

Metodologia

Analisi Costi-Benefici - ACB 2.0

INDICE

1	PREMESSA	5
2	DEFINIZIONI.....	6
3	METODOLOGIA PER L'ELABORAZIONE DELLE ANALISI COSTI-BENEFICI.....	8
4	CAMPO DI APPLICAZIONE	9
5	SCENARI DI SVILUPPO DEL SISTEMA	10
6	METODOLOGIE E MODELLI DI VALUTAZIONE	11
6.1	Strumenti per le simulazioni di mercato	11
6.2	Strumenti per le simulazioni di rete	12
7	ANALISI DEI BENEFICI	14
7.1	Premessa	14
7.2	Variazione (incremento) del socio economic welfare (SEW) - (B1)	15
7.3	Variazione (riduzione) delle perdite di rete - (B2)	16
7.4	Variazione (riduzione) dell'energia non fornita attesa - (B3)	16
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)	18
7.6	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante simulazioni di rete (congestioni a livello locale) - (B5)	19
7.7	Investimenti evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili - (B6)	20
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)	20
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)	21
7.10	Costi operativi evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili - (B16)	22
7.11	Variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO ₂ , ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nei benefici B1 e B7 mediante il prezzo della CO ₂ per tenere conto di un eventuale differente valore delle emissioni per la società - (B18)	22
7.12	Variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO ₂ né gas effetto serra, quali ad esempio ossidi di zolfo e ossidi di azoto (B19)	23
8	ANALISI DEGLI ALTRI IMPATTI	24
8.1	Premessa	24

8.2	Incremento della capacità d'interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete, in termini di MW (I21)	24
8.3	Variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione (I22, I23, I24)	24
8.4	Maggiore integrazione di produzione da FER calcolata mediante simulazioni di mercato (<i>overgeneration</i> di sistema) (I5)	25
8.5	Variazione delle emissioni di CO ₂ calcolata mediante simulazioni relative al mercato dell'energia o al mercato dei servizi di dispacciamento (I8)	25
8.6	Variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte d'impatti di eventi estremi che non sia fattibile esprimere in termini monetari (I13)	25
9	CRITERI DI STIMA DEI COSTI	27
9.1	Premessa	27
9.2	Introduzione alla stima dei costi	28
9.2.1	Costi di investimento (Capex)	28
9.2.2	Costi operativi (Opex)	29
9.2.3	Ambito di applicazione	30
9.2.4	Fasi di avanzamento delle opere e definizione delle <i>milestone</i> per la stima dei costi	30
9.3	Individuazione delle categorie base e criteri di stima dei costi unitari	32
9.3.1	Linee aeree	32
9.3.2	Linee in cavo	33
9.3.3	Stazioni	34
9.4	Criteri di stima dei costi di potenziamenti e demolizioni di infrastrutture preesistenti	36
9.4.1	Potenziamenti di linee e ampliamenti/riclassamenti di stazioni preesistenti	36
9.4.2	Demolizioni di infrastrutture preesistenti	36
9.5	Stima di ulteriori voci di costo che compongono il Capex	37
9.5.1	Costi del personale capitalizzato	37
9.5.2	Costi compensativi esogeni alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione	37
9.6	Fattori incrementali	38
9.6.1	Individuazione dei fattori incrementali (K _n)	38
9.7	<i>Contingency</i>	41
9.7.1	Individuazione della <i>contingency</i> (Co)	41
9.8	Livelli di incertezza nella pianificazione economica delle opere	42
9.9	Aggiornamento delle stime di costo	44
10	PRINCIPALI IPOTESI ALLA BASE DELL'ANALISI ECONOMICA DEGLI INTERVENTI.....	46
11	RIFERIMENTI DOCUMENTALI	48
12	APPENDICE INFORMATIVA	49

12.1	Limiti di sicurezza del sistema considerati nell'ambito delle simulazioni di rete	49
12.2	Ipotesi alla base della quantificazione dei benefici	50
12.3	Parametri e ipotesi per la valutazione economica dei benefici	51
12.4	Tabelle di riferimento delle categorie base e dei fattori incrementali	54

