli Utenti sottesi dalla CP.

L'analisi fornisce il valore in energia non fornita annua [Q₁₃] (MWh/anno) tenendo conto del fuori servizio per cedimento strutturale della rete delle linee elettriche e di conseguenza delle Cabine di utenza in particolare legato a fenomeni di "wet-snow".

Valutazione economica del beneficio

La monetizzazione dell'incremento di resilienza a fronte di eventi estremi è uguale a:

$$B_{13} [\text{€/anno}] = Q_{13} [\text{MWh/anno}] * \text{Valori definiti nell'appendice informativa} [\text{€/MWh}]$$

¹⁴ Tale indicatore è oggi oggetto di sperimentazione come da Determina 2/2017 del 7 Marzo 2017

7.10 Costi operativi evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili - (B16)

Qualora significativi, si considerano anche gli oneri di esercizio e manutenzione ordinaria (OPEX) degli asset che avrebbero dovuto essere rinnovati/mantenuti in servizio in assenza dell'intervento di sviluppo e che invece sono previsti in demolizione nel piano di riassetto.

L'analisi fornisce la valorizzazione economica dell'indicatore (M€/anno di costi operativi evitati o differiti) e, nel caso in cui l'investimento sia differito, il numero di anni di differimento.

7.11 Variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO₂, ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nei benefici B1 e B7 mediante il prezzo della CO₂ per tenere conto di un eventuale differente valore delle emissioni per la società - (B18)

Questo indicatore misura il beneficio derivante dalla riduzione delle emissioni di CO₂, associabile ai seguenti fattori non valutati nell'ambito dell'indicatore B1 (o B7):

- impatto delle emissioni sulla salute pubblica (es. problemi respiratori, cardiocircolatori, ipertensione, etc.);
- impatto delle emissioni sull'ambiente (es. depositi calcarei su edifici, polveri, etc.).

La valutazione delle emissioni di CO₂ è conseguibile attraverso:

- i. la variazione del mix produttivo, a favore di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di impianti termoelettrici più efficienti, conseguente alla realizzazione di un intervento di sviluppo volto a ridurre o risolvere congestioni di rete sia interzonali (incremento dei limiti di transito tra le zone di mercato) che intrazonali (incremento della capacità di trasporto su sezioni critiche della rete AAT o AT all'interno di una zona di mercato);
- ii. la riduzione delle perdite di rete cui corrisponde una minore produzione di energia da fonti convenzionali.

Per quantificare la variazione delle emissioni associate alla modifica del mix produttivo, si ricorre alle simulazioni di mercato in grado di analizzare il dispacciamento della generazione in assenza e presenza dell'intervento di sviluppo in esame, effettuate per il calcolo dell'indicatore B1.

L'impatto sulla CO₂ relativo a interventi di sviluppo intrazonale che incide sui volumi del mercato MSD, tiene conto delle simulazioni del re-dispacciamento degli impianti di produzione e del nuovo mix produttivo effettuate per il calcolo dell'indicatore B7.

I volumi di energia dovuti al nuovo mix produttivo sono convertiti nel corrispondente valore di minore emissione di CO₂ (t/anno), utilizzando coefficienti di emissione specifici di ciascuna tecnologia di generazione.

I volumi di energia dovuti a una variazione delle perdite di rete sono convertiti nel corrispondente valore di minore emissione di CO₂ (t/anno), utilizzando il coefficiente di emissione concernente la tecnologia di generazione marginale.

Tale valutazione fornisce il valore di emissione (ton/anno). Tale valore (Q18) include il valore I8 descritto nel successivo capitolo.

Valutazione economica del beneficio

Il valore economico della riduzione di esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO₂ è uguale:

$$B18 [\text{€/anno}] = Q18 [\text{t/anno}] * (\text{valore sociale esternalità CO}_2 [\text{€/t}] - \text{prezzo delle emissioni CO}_2 \text{ già considerato} [\text{€/t}])$$

7.12 Variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO₂ né gas effetto serra, quali ad esempio ossidi di zolfo e ossidi di azoto (B19)

Questo indicatore misura il beneficio derivante dalla riduzione delle emissioni d'inquinanti quali ad esempio NO_x, SO₂, PM_{2,5} e PM₁₀, associabile ai seguenti fattori:

- impatto delle emissioni sulla salute pubblica (es. problemi respiratori, cardiocircolatori, ipertensione, etc.);
- impatto delle emissioni sull'ambiente (es. depositi calcarei su edifici, polveri, etc.);
- non valutati nell'ambito dell'indicatore B1.

La valutazione delle emissioni è conseguibile attraverso:

- la variazione del mix produttivo, a favore di impianti termoelettrici più efficienti, conseguente alla realizzazione di un intervento di sviluppo volto a ridurre o risolvere congestioni di rete sia interzonali (incremento i limiti di transito tra le zone di mercato) che intrazonali (incremento della capacità di trasporto su sezioni critiche della rete AAT o AT all'interno di una zona di mercato);
- la riduzione delle perdite di rete cui corrisponde una minore produzione di energia da fonti convenzionali.

La quantificazione della variazione di volumi di energia e di perdite è effettuata come già descritto per l'indicatore B18.

I volumi di energia dovuti al nuovo mix produttivo o a una riduzione delle perdite sono convertiti nel corrispondente valore di minore emissione dei rispettivi inquinanti (t/anno), utilizzando coefficienti di emissione specifici per ciascuna tecnologia di generazione.

Tale valutazione fornisce il valore di emissione (kt/anno).

Valutazione economica del beneficio

Il valore economico della riduzione di esternalità negative associate all'aumento di emissioni di altri inquinanti è uguale:

$$B_{19} [\text{€/anno}] = \sum Q_{19} [\text{kt/anno}] * \text{valore economico esternalità altri gas} [\text{€/kt}]$$

8 ANALISI DEGLI ALTRI IMPATTI

8.1 Premessa

Le seguenti voci di impatto sono quantificate, ma ad oggi non monetizzate, nell'Analisi Costi-Benefici:

- I21. incremento della capacità di interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete, in termini di MW;
- I22. variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, del territorio occupato da reti elettriche;
- I23. variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse naturale o per la biodiversità;
- I24. variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse sociale o paesaggistico.

Le seguenti voci di impatto possono essere quantificate nell'Analisi Costi-Benefici, ma non monetizzate per garantire l'assenza di double counting o per limitata fattibilità tecnica:

- I5. maggiore integrazione di produzione da FER calcolata mediante simulazioni di mercato (*overgeneration* di sistema);
- I8. variazione delle emissioni di CO₂ calcolata mediante simulazioni di mercato relative al mercato dell'energia del giorno prima (I8.g) e al mercato dei servizi di dispacciamento (I8.d);
- I13. variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte di impatti di eventi estremi, che non sia fattibile esprimere in termini monetari.

Infine, Terna sta sviluppando modalità per quantificare e valorizzare:

- l'anticipo di fruizione di benefici conseguente all'utilizzo di soluzioni atte ad aumentare l'accettabilità sociale delle infrastrutture e conseguentemente ad accelerare i processi concertativi ed autorizzativi;
- i benefici legati alla riduzione dell'impatto visivo delle infrastrutture in aree di elevato pregio naturalistico e/o artistico e in zone a vocazione turistica.

8.2 Incremento della capacità d'interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete, in termini di MW (I21)

La verifica dell'incremento della capacità d'interconnessione o di trasporto interzonale (in entrambe le direzioni) è effettuata tramite analisi in regime statico di Load Flow, e qualora si rendano necessarie analisi di stabilità dinamica, variando opportunamente le condizioni al contorno, fino al raggiungimento dei limiti di sicurezza come descritti nell'appendice informativa.

8.3 Variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione (I22, I23, I24)

La metodologia prevede l'individuazione di tre indicatori ambientali, denominati:

- I22. variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, del territorio occupato da reti elettriche;
- I23. variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse naturale o di interesse per la biodiversità;
- I24. variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse sociale o paesaggistico.

Il calcolo degli indicatori ambientali è basato su una sequenza di quattro precise operazioni quali:

- i. reperimento del dato aggiornato, di tipo geografico e georeferenziato da enti istituzionali (MATTM, MIBACT e ISPRA), in formato *shape file*, relativo a Siti di interesse Comunitario (SIC), Zone di protezione speciale (ZPS), Elenco ufficiale delle aree naturali protette (EUAP), Zone umide italiane della lista di Ramsar, Aree importanti per l'avifauna (IBA - Important Birds Areas), aree UNESCO ed Uso del Suolo relativo alla sola categoria del *Corine Land Cover 2006 1.1* - "Zone Urbanizzate di tipo residenziale";
- ii. preparazione del dato di cui al punto precedente al fine di adattarlo alle specifiche di computo per gli indicatori ambientali. Per specifiche di computo si intendono tutte quelle operazioni spaziali eseguite in ambiente GIS con il fine di evitare doppi conteggi di opere all'interno del computo metrico;
- iii. costruzione di un grafo elettrico di computo georeferenziato;
- iv. computo degli indicatori ambientali.

Per quel che concerne il punto iii) di cui sopra, il grafo elettrico è costruito assemblando i singoli interventi georeferenziati del PdS di riferimento, classificati nelle seguenti categorie:

- dismissione: "Con il termine dismissione si considerano tutte le demolizioni lineari di tratti o interi elettrodotti aerei/interrati, indipendentemente dalla soluzione tecnologica aerea o cavo. Per gli interventi in autorizzazione/autorizzati sono stati graficati, e successivamente computati, i chilometri reali di dismissione, mentre per gli interventi in concertazione, di cui non si conosce il tracciato, sono stati graficati e poi computati i chilometri lineari ipotetici, pertanto a valle della progettazione, il tracciato reale potrebbe subire variazioni più o meno rilevanti";
- realizzazione: "Con il termine realizzazione si considerano tutti i nuovi tratti di linea o interi elettrodotti aerei/interrati, indipendentemente dalla soluzione tecnologica aerea o cavo. Per gli interventi in autorizzazione/autorizzati sono graficati e poi stati computati i chilometri reali di realizzazione, mentre per gli interventi in concertazione, di cui non si conosce il tracciato, sono stati graficati e poi computati chilometri lineari ipotetici, pertanto a valle della progettazione il tracciato reale potrebbe subire variazioni più o meno rilevanti";
- dismissione e realizzazione: "Con il termine dismissione e realizzazione si intendono tutte le demolizioni e realizzazioni di opere che prevedono un tracciato corrispondente all'esistente (tipicamente risoluzione degli elementi limitanti o ricostruzioni su stesso tracciato). A tale categoria si riferiscono anche le opere in concertazione, di cui non si conosce il tracciato".

8.4 Maggiore integrazione di produzione da FER calcolata mediante simulazioni di mercato (overgeneration di sistema) (I5)

E' il valore di energia annua (MWh/anno) ricavato dalle simulazioni per il calcolo dell'indicatore B1.

8.5 Variazione delle emissioni di CO₂ calcolata mediante simulazioni relative al mercato dell'energia o al mercato dei servizi di dispacciamento (I8)

E' la riduzione di emissione CO₂ (t/anno) ottenuta dalle simulazioni effettuati per il calcolo dei benefici B1 (individuata come I8.g) e B7 (individuata come I8.d).

8.6 Variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte d'impatto di eventi estremi che non sia fattibile esprimere in termini monetari (I13)

L'indicatore I13 rappresenta la variazione (incremento) della resilienza del sistema a fronte di impatti di eventi estremi, che non sia fattibile esprimere in termini monetari.

Qualora ci si riferisca ad eventi climatici estremi legati a fenomeni di wet-snow l'indicatore coinciderà con l'IRE definito come inverso dell'indice di rischio:

$$IRE \text{ (indice di resilienza)} = TR/NUD$$

dove:

- **TR** è il tempo di ritorno di quella linea il cui fuori servizio determina un disservizio delle utenze sottese alla medesima CP/Stazione;
- **NUD** è l'entità del danno prodotto dal disservizio (numero di utenti) calcolato tenendo in conto:
 - dei valori medi di prelievo delle utenze sottese alle CP disalimentate forniti dal Distributore;
 - dei valori medi di prelievo delle utenze AT disalimentate disponibili presso Terna;
 - di una durata delle interruzioni costante (H).

Qualora l'IRE non sia valutabile si riporterà un indicazione qualitativa che varia da o a ++ in base alla esposizione o meno ad eventi climatici estremi di qualsiasi natura.

9 CRITERI DI STIMA DEI COSTI

9.1 Premessa

La metodologia per la stima e l'aggiornamento del costo di ciascun intervento e delle relative opere del Piano di Sviluppo, descritta nei successivi capitoli, fa seguito a quanto previsto all'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016 sui requisiti per l'analisi dei costi.

I costi di un intervento di sviluppo comprendono i costi capitale di realizzazione (**Capex**) ed i costi operativi durante la vita economica dell'opera (**Opex**); nel seguito è descritta la metodologia per la stima di tali voci di costo le cui valorizzazioni troveranno specifica evidenza in ciascun Piano a partire dal 2018.

Nei paragrafi successivi vengono descritte:

- le voci di costo da considerare ai fini della stima del costo complessivo di ogni Intervento, (§ 9.2.1 e § 9.2.2);
- l'ambito di applicazione della metodologia (§ 9.2.3);
- le fasi di avanzamento delle opere e le *milestone* ad esse associate (§ 9.2.4);
- la metodologia per la definizione delle categorie base delle opere standard e per la valorizzazione dei relativi costi unitari (§ 9.3);
- la metodologia per la stima dei costi dei potenziamenti e delle demolizioni (§ 9.4);
- i fattori incrementali K_n e le *contingency* C_o (§ 9.6 e § **Error! Reference source not found.**);
- la metodologia adottata per l'aggiornamento delle stime del costo di investimento dell'opera/intervento nelle diverse fasi progettuali (§ 9.8 e § 9.9).

9.2 Introduzione alla stima dei costi

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).

9.2.1 Costi di investimento (Capex)

Il **costo di investimento dell'intervento** è la somma dei costi di investimento delle singole opere che lo costituiscono e dei costi compensativi, esogeni al servizio di trasmissione e conseguenti a normative nazionali e locali:

$$Capex\ intervento = \sum Capex\ delle\ opere + Costi\ compensativi$$

Di seguito, nella Figura 1, viene mostrata una rappresentazione esemplificativa del processo di stima del costo delle opere che compongono l'intervento a partire dalla definizione di una categoria base e dei relativi costi unitari.

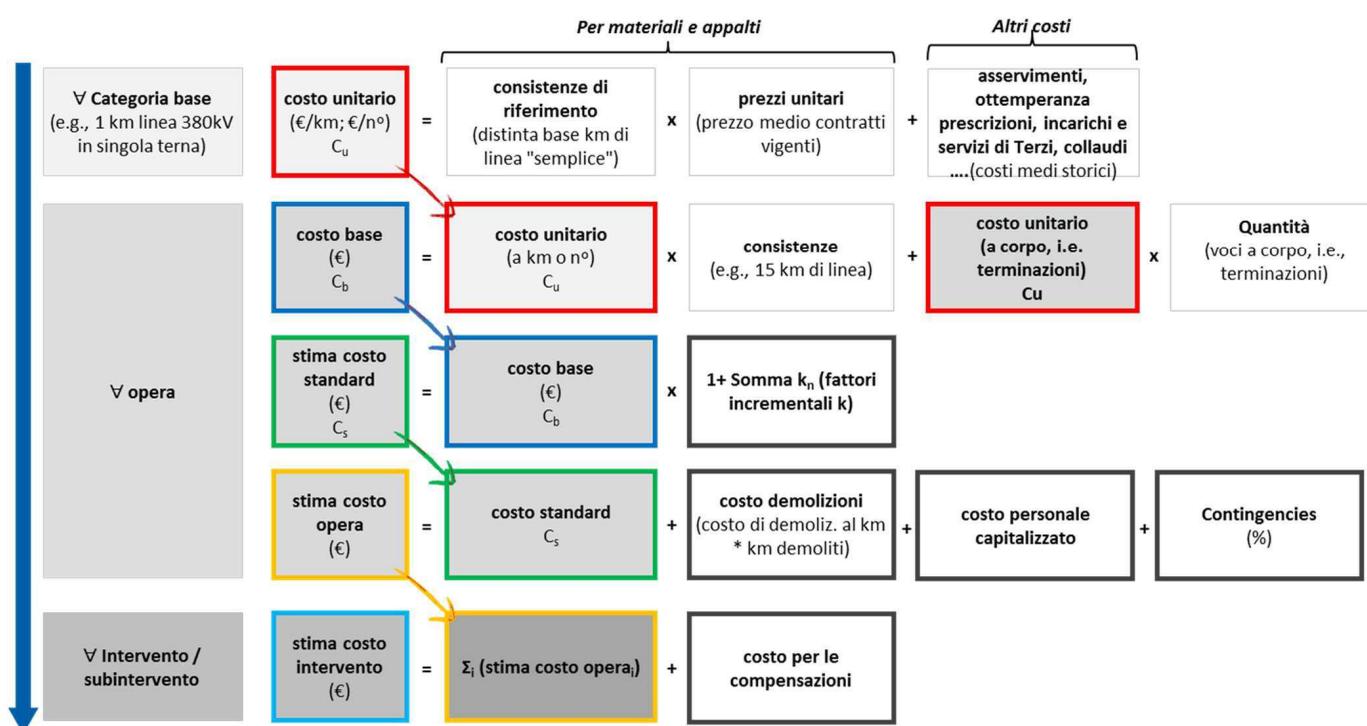


Figura 1. Costruzione della stima del costo di investimento di un intervento

Le **categorie base** sono tipologie standard di elementi costitutivi le opere di trasmissione, definite in dettaglio nell'Appendice al § 12.1; in particolare:

- per le linee aeree, le categorie base sono costituite da un km di linea, comprensivo di tutti gli elementi necessari, e sono distinte per tensione, per il numero di terne e per il tipo di sostegno (§ 9.3.1);
- per i cavi interrati, le categorie base sono costituite da un km di linea, comprensivo di tutti gli elementi necessari, e sono distinte per tensione e tipo di isolamento; le terminazioni sono trattate in modo distinto (§ 9.3.2);
- per le stazioni elettriche, le categorie base sono costituite da un'unità di un componente funzionale di stazione e da alcuni elementi di costo stimati a corpo (§ 9.3.3).