INDICE Tabelle

Tabella 1	– Livelli di incertezza delle stime di costo per fasi	42
Tabella 2	– Valore di impatto dei livelli di incertezza	43
Tabella 3	– Caratterizzazione dati indisponibilità storiche	50
Tabella 4	– Parametri per la monetizzazione dei benefici.....	51
Tabella 5	– Categorie base per le linee aeree	54
Tabella 6	– Categorie base per le linee in cavo	55
Tabella 7	– Terminazioni per le linee in cavo	56
Tabella 8	– Categorie base di elementi di stazione	57
Tabella 9	– Altre voci relative alle stazioni	60
Tabella 10	– Categorie base per le demolizioni delle linee	61
Tabella 11	– Cluster dei fattori incrementali.....	62
Tabella 12	– Sub-fattori incrementali.....	63

INDICE Figure

Figura 1.	Costruzione della stima del costo di investimento di un intervento.....	28
Figura 2.	Fasi di avanzamento e <i>milestones</i>	30
Figura 3.	Rappresentazione semplificata della stima di costo dell'opera nelle <i>milestone</i> di riferimento .	45

1 PREMESSA

Il presente documento rappresenta l'allegato al Codice di Rete riguardo la metodologia Analisi Costi-Benefici 2.0, nel seguito denominata **ACB 2.0**, per la valutazione delle infrastrutture della rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN). Tale allegato fa seguito a quanto richiesto al punto 10 lett. b) della deliberazione 627/2016 che ha introdotto tra l'altro i requisiti minimi per la predisposizione del Piano di Sviluppo della RTN (di seguito PdS e/o Piano).

La metodologia, di seguito descritta, persegue i seguenti obiettivi:

- migliorare la trasparenza e la completezza delle informazioni alla base delle analisi tecnico-economiche degli interventi di sviluppo della RTN;
- assicurare la consistenza e la solidità delle valutazioni degli interventi effettuate dal gestore del sistema di trasmissione;
- promuovere la selettività degli investimenti da parte del gestore del sistema di trasmissione e da parte dell'Autorità;
- allineare i criteri e i metodi nazionali alle migliori pratiche internazionali, considerando in particolare quanto avviene in ambito ENTSO-E;
- utilizzare un approccio prudentiale, atto ad evitare eventuali rischi di sovrastima dei benefici o di sottostima dei costi degli investimenti infrastrutturali;
- monetizzare, ove fattibile e rilevante, ciascun beneficio associato a ciascun intervento di sviluppo analizzato;
- promuovere la riduzione dei costi sostenuti dagli utenti del sistema elettrico e all'utilità degli interventi per il sistema elettrico italiano;
- fornire elementi per lo sviluppo e il funzionamento di meccanismi di incentivazione selettiva degli investimenti.

Il documento si compone di una sezione introduttiva relativa al perimetro di applicazione della metodologia, agli scenari di sviluppo del sistema e alle metodologie e modelli di valutazione, di una sezione relativa all'analisi dei benefici e di una sezione relativa ai criteri di stima dei costi; nell'Appendice sono riportate informazioni di dettaglio attualmente adottate da Terna ai fini dell'applicazione della ACB 2.0, in particolare:

- le ipotesi alla base degli strumenti di calcolo adottati (§ 12.1 e § 12.2);
- i riferimenti adottati e i criteri per la monetizzazione dei benefici (§ 12.3);
- le voci delle macro-categorie del costo unitario e l'elenco dei fattori incrementali K (§ 12.4).

L'Appendice ha carattere informativo e può essere soggetta ad aggiornamenti, anche con cadenza annuale, in quanto include valori di riferimento per la predisposizione del PdS.

I valori da utilizzare per la monetizzazione dei benefici, i valori dei costi unitari e dei fattori incrementali K saranno pubblicati sul PdS.

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 standard¹ 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.

¹ **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.

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).

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

Contingency (C_o): 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

La metodologia ACB 2.0 permette sia di valutare la sostenibilità economica degli interventi di sviluppo del sistema di trasmissione, sia di definirne le priorità elettriche, in un'ottica di sviluppo selettivo che mira in primo luogo all'utilità per il sistema elettrico.

I principali passi per la predisposizione di un Piano sono:

1. la costruzione e la descrizione degli scenari di sviluppo;
2. l'identificazione delle criticità attese;
3. la definizione degli interventi oggetto di valutazione;
4. l'applicazione della metodologia di 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 Terna² 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 presentati nel Piano rispetto ai risultati del Piano precedente; tale aggiornamento 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 scenari³) e di motivate modifiche⁴ 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.