Per ogni categoria base sono definiti i **costi unitari (Cu)** come la sommatoria dei prodotti tra le consistenze di riferimento definite per la categoria base ed i relativi prezzi unitari, più gli Altri Costi della categoria base relativi agli asservimenti, all'ottemperanza di prescrizioni, incarichi, prestazioni e servizi professionali, collaudi, pubblicazioni:

$$\text{Costo unitario (Cu)} = \sum [\text{Consistenze di Riferimento (qb)} * \text{Prezzi unitari (Pu)}] + \text{Altri Costi}$$

I prezzi unitari considerati rappresentano una media dei prezzi presenti nei contratti di approvvigionamento vigenti. Gli "Altri costi" vengono valorizzati considerando i valori medi storici relativi a opere entrate in esercizio negli ultimi 5 anni.

A seguire è stimato il **Costo Base (Cb)** dell'opera come la sommatoria dei prodotti fra le consistenze dell'opera (consistenze di ciascuna categoria base inclusa nell'opera) ed i rispettivi costi unitari:

$$\text{Costo base (Cb)} = \sum [\text{Consistenze opera (q)} * \text{Costi unitari (Cu)}]$$

Il costo base dell'opera moltiplicato per un fattore che considera opportuni **fattori incrementali (kn)**, approfonditi al § 9.6, fornisce il **Costo Standard (Cs)**:

$$\text{Costo standard (Cs)} = \text{Costo base (Cb)} * (1 + \sum(\text{Fattori incrementali (kn)}))$$

Il costo standard dell'opera (Cs) a cui è sommato il costo del personale capitalizzato e l'eventuale costo per la demolizione di infrastrutture preesistenti, è incrementato di un valore di *contingency* (Co_i) per ottenere la stima del **Capex di ciascuna opera**:

$$\text{Capex opera} = [\text{Costo standard (Cs)} + \text{Costo del personale capitalizzato} + \text{Costi per demolizioni}] * (1 + \text{Contingency(Coi)})$$

dove:

- il **costo del personale capitalizzato** (§ 9.5.1) è riferito ai costi relativi al personale dedicato alle attività di concertazione e autorizzazione e di quello inerente le attività di progettazione e realizzazione delle opere;
- i **costi per le demolizioni** (§ 9.4.2) sono relativi ad eventuali demolizioni di infrastrutture preesistenti;
- la **contingency** (§ **Error! Reference source not found.**) rappresenta la valorizzazione dell'impatto sui costi dell'opera di eventi imprevisti.

Infine la somma delle capex delle opere e dei **costi compensativi**, descritti nel paragrafo (§ 9.5.2), fornisce il costo di investimento dell'intervento.

Il Capex delle opere viene stimato nella prima fase di pianificazione e successivamente aggiornato in ogni fase in funzione dei nuovi elementi informativi che si rendono via via disponibili. La fase di aggiornamento a cui la stima di costo si riferisce è espressamente indicata per ciascun opera o gruppo di opere nel Piano.

Le modalità di aggiornamento della stima dei Capex delle opere nelle diverse fasi di avanzamento sono riportate nel § 9.8 e § 9.9.

9.2.2 Costi operativi (Opex)

I **costi operativi (Opex)** standard sono definiti per tipologia di opera e sono determinati coerentemente con i costi annuali storici relativi alle attività operative svolte per le opere standard omologhe.

Gli Opex per ciascuna opera sono espressi in euro per km di linea (linee aeree e in cavo) o per stallo (stazioni) e il loro valore è ottenuto applicando la seguente formula:

$$\text{Valore Opex annuale totale} = \sum [\text{Valore Opex annuale unitario} * \text{Consistenza opera (q)}]$$

Per definire i Costi Operativi unitari annui è stata condotta un'analisi basata su dati storici, con solo riferimento a impianti standard e senza tenere conto di eventuali manutenzioni su guasto e/o straordinarie. In particolare, ai fini della stima, sono state considerate le seguenti categorie di costo rapportate alle consistenze storiche:

- **Costi di Trasmissione:** costi riferibili ai costi di esercizio e manutenzione (O&M), diretti e indiretti, imposte e canoni, costi di Asset Management e costi assicurazione funzionali alle attività di Operation e Maintenance;
- **Costi di controllo e teleconduzione impianti:** costi di esercizio per la gestione in tempo reale e la programmazione del sistema elettrico riferibili alla gestione degli impianti.

9.2.3 Ambito di applicazione

La presente metodologia si riferisce a interventi e opere del Piano, e si applica alle "opere standard" (§ 2) caratterizzate da un accettabile livello di standardizzazione progettuale.

Non si intende applicabile alle "opere speciali" (§ 2) per le quali, in ragione del carattere innovativo della soluzione progettuale, della scarsa ampiezza del mercato di riferimento, la stima del costo di investimento deve necessariamente basarsi su analisi specifiche.

Inoltre, non rientrano nel perimetro di applicazione della nuova Metodologia le riconversioni ed i riclassamenti di componenti/sezioni di stazione preesistenti, in quanto si tratta di opere che presentano caratteristiche specifiche che ne rendono difficile la standardizzazione.

Per opportuna trasparenza nelle tabelle di avanzamento dei Piani di Sviluppo sono riportati i costi consuntivati delle opere speciali realizzate da Terna.

9.2.4 Fasi di avanzamento delle opere e definizione delle *milestone* per la stima dei costi

Di seguito si riportano le fasi che tipicamente caratterizzano l'evoluzione dello stato di avanzamento delle opere di sviluppo, con evidenza delle *milestone* (snodi dell'avanzamento nei quali vengono obbligatoriamente aggiornate le stime dei costi).

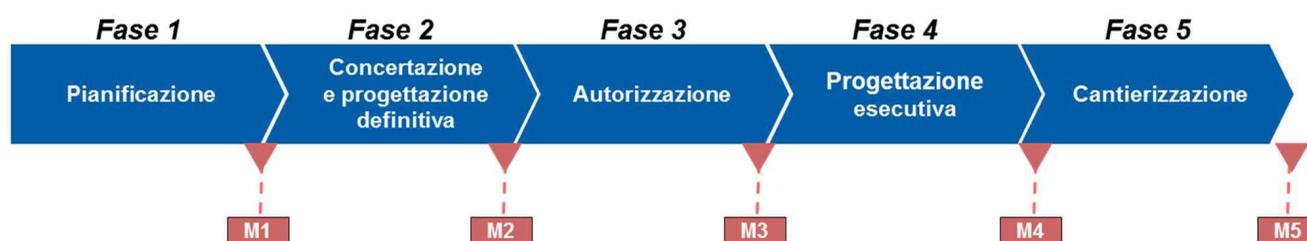


Figura 2. Fasi di avanzamento e *milestones*

- **Fase 1 - Pianificazione:** fase in cui viene individuata la soluzione tecnica ad un'esigenza elettrica, tipicamente supportata da uno studio di pre-fattibilità. La *milestone* conclusiva di tale fase è l'inserimento dell'intervento pianificato nel Piano (**Milestone M1**).
- **Fase 2 - Concertazione e progettazione definitiva:** fase di redazione del piano tecnico delle opere (cd. PTO), tipicamente supportato da studi ambientali. La fase termina con la redazione del **progetto definitivo** delle opere e l'invio dell'istanza autorizzativa (**Milestone M2**).
- **Fase 3 - Autorizzazione:** fase compresa tra l'avvio dell'iter autorizzativo di progetto e l'emissione del decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio (o autorizzazione/attività equivalente per opere a cui non trova applicazione il decreto secondo tale procedura). La *milestone* conclusiva di tale fase è il **progetto autorizzato**, ossia il progetto aggiornato sulla base di eventuali indicazioni contenute nei pareri, nelle prescrizioni e nelle varianti richieste da Istituzioni, Enti o altri soggetti interessati (**Milestone M3**).
- **Fase 4 - Progettazione esecutiva e approvvigionamento:** fase caratterizzata dalla presa in possesso del sito di realizzazione dell'opera, dalle indagini di dettaglio, con conseguente redazione del **progetto esecutivo**, anche aggiornato per considerare eventuali indicazioni da autorizzazioni secondarie. La *milestone* conclusiva di tale fase è la **trasmissione del progetto esecutivo agli Enti competenti e l'avvio dei cantieri** (**Milestone M4**).

- **Fase 5 - Cantierizzazione:** Fase caratterizzata dalla realizzazione delle opere, coerentemente con il progetto esecutivo ed eventuali indicazioni da sopraggiunte autorizzazioni secondarie. La *milestone* conclusiva di tale fase è la **Messa in servizio/in esercizio dell'opera (Milestone M5)**.

Si precisa infine che il procurement è un processo che interessa più fasi, tipicamente dalla 3 alla fase 5.

A seguito della messa in esercizio possono proseguire attività come finiture, ripristini, monitoraggi, collaudi tecnico-amministrativi, compresi quelli legati al contenzioso amministrativo per le servitù.

9.3 Individuazione delle categorie base e criteri di stima dei costi unitari

Nel seguito sono chiarite le ipotesi assunte per individuare le consistenze di riferimento per la definizione delle categorie base per le linee (aereo e cavo) e per le stazioni, al fine di determinare il costo unitario di ciascuna categoria.

Come già accennato, le categorie base sono tipologie standard di elementi costitutivi le opere di trasmissione; per ogni categoria base sono individuate le consistenze di riferimento in condizioni standard, ovvero il numero minimo di componenti e le attività necessarie a realizzare un'unità di categoria base.

9.3.1 Linee aeree

Per le linee aeree le **condizioni standard**, ovvero le condizioni tipiche minime di realizzazione, per la costruzione del costo unitario (k€/km e k€/corpo) sono le seguenti:

- accessibilità al tracciato non critica;
- interferenze con altre infrastrutture numericamente nei valori medi (aree mediamente infrastrutturate);
- tipo di terreno pianeggiante, non inquinato e con distanze relativamente brevi da cave;
- tracciato dell'elettrodotto aereo senza variazioni angolari (tortuosità) significative;
- campata media tipica per i livelli di tensione considerati;
- assenza di soluzioni speciali per vincoli di natura ambientale e paesaggistica, nonché assenza di soluzioni speciali imposte da iter concertativi/autorizzativi;
- impiego di fondazioni tipiche;
- sostegni a traliccio tradizionale (o sostegni tubolari monostelo per le categorie base corrispondenti);
- conduttori tradizionali;
- impiego del fascio trinato per ciascuna fase nel caso di linea a 380 kV e di conduttore singolo per gli altri livelli di tensione;
- progettazione standard, senza soluzioni specifiche o complessità elevate per il superamento di vincoli;
- asservimenti ed espropri con valori base di costo dei suoli e bassa contenziosità amministrativa e legale;
- esecuzione del cantiere senza interruzioni legate ad azioni ostative di comitati, opposizioni locali, etc.

La **consistenza di riferimento** per le linee aeree è la consistenza media per carpenteria, conduttori, morsetteria, accessori ed appalto (civile e tesature) sulla base di una tabella di picchettazione media degli elettrodotti realizzati dal 2013 o sulle tabelle di picchettazione di progetti formalmente presentati in iter autorizzativo o in progettazione esecutiva. Dei suddetti impianti si è provveduto ad eliminare gli elementi sito specifici riconducendoli quindi ad impianti confrontabili e su questi si è proceduto a calcolare i valori medi che costituiscono lo standard di riferimento.

Le **voci di costo** per l'individuazione del costo unitario di un elettrodotto sono riconducibili:

- ai prezzi unitari riferiti ai contratti vigenti di Materiali, Appalti e Carpenteria:
 - fondazioni e opere civili;
 - fornitura e montaggio dei sostegni;
 - fornitura e tesatura dei conduttori;
 - armamenti (isolatori) e accessori;
- ai valori medi storici di opere entrate in esercizio negli ultimi 5 anni di Altri costi relativi a:

- studi, progettazione e iter autorizzativi (istanze autorizzative e di compatibilità ambientale);
- esecuzione delle indagini ed approfondimenti tematici, gestione degli acquisti e dei contratti d'appalto, direzione lavori, coordinamento di Sicurezza in ambito di Progettazione (CSP) ed Esecuzione (CSE) dell'asset, collaudi tecnico-amministrativi;
- asservimenti, site preparation, costruzione delle piste d'accesso per i sostegni e relativi ripristini dei luoghi allo stato ante operam, spese di chiusura cantiere.

Nella Tabella 8 dell'Appendice vengono elencate le categorie base per tipologia di linee aeree alle quali saranno associati i costi unitari; la suddivisione si articola per livello di tensione nominale e tipologia di elettrodotto (semplice o doppia terna) e per tipologia di sostegno.

9.3.2 Linee in cavo

Per le linee in cavo, le **condizioni standard** per la costruzione del costo unitario sono le seguenti:

- posa in opera di una terna di cavi in area extra-urbana mediante singola trincea su sedime stradale disponibile;
- profondità media di interrimento in trincea e senza opere di superamento interferenze speciali o complesse;
- lunghezza media delle pezzature;
- lunghezza dell'elettrodotto in cavo superiore ai 5 km (per linee corte si adottano valutazioni ad hoc);
- livello medio di protezione meccanica dei cavi;
- assenza di schermatura;
- tracciato dell'elettrodotto in cavo senza variazioni angolari significative;
- progettazione standard, senza soluzioni speciali o complessità elevate per il superamento di vincoli;
- interferenze medie con sottoservizi¹⁵;
- asservimenti ed espropri con valori medi dei suoli e medio livello di contenziosità amministrativa e legale;
- esecuzione del cantiere senza interruzioni legate ad azioni ostative di comitati, opposizioni locali, etc.

La **consistenza di riferimento** per le linee in cavo è la consistenza media per materiali e appalti sulla base dei dati di consuntivo di elettrodotti in cavo realizzati dal 2013. I diversi progetti sono stati epurati da materiali acquistati sito specifici e lavorazioni particolari rendendo i diversi impianti confrontabili. Una volta "standardizzati" i vari impianti si è proceduto ad elaborare i valori medi che costituiranno lo standard di riferimento.

Le **voci di costo** che formeranno il costo unitario di una linea in cavo sono riconducibili:

- ai prezzi unitari riferiti ai contratti vigenti di Materiali e Appalto:
 - fornitura e montaggio di cavi, giunti, terminali e accessori;

¹⁵ Opera di Terzi che potrebbe interferire con la posa del cavo

- scavo delle trincee e opere civili;
- ai valori medi storici di opere entrate in esercizio negli ultimi 5 anni di Altri costi relativi a:
 - studi, progettazione e iter autorizzativi (istanze autorizzative e di compatibilità ambientale);
 - esecuzione delle indagini ed approfondimenti tematici, gestione degli acquisti e dei contratti d'appalto, direzione lavori, Coordinamento di Sicurezza in ambito di Progettazione (CSP) ed Esecuzione (CSE) dell'opera, progettazione, collaudi tecnico-amministrativo;
 - asservimenti, site preparation, costruzione opere provvisorie per la posa dei cavi e relativi ripristini dei luoghi allo stato ante operam, spese chiusura cantiere.

La classificazione delle tipologie di cavi, riportata in Tabella 9 dell'Appendice, si basa sui seguenti criteri¹⁶:

- livello della tensione nominale;
- tipologia del materiale isolante: XLPE (polietilene reticolato) o EPR (gomma etilen propilenica) realizzato per estrusione;
- materiale del conduttore: rame o alluminio;
- principali sezioni industriali disponibili dei conduttori (espresse in mm² con indicazione della portata nominale espressa in MVA per terna di cavi).

Nella Tabella 10 dell'Appendice sono riportate le voci delle terminazioni relative alle categorie base delle linee in cavo.

9.3.3 Stazioni

Il **costo base totale** di una stazione elettrica si ottiene dalla composizione dei costi unitari delle diverse categorie base di cui è composta e dei costi di altre voci relative alle opere civili, acquisto terreni, costi per gestione iter autorizzativo, collaudi e montaggi:

- **macchinari** (sistemi di compensatori sincroni, AutoTRasformatore, reattore, batteria condensatori) comprensivi delle opere di fondazione ad essi connessi;
- **stalli e apparecchiature** (interruttori, sezionatori, TA, TV, scaricatori, bobine onde convogliate) e collegamenti AAT e AT, compresi conduttori, morsetteria, isolatori, sostegni, carpenteria di stazione, circuiti di messa a terra, opere civili di fondazione, unità periferiche del sistema di protezione, comando e controllo, unità periferiche di sistemi ausiliari e sistemi generali, ecc.;
- **impianti accessori di automazione e ausiliari**: apparati e circuiti di protezione, comando e controllo, compresi quadri/pannelli, cavi, batterie, gruppo elettrogeno, quadro MT, alimentazioni da rete MT, trasformatori MT/BT, infrastrutture di rete e relativi materiali e apparecchiature (ad es. sistemi telefonici, sistemi per teleoperazioni, canali e apparati di comunicazione ecc.), infrastrutture, anche non appartenenti alla rete, atte a garantire, senza alcun degrado, la continuità del servizio di telecomunicazione e/o telepilotaggio (es. onde convogliate) eventualmente presenti nella porzione di rete interessata dalla specifica stazione, ecc.;
- **impianti dei servizi generali di stazione**: illuminazioni esterne (torri faro, ecc.), illuminazioni interne, impianto telefonico, condizionamento, antincendio, dispositivi di controllo accessi, ecc.;
- **opere civili di site preparation**: con opere di contenimento/rilevato, sistemazione piazzali, fondazioni, sostegni, apparecchiature e portali, cunicoli e tubazioni, rete drenaggi, rete di terra

¹⁶ Separatamente nella Tabella 12 si considerano le stazioni di transizione aereo-cavo con presenza di reattanze shunt di compensazione da 200 MVA.

principale e secondaria, recinzioni, viabilità interna e raccordo alla viabilità esterna, smaltimento acque bianche e acque nere, ecc.;

- **edifici** nelle configurazioni standard: edificio comandi, edificio per impianto SF₆, box di stallo (chiosco), edificio per servizi ausiliari e/o quadro MT;
- **acquisto terreni, raccordi viari, allacciamenti utenze principali** (rete idrica, fognaria e rete MT per l'alimentazione dei Servizi Ausiliari);
- **montaggi e collaudi**: posa in opera di apparecchiature e circuiti, collaudi tecnico - amministrativi, prove funzionali e messa in servizio;
- **altri costi** per gli studi e la progettazione per gli iter autorizzativi (istanze autorizzative), per l'esecuzione delle indagini ed approfondimenti tematici, e per la gestione degli acquisti e dei contratti d'appalto, direzione lavori, Coordinamento di Sicurezza in ambito di Progettazione (CSP) ed Esecuzione (CSE) dell'opera, finiture e chiusura cantiere.

Le tipologie di stazioni elettriche considerate sono quelle di trasformazione e di smistamento e possono anche essere classificate dal punto di vista costruttivo in relazione alla modalità di realizzazione dell'isolamento delle parti attive. Le due principali tipologie di isolamento sono:

- impianti isolati in aria;
- impianti isolati in SF₆ con parti attive in involucro metallico.

La classificazione delle componenti base delle stazioni elettriche è stata riportata secondo:

- il livello di tensione nominale;
- la tipologia del mezzo isolante (aria o esafluoruro di zolfo);
- il macchinario: sistema di compensatore sincrono (taglia), AutoTRasformatore (rapporto di trasformazione e potenza nominale), reattore (livello di tensione) e batteria condensatori;
- tipologia della stazione (trasformazione o smistamento);
- tipologia di gli edifici;
- le opere civili di sistemazione del sito (pianura/collina/montagna)¹⁷;
- l'acquisto dei terreni, le opere di costruzione asset viari, gli allacciamenti in Media Tensione, idrici e fognari.

La classificazione degli elementi di stazione è riportata nella Tabella 11 e nella Tabella 12 dell'Appendice.

¹⁷ Escluse le fondazioni delle singole apparecchiature che vengono incluse nelle componenti elementari (stalli)

9.4 Criteri di stima dei costi di potenziamenti e demolizioni di infrastrutture preesistenti

9.4.1 Potenziamenti di linee e ampliamenti/riclassamenti di stazioni preesistenti

Si possono individuare diverse fattispecie di potenziamento, per le quali sono previste differenti modalità di stima dei costi di investimento.

In particolare, con riferimento alla rimozione delle limitazioni di **linee aeree ed in cavo** esistenti, è possibile classificare i potenziamenti in:

- i. riclassamenti, che implicano una variazione del livello di tensione e potenza trasmissibile, attraverso la rimozione di tutti gli "elementi limitanti" diffusi sull'intera opera;
- ii. potenziamenti relativi all'intera opera (con rimozione di tutti gli "elementi limitanti" diffusi sull'intera opera), che implicano esclusivamente un aumento di potenza trasmissibile;
- iii. potenziamenti relativi solo ad alcune componenti/sezioni dell'opera (e.g., sostegni, conduttori, catene, isolatori, morsetteria), con rimozione di "limitazioni puntuali" e non diffuse sull'intera opera.

Nei casi di cui ai punti i e ii, i potenziamenti sono associabili a nuove realizzazioni di linee, pertanto la stima dei costi unitari è effettuata con le stesse modalità di quest'ultime.

Per la tipologia di cui al punto iii, invece, la stima del costo, definita sulla base della soluzione specifica di componentistica da potenziare, è oggetto di apposito preventivo dal momento che non è possibile ex-ante la definizione di uno standard.

Per quanto concerne le **stazioni elettriche**, invece, è possibile distinguere tra:

- iv. ampliamenti, che consistono nell'inserimento di nuovi componenti/sezioni della stazione;
- v. riconversioni, riclassamenti di componenti/sezioni dell'opera già esistenti, che implicano la demolizione degli stessi e la loro sostituzione con nuovi elementi.

Nel caso di cui al punto iv, trattandosi di nuove realizzazioni di componenti e sezioni di stazione, la stima dei costi è effettuata prendendo a riferimento i costi unitari delle componenti di stazione di cui al paragrafo Stazioni.

Al contrario, le riconversioni ed i riclassamenti di componenti/sezioni di una stazione già esistenti (punto v) non rientrano nel perimetro di applicazione della nuova Metodologia, in quanto si tratta di opere che presentano caratteristiche non standardizzabili, e che saranno oggetto di apposito preventivo.

9.4.2 Demolizioni di infrastrutture preesistenti

La stima dei costi relativi alle attività di demolizione di infrastrutture preesistenti presuppone la definizione di un costo che:

- nel caso delle **linee aeree**, è stimato moltiplicando i km di linee ed il numero di terminazioni demolite per i rispettivi costi unitari di demolizione – differenti a seconda della categoria base di linea considerata;
- nel caso di **linee in cavo**, è stimato moltiplicando i km di cavo ed il numero di terminazioni demolite per i rispettivi costi unitari di demolizione – per tutte le categorie base di linee in cavo esistenti senza distinzione della tipologia di cavo;
- nel caso di **stazioni/componenti di stazioni**, viene determinato a valle di un'analisi puntuale e sito-specifica (computo metrico estimativo). I rifacimenti di componenti/sezioni di stazioni esistenti sono infatti opere che presentano caratteristiche altamente specifiche che ne rendono difficile la standardizzazione ed il calcolo di costo unitario significativo. Pertanto per le demolizioni di stazioni o di parti di esse non è definito un costo unitario di riferimento.

Il costo base delle demolizioni delle linee non è incrementato da fattori incrementali, ma in casi particolari (ad esempio utilizzo di elicotteri) potrà subire delle motivate variazioni.

Nella *Tabella 13* dell'Appendice sono riportate le categorie base delle demolizioni relative alle linee.

9.5 Stima di ulteriori voci di costo che compongono il Capex

9.5.1 Costi del personale capitalizzato

La stima dei costi del personale, per ogni opera, include:

- i. i costi relativi alle attività di concertazione e autorizzazione;
- ii. i costi relativi al personale dedicato alla progettazione e realizzazione delle opere.

Per quel che riguarda il punto i, il costo viene stimato puntualmente per ogni opera/gruppo di opere a seconda della tipologia dell'opera, dell'ambito territoriale, della lunghezza linea e considera le ore di impegno del personale Terna legato alle attività di concertazione ed autorizzazione, i costi delle pubblicazioni, ecc....

Per i costi inerenti il punto ii, è stata effettuata un'analisi storica dei consuntivi considerando il rapporto tra i costi del personale ed il costo totale delle opere alle quali erano riferiti; l'analisi ha evidenziato delle differenze in base alla tipologia di opera considerata, perciò per la stima dei costi del personale vengono usate delle percentuali diverse a seconda dell'opera (elettrodotto o stazione) nelle prime fasi di pianificazione.

Tali stime saranno soggette ad affinamenti in occasione dell'avanzamento del progetto, in funzione delle nuove informazioni acquisite in ciascuna fase.

9.5.2 Costi compensativi esogeni alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione

I costi compensativi sono collegati ad attività tipicamente non elettriche atte a ridurre gli impatti residui di uno specifico intervento di sviluppo della RTN.

Esistono due principali tipologie di interventi di riqualificazione territoriale che possono essere concessi quali compensazioni degli impatti residui delle opere elettriche:

- riqualificazioni ambientali (e.g., interventi vegetazionali, dispositivi per avifauna, sistemazione straordinaria strada rurale, recupero e ripristino di ex cave);
- riqualificazioni urbanistiche (e.g., sistemazioni e opere stradali, riqualificazione urbanistica del centro storico, riqualificazione parco comunale).

I costi compensativi vengono stimati a livello di intervento o di sub-intervento, (i.e., insieme di opere appartenenti allo stesso intervento e generalmente appartenenti allo stesso iter autorizzativo. Il costo compensativo viene stimato in corrispondenza delle prime 3 fasi progettuali (fino a M3), mentre per le fasi successive M4 e M5 viene aggiornato in esito all'iter autorizzativo.

9.6 Fattori incrementali

La pianificazione economica delle infrastrutture elettriche risente notevolmente di specificità territoriali, di variabili esogene, di peculiarità di progetto, che – determinando forti variazioni delle tecniche di progettazione nonché delle opere pianificate – portano ad una variazione del costo stimato tra il momento di pianificazione ed il momento dell'entrata in esercizio dell'opera.

I **fattori incrementali** e la **contingency**, utilizzati fin dalla prima di fase di pianificazione per considerare nelle stime di costo l'impatto di tali elementi, sono descritti in dettaglio nel seguito.

9.6.1 Individuazione dei fattori incrementali (K_n)

I fattori incrementali incorporano nelle stime di costo delle opere l'impatto di specificità dei siti, le variabili esogene predicibili e le peculiarità tecnologiche dei progetti che modificano, tipicamente incrementandola, la stima di costo delle componenti base.

Per ciascun fattore moltiplicativo è definito un intervallo di possibile variazione; nella stima di costo formulata per ciascuna opera in un determinato istante, ogni fattore moltiplicativo assume un valore puntuale – compreso in tale intervallo – in relazione alle informazioni disponibili in quel momento. Tipicamente i fattori incrementali si riducono con il procedere delle fasi di un progetto, perché gli elementi di incertezza si riducono progressivamente.

I fattori incrementali hanno le seguenti caratteristiche:

- **trasparenza:** l'applicazione dei fattori incrementali avviene da parte di Terna in modo trasparente, attraverso una metodologia codificata;
- **oggettività:** i fattori incrementali sono valorizzati in modo esplicito e legato ad elementi oggettivi, sulla base dell'esperienza e di dati storici.

I fattori incrementali K_n sono raggruppati per tipologia nei seguenti cluster:

- K1: Ubicazione territoriale e condizionamenti territoriali/ambientali/paesaggistici;
- K2: Aspetti legati all'autorizzazione e alle prescrizioni autorizzative;
- K3: Condizionamenti di natura tecnica e innovazione tecnologica;
- K4: Aspetti legati all'acquisto, asservimento ed esproprio dei fondi e contenziosi amministrativi;
- K5: Aspetti legati al procurement;
- K6: Autorizzazioni secondarie e aspetti legati alla cantierizzazione;
- K7: Anticipo benefici.

Ognuno dei cluster di fattori incrementali proposti include una serie di aspetti, descritti nel seguito (in modo esemplificativo e non esaustivo). Tali aspetti si traducono in addendi elementari che compongono il cluster (**Error! Reference source not found.**).

K1-Ubicazione territoriale e condizionamenti territoriali e ambientali/paesaggistici: tale fattore intende tenere in debita considerazione i profili orografici dei terreni, l'interessamento di aree urbane, di edificato diffuso, l'interessamento di aree vincolate e interferenze/prossimità con zone di alto valore paesaggistico e culturale (dall'applicazione dei criteri ERPA-Esclusione, Repulsione, Problematicità e Attrazione), le caratteristiche geologiche e geo-meccaniche del suolo (con frane, con movimenti franosi, normali, roccia), l'interessamento di aree a vincolo archeologico o siti d'interesse archeologico, la localizzazione in aree difficilmente raggiungibili o caratterizzate da scarse infrastrutture, l'interferenza/prossimità con Siti Inquinati d'Interesse Nazionale e Regionale (SIN e SIR) e/o fonti di inquinamento del suolo o sottosuolo (sia di natura antropica che naturale), l'interessamento/prossimità fonti di inquinamento dell'aria sia di natura antropica che naturale, la presenza di aree caratterizzate da elevata frequenza di eventi meteo avversi (ghiaccio, neve, vento), l'interessamento di aree a rischio sismico, l'interessamento di aree naturali protette e aree della rete Natura 2000, l'interessamento di aree sensibili per aspetti sociali ed ambientali.

K2-Aspetti legati all'autorizzazione e alle prescrizioni autorizzative: tale fattore considera le prescrizioni per il superamento di vincoli e aree di interesse archeologico, le prescrizioni per aree a pericolosità idrogeologica, geomorfologica e sismica di livello medio, elevato o molto elevato, le prescrizioni per vincoli rete natura 2000, fauna, flora, etc., le prescrizioni specifiche per vincoli e aree di interesse paesaggistico e culturale, le prescrizioni specifiche per limitazione di CEM, rumore, etc., le prescrizioni con limitazione delle durate dei cantieri, l'accettazione delle opere infrastrutturali dalle popolazioni interessate, i maggiori oneri per cambio di tecnologia imposto dal quadro prescrittivo (tale fattore considera gli interramenti per porzioni di asset, l'impiego di soluzioni tecnologiche speciali - sostegni tubolari, Foster, Dutton-Rosental, Vitruvio, etc. – e di apparecchiature non standard).

Inoltre, rientrano in tale cluster eventuali specifici costi di nuove pubblicazioni di progetto, piani particellari, adempimenti da 241/90, 327/01 e ss.mm.ii a seguito di varianti imposte durante la Valutazione d'Impatto Ambientale, di studi correlati per ulteriori approfondimenti tematici richiesti durante l'iter autorizzativo, ed infine specifici costi connessi con l'espletamento delle fasi concertative (incontri con gli Enti coinvolti, open day ecc.) sino alla stipula delle convenzioni specifiche con gli Enti.

K3-Condizionamenti di natura tecnica e innovazione tecnologica: tale fattore considera soluzioni particolari per la presenza di passaggi in fasce strette tra edificato per elettrodotti in aereo o in aree urbane per cavidotti, la numerosità e complessità degli attraversamenti per linee aeree o dei sotto servizi per linee in cavo, i vincoli in termini di natura realizzativa (e.g., indisponibilità di asset della RTN), l'utilizzo di apparecchiature/strutture particolari per la riduzione dei lay-out in relazione alla mancanza di spazi disponibili (e.g., utilizzo di moduli compatti integrati per stazioni elettriche e sostegni speciali a basi strette per linee aeree, nonché utilizzo di cavi speciali per riduzione d'ingombri), la presenza di componenti con caratteristiche tecniche maggiorate in modo da consentire installazioni meno ingombranti e meno impattanti (e.g., cavi elettrici che consentono portate più elevate, ZTAL, conduttori aerei speciali, dispositivi per il controllo puntuale – diretto ed indiretto - delle portate), le innovazioni tecnologiche in aree di pregio naturalistico, culturale, paesaggistico o in aree antropizzate.

K4-Aspetti legati all'acquisto, asservimento ed esproprio dei fondi e contenziosi amministrativi: tale fattore rappresenta il maggiore valore dei fondi per usi industriali e civili, per colture pregiate, per aree di pregio culturale, paesaggistico e naturalistico, la maggiore incidenza delle piste di accesso e le opere provvisorie (occupazioni temporanee) per costruzioni distanti dalla viabilità ordinaria, la presenza nei fondi da acquisire di opere comuni ad altre proprietà, la presenza di pozzi comuni, altre promiscuità, altri fattori sito-specifici che possono modificare il valore dei fondi.

Inoltre con tale fattore si intende tenere in considerazione l'impatto dell'interessamento di un territorio che storicamente ha un elevato ricorso a giudizi amministrativi per art. 21 del DPR 327/01, con forti opposizioni verso le infrastrutture (contenzioso elevato, comitati), nonché tutte le extra spese connesse con l'espletamento delle procedure amministrative volte all'individuazione del valore finale dell'indennità di asservimento nonché dei danni causati ai fondi per la costruzione dell'opera.

K5-Aspetti legati al procurement: tale fattore tiene conto degli impatti sui prezzi di condizioni di particolare potere contrattuale dei fornitori (squilibrio domanda/offerta), dalle condizioni di mercato, dall'evoluzione degli accordi commerciali rilevanti per la value chain.

K6-Autorizzazioni secondarie e aspetti legati alla cantierizzazione: tale fattore è teso a rappresentare i maggiori costi connessi all'ottenimento di autorizzazioni secondarie atipiche e complesse in zone sensibili emergenti in corso dell'iter, l'esecuzione di opere speciali per il superamento del rischio idrogeologico e geomorfologico, nonché di opere di ingegneria naturalistica, l'esecuzione di opere speciali per zone ad alta pericolosità sismica, la maggiore sorveglianza archeologica in fase di cantiere, le opere specifiche per l'integrazione con i reperti o la valorizzazione, la presenza di accorgimenti/opere specifiche in aree SIN o in aree con inquinamento di natura antropica o naturale, la costruzione di piste di accesso più estese (distanza da asset viari o interferenti aree di pregio naturalistico), la necessità di impiego di mezzi speciali (elicottero,

trivelle di maggior dimensione, etc.), per suoli impervi e/o particolarmente acclivi, gli interventi di mascheramento vegetazionale e/o di mitigazione visiva, le opere d'ingegneria naturalistica per la stabilità di suoli impervi e modello del terreno, l'adozione di misure di prevenzione e/o di messa in sicurezza per eventuale presenza di contaminanti in conformità alle disposizioni del Testo Unico Ambientale, per conferimento rifiuti speciali e/o per recupero fondiario, le attività in prossimità di aree boscate o con colture di pregio con lavorazioni ad elevata protezione, le esigenze di ripristini speciali emerse in fase di cantiere, i maggiori oneri legati alla distanza dagli impianti di betonaggio, alla distanza dalle cave e dalle discariche, le limitazioni temporali, di mezzi e l'utilizzo di attrezzature speciali per il rispetto del quadro prescrittivo, l'esecuzione di opere speciali per richieste manifestate in fase di autorizzazione secondaria o modifiche al quadro prescrittivo, le modifiche alla tempistiche di esecuzione delle attività nei contratti base, con variazione dei costi connessi con varianti economiche correlate alla rimodulazione temporale di cantiere determinate da azioni ostative esogene.