² Ad oggi, ai sensi della 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL non sono inclusi i progetti ex - Legge 99/09

³ Come da Deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL

⁴ 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 delle 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 predeterminati⁵;
 - 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 di generazione, di carico e di puro transito e di rami corrispondenti ai collegamenti tra i vari nodi (linee,

⁵ 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.

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 appropriato⁶, 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 (**approccio 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);

⁶ 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, I23 e I24 (*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 mercato⁷ rappresentata nel modello;
- identificare le variazioni del beneficio dell'intervento di sviluppo di rete distintamente per consumatori⁸ e produttori.

⁷ 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.

⁸ Ossia quei soggetti che ad oggi sostengono il costo delle infrastrutture di trasmissione.

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 Q2 (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 Q2 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:

$$B2 \text{ [€/anno]} = Q2 \text{ [MWh/anno]} * PUN^9 \text{ [€/MWh]}$$

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)

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.

⁹ 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.

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 Q3 (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-1¹⁰ disgiunti tra loro e quindi cumulabili al fine della stima dell'ENF (Q3).

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 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;

¹⁰ di norma non si simulano eventi N-k, salvo i casi in cui emerga una indicativa probabilità di accadimento del guasto

- 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:

$$B3 [\text{€/anno}] = Q3 [\text{MWh/anno}] * \text{Value of Lost Load} [\text{€/MWh}]$$

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 potenza¹¹ (MW) in immissione e le ore (h) annue 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).

¹¹ La potenza necessaria in immissione tiene conto dei limiti di capability.

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 (B5.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 (§ 12 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 (B5.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 (§ 12 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-1¹², 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:

$B5 \text{ [€/anno]} = Q5 \text{ [MWh/anno]} * \text{prezzo medio previsto nella relativa zona nel mercato dell'energia [€/MWh]}$

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 vale 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.

¹² 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:

$$B7 \text{ [€/anno]} = Q7 \text{ [MWh/anno]} * \text{stima/proiezioni costi approvvigionamento risorse mercato dei servizi [€/MWh]}$$

7.9 Variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte d'impatto di eventi estremi, ulteriori rispetto a quelli già monetizzati nel beneficio B3 - (B13)¹³

Tale indicatore è valutato per quegli interventi finalizzati all'incremento della resilienza del sistema a fronte d'impatto 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:

$$[Q13] = UD * H / Tr \text{ [MWh/anno]}$$

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:

$$B13 \text{ [€/anno]} = Q13 \text{ [MWh/anno]} * \text{Valori definiti nell'appendice informativa [€/MWh]}$$

¹³ 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:

$$B19 [\text{€/anno}] = \sum Q19 [\text{kt/anno}] * \text{valore economico esternalità altri gas} [\text{€/kt}]$$

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 tutte 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’impatti 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 0 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.

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 § 9.7);
- la metodologia adottata per l'aggiornamento delle stime del costo di investimento dell'opera/intervento nelle diverse fasi progettuali (§ 9.8 e § 9.9).

Le valorizzazioni dei costi unitari, dei fattori incrementali e della *contingency* troveranno specifica evidenza nei Piani di Sviluppo.

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.