K7-Anticipo benefici: tale fattore tiene conto, ove applicabile, di possibili extra costi da sostenere per riprogrammare temporalmente la realizzazione delle opere in modo che il sistema possa godere in anticipo dei benefici correlati alla loro entrata in esercizio.

La presente identificazione di fattori incrementali costituisce una prima sistematizzazione finalizzata alla nuova metodologia di stima dei costi. I fattori sopra elencati potranno perciò essere oggetto di ulteriori approfondimenti in relazione alla ricognizione storica degli eventi che hanno caratterizzato la realizzazione di impianti negli ultimi anni e saranno verificati in sede applicativa, anche ai fini di possibili modifiche e aggiornamenti.

9.7 Contingency

La *contingency* (Co) rappresenta la valorizzazione dell'impatto sul costo di investimento di eventi imprevisi non già inclusi nei fattori incrementali.

La *contingency*, a titolo esemplificativo, fa riferimento agli impatti di eventuali modifiche normative che incorrono nell'intervallo pluriennale intercorrente fra la prima pianificazione e la realizzazione dell'opera, ad eventuali contenziosi non già considerati nel fattore moltiplicativo K_4 , ad eventuali imposizioni amministrative e fisiche di blocco cantieri e ad altre variabili che incidono sul valore complessivo dell'opera non preventivabili e non intercettabili con i fattori incrementali.

9.7.1 Individuazione della *contingency* (Co)

La modulazione della *contingency* tiene conto dei seguenti aspetti:

- i. **tipologia di opere:** le *contingencies* sono tendenzialmente diverse in funzione delle opere standard oggetto di pianificazione: stazioni elettriche, elettrodotti aerei e elettrodotti in cavo. Si è verificato, attraverso un'analisi di rischio, che gli elettrodotti aerei hanno un tasso di rischiosità maggiore rispetto alle stazioni elettriche e agli elettrodotti in cavo;
- ii. **fase del processo di realizzazione:** le fasi del processo di pianificazione, progettazione e realizzazione impianti partono da una fase con minori elementi conoscitivi (la pianificazione) a fasi con elementi di conoscenza sempre maggiore. La *contingency* – qualunque sia la tecnologia e qualunque siano le opere – presenta tipicamente valori decrescenti all'avanzare del progetto.

Il valore della *contingency*:

- è addizionale al valore del costo standard (costo unitario incrementato per i fattori incrementali k), del costo delle demolizioni, del costo del personale capitalizzato;
- è stato stimato tramite l'analisi dello storico di un paniere di opere, attraverso un confronto puntuale e articolato tra pianificato e consuntivo;
- si azzerava alla messa in esercizio.

9.8 Livelli di incertezza nella pianificazione economica delle opere

Gli elementi che concorrono al maggiore o minor costo di un'opera sono affetti da un grado di incertezza più o meno elevato a seconda della fase del progetto, in relazione al grado di conoscenza dello stesso e del contesto. Tali elementi possono essere categorizzati in:

- elementi non modificabili (NM): tali elementi, una volta raggiunta una determinata fase di avanzamento, non si modificheranno con l'avanzare del processo di realizzazione;
- elementi modificabili (M): tali elementi possono ancora subire variazioni nella fase di avanzamento corrente del progetto.

I fattori incrementali hanno un grado di incertezza intrinseco funzione del livello di conoscenza disponibile (ad esempio, in fase autorizzativa le tipologie di fondazioni possono essere solo ipotizzate, poiché non è ancora disponibile un progetto esecutivo). In funzione del livello di conoscenza, i fattori incrementali possono essere classificati, nei diversi momenti della pianificazione, da un livello di incertezza basso, medio o alto (IB, IM, IA), come rappresentato nella Tabella 1. Invece la *contingency* si assume per definizione altamente incerta nelle prime 4 *milestones* di riferimento e si azzerava alla messa in esercizio dell'opera.

Tabella 1 – Livelli di incertezza delle stime di costo per fasi

ELEMENTI CHE DETERMINANO IL COSTO	MILESTONE PER LA STIMA DEI COSTI				
	M1	M2	M3	M4	M5
	Presentazione in PdS	Avvio in iter	Decreto	Invio prog. Esec.	Messa in Esercizio
A) Tecnologia (Isolamento, Cavo/aereo, Livello di tensione, etc)	M	M	M	NM	NM
B) Consistenza	M	M	M	M	NM
C) Compensazioni	M	M	M	NM	NM
D) Demolizioni	M	M	M	NM	NM
k1 Ubicazione territoriale e condizionamenti territoriali e ambientale/paesaggistica	IM	IM	IM	M	NM
k2 Aspetti legati all'autorizzazione e alle prescrizioni autorizzative	IA	IM	IB	M	M
k3 Vincoli di natura tecnica e innovazione tecnologica	IA	IM	IM	IB	NM
k4 Aspetti legati all'acquisto, asservimento ed esproprio dei fondi e contenziosi amministrativi	IA	IA	IA	IM	M
k6 Autorizzazioni secondarie e aspetti legati alla cantierizzazione	IA	IA	IM	IB	M
k7 Extra costi per anticipo benefici	NM	NM	NM	NM	NM
Contingency	IA	IA	IA	IA	

NM Dato deterministico (in una fase) non soggetto a modifiche in fasi successive

M Dato deterministico (in una fase) soggetto a modifiche in fasi successive

IM Dato stimato caratterizzato da un grado di incertezza **medio**

IB Dato stimato caratterizzato da un grado di incertezza **basso**

IA Dato stimato caratterizzato da un grado di incertezza **alto**

A ciascun livello di incertezza è stato assegnato un valore di impatto¹⁸ (Tabella 2) da moltiplicare al valore del fattore incrementale assegnato.

Tabella 2 – Valore di impatto dei livelli di incertezza

Livello di incertezza	Valore di impatto
IA	1,08
IM	1,06
IB	1,04
M	1,02
NM	1,00

¹⁸ Per il fattore K5 è definito un valore di impatto specifico per ciascuna delle *milestone* M1, M2 e M3 (le principali alle quali è attribuibile un'incertezza legata alla fase di procurement).

9.9 Aggiornamento delle stime di costo

Il costo base dell'opera viene definito nella fase di pianificazione e successivamente aggiornato in funzione dei nuovi elementi di conoscenza a disposizione, quali le consistenze, la tecnologia e l'evoluzione dei contratti di approvvigionamento che modificano il costo base.

In particolare, il costo base dell'opera fa riferimento:

- ai costi unitari dalla fase di pianificazione (fase 1) fino alla conclusione della fase autorizzativa (fase 3);
- agli effettivi contratti di approvvigionamento delle risorse necessarie per la realizzazione dell'opera stessa, ove finalizzati, dalla fase di progettazione esecutiva (fase 4) fino alla messa in esercizio (fase 5).

La metodologia proposta prevede l'identificazione di fattori incrementali del costo base, espressi per cluster e per ciascuna categoria base con un intervallo di variazione predefinito.

Tali fattori sono puntualmente definiti per singola opera nelle varie fasi di evoluzione, da quella di pianificazione a quella di realizzazione. In particolare il fattore incrementale relativo al cluster "j" nella *milestone* "i" - $m_{i,j}$, è valorizzato nella prima fase di pianificazione e successivamente ricalcolato, in ogni fase, in funzione dei nuovi elementi conoscitivi che, all'avanzare del progetto, potranno essere acquisiti (ciò non esclude che il fattore incrementale possa restare invariato tra una fase e l'altra).

Infine, è previsto che al costo standard dell'opera (prodotto del costo base per i fattori incrementali) anche incrementato del costo del personale capitalizzato e dei costi per eventuali demolizioni ("ulteriori voci di costi" in Figura 3), venga applicato un valore di *contingency*. A livello di intervento (nella Figura 3 a titolo semplificato, l'intervento coincide con l'opera) sono aggiunti gli eventuali costi compensativi.

Tutte le voci di costo possono essere oggetto di aggiornamento nelle diverse fasi di avanzamento dell'opera prevedendone una loro revisione almeno al raggiungimento di ogni *milestone*.

Si precisa che i fattori incrementali e le *contingencies* non catturano le modifiche sostanziali di progetto come ad esempio il cambio di tecnologia o modifica di consistenze di progetto. Nel primo caso verrà ricalcolato il costo standard a partire dalla nuova categoria base e nel secondo caso verrà coerentemente adeguato il costo base dell'opera alla nuova consistenza.

Nella Figura 3 è schematizzato l'andamento del full cost di un'opera nelle diverse fasi di avanzamento.

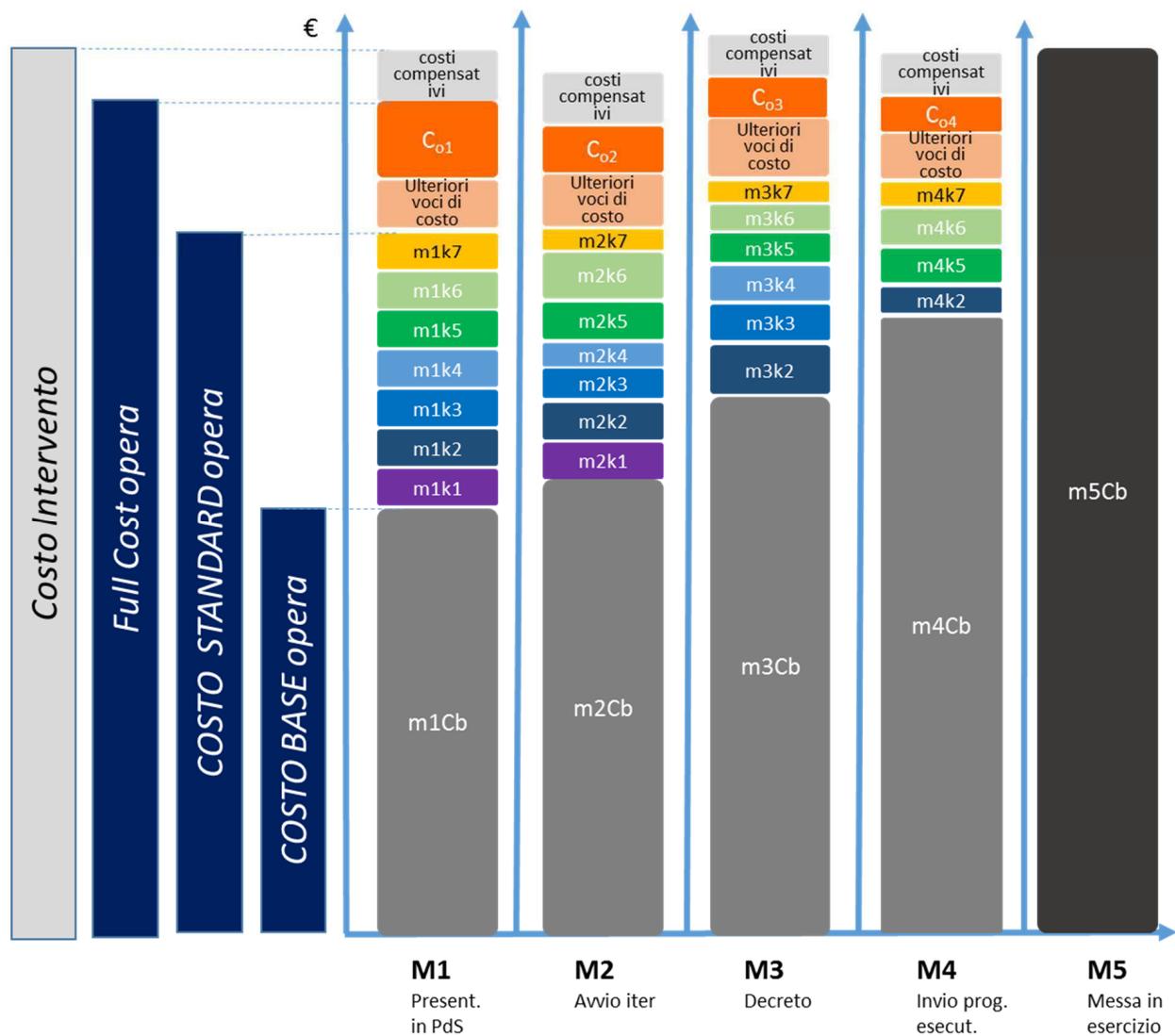


Figura 3. Rappresentazione semplificata della stima di costo dell'opera nelle *milestone* di riferimento

10 PRINCIPALI IPOTESI ALLA BASE DELL'ANALISI ECONOMICA DEGLI INTERVENTI

Una volta determinati i costi e i benefici di ciascun intervento di sviluppo, è possibile calcolare gli indici sintetici che ne descrivono l'utilità complessiva per il sistema:

- IUS: Indice di Utilità per il Sistema, pari al rapporto fra benefici attualizzati e costi attualizzati;
- VAN: Valore Attuale Netto, pari alla differenza fra benefici attualizzati e costi attualizzati.

Per il calcolo dei summenzionati indici è necessario definire sia l'orizzonte temporale dell'analisi (durata convenzionale della vita utile dell'investimento), sia il tasso di attualizzazione.

L'analisi viene effettuata considerando quanto segue:

- tasso di sconto 4% reale;
- vita economica 25 anni di esercizio;
- nessun valore residuale alla fine dei 25 anni.

L'attualizzazione dei benefici monetizzati all'anno di predisposizione del Piano tiene conto delle seguenti regole d'interpolazione:

- per l'intervallo compreso tra la data prevista di completamento e il primo anno studio (estremi compresi): valore dei benefici ottenuto per il primo anno studio;
- per l'intervallo o gli intervalli compresi tra due anni studio (estremi esclusi): interpolazione lineare dei benefici ottenuti nei due anni studio;
- per l'intervallo tra l'ultimo anno studio e l'anno di fine vita economica (estremi compresi): valore dei benefici ottenuto per l'ultimo anno studio.

L'analisi può inoltre individuare per ciascun intervento dei margini d'incertezza degli indicatori, specificando le ragioni alla base delle incertezze relative sia ai costi sia ai benefici.

Relativamente alla valorizzazione economica dei benefici descritti si rimanda:

- all'appendice informativa al presente documento, dove sono descritte in forma sintetica, le principali metodologie e riferimenti alla base della valorizzazione;

Nel caso di valorizzazione monetaria di uno o più dei benefici B13, B18 e B19, il gestore presenta gli indicatori IUS e VAN fornendo separata evidenza del loro valore che considera i soli benefici da B1 a B7 e del loro valore che considera il complesso dei benefici (da B1 a B19).

Il costo di investimento (Capex) dell'intervento è assunto convenzionalmente all'anno precedente l'entrata in esercizio e attualizzato all'anno di predisposizione del Piano.

I costi di esercizio e manutenzione (Opex) sono considerati convenzionalmente per 25 anni dall'anno successivo all'entrata in esercizio e attualizzati all'anno di predisposizione del Piano.

Le valorizzazioni dei costi unitari, dei fattori incrementali e della *contingency* sono riportate nell'appendice informativa e troveranno inoltre specifica evidenza nei Piani di Sviluppo.

Il gestore del sistema di trasmissione:

- utilizza le ipotesi descritte nella seguente appendice informativa per la preparazione del Piano e per altri studi di pianificazione nel corso del medesimo anno¹⁹;
- ha facoltà di modificare uno o più parametri o ipotesi²⁰, dando dettagliata evidenza e motivazione delle modifiche introdotte, nell'ambito del Piano o di uno dei suoi documenti di accompagnamento.

¹⁹ A titolo indicativo: studi relativi all'adeguatezza o alla resilienza del sistema, analisi CBA effettuate per specifici interventi diversi da quelli già analizzati nel Piano, es. proposta di opere oggetto di incentivazione

²⁰ Con l'esclusione dei parametri che sono stati definiti dalla delibera 627/2016.

11 RIFERIMENTI DOCUMENTALI

Si riportano di seguito i principali riferimenti normativi, regolatori e tecnici.

- Regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile;
- Decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 aprile 2005, recante la Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale e la relativa convenzione allegata, come modificata e aggiornata con decreto del Ministro per lo Sviluppo Economico 15 dicembre 2010;
- Proposta Terna di Evoluzione della metodologia Analisi Costi-Benefici del Piano di Sviluppo 2015;
- Documento per la consultazione dell'Autorità 1 ottobre 2015, 464/2015/R/EEL "Servizio di trasmissione dell'energia elettrica: un modello di sviluppo selettivo degli investimenti";
- Deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL "Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023";
- Deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL "Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023";
- Deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL e relativo Allegato A "Requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale";
- Determinazione Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling (DIEU) dell'Autorità n.2/2017 e relativo Allegato A: linee guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della Resilienza del Sistema Elettrico;
- Documento per la consultazione dell'Autorità 20 luglio 2017, 542/2017/R/EEL "Servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica: regolazione incentivante output-based. Orientamenti finali";
- Posizione di ACER del 30 gennaio 2013 sulle Guideline to Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects di ENTSO-E;
- Opinione di ACER 01/2014 del 30 gennaio 2014 sulle Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects ENTSO-E;
- Le "Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects FINAL di ENTSO-E- Approved by the European Commission 5 Febbraio 2015";
- Opinione di ACER 04/2016 del 23 marzo 2016 sui piani decennali nazionali di sviluppo delle reti di trasmissione;
- Lettera di ACER del 7 giugno 2016 recante "The Agency's views on a consistent and interlinked electricity and gas market and network model - An opportunity to improve the Ten Year Network Development Plans beyond 2017";
- Documento di descrizione degli scenari ENTSO-E "TYNDP 2016 Scenario Development Report – Final after public consultation - 3 novembre 2015";
- Opinione di ACER 12/2016 del 4 ottobre 2016 sullo schema di documento "TYNDP 2016 Scenario Development Report";
- Le "Guideline for Cost Benefit Analysis 2.0 of Grid Development Projects 6 December 2016 Version updated for ACER official opinion";

- Opinione di ACER 05/2017 del 6 marzo 2017 sulle Guideline for Cost Benefit 2.0 Analysis of Grid Development Projects 6 December 2016 di ENTSO-E - Version updated for ACER official opinion.

12 APPENDICE INFORMATIVA

La seguente appendice riporta le seguenti informazioni

- i. limiti di sicurezza del sistema considerati nell'ambito delle simulazioni di rete;
- ii. ipotesi alla base della quantificazione dei benefici:
 - indisponibilità annue degli elementi di rete per guasto (e più in generale per indisponibilità totale);
 - ore di utilizzo delle perdite equivalenti alla punta di carico;
 - ore equivalenti di utilizzo della generazione eolica, fotovoltaica ed idroelettrica;
- iii. i riferimenti e i criteri adottati per la valutazione economica (monetizzazione) dei benefici;
- iv. l'elenco delle categorie base per la valorizzazione dei costi unitari e l'elenco dei fattori incrementali e loro valorizzazione;

Tali parametri e ipotesi sono adottati ai fini dell'implementazione della metodologia dell'analisi costi benefici per il Piano di Sviluppo 2018

12.1 Limiti di sicurezza del sistema considerati nell'ambito delle simulazioni di rete

Nell'ambito delle simulazioni di rete così come descritte nel paragrafo 6.2, sono verificate le seguenti condizioni:

- nelle simulazioni probabilistiche e nelle simulazioni in regime statico Load Flow, deve essere verificata la sicurezza statica N-1 ovvero ogni evento di fuori servizio su un elemento di rete non deve generare alcun transito > 100%;
- nelle simulazioni in regime statico Load Flow:
 - i. su un elemento di rete è tollerato un impegno tra l'80% e il 100% in un evento di guasto N-1 a condizione che non ci sia alcun fuori servizio che comporti sullo stesso un transito > 100%;
 - ii. sugli ATR è tollerato un impegno fino al 110% in un evento di guasto N-1 a condizione che a rete integra (N) l'impegno degli stessi sia < 90%, se ci sono le azioni necessarie a ricondurre il transito al 100% nei tempi dovuti tipicamente circa 20 minuti (e.g. azioni di dispacciamento, cambio assetto rete, etc.);
 - iii. sulle linee è tollerato un impegno fino al 120% in un evento di guasto N-1 a condizione che a rete integra (N) l'impegno delle stesse sia < 80%, se ci sono le azioni necessarie a ricondurre il transito al 100% nei tempi dovuti tipicamente 20 minuti (e.g. azioni di dispacciamento, cambio assetto rete, etc.);
- nelle simulazioni probabilistiche, si garantisce il rispetto del limite del 100% agendo prioritariamente sulle unità di generazione, PST ed in ultima istanza sulla riduzione dei prelievi tenendo conto di quelli maggiormente influenti sul vincolo.

Nel caso di linee in doppia terna, in un evento di guasto N-1, si considera il fuori servizio contemporaneo della terna che simula l'evento di guasto N-1 e della seconda terna non interessata inizialmente dal fuori servizio ovvero il guasto di modo comune²¹.

²¹ Sono considerate contingenze N-1 anche i fuori servizio di doppie terne 150-132 kV all'interno dell'isola di esercizio e 380-220 kV che possono causare significativi riporti di corrente sull'isola stessa.

Relativamente ai vincoli di tensione si assumono invece i valori riportati nel documento "Qualità del servizio di trasmissione - livelli attesi della qualità della tensione" (come previsto da artt. 31.2 – 32.4 - 33.5 della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico n. 250/04).

12.2 Ipotesi alla base della quantificazione dei benefici

Ipotesi assunte per le indisponibilità annue degli elementi di rete per guasto (e più in generale per indisponibilità totale).

Le indisponibilità annue degli elementi di rete, per guasto o altra tipologia di indisponibilità, fanno riferimento ai dati storici disponibili raggruppati per:

- i. tipologia di elemento (autotrasformatori, linea aerea, linea in cavo, linea mista²²);
- ii. livello di tensione (380 e 220 kV, ≤ 150 kV);
- iii. tipologia di indisponibilità (guasto, altro).

Il valore di indisponibilità annua si ottiene dal rapporto tra le durate delle interruzioni degli elementi di rete e i km di terne al 30 giugno dell'anno di riferimento.

Tabella 3 – Caratterizzazione dati indisponibilità storiche

	Indisponibilità annua per guasto (IG) pu/100 km, elettrodotti (pu/n, ATR)		Indisponibilità annua totale per guasto e indisponibilità lavori (IN) (pu/100 km, elettrodotti) (pu/n, ATR)	
	aeree	cavo	aeree	cavo
380/220 kV (AAT)	0.00003	0.00024	0.0000015	0.0000141
≤ 150 kV (AT)	0.00005	0.00052	0.0000029	0.0000301
ATR (AAT/AT)	0.002519		-	

²² Le durate delle interruzioni delle linee miste sono attribuite per l'80% alle linee aeree e per il 20% alle linee in cavo.

Ipotesi assunte per le ore di utilizzo delle perdite equivalenti alla punta di carico.

Le ore di utilizzo equivalenti, sono calcolate tenendo conto:

- i. dei dati relativi ad almeno gli ultimi 7 anni disponibili;
- ii. del raggruppamento territoriale (Liguria, Piemonte, Val d'Aosta = Nord Ovest; Lombardia = Nord; Friuli Venezia Giulia, Trentino Alto Adige, Veneto = Nord Est; Emilia Romagna, Toscana = Centro Nord; Abruzzo, Lazio, Marche, Molise, Umbria = Centro; Basilicata, Calabria, Campania, Puglia = Centro Sud; Sicilia; Sardegna; Italia).

Le ore equivalenti alla punta sono la media dei rapporto annuali tra il fabbisogno e il picco registrato.

Tabella 4 - ore equivalenti alla punta

Nord Ovest ²³	Nord	Nord Est	Centro Nord	Centro	Centro Sud	Sicilia	Sardegna	Italia
5.850	5.550	5.500	5.600	5.800	5.900	6.150	6.500	5.850

Per quanto concerne le ipotesi assunte per le ore equivalenti della produzione idroelettrica Heq_{IDR} , Eolica Heq_{EOL} e Fotovoltaica Heq_{FV} , si utilizza la media dei rapporti annuali tra produzione netta (MWh) e potenza netta (MW), dei dati relativi a 7 anni. Per quanto concerne Eolico e Fotovoltaico si tiene conto del peso della potenza installata nell'effettuare la media negli anni.

Per quanto concerne le congestioni di sistema si utilizzano:

- per le analisi di mercato ed analisi di rete probabilistiche i dati PEMMDB 2.0 resi disponibili in ambito ENTSO-E,
- per le analisi di rete deterministiche si utilizzano le ore equivalenti medie storiche alla produzione Eolica, Fotovoltaica e Idroelettrica, ovvero:

Tabella 5 – ore equivalenti generazione rinnovabile

	h/anno
Ore equivalenti eolico e fotovoltaico	2280
Ore equivalenti eolico e fotovoltaico (ai fini della valutazione delle congestioni)	2300
Ore equivalenti idroelettrico	2265

²³ Liguria, Piemonte, Val d'Aosta

12.3 Parametri e ipotesi per la valutazione economica dei benefici

Tabella 6 – Parametri per la monetizzazione dei benefici

Indicatore	Parametri e ipotesi per la monetizzazione dei benefici	Riferimenti adottati
B1 Incremento SEW	In esito alla simulazione, il risultato in termini di variazione del <i>total surplus</i> è già monetizzato essendo espresso direttamente in Mln€/anno.	
B2 – a riduzione perdite da simulazioni probabilistiche	Si utilizza il Prezzo medio previsto nel mercato dell'energia (MGP) espresso in €/MWh, calcolato sulla base degli output delle simulazioni di mercato negli scenari e negli anni studio in esame.	All.A Del. 627/16, art 12.9
B2 – b riduzione perdite da load flow		
B3 – a riduzione ENF simulazioni probabilistiche	Utilizzo del VOLL (Value of Lost of Load) in un intervallo compreso tra 20 k€/MWh e 40 k€/MWh, in relazione al prezzo delle utenze potenzialmente oggetto di disalimentazione, all'industrializzazione o alla densità abitativa ²⁴ , secondo i seguenti criteri (criterio OR) riassunti in tabella: <ul style="list-style-type: none"> - Prezzo utenze disalimentate <ul style="list-style-type: none"> o Isole geografiche e/o elettriche con carico picco >10 MW, incluse le antenne strutturali o aree turistiche: 40 k€/MWh o Isole geografiche e/o elettriche con carico picco < 10 MW: 30 k€/MWh o Altro: 20 k€/MWh - Industrializzazione: 	All.A Del. 627/16, art 12.9
B3 – b		

²⁴ Le differenziazioni dei VOLL, con riferimento al livello di industrializzazione, tiene conto dell'impatto che un disservizio può comportare sul PIL nazionale a parità di carico disalimentato, in presenza di una maggiore concentrazione industriale; con riferimento alla densità abitativa, a parità di carico disalimentato, una densità elevata abitativa comporta la disalimentazione di un numero maggiore di utenti. Infine, la presenza di isole geografiche e isole elettriche implica di per sé una minore raggiungibilità e quindi un più prolungato disservizio, mentre la presenza di aree turistiche implicherebbe un maggior effetto mediatico.

Indicatore	Parametri e ipotesi per la monetizzazione dei benefici	Riferimenti adottati																					
riduzione ENF simulazioni load flow	<ul style="list-style-type: none"> ○ Consumi industriali provincia >50%: 40 k€/MWh ○ Consumi industriali provincia da 30 a 50%: 30 k€/MWh ○ Consumi industriali provincia <30%: 20 k€/MWh - Densità abitativa provincia: <ul style="list-style-type: none"> ○ aree metropolitane o province con densità >2.000 ab/km²: 40 k€/MWh ○ densità 1.000-2.000 ab/km²: 30 k€/MWh ○ densità <1.000 ab/km²: 20 k€/MWh <p>Di seguito tabella riassuntiva dei criteri sopra menzionati</p> <table border="1" data-bbox="402 764 1198 1143"> <thead> <tr> <th colspan="2" rowspan="2"></th> <th colspan="3">industrializzazione provincia: industria/totale</th> </tr> <tr> <th><30%</th> <th>30%-50%</th> <th>>50%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th rowspan="3">densità abitativa provincia</th> <th><1000 ab/kmq</th> <td>20 k€/MWh ⁽¹⁾</td> <td>30 k€/MWh ⁽¹⁾</td> <td>40 k€/MWh</td> </tr> <tr> <th>1000-2000 ab/kmq</th> <td>30 k€/MWh ⁽¹⁾</td> <td>30 k€/MWh ⁽¹⁾</td> <td>40 k€/MWh</td> </tr> <tr> <th>>2000 ab/kmq</th> <td>40 k€/MWh</td> <td>40 k€/MWh</td> <td>40 k€/MWh</td> </tr> </tbody> </table> <p>⁽¹⁾ 40 k€/MWh per isole geografiche e/o elettriche con carico di picco >10 MW, incluse le antenne strutturali e le aree turistiche; 30 k€/MWh per isole geografiche e/o elettriche con carico di picco <10 MW, incluse le antenne strutturali;</p>			industrializzazione provincia: industria/totale			<30%	30%-50%	>50%	densità abitativa provincia	<1000 ab/kmq	20 k€/MWh ⁽¹⁾	30 k€/MWh ⁽¹⁾	40 k€/MWh	1000-2000 ab/kmq	30 k€/MWh ⁽¹⁾	30 k€/MWh ⁽¹⁾	40 k€/MWh	>2000 ab/kmq	40 k€/MWh	40 k€/MWh	40 k€/MWh	
				industrializzazione provincia: industria/totale																			
		<30%	30%-50%	>50%																			
densità abitativa provincia	<1000 ab/kmq	20 k€/MWh ⁽¹⁾	30 k€/MWh ⁽¹⁾	40 k€/MWh																			
	1000-2000 ab/kmq	30 k€/MWh ⁽¹⁾	30 k€/MWh ⁽¹⁾	40 k€/MWh																			
	>2000 ab/kmq	40 k€/MWh	40 k€/MWh	40 k€/MWh																			
B4 Costi evitati o differiti	Si utilizza il valore del corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammesse alla reintegrazione dei costi, di cui all'allegato A alla deliberazione 9 giugno 2006, n 111/06, così come modificata ed integrata con deliberazioni successive.	Art 45.2 Del. 111/06																					
B5 – a <i>Overgeneration</i> locale da simulazioni probabilistiche	Il valore annuo della maggiore integrazione da FER (espresso in €/MWh) è monetizzato attraverso il prezzo medio previsto nella relativa zona di mercato (ZdM).	All.A Del. 627/16, art 12.9																					
B5 – b <i>Overgeneration</i> locale da simulazioni load flow																							

Indicatore	Parametri e ipotesi per la monetizzazione dei benefici	Riferimenti adottati
B6 Investimenti evitati o differiti in infrastrutture	Si valuta applicando il tasso di sconto pari al 4%, il costo di investimento (CAPEX) evitato, assunto convenzionalmente nell'anno precedente l'entrata in esercizio dell'intervento di analisi, o differito.	
B7 Δ costi MSD	Stime basate su analisi dei dati storici relativi ai costi di approvvigionamento delle risorse sul mercato dei servizi.	Rapporto Annuale AEEGSI
B13 Incremento resilienza	Minori costi per la riduzione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete ottenibile grazie all'intervento allo studio <i>(utilizzando i valori di 12 €/kWh non fornito per gli utenti domestici e 54 €/kWh non fornito per gli utenti non domestici, ed una ipotesi di durata delle interruzioni costante, pari a H ore (H è posto convenzionalmente pari a 16h, facendo salva la possibilità per le imprese di definirlo diversamente a seguito di appropriata giustificazione).</i>	All.A Det. DIEU n.2/2017
B16 Opex evitati o differiti	Costi operativi evitati o differiti.	
B18 Riduzione CO ₂	I volumi di minore emissione di CO ₂ (t/anno) sono moltiplicati per la differenza tra il costo sociale della CO ₂ assunto come valore medio dalla Banca Europea degli Investimenti BEI, a seguito di uno studio di Stockholm Environmental Institute e il prezzo previsto dei permessi di emissione.	BEI, 2013 sulla base di Stockholm Environment al Institute, 2006
B19 Riduzione NO _x e SO _x PM _{2,5} , PM ₁₀	I volumi di minore emissione degli altri inquinanti considerati per ciascuna tecnologia di generazione sono moltiplicati per il costo degli specifici inquinanti.	Costs of air pollution from European industrial facilities 2008–2012, European Environment al Agency

12.1 Tabelle di riferimento valorizzazione benefici

Tabella 7 – PUN e prezzi zonal considerati per la valorizzazione benefici.