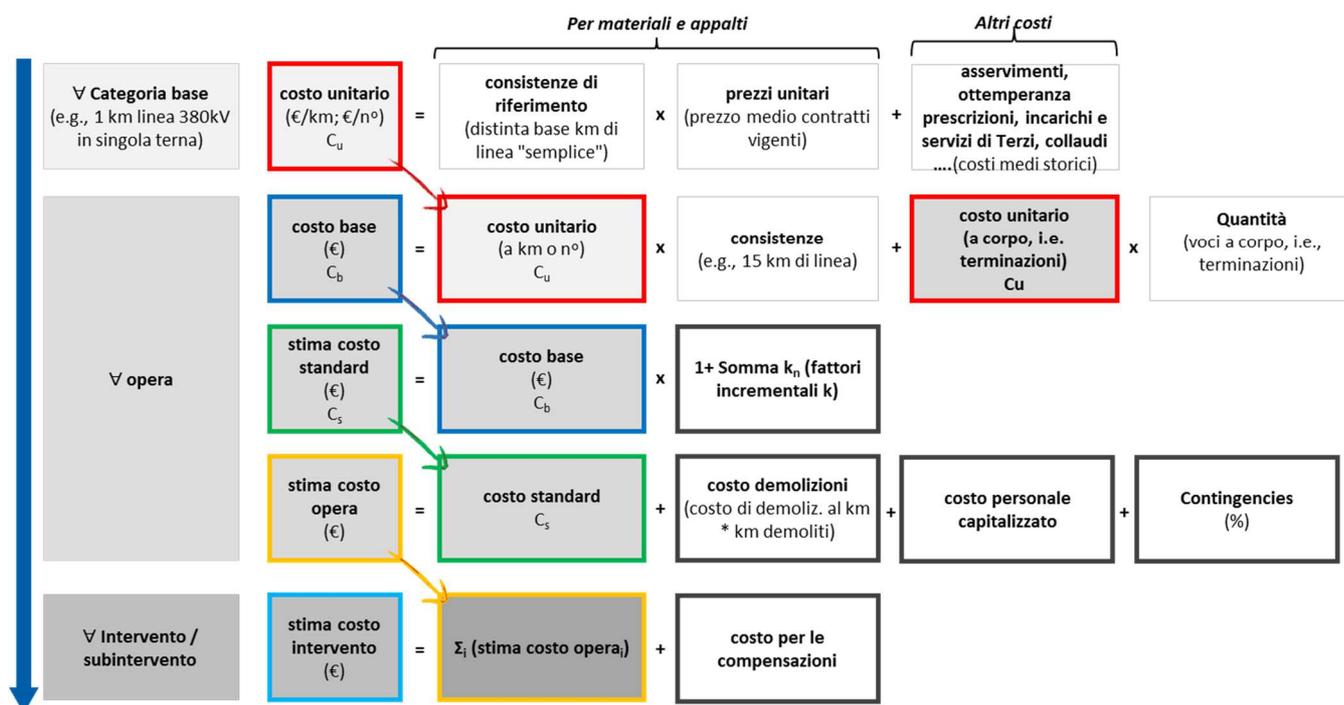


Figura 1. Costruzione della stima del costo di investimento di un intervento

Le **categorie base** sono tipologie standard di elementi costitutivi le opere di trasmissione, definite in dettaglio nell'Appendice al § 12.4; 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** (§ 9.7) 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).

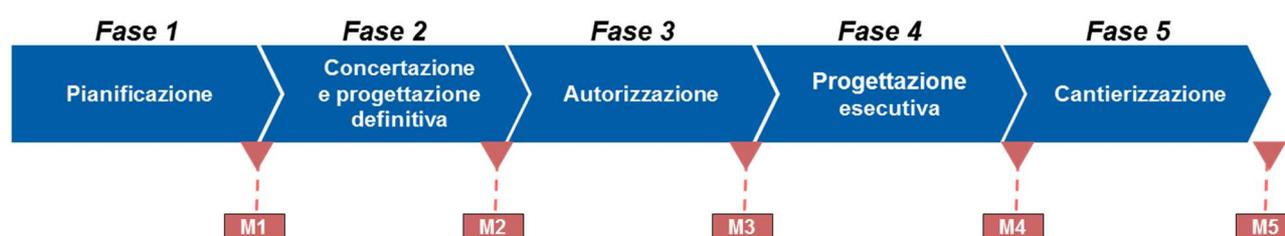


Figura 2. Fasi di avanzamento e *milestones*

- **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 5 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 sottoservizi¹⁴;
- 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;
 - scavo delle trincee e opere civili;
- ai valori medi storici di opere entrate in esercizio negli ultimi 5 anni di Altri costi relativi a:

¹⁴ Opera di Terzi che potrebbe interferire con la posa del cavo

- 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 6 dell'Appendice, si basa sui seguenti criteri¹⁵:

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

¹⁵ Separatamente nella Tabella 9 si considerano le stazioni di transizione aereo-cavo con presenza di reattanze shunt di compensazione da 200 MVA.

- **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)¹⁶;
- 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 8 e nella Tabella 9 dell'Appendice.

¹⁶ 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 10 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.

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 (elettrdotto 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 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 incrementale 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 (Tabella 12).

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 e riportati nella Tabella 12 in Appendice 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 imprevisti 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 K4, 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 azzerà 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 azzera 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
	Presentazio ne 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 impatto¹⁷ (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

¹⁷ 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_{ik} , 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.