	<i>2020</i>	<i>2025 ST</i>	<i>2025 DG</i>	<i>2030 ST</i>	<i>2030 DG</i>
ITn	46,4	58,8	63,7	95,1	79,4
ITcn	46,7	59,0	64,3	93,7	78,2
ITcs	46,6	58,5	63,9	93,2	77,7
ITs	46,0	57,3	62,8	90,8	75,6
ITsar	46,4	58,5	65,6	93,2	77,7
ITsic	47,7	61,1	65,2	93,2	77,7
PUN	46,5	58,8	63,9	94,2	78,6

12.2 Tabelle di riferimento delle categorie base e dei fattori incrementali

Tabella 8 – Categorie base per le linee aeree

CATEGORIE BASE PER LE LINEE AEREE	Unità di misura	Valore
Terminazioni 380kV - Traliccio	k€/CAD	52
Elettrodotto 380kV DT	k€/km	825
Elettrodotto 380kV ST	k€/km	545
Elettrodotto 220kV DT	k€/km	472
Elettrodotto 220kV ST	k€/km	268
Elettrodotto 150kV DT	k€/km	328
Elettrodotto 150kV ST	k€/km	224
Elettrodotto 380kV DT - TUBOLARI MONOSTELO	k€/km	1.320
Elettrodotto 380kV ST - TUBOLARI MONOSTELO	k€/km	890
Elettrodotto 150kV DT - TUBOLARI MONOSTELO	k€/km	509
Elettrodotto 150kV ST - TUBOLARI MONOSTELO	k€/km	358

Tabella 9 – Categorie base per le linee in cavo

CATEGORIE BASE PER LE LINEE IN CAVO	Unità di misura	Valore
Cavi 150 kV (Cu 3x1x1200 mm ²)	k€/km	1.105
Cavi 150 kV (Al 3x1x1600 mm ²)	k€/km	807
Cavi 150 kV (Cu 3x1x1000 mm ²)	k€/km	927
Cavi 220 kV (Al 3x1x1600 mm ²)	k€/km	1.041
Cavi 220 kV (Cu 3x1x1000 mm ²)	k€/km	1.226
Cavi 220 kV (Cu 3x1x1200 mm ²)	k€/km	1.180
Cavi 220 kV (Cu 3x1x1600 mm ²)	k€/km	1.420
Cavi 220 kV (Cu 3x1x2000 mm ²)	k€/km	1.508
Cavi 220 kV (Cu 3x1x2500 mm ²)	k€/km	1.743
Cavi 380 kV (Cu 3x1x2500 mm ²)	k€/km	2.707
Cavi 380 kV (Cu 6x1x2500 mm ²)	k€/km	5.399

Tabella 10 – Terminazioni per le linee in cavo

CATEGORIE BASE PER TERMINAZIONI LINEE IN CAVO	Unità di misura	Valore
Term. collegamento in cavo 150 kV (Cu 3x1x1000 mm ²)	k€/CAD	203
Term. collegamento in cavo 150 kV (Al 3x1x1600 mm ²)	k€/CAD	201
Term. collegamento in cavo 150 kV (Cu 3x1x1200 mm ²)	k€/CAD	207
Term. collegamento in cavo 220 kV (Al 3x1x1600 mm ²)	k€/CAD	258
Term. collegamento in cavo 220 kV (Cu 3x1x1000 mm ²)	k€/CAD	262
Term. collegamento in cavo 220 kV (Cu 3x1x1200 mm ²)	k€/CAD	261
Term. collegamento in cavo 220 kV (Cu 3x1x1600 mm ²)	k€/km	265
Term. collegamento in cavo 220 kV (Cu 3x1x2000 mm ²)	k€/CAD	267
Term. collegamento in cavo 220 kV (Cu 3x1x2500 mm ²)	k€/CAD	272
Term. collegamento in cavo 380 kV (Cu 3x1x2500 mm ²)	k€/CAD	801
Term. collegamento in cavo 380 kV (Cu 6x1x2500 mm ²)	k€/CAD	1.461

Tabella 11 – Categorie base di elementi di stazione

COMPONENTI BASE RELATIVI ALLE STAZIONI	Unità di misura	Valore
Stallo linea 380 kV (AIS)	k€/CAD	799
Passo sbarra 380kV (AIS)	k€/CAD	74
Stallo linea 380 kV (GIS)	k€/CAD	1.400
Stallo linea 220 kV (AIS)	k€/CAD	507
Passo sbarra 220kV (AIS)	k€/CAD	43
Stallo linea 220 kV (GIS)	k€/CAD	845
Stallo linea 150 kV (AIS) - semplice sbarra	k€/CAD	348
Stallo linea 150 kV (AIS) - doppia sbarra	k€/CAD	386
Stallo congiuntore longitudinale 150 kV (AIS)	k€/CAD	332
Passo sbarra 150kV (AIS) - semplice sbarra	k€/CAD	14
Passo sbarra 150kV (AIS) - doppia sbarra	k€/CAD	8,11
Stallo linea 150 kV (GIS) - semplice sbarra	k€/CAD	661
Stallo linea 150 kV (GIS) - doppia sbarra	k€/CAD	687
Stallo 380 kV ATR (AIS)	k€/CAD	793
Stallo 380 kV ATR (GIS)	k€/CAD	1.419
Stallo 220 kV ATR (AIS) - PRIMARIO	k€/CAD	620
Stallo 220 kV ATR (AIS) - SECONDARIO	k€/CAD	392
Stallo 220 kV ATR (GIS) - PRIMARIO	k€/CAD	929
Stallo 220 kV ATR (GIS) - SECONDARIO	k€/CAD	655
Stallo 150 kV ATR (AIS)	k€/CAD	375

COMPONENTI BASE RELATIVI ALLE STAZIONI	Unità di misura	Valore
Stallo 150 kV ATR (GIS)	k€/CAD	640
Stallo 380 kV Reattore (aria)	k€/CAD	958
Stallo 380 kV Reattore (SF6)	k€/CAD	1584
Stallo 220 kV Reattore (aria)	k€/CAD	606
Stallo 220 kV Reattore (SF6)	k€/CAD	907
Stallo 150 kV Reattore (aria) - semplice sbarra	k€/CAD	452
Stallo 150 kV Reattore (aria) - doppia sbarra	k€/CAD	411
Stallo 150 kV Reattore (SF6) - semplice sbarra	k€/CAD	717
Stallo 150 kV Reattore (SF6) - doppia sbarra	k€/CAD	687
Sbarre e Parallelo Sbarre 380 kV (AIS)	k€/CAD	930
Sbarre e Parallelo Sbarre 220 kV (AIS)	k€/CAD	707
Sbarre singola 150 kV (AIS)	k€/CAD	281
Sbarre e Parallelo Sbarre 150 kV (AIS)	k€/CAD	625
Sbarre e parallelo sbarre 380 kV (GIS)	k€/CAD	1.163
Sbarre e parallelo sbarre 220 kV (GIS)	k€/CAD	669
Sbarre singola 150 kV (GIS)	k€/CAD	180
Sbarre e parallelo sbarre 150 kV (GIS)	k€/CAD	525
TR 150/MT da 60MVA	k€/CAD	203
TR 150/MT da 42MVA	k€/CAD	162

COMPONENTI BASE RELATIVI ALLE STAZIONI	Unità di misura	Valore
ATR 380/220kV o 380/150kV da 250 MVA	k€/CAD	1.316
ATR 380/220kV o 380/150kV da 250 MVA - Green Oli Esteri Naturali	k€/CAD	1.579
COMPENSATORE SINCRONO 250MVA	k€/CAD	22.440
ATR 380/220kV o 380/150kV da 400 MVA	k€/CAD	1.622
ATR 380/220kV o 380/150kV da 400 MVA - Green Oli Esteri Naturali	k€/CAD	1.946
REATTORE 380 kV	k€/CAD	1.510
REATTORE 220 kV	k€/CAD	1.173
REATTORE 150 kV	k€/CAD	556
Stallo BATTERIA CONDENSATORI - semplice sbarra	k€/CAD	408
Stallo BATTERIA CONDENSATORI - doppia sbarra	k€/CAD	441
S.E. Transizione aereo-cavo 380 kV	k€/CAD	1865

Tabella 12 – Altre voci relative alle stazioni

ALTRE VOCI RELATIVI ALLE STAZIONI	Unità di misura	Valore
Stazione di Trasformazione - Parti Comuni SAS, SA e SG (380/150kV op 380/220kV)	k€/CAD	3.688
Stazione di Trasformazione - Parti Comuni SAS, SA e SG (220/150kV)	k€/CAD	3.020
Stazione di Smistamento - Parti Comuni SAS, SA e SG	k€/CAD	1.865
Fabbricato INTEGRATO	k€/CAD	381
Fabbricato EDIFICIO SA	k€/CAD	228
Fabbricato EDIFICIO MAGAZZINO	k€/CAD	151
Fabbricato EDIFICIO COMANDI	k€/CAD	253
Fabbricato (prefabbricati) per sezione GIS incluso fondazioni edificio	k€/MQ	1
Allacciamenti esterni (MT, idrici, fognari e TLC)	k€/CAD	122
Acquisto aree per stazione elettrica - ambito urbanizzato	k€/HA	1.275
Acquisto aree per stazione elettrica - ambito agricolo	k€/HA	51
Opere di sistemazione del sito (sbancamenti/rilevati e strutture) - Pianura	k€/HA	320
Opere di sistemazione del sito (sbancamenti/rilevati e strutture) - Collina	k€/HA	513
Opere di sistemazione del sito (sbancamenti/rilevati e strutture) - Montagna	k€/HA	926
Costruzione di asset viari	k€/km	38
Tubazioni GIS 380kV interni alle stazioni (oltre 100m)	k€/M	3
Tubazioni GIS 220kV interni alle stazioni (oltre 100m)	k€/M	2

Tubazioni GIS 150kV interni alle stazioni (oltre 100m)	k€/M	2
--	------	---

Tabella 13 – Categorie base per le demolizioni delle linee

CATEGORIE BASE RELATIVE ALLE DEMOLIZIONI	Unità di misura	Valore
Demolizione terminali	k€/CAD	37
Demolizione elettrodotto interrato a 150kV	k€/km	385
Demolizione elettrodotto interrato a 220kV	k€/km	377
Demolizione elettrodotto 380 DT	k€/km	94
Demolizione elettrodotto 380 ST	k€/km	60
Demolizione elettrodotto 220kV DT	k€/km	38
Demolizione elettrodotto 220kV ST	k€/km	30
Demolizione elettrodotto 150kV DT	k€/km	39
Demolizione elettrodotto 150kV ST	k€/km	28
Demolizione elettrodotto 50-60-70kV DT	k€/km	28
Demolizione elettrodotto 50-60-70kV ST	k€/km	25
Demolizione elettrodotto 380kV DT - TUBOLARI MONOSTELO	k€/km	209
Demolizione elettrodotto 380kV ST - TUBOLARI MONOSTELO	k€/km	206
Demolizione elettrodotto 150kV DT - TUBOLARI MONOSTELO	k€/km	148
Demolizione elettrodotto 150kV ST - TUBOLARI MONOSTELO	k€/km	123

Tabella 14 – Cluster dei fattori incrementali

CLUSTER	DESCRIZIONE	Range [%]		
		Linee aeree	Linee in cavo	Stazioni
K1	Ubicazione territoriale e condizionamenti territoriali e ambientali/paesaggistici	0 ÷ 41,27	0 ÷ 70,12	0 ÷ 33
K2	Aspetti legati all'autorizzazione e alle prescrizioni autorizzative	0 ÷ 27,26	0 ÷ 44,93	0 ÷ 21
K3	Vincoli di natura tecnica e innovazione tecnologica	0 ÷ 48,3	0 ÷ 61,99	0 ÷ 8
K4	Aspetti legati all'acquisto, asservimento ed esproprio dei fondi e contenziosi amministrativi (indennità di servitù e danno ai fondi)	0 ÷ 11,94	0 ÷ 20,50	0 ÷ 3
K5	Aspetti legati al procurement	0 ÷ 1	0 ÷ 1	0 ÷ 1
K6	Autorizzazioni secondarie e aspetti legati alla cantierizzazione	0 ÷ 22,43	0 ÷ 69,76	0 ÷ 21
K7	Extra costi per anticipo benefici	0 ÷ 0	0 ÷ 5	0 ÷ 5

Tabella 15 – Costi di Opex

COSTI OPERATIVI UNITARI ANNUI	Unità di misura	Valore
Costi operativi relativi alle linee aeree	k€/km	2
Costi operativi relativi alle linee in cavo	k€/km	3
Costi operativi relativi alle stazioni	k€/stallo	24

Tabella 165 – Tabella Contingency per fase

TIPOLOGIA	FASE				
	M1	M2	M3	M4	M5
Elettrodotti aerei 380 kV	15%	13%	10%	9%	0%
EL.AEREO 220kV/150kV	14%	12%	9%	7%	
Elettrodotti in cavo	14%	12%	9%	7%	
Stazioni Elettriche	13%	11%	8%	6%	

13 Strumento di simulazione del mercato dei servizi di dispacciamento e bilanciamento

In relazione al beneficio B7 *variazione (riduzione) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento* si riportano le caratteristiche del nuovo strumento denominato **Modis** (Market Operation and DISpatching): il tool di simulazione del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e bilanciamento (MB) sviluppato da CESI.

Modis 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 tecnici delle unità di generazione abilitate, le azioni necessarie per il soddisfacimento dei vincoli di bilanciamento e di esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

In particolare, sono considerati i seguenti input:

- a) esiti dei mercati dell'energia MGP/MI (anch'essi simulati su scenari prospettici) quali:
 - Profili di carico zonali previsto;
 - Programmi di produzione delle unità di generazione (termoelettriche, idroelettriche e storage) e stato dei volumi dei bacini idroelettrici;
 - Programmi di produzione delle fonti rinnovabili;
 - Prezzi zonali di mercato e offerte dei gruppi partecipanti ai mercati dell'energia;
- b) vincoli per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico:
 - Fabbisogni orari di margine di riserva secondaria di aggregato e terziaria zonale calcolati in funzione degli errori di previsione di carico e di produzione da fonti rinnovabili non programmabili e termica;
 - Vincoli orari di scambio di energia tra le zone di mercato;
 - Vincoli di must-run delle unità termoelettriche e vincoli di esercizio a rete integra dove e quando presenti;
 - Fabbisogno di bilanciamento orario zonale stimato mediante opportuno calcolo dell'errore di previsione del fabbisogno di energia e della produzione da fonte rinnovabile, rispetto alla stima previsionale adottata nei precedenti mercati dell'energia.

A partire dai suddetti dati di input, lo strumento modifica i programmi di produzione delle unità di abilitate ai mercati ancillari sulla base dei prezzi di offerta a salire e a scendere e dei gettoni di accensione associati alle singole unità risolvendo un problema di unit-commitment differenziale e redispatching a minimi costi per il sistema.

I prezzi di offerta delle unità abilitate al MSD sono calcolate dal software sulla base delle caratteristiche tecniche degli impianti e degli esiti dei mercati dell'energia.

L'accuratezza della soluzione deterministica del problema permette un'efficiente stima delle movimentazioni a salire e a scendere e dei relativi costi sul MSD e MB. Simulando il MSD/MB sotto differenti ipotesi di capacità di scambio tra le zone di mercato è possibile valutare i benefici che la maggiore capacità di scambio consente di ottenere in termini di minori costi MSD/MB e quindi di valutare in modo esaustivo gli impatti sul sistema elettrico degli interventi di rete previsti nel medio e lungo termine.

Infine si si sottolinea che i benefici MSD/MB valutati da Modis sono del tutto complementari ai benefici stimati da GRARE anche per quelli relativi al MSD poiché GRARE valuta esclusivamente le movimentazioni ai fini della risoluzione di congestioni di rete mentre Modis, basato su modello zonale, non le include nelle proprie stime.

.

14 Metodologia per un nuovo indicatore Resilienza per la Rete di Trasmissione Nazionale

Il presente paragrafo illustra una proposta metodologica elaborata congiuntamente da Terna e RSE e applicata per la prima volta nel Piano di Sviluppo 2018 per la definizione di un indicatore di Resilienza che insieme agli altri indicatori comunemente utilizzati nella metodologia Analisi Costi Benefici, di cui alla delibera 627/16 del 4 Novembre 2016, possa cogliere il beneficio di un intervento di sviluppo in termini incremento della Resilienza del sistema elettrico rispetto ad eventi climatici estremi legati a fenomeno di wet-snow.



Metodologia per un nuovo indicatore Resilienza per la Rete di Trasmissione Nazionale

1 PREMESSA

Gli eventi meteorologici estremi degli ultimi anni ed in particolare la variabilità di frequenza ed estensione degli stessi rende necessaria una pianificazione della rete in grado di cogliere questi cambiamenti. Per tener conto di tale fenomenologia nel corso dell'ultimo anno sono state sviluppate su mandato dell'AEEGSI una serie di attività volte ad analizzare azioni per incrementare la resilienza della rete.

Il presente documento illustra una proposta metodologica per la definizione di un indicatore di Resilienza che insieme agli altri indicatori comunemente utilizzati nella metodologia Analisi Costi Benefici, di cui alla delibera 627/16 del 4 Novembre 2016 [15], possa cogliere il beneficio di un intervento di sviluppo in termini incremento della Resilienza del sistema elettrico rispetto ad eventi climatici estremi .

Con Determina 2/2017 DIEU del 7 marzo 2017 [14] sono state approvate le *"Linee Guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico – Parte Prima"*, contenenti le principali indicazioni per la stesura dei piani di lavoro finalizzati all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico, che Terna e le Imprese distributrici *"devono predisporre e trasmettere all'Autorità entro il 31 marzo 2017"* (rispettivamente ai sensi dell'art. 37 TIQ.TRA e dell'art. 77 del TIQE) [11] [12].

Esse sono principalmente basate sulla documentazione rilasciata l'1 dicembre 2016 alla Direzione Infrastrutture dal Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), candidatosi a individuare possibili indicatori di resilienza nell'ambito del Tavolo di lavoro già istituito per effetto della Determina 6/2016 (Tavolo Resilienza) [13].

Sulla base della documentazione rilasciata dal CEI relativa alla tenuta meccanica delle linee aeree in media tensione e alta tensione a fronte della formazione dei "manicotti" di ghiaccio per l'azione combinata delle precipitazioni nevose e del vento, Terna ha consegnato alla AEEGSI il *"Piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico edizione 2017"* nell'ambito del quale Terna si è proposta di integrare l'attuale indicatore di resilienza.

A questo riguardo il presente documento elaborato congiuntamente da Terna e RSE si pone l'obiettivo di integrare la metodologia dell'indicatore Resilienza proiettandosi da un approccio di tipo componentistico ad un approccio sistemico sempre finalizzato a definire criteri e priorità per la realizzazione degli interventi sulla Rete di Trasmissione Nazionale finalizzati ad incrementare la resilienza del sistema elettrico rispetto ad eventi legati a fenomeni di wet-snow.

In particolare la metodologia prevede l'adozione di un indicatore che renda conto dell'effettivo comportamento delle singole linee, attraverso l'introduzione del tasso di guasto (rilevato) di queste, a fronte degli eventi meteorologici che comportino la formazione di manicotti di neve o ghiaccio. In questo modo si possono tenere in considerazione le peculiarità di ciascuna linea, quali lo stato delle strutture e dei componenti e le condizioni di intensificazione locale dell'evento meteorologico in ragione di specifiche situazioni topografiche (come nel caso di una linea in condizione di versante) [17] [18].

La metodologia proposta prevede inoltre, attraverso l'impiego di un avanzato modello numerico di rianalisi meteorologica [7] [8] [9] [10], di tenere in considerazione la reale estensione dei singoli fenomeni meteorologici sul territorio nazionale, aspetto di particolare rilevanza nelle ricadute che detti fenomeni possono avere sulla funzionalità della rete elettrica.

Gli aspetti topologici sono inoltre tenuti in considerazione attraverso un coefficiente che rappresenta il grado di vulnerabilità di una Cabina Primaria rispetto alla tipologia di connessione che la caratterizza.

2 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] P. Dahlgren, T. Landelius, P.Kallberg, S. Gollvik: A high-resolution regional reanalysis for Europe. Part 1: Three-dimensional reanalysis with the regional High-Resolution Limited-Area Model (HIRLAM).
- [2] T. Landelius, P. Dahlgren, S. Gollvik, A. Jansson and E. Olsson: A high-resolution reanalysis for Europe. Part 2: 2D Analysis of surface temperature, precipitation and wind. Royal Meteorological Society. Published: 3 April 2016.
- [3] Bonelli P., Lacavalla M. – “Trend in snow deposition on overhead electric lines: using synoptic data to investigate the relationship black-out risk/climate change. “ Management of Weather and Climate Risk in the Energy Industry. NATO Science for Peace and Security Series – C. Environmental Security- Edited by Troccoli A., January, 2010 (ISSN: 1874-6519).
- [4] Makkonen L. –“Models for the growth of rime, glaze, icicles and wet snow on structures” Philosophical Transactions of the Royal Society (2000) 358, 2913-2939.
- [5] Makkonen L. and B. Wichura, "Simulating wet snow loads on power line cables by a simple model," Cold Regions Science and Technology, Vols. 2-3, no.61, pp. 73-81, 2010.
- [6] Bonelli, P., Lacavalla, M., Marcacci, P., Mariani, G., and Stella, G.: Wet snow hazard for power lines: a forecast and alert system applied in Italy, Nat. Hazards Earth Syst. Sci., 11, 2419-2431, doi:10.5194/nhess-11-2419-2011,2011.
- [7] Lacavalla M., Bonelli P., Mariani G., Marcacci P., Stella G.: The WOLF system: forecasting wet-snow loads on power lines in Italy. IWAIS 2011, China.
- [8] Lacavalla M., Marcacci P., Freddo A. - Wet-snow activity reaserch in Italy - IWAIS 2015 Uppsala, Sweden.
- [9] M. Lacavalla, P. Marcacci, C. Chemelli, M. Balordi, R. Bonanno, G. Pirovano - Operational Forecast and Research Activities on Wet snow Accretion in Italy. IWAIS 2017, China
- [10] Lacavalla M., Marcacci P., Frigerio A.: Forecasting and monitoring wet-snow sleeve on overhead power lines in Italy The RSE response to harmful winter blackouts in Italy – EESMS, Trento 2015, Proceedings IEEE
- [11] AEEGSI, Deliberazione 646/2015/R/eel recante “Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023” e relativo Allegato A (TIQE)
- [12] AEEGSI, Deliberazione 653/2015/R/eel recante “Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell’energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023” e relativo Allegato A (TIQ.TRA)
- [13] AEEGSI, Determina 6/2016 - DIUC recante “Istituzione del tavolo di lavoro sulla qualità del servizio elettrico, ai sensi del punto 3, lettera c) della deliberazione 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel”, AEEGSI
- [14] AEEGSI, Linee Guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l’incremento della resilienza del sistema elettrico – Parte Prima
- [15] AEEGSI, Delibera 627/16/R/eel recante “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”

[16] CEI EN 50341-1 (2013-10) "Linee elettriche aeree con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata - Parte 1: Prescrizioni generali - Specifiche comuni".

[17] CEI EN 50341-2-13 (2017-01) "Linee elettriche aeree con tensione superiore a 1 kV in c.a. - Aspetti Normativi Nazionali (NNA) per l'Italia (basati sulla EN 50341-1:2012)".

[18] IEC 60826 Ed.4 (2017-02) "Overhead transmission lines – Design criteria".

3 INDICATORE DI RESILIENZA

Le Linee guida, pubblicate dall'AEEGSI in data 7 Marzo 2017, definiscono in maniera innovativa l'indicatore di Resilienza (IRE) e introducono il primo punto di riferimento in letteratura.

L'analisi della resilienza è basata su un indice di rischio (IRI) di disalimentazione degli Utenti di una rete elettrica, definito come il prodotto della probabilità che l'evento produca un disservizio e dell'entità del danno (disalimentazione) prodotto dal disservizio stesso.

Tale probabilità di accadimento dell'evento di disservizio di una Cabina che alimenta l'utenza è definita in funzione del tempo di ritorno (TR) del disservizio delle linee che alimentano direttamente o indirettamente la Cabina Primaria (o Cabina). A sua volta il tempo di ritorno dei guasti di linea è funzione del tempo medio intercorrente tra il verificarsi di due eventi meteo successivi di entità uguale o superiore ad un valore di intensità minima definita (CEI EN 50341-2-13) [17] che porta al disservizio della linea stessa. Il tempo di ritorno dell'evento di disalimentazione di una CP si identifica con il tempo di ritorno di quella linea il cui fuori servizio determina un disservizio delle utenze sottese alla medesima CP.

La valutazione del tempo di ritorno dell'evento di disalimentazione di una Cabina dipende da:

- valore del tempo di ritorno delle linee direttamente connesse alla Cabina Primaria stessa;
- magliatura della porzione di rete cui la Cabina è connessa.

Di seguito si riportano due esempi (**Figura 4, Figura 5**) per il calcolo del tempo di ritorno di una CP, sulla base di due differenti magliature di rete all'interno di un'ipotetica isola di carico investita da un evento meteorologico avverso di nevicata.

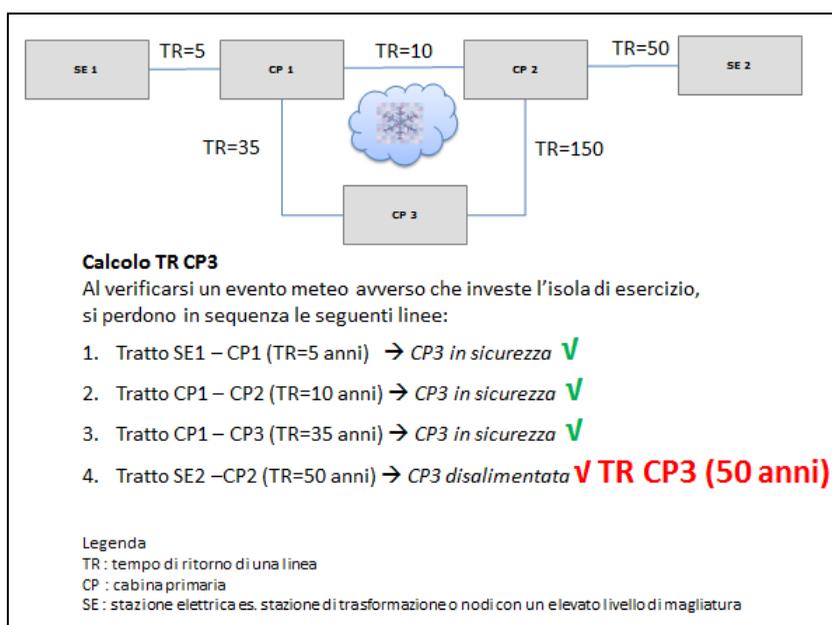


Figura 4 – Esempio di calcolo di tempo di ritorno CP magliata

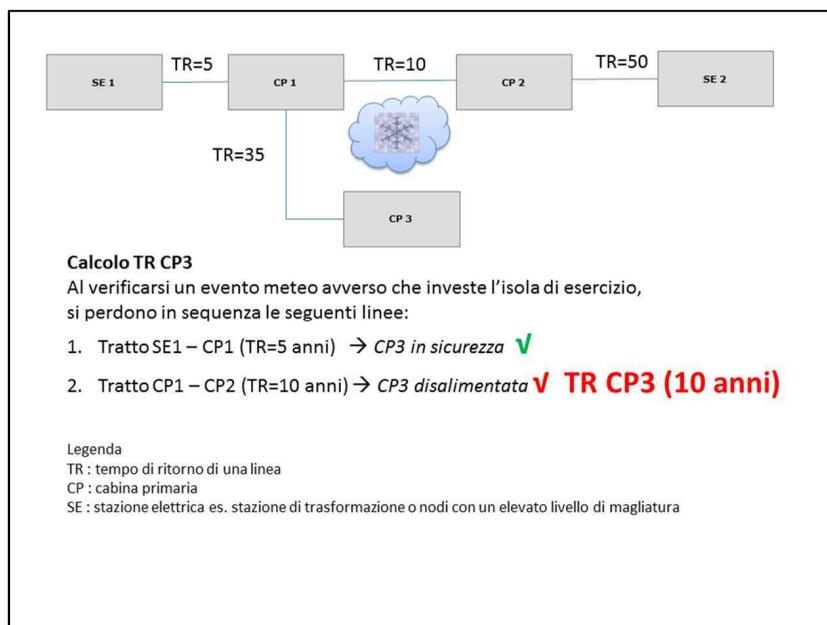


Figura 5 – Esempio di calcolo di tempo di ritorno CP in antenna

La probabilità che la Cabina sia disalimentata è pertanto dovuta al fuori servizio delle linee elettriche direttamente connesse ad essa o di qualunque altra linea, appartenente alla porzione limitrofa di rete (isola elettrica²⁵), che potrebbe determinare la disalimentazione delle utenze sottese alla Cabina stessa.

Con riferimento alle Linee Guida AEEGSI [14]

- Indice di Rischio di una Cabina Primaria (IRI) = NUD/TR

dove:

- La probabilità di disservizio della Cabina è individuata come l'inverso del tempo di ritorno dell'evento TR che comporta il disservizio della stessa Cabina Primaria;
- l'entità del danno è individuata come il numero di Utenti in bassa tensione disalimentati (NUD).

L'indice di resilienza IRE è l'inverso dell'indice di rischio ed è quindi pari a:

- Indice di Resilienza (IRE) = TR/NUD

Tenendo presente che:

- le Imprese distributrici comunicano a Terna il NUD (numero utenti della Distribuzione sottesi alla Cabina) per ciascuna Cabina Primaria.

²⁵ Isola di carico o isola di esercizio: Porzione di rete ad un determinato livello di tensione, costituita da nodi elettrici e linee che li connettono, compresa tra trasformatori verso altri livelli di tensione.

Il miglioramento dell'indice di rischio (ovvero l'inverso dell'indice di resilienza) è valutato come differenza tra l'indice di rischio in condizioni post-intervento e l'indice di rischio in corrispondenza della situazione ante-intervento con riferimento a ciascuna Cabina Primaria.

4 RESILIENZA DEL SISTEMA ELETTRICO

Il frequente ripetersi di eventi meteorologici estremi di neve e ghiaccio che hanno colpito alcune aree del Paese negli ultimi anni rende necessario valutare l'effettiva esposizione delle singole linee della rete di trasmissione a fenomeni quali la formazione di manicotti di ghiaccio e neve.

Anche al fine di pianificare la rete considerando la peculiarità di questi fenomeni, il presente documento mira a definire un indicatore che esprima l'effettiva esposizione al rischio degli impianti della rete, *"alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni"*.

La proposta è quella di integrare l'indicatore di resilienza del sistema elettrico rispetto ad eventi estremi quali fenomeni di formazione neve- ghiaccio partendo dalla definizione del calcolo del tempo di ritorno di una Cabina Primaria così come definita nell'ambito del Gruppo di lavoro per la predisposizione di indicatori per la valutazione della resilienza (CEI Comitato 8/28 nell'ambito del Tavolo Tecnico della qualità), ed estendendo l'approccio prevalentemente componentistico del calcolo ad uno di sistema che include anche aspetti legati ad altre variabili come frequenza di accadimento dei guasti, debolezza intrinseca della topologia di rete, estensione del fenomeno meteorologico.

A questo fine sono stati introdotti una serie di fattori che, nella consapevolezza della possibile sovrapposizione degli effetti²⁶, rendono ragione:

- Degli effettivi guasti delle singole linee;
- Dei più recenti e avanzati modelli di calcolo dei carichi per manicotto di ghiaccio/neve umida sulle linee aeree;
- Della estensione spaziale degli eventi meteorologici;
- Della lunghezza delle linee elettriche;
- Della topologia della rete elettrica.

In **Figura 6** è riportata una rappresentazione dei fattori di influenza della resilienza del sistema elettrico (e della loro combinazione ai fini della valutazione del "nuovo indice di resilienza"):

²⁶ Ad esempio, la lunghezza delle linee e la topologia della rete dovrebbero avere influenzato i guasti effettivi storici delle singole linee.

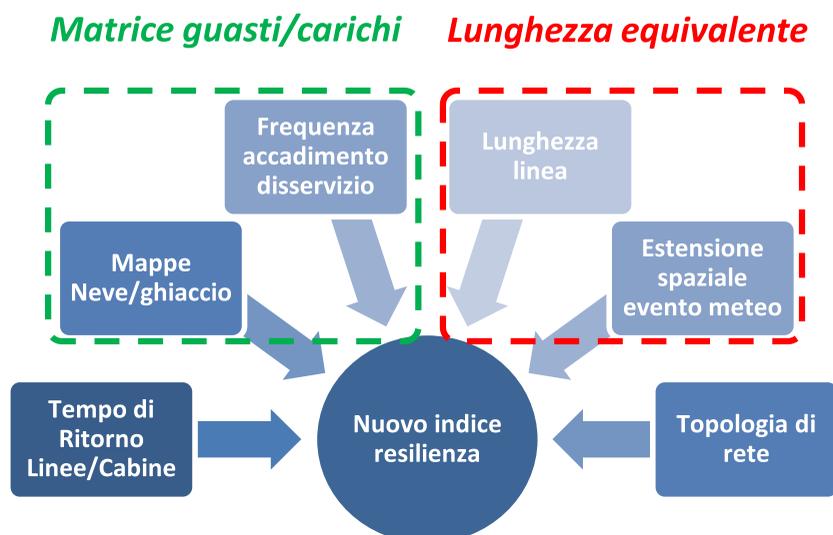


Figura 6 – Rappresentazione dei fattori di influenza della resilienza del sistema elettrico

La proposta di miglioramento del sopraccitato indicatore di resilienza mira a definire criteri e priorità per la realizzazione degli interventi sulla Rete di Trasmissione Nazionale più legati alla effettiva topologia e stato della rete.

La metodologia proposta prevede il calcolo di un Indice di Rischio (IRI) modificato sulla base della valutazione di un tempo di *ritorno equivalente di una linea elettrica* e di *tempo di ritorno equivalente di una Cabina* che tengano conto dei succitati fattori, combinati secondo il seguente flusso logico.

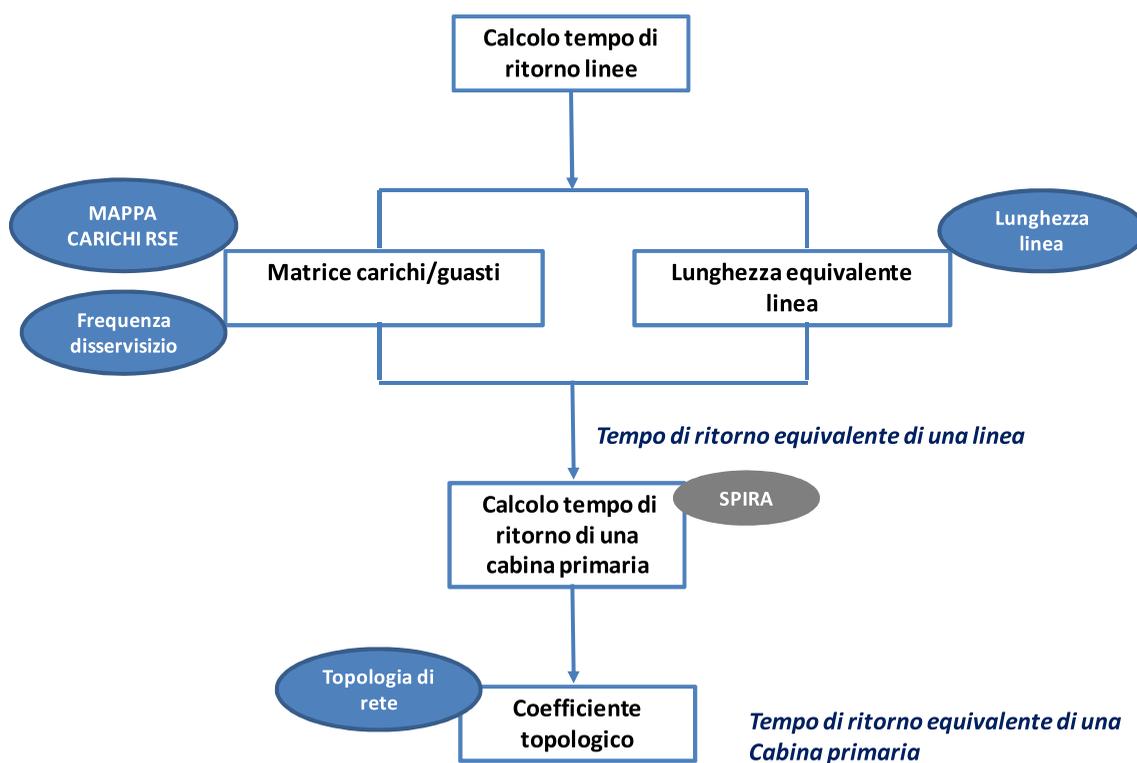


Figura 7 – Diagramma di flusso per il calcolo del tempo di ritorno equivalente di una Cabina Primaria

La seguenti equazioni traducono il diagramma di Figura 7:

$$TR_{eq, \text{linea}} = TR_{\text{linea}} * K_{\text{lungh. eq linea}} * K_{g-c}$$

$$TR_{eqCP_topologia} = TR_{eqCP} * K_{top}$$

Dove:

- TR_{linea} è il tempo di ritorno di una linea calcolato secondo la norma CEI EN 50341-2-13
- K_{g-c} è il coefficiente "carichi/guasti"
- $K_{\text{lungh. eq linea}}$ è il coefficiente lunghezza linea
- $TR_{eq, \text{linea}}$ è il tempo di ritorno equivalente di una linea
- TR_{eqCP} è il tempo di ritorno equivalente di una Cabina Primaria
- K_{top} è il coefficiente di topologia
- $TR_{eqCP_topologia}$ è il tempo di ritorno equivalente di una Cabina Primaria modificato con il coefficiente di topologia

Di seguito sono descritte le singole voci costituenti le due equazioni che consentono di arrivare al calcolo del tempo di ritorno equivalente di una Cabina Primaria.