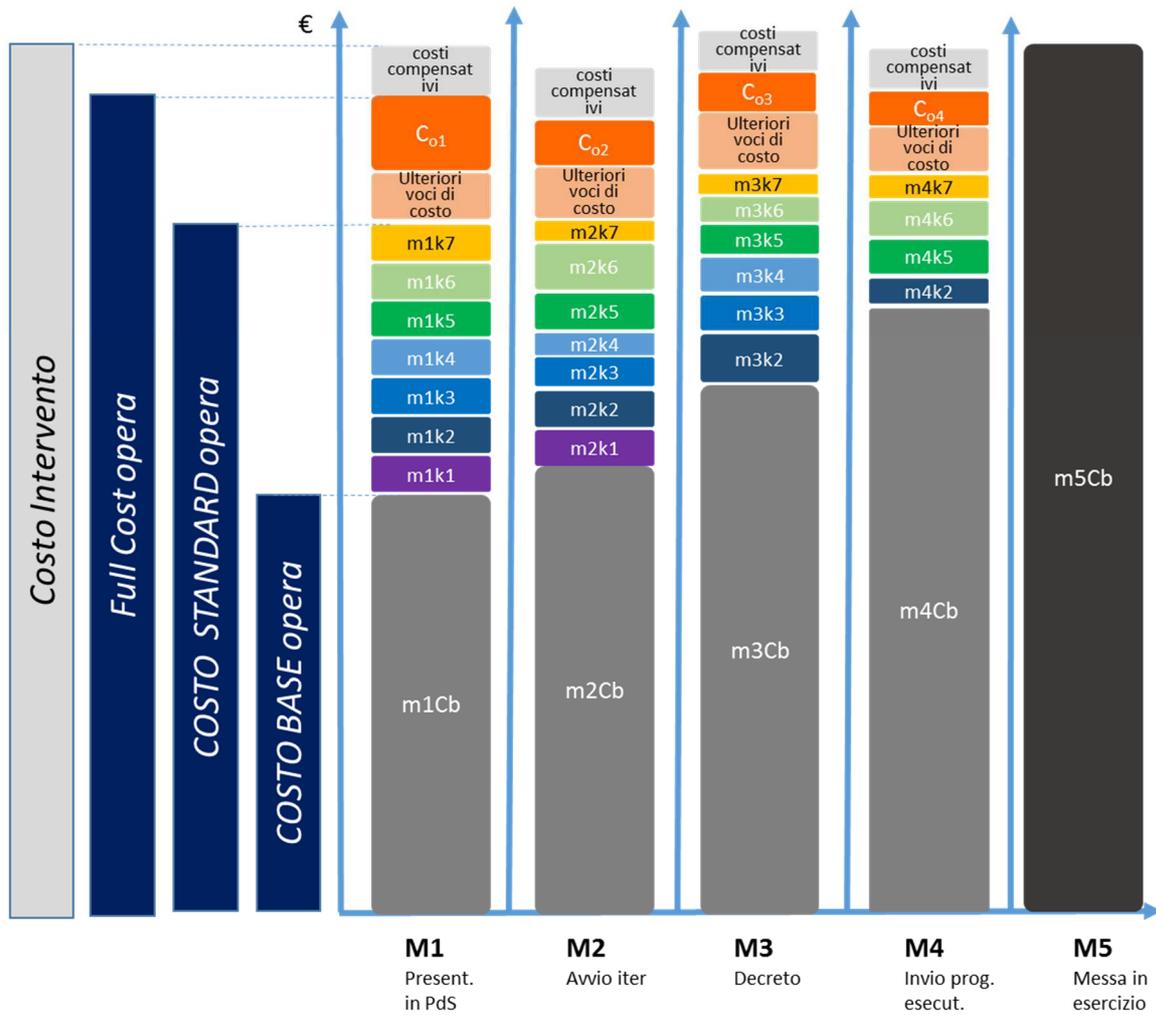


Figura 3. Rappresentazione semplificata della stima di costo dell'opera nelle *milestone* di riferimento

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;
- al Piano, dove si riportano i principali parametri aggiornati sia sulla base delle metodologie descritte nell'appendice informativa sia sulla base dei più recenti riferimenti ivi riportati.

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

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 anno¹⁸;
- ha facoltà di modificare uno o più parametri o ipotesi¹⁹, dando dettagliata evidenza e motivazione delle modifiche introdotte, nell'ambito del Piano o di uno dei suoi documenti di accompagnamento.

¹⁸ A titolo indicativo: studi relativi all'adeguatezza o alla resilienza del sistema, analisi ACB effettuate per specifici interventi diversi da quelli già analizzati nel Piano, es. proposta di opere oggetto di incentivazione

¹⁹ 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 a titolo informativo:

- 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;
- 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;

Tali parametri e ipotesi sono validi alla data di preparazione del presente allegato (secondo semestre 2017) e possono essere aggiornati dal gestore del sistema di trasmissione con le modalità descritte nel § 10.

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 comune²⁰.

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).

²⁰ 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.

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 mista²¹);
- 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) (h/100 km, elettrodotti) (h/n, ATR)		Indisponibilità annua totale per guasto e indisponibilità lavori (IN) (h/100 km, elettrodotti) (h/n, ATR)	
	aeree	cavo	aeree	cavo
380/220 kV (AAT)	IG_{AAT_AEREO}	IG_{AAT_CAVO}	IN_{AAT_AEREO}	IN_{AAT_CAVO}
≤ 150 kV (AT)	IG_{AT_AEREO}	IG_{AT_CAVO}	IN_{AT_AEREO}	IN_{AT_CAVO}
ATR (AAT/AT)	IG_{ATR}		IN_{ATR}	

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.

Nord Ovest	Nord	Nord Est	Centro Nord	Centro	Centro Sud	Sicilia	Sardegna	Italia
H _{Peq} NO	H _{Peq} N	H _{Peq} NE	H _{Peq} CO	H _{Peq} C	H _{Peq} CS	H _{Peq} SI	H _{Peq} SA	H _{Peq} IT

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 le ore equivalenti della produzione Eolica e Fotovoltaica ai fini degli effetti sulla rete della sovrapposizione delle produzione nelle 11 ore diurne dalle 8.00 alle 18.00 Heq_{FV+EOL}.

²¹ Le durate delle interruzioni delle linee miste sono attribuite per l'80% alle linee aeree e per il 20% alle linee in cavo.

12.3 Parametri e ipotesi per la valutazione economica dei benefici

Tabella 4 – 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	<p>Utilizzo del VOLL (Value of Lost of Load) in un intervallo compreso tra 20 k€/MWh e 40 k€/MWh, in relazione al pregio delle utenze potenzialmente oggetto di disalimentazione, all'industrializzazione o alla densità abitativa²², secondo i seguenti criteri (criterio OR) riassunti in tabella:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pregio 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: <ul style="list-style-type: none"> o Consumi industriali provincia >50%: 40 k€/MWh o Consumi industriali provincia da 30 a 50%: 30 k€/MWh 	All.A Del. 627/16, art 12.9
B3 – b riduzione ENF simulazioni load flow		

²² Le differenziazione 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																					
	<ul style="list-style-type: none"> ○ 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="395 658 1177 1025"> <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> <td rowspan="3">densità abitativa provincia</td> <td><1000 ab/kmq</td> <td>20 k€/MWh (1)</td> <td>30 k€/MWh (1)</td> <td>40 k€/MWh</td> </tr> <tr> <td>1000-2000 ab/kmq</td> <td>30 k€/MWh (1)</td> <td>30 k€/MWh (1)</td> <td>40 k€/MWh</td> </tr> <tr> <td>>2000 ab/kmq</td> <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																			
<p>B4 Costi evitati o differiti</p>	<p>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.</p>	<p>Art 45.2 Del. 111/06</p>																					
<p>B5 – a <i>Overgeneration</i> locale da simulazioni probabilistiche</p>	<p>Il valore annuo della maggiore integrazione da FER (espresso in €/MWh) è monetizzato attraverso il prezzo medio previsto nella relativa zona di mercato (ZdM).</p>	<p>All.A Del. 627/16, art 12.9</p>																					
<p>B5 – b <i>Overgeneration</i> locale da simulazioni load flow</p>																							
<p>B6 Investimenti evitati o differiti in infrastrutture</p>	<p>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.</p>																						

Indicatore	Parametri e ipotesi per la monetizzazione dei benefici	Riferimenti adottati
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 <i>Stockholm Environmental Institute</i> e il prezzo previsto dei permessi di emissione.	BEI, 2013 sulla base di Stockholm Environmental 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 Environmental Agency

12.4 Tabelle di riferimento delle categorie base e dei fattori incrementali

Tabella 5 – Categorie base per le linee aeree

<i>CATEGORIE BASE PER LE LINEE AEREE</i>	<i>Costo unitario</i>
Elettrodotti aerei 380 kV s.t. 2000 MVA - traliccio	k€/km
Elettrodotti aerei 380 kV d.t. 4000 MVA - traliccio	k€/km
Elettrodotti aerei 220 kV s.t. 340 MVA - traliccio	k€/km
Elettrodotti aerei 220 kV d.t. 680 MVA - traliccio	k€/km
Elettrodotti aerei 150 kV s.t. 220 MVA - traliccio	k€/km
Elettrodotti aerei 150 kV d.t. 440 MVA - traliccio	k€/km
Elettrodotti aerei 380 kV s.t. 2000 MVA – tubolari monostelo	k€/km
Elettrodotti aerei 380 kV d.t. 4000 MVA – tubolari monostelo	k€/km
Elettrodotti aerei 150 kV s.t. 220 MVA – tubolari monostelo	k€/km
Elettrodotti aerei 150 kV d.t. 440 MVA – tubolari monostelo	k€/km
Terminazioni elettrodotti aerei 380 kV 2000 MVA- traliccio	k€/corpo

Tabella 6 – Categorie base per le linee in cavo

CATEGORIE BASE PER LINEE IN CAVO	Costo unitario
Cavi 380 kV (Cu 3x1x2500 mm ²) 1000 MVA	k€/km
Cavi 380 kV doppio circuito (Cu 6x1x2500 mm ²) MVA	k€/km
Cavi 220 kV (Cu 3x1x2500 mm ²) 650 MVA	k€/km
Cavi 220 kV (Cu 3x1x2000 mm ²) 600 MVA	k€/km
Cavi 220 kV (Cu 3x1x1600 mm ²) 550 MVA	k€/km
Cavi 220 kV (Cu 3x1x1200 mm ²) 450 MVA	k€/km
Cavi 220 kV (Cu 3x1x1000 mm ²) 400 MVA	k€/km
Cavi 220 kV (Al 3x1x1600 mm ²) 400 MVA	k€/km
Cavi 150 kV (Cu 3x1x1200 mm ²) 310 MVA	k€/km
Cavi 150 kV (Cu 3x1x1000 mm ²) 250 MVA	k€/km
Cavi 150 kV (Al 3x1x1600 mm ²) 250 MVA	k€/km

Tabella 7 – Terminazioni per le linee in cavo

CATEGORIE BASE PER TERMINAZIONI LINEE IN CAVO	Costo unitario
Terminazioni Cavi 380 kV Cu 1000 MVA	k€/unità
Terminazioni Cavi 380 kV doppio circuito (Cu 6x1x2500 mm ²) 2000 MVA	k€/unità
Terminazioni Cavi 220 kV (Cu 3x1x2500 mm ²) 650 MVA	k€/unità
Terminazioni Cavi 220 kV (Cu 3x1x2000 mm ²) 600 MVA	k€/unità
Terminazioni Cavi 220 kV (Cu 3x1x1600 mm ²) 550 MVA	k€/unità
Terminazioni Cavi 220 kV (Cu 3x1x1200 mm ²) 450 MVA	k€/unità
Terminazioni Cavi 220 kV (Cu 3x1x1000 mm ²) 400 MVA	k€/unità
Terminazioni Cavi 220 kV (Al 3x1x1600 mm ²) 400 MVA	k€/unità
Terminazioni Cavi 150 kV (Cu 3x1x1200 mm ²) 310 MVA	k€/unità
Terminazioni Cavi 150 kV (Cu 3x1x1000 mm ²) 250 MVA	k€/unità
Terminazioni Cavi 150 kV (Al 3x1x1600 mm ²) 250 MVA	k€/unità

Tabella 8 – Categorie base di elementi di stazione

COMPONENTI BASE RELATIVI ALLE STAZIONI	Costo unitario
Stallo linea 380 kV (AIS)	k€/unità
Passo sbarra 380kV (AIS)	k€/unità
Stallo linea 220 kV (AIS)	k€/unità
Passo sbarra 220kV (AIS)	k€/unità
Stallo linea 150 kV (AIS) - semplice sbarra	k€/unità
Stallo linea 150 kV (AIS) - doppia sbarra	k€/unità
Passo sbarra 150 kV (AIS) - semplice sbarra	k€/unità
Passo sbarra 150 kV (AIS) - doppia sbarra	k€/unità
Stallo linea 380 kV (GIS)	k€/unità
Stallo linea 220 kV (GIS)	k€/unità
Stallo linea 150 kV (GIS) - semplice sbarra	k€/unità
Stallo linea 150 kV (GIS) - doppia sbarra	k€/unità
Stallo 380 kV ATR (AIS)	k€/unità
Stallo 220 kV ATR (AIS) - PRIMARIO	k€/unità
Stallo 220 kV ATR (AIS) - SECONDARIO	k€/unità
Stallo 150 kV ATR (AIS)	k€/unità
Stallo 380 kV ATR (GIS)	k€/unità
Stallo 220 kV ATR (GIS) - PRIMARIO	k€/unità
Stallo 220 kV ATR (GIS) - SECONDARIO	k€/unità
Stallo 150 kV ATR (GIS)	k€/unità

<i>COMPONENTI BASE RELATIVI ALLE STAZIONI</i>	<i>Costo unitario</i>
Stallo 380 kV Reattore (aria)	k€/unità
Stallo 220 kV Reattore (aria)	k€/unità
Stallo 150 kV Reattore (aria) - semplice sbarra	k€/unità
Stallo 150 kV Reattore (aria) - doppia sbarra	k€/unità
Stallo 380 kV Reattore (SF6)	k€/unità
Stallo 220 kV Reattore (SF6)	k€/unità
Stallo 150 kV Reattore (SF6) - semplice sbarra	k€/unità
Stallo 150 kV Reattore (SF6) - doppia sbarra	k€/unità
Sbarre e Parallelo Sbarre 380 kV (AIS)	k€/unità
Sbarre e Parallelo Sbarre 220 kV (AIS)	k€/unità
Sbarre e Parallelo Sbarre 150 kV (AIS)	k€/unità
Sbarre singola 150 kV (AIS)	k€/unità
Sbarre e parallelo sbarre 380 kV (GIS)	k€/unità
Sbarre e parallelo sbarre 220 kV (GIS)	k€/unità
Sbarre e parallelo sbarre 150 kV (GIS)	k€/unità
Sbarre singola 150 kV (GIS)	k€/unità
TR 150/MT da 60 MVA	k€/unità
TR 150/MT da 42 MVA	k€/unità
ATR 380/220kV o 380/150kV da 250 MVA	k€/unità
ATR 380/220kV o 380/150kV da 250 MVA - Green Oli Esteri Naturali	k€/unità
ATR 380/220kV o 380/150kV da 400 MVA	k€/unità

<i>COMPONENTI BASE RELATIVI ALLE STAZIONI</i>	<i>Costo unitario</i>
ATR 380/220kV o 380/150kV da 400 MVA - Green Oli Esteri Naturali	k€/unità
REATTORE 380 kV	k€/unità
REATTORE 220 kV	k€/unità
REATTORE 150 kV	k€/unità
Stallo BATTERIA CONDENSATORI - semplice sbarra	k€/unità
Stallo BATTERIA CONDENSATORI - doppia sbarra	k€/unità
COMPENSATORE SINCRONO 250MVA	k€/unità
Stallo COMPENSATORE SINCRONO 250MVA	k€/unità

Tabella 9 – Altre voci relative alle stazioni

ALTRE VOCI RELATIVI ALLE STAZIONI	Costo unitario
Stazione di Trasformazione - Parti Comuni SAS, SA e SG (380/150kV o 380/220kV)	k€/unità
Stazione di Trasformazione - Parti Comuni SAS, SA e SG (220/150kV)	k€/unità
Stazione di Smistamento - Parti Comuni SAS, SA e SG	k€/unità
Fabbricato INTEGRATO	k€/unità
Fabbricato EDIFICIO SA	k€/unità
Fabbricato EDIFICIO MAGAZZINO	k€/unità
Fabbricato EDIFICIO COMANDI	k€/unità
Allacciamenti esterni (MT, idrici, fognari e TLC)	k€/unità
Acquisto aree per stazione elettrica - ambito urbanizzato	k€/ha
Acquisto aree per stazione elettrica - ambito agricolo	k€/ha
Opere di sistemazione del sito (sbancamenti/rilevati e strutture) - Pianura	k€/ha
Opere di sistemazione del sito (sbancamenti/rilevati e strutture) - Collina	k€/ha
Opere di sistemazione del sito (sbancamenti/rilevati