Calcolo del tempo di ritorno di una linea

Il tempo di ritorno di una linea (CEI EN 50341-1) [16] è definito come l'intervallo di tempo tra ricorrenze successive di un'azione climatica di ampiezza minima definita. L'inverso del tempo di ritorno è la probabilità annuale di superamento di detta azione minima.

Il valore delle azioni è calcolato sulla base delle disposizioni di cui alla CEI EN 50341-2-13, alla quale si rimanda per i dettagli tecnici, con riferimento ad un tempo di ritorno di 50 anni.

Sulla base delle azioni calcolate secondo la norma CEI EN 50341-2-13, (per ciascuna delle linee aeree del territorio italiano (progettate secondo normative precedenti) si è proceduto al calcolo dei tempi di ritorno in base ai criteri delle norme CEI EN sopraccitate (TR_{linea}).

Matrice carichi/guasti

Al fine di tenere in debita considerazione l'effettivo comportamento delle singole linee e le informazioni fornite dai più avanzati modelli numerici di rianalisi meteorologica, è stata introdotta una matrice "guasti/carichi", che fornisce dei pesi per modificare in modo selettivo i Tempi di ritorno delle singole linee calcolati secondo la norma CEI EN 50341-2-13. Tale norma, facendo riferimento a fatti meteorologici precedenti l'anno 2005 potrebbe non riflettere lo storico degli eventi occorsi più recentemente in alcune specifiche aree del territorio italiano.

1.1.1 Mapa dei carichi RSE

La mappa resa disponibile da RSE fornisce i carichi da neve umida ed è basata sul dataset MESAN (MESociale Analysis system) [1] [2]. La metodologia applicata per il calcolo dei carichi di neve sul conduttore di riferimento (ACSR d=22.8 mm) può essere sintetizzata attraverso i seguenti punti.

- Utilizzo delle osservazioni meteorologiche dei dataset grigliati MESAN
- Selezione delle condizioni di wet-snow attraverso opportune soglie di temperatura diversificate sul territorio nazionale
- Utilizzo modello di crescita cilindrica e conservativa del manicotto di neve su conduttori di linee aeree (Makkonen [4] [5] [6])
- Stima del carico verticale e del carico risultante utilizzando i dati di vento massimo giornaliero
- Applicazione del modello Makkonen con dati meteo giornalieri a disposizione su alcuni cluster di conduttori di riferimento della media e alta tensione
- Periodo per carico invernale: da Novembre ad Aprile
- Finestra crescita del manicotto con finestra mobile su 2 giorni
- Limite crescita manicotto: 50 kg/m (superiore a questa soglia si verifica distacco sotto l'azione dello stesso peso del manicotto)

La mappa fornisce le zone critiche per ghiaccio/neve con una risoluzione spaziale di 5 km dipendente dalla risoluzione del succitato dataset MESAN, in funzione della tipologia del conduttore e del manicotto di ghiaccio. Sulla base di questa suddivisione in zone e della collocazione geografica degli elettrodotti della rete di trasmissione è possibile associare a ciascun tratto di linea un valore presunto di carico meccanico dovuto al manicotto di ghiaccio.

Ai fini del presente studio è stata individuata la seguente classificazione in termini di massa di neve per unità di lunghezza del conduttore (kg/m):

Classe	Kg/m
1	> 12
2	7 ÷ 12
3	4 ÷ 7
4	1.5 ÷ 4
5	0 ÷ 1.5
6	0

Nel caso di linea che attraversa zone con carichi diversi, la classe di appartenenza della stessa si identifica con quella a sovraccarico peggiore, in quanto rappresenta il punto a maggiore vulnerabilità.

Guasti delle linee per neve/ghiaccio

Al fine di catturare anche la frequenza storica di accadimento degli eventi meteorologici legati a neve e ghiaccio di ciascuna delle linee aeree del territorio italiano nel periodo di disponibilità del dataset meteorologico (1985-2013), si è fatto riferimento ai dati di interruzione del servizio, con un tempo di permanenza superiore ai 3 minuti, registrati da sistema MBI²⁷ sulla Rete di Trasmissione Nazionale negli ultimi 13 anni (1 gennaio 2004-31 dicembre 2016).

A questo fine è stata adottata la seguente classificazione degli eventi di guasto per ciascuna linea.

Classe	n. eventi guasto
A	> 8
B	4 ÷ 7
C	1 ÷ 3
D	0

1.1.2 **Calcolo della matrice**

Per ciascuna linea sono state associate due grandezze, i guasti della linea stessa e il carico di manicotto nel tratto in cui si verificano le condizioni di sovraccarico peggiori. Tale combinazione può essere rappresentata da una matrice dei "carichi" e dei "guasti" per linea esplicitati nella **Figura 8**.

Matrice guasti\carichi	1	2	3	4	5	6
A	A1	A2	A3	A4	A5	A6
B	B1	B2	B3	B4	B5	B6
C	C1	C2	C3	C4	C5	C6
D	D1	D2	D3	D4	D5	D6

Figura 8 - Matrice guasti/carichi

Il codice colore (rosso, arancione verde) classifica le linee in base alla possibile priorità di intervento sulle stesse.

²⁷ Monitoring and Business Intelligence.

Come è possibile notare non vi è simmetria di colori rispetto alla diagonale A1 a D6 in quanto la risposta delle singole linee può essere influenzata da fattori differenti (locali e strutturali) e la mappatura fa riferimento ad una "banca dati" che va dal 1985 al 2013 (il dataset MESAN non riflette quindi gli ultimi eventi occorsi in Italia): ci sono linee che hanno subito fuori servizio per neve pur non presentando carichi attesi per formazione di manicotti secondo la mappatura RSE.

Al fine di comporre le due informazioni e prioritizzare gli interventi si è deciso di dare maggiore peso agli eventi di fuori servizio verificatisi (che riflettono anche la reale caratteristica strutturale/meccanica dell'impianto) rispetto ai dati della mappatura RSE.

In **Figura 9** è riportata la matrice con l'attribuzione di pesi (variabili da 0.1 a 1)

Matrice guasti\carichi	1	2	3	4	5	6
A	0.1	0.14	0.18	0.22	0.26	0.3
B	0.34	0.38	0.42	0.46	0.5	0.54
C	0.58	0.62	0.66	0.7	0.74	0.78
D	0.82	0.86	0.9	0.94	0.98	1

Figura 9 - Matrice guasti/carichi con i valori dei coefficienti K_{g-c}

Tutti gli elettrodotti siti nelle aree ove si è registrato un alto tasso di eventi di disservizio per neve e ghiaccio e ove la mappatura RSE indica un rischio elevato di formazione del manicotto di neve e ghiaccio (aree ROSSE della matrice) costituiscono il primo insieme di impianti su cui prioritariamente valutare interventi di mitigazione (es. antitorsionali, carichi zavorra, ecc.) nel breve periodo e interventi infrastrutturali (es. sviluppo della rete, ricostruzioni, interrimento, ecc.) nel medio-lungo periodo.

Tutti gli elettrodotti in cui si è registrato un medio tasso di eventi di esercizio per neve e ghiaccio, costituiscono il secondo insieme di impianti (aree ARANCIONI della matrice) su cui valutare interventi di mitigazione (antitorsionali, carichi zavorra, ecc.) nel breve periodo e interventi infrastrutturali (sviluppo della rete, ricostruzioni, interrimento, ecc.) nel medio-lungo periodo.

Tutti gli altri elettrodotti ricadono in aree a bassa frequenza di eventi di guasto e basso carico da manicotto (aree VERDI della matrice), per cui costituiscono un insieme di impianti sui quali non è ritenuto prioritario intervenire.

Lunghezza equivalente di una linea

Altri elementi importanti per la valutazione della probabilità che una linea possa essere interessata da fenomeni di guasto per formazione di sovraccarichi di neve, sono dati dalla lunghezza della linea stessa e dall'estensione della perturbazione meteorologica che può interessare le diverse zone del territorio nazionale.

Maggiore è l'estensione del fenomeno meteo e maggiore è la lunghezza della linea, maggiore è la probabilità che in qualche punto del suo tracciato possa verificarsi un guasto che ne provochi il fuori-servizio.

1.1.3 Coefficiente di estensione di una perturbazione

Attraverso i risultati delle simulazioni modellistiche RSE ha potuto determinare l'estensione di ciascuna delle perturbazioni nevose associate a delimitate aree geografiche per il periodo 1985-2013.

È stato possibile in questo modo calcolare per ciascuna isola elettrica l'estensione massima della perturbazione per l'arco temporale sopra citato.

A titolo di esempio, RSE, sulla base del tracciato linee di Atlarete (atlante georeferenziato della rete elettrica di trasmissione), ha rappresentato su un sistema informativo geografico due isole elettriche dell'Abruzzo, sovrapponendole alla griglia modellistica MESAN come illustra l'immagine successiva.

Per rappresentare la superficie dell'isola elettrica, è stato creato un buffer attorno alle linee con raggio di 4 km, compatibile con la risoluzione spaziale del modello.

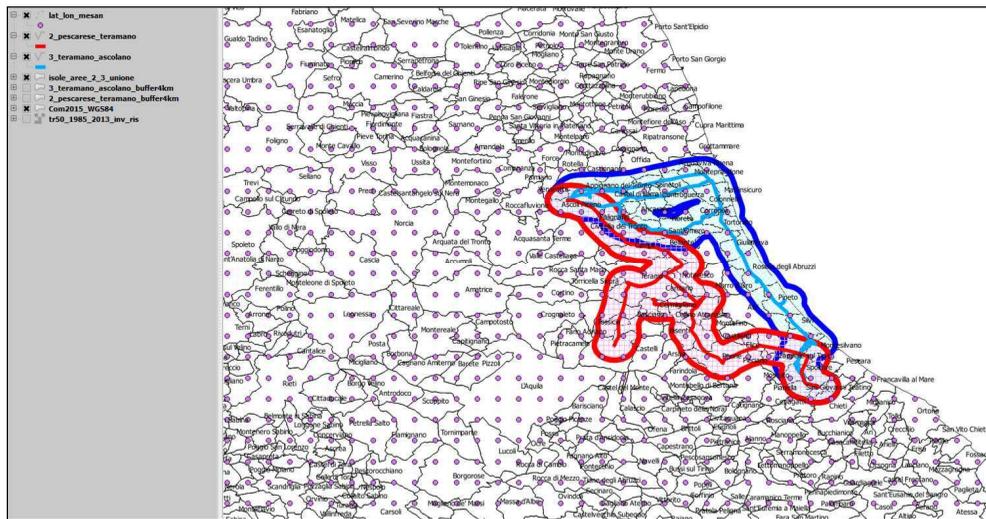


Figura 10 - Rappresentazione su GIS delle aree identificate attorno alle linee che definiscono le due isole elettriche e baricentro dei punti corrispondenti alla griglia di simulazione del dataset MESAN

Le isole elettriche sono rappresentate rispettivamente da 41 punti per l'isola Teramano-Ascolano e 45 per l'isola Pescara-Teramo.

Il fattore K_{est} di estensione spaziale degli eventi è stato calcolato come rapporto tra il numero di punti griglia che ricadono nell'isola elettrica e che hanno un carico di neve significativo (superiore a 1.5 kg/m)²⁸ sul conduttore di riferimento ($N_{pt_{1.5_isola}}$) rispetto al numero totale di punti griglia associati all'isola elettrica ($N_{pt_{tot_isola}}$).

La formula per il calcolo del coefficiente di estensione è la seguente:

$$K_{est} = N_{pt_{1.5_isola}} / N_{pt_{tot_isola}}$$

Per ciascuno degli eventi di nevicata considerati, è stato calcolato il fattore di estensione spaziale K_{est} . Il K_{est} utilizzato ai fini del calcolo della lunghezza equivalente di linea è relativo all'evento storico a maggior estensione ed intensità.

²⁸ Valore di riferimento adottato per la progettazione delle linee AT nelle norme CEI11.4.

Più estesa è la perturbazione nevosa maggiore è il K_{est} associato all'isola di esercizio e maggiore è il tratto di di linea (*linea equivalente*) esposto al fenomeno:

$$L_{eq} = L * K_{est}$$

Un K_{est} prossimo a 1 (ovvero una perturbazione nevosa che interessa l'intera estensione dell'isola di esercizio) porta ad avere la *lunghezza equivalente* (L_{eq}) uguale alla lunghezza fisica (L) della linea.

1.1.4 Coefficiente di lunghezza equivalente di una linea

La probabilità di guasto di una linea (a parità di altri fattori) è proporzionale alla lunghezza della stessa.

La possibilità offerta dai modelli numerici sopraccitati di stimare l'estensione della perturbazione nevosa e quindi la *lunghezza equivalente* (L_{eq}) sopra definita, permette di ricavare un coefficiente legato alla lunghezza della linea esposta all'evento nevoso per una migliore definizione della sua esposizione al rischio: $K_{lungh.eq\ linea}$.

Maggiore è la L_{eq} , minore è il coefficiente moltiplicativo $K_{lungh.eq\ linea}$ e pertanto minore il tempo di ritorno equivalente della linea secondo la relazione: $TR_{eq,linea} = TR_{linea} * K_{lungh.eq\ linea} * K_{g-c}$.

Tempo di ritorno Equivalente di una Cabina Primaria

Il processo di calcolo dell'indicatore di resilienza di una Cabina Primaria prevede il flusso logico indicato in **Figura 11**. A partire dal tempo di ritorno equivalente delle linee che compongono l'isola di esercizio si calcola il tempo di ritorno della Cabina Primaria secondo la metodologia di cui al Capitolo 3. Si precisa che l'applicazione della metodologia è stata opportunamente implementata sugli strumenti informatici di pianificazione della rete (tool SPIRA) al fine di automatizzare il processo. Successivamente il tempo di ritorno della Cabina Primaria è "corretto" con un coefficiente denominato coefficiente topologico che rappresenta il grado di esposizione al rischio della Cabina Primaria in funzione della tipologia di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale.

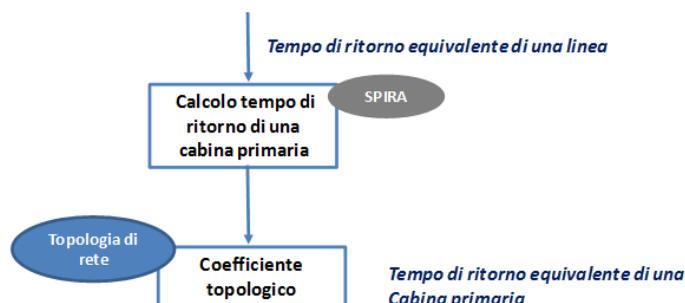


Figura 11 - Flusso logico per il calcolo del tempo di ritorno equivalente di una Cabina Primaria pesato attraverso il coefficiente topologico di rete.

1.1.5 Coefficiente topologico di rete (Ktop)

Il coefficiente topologico di rete rappresenta il grado di affidabilità della connessione di una Cabina Primaria rispetto alla tipologia di connessione che la caratterizza.

, sulla base di quanto previsto dal Codice di rete (Allegato Criteri di connessione alla RTN, par 9) è stato definito un ranking di affidabilità incluso tra il valore 1 (massima affidabilità corrispondente alla connessione su un noto AAT/AT della rete di trasmissione) e 0 (minima affidabilità); discretizzando tale ranking si definiscono i seguenti pesi

	TOPOLOGIA	DESCRIZIONE	K_{top}
1	Connessione in antenna	La Cabina è alimentata da 1 sola linea o da una doppia terna su singola palificazione	0.25
2	Connessione entra esce	La Cabina è alimentata da 2 linee	0.5
3	Connessione multipla	La Cabina è alimentata da più di 2 linee	0.75
4	Connessione in sicurezza	Stazione AAT/AT a cui è sottesa l'isola di carico	1.00

Tale coefficiente K_{top} moltiplicato per il tempo di ritorno della Cabina Primaria ne fornisce il tempo di ritorno equivalente sulla quale effettuare il calcolo dell'Indice di Rischio (IRI).

5 CONCLUSIONI

Il presente documento, elaborato congiuntamente da Terna e RSE, si è posto l'obiettivo di integrare la metodologia dell'indicatore Resilienza proiettandosi da un approccio di tipo componentistico ad un approccio sistemico.

Un confronto diretto tra esperti di pianificazione di rete, di componentistica e di meteorologia, parti attive nella realizzazione di gran parte della bibliografia, ha consentito di mettere a punto una metodologia per un nuovo indicatore Resilienza per la Rete di Trasmissione Nazionale.

Utili per il Paese

www.terna.it

00156 Roma Viale Egidio Galbani, 70
Tel +39 06 83138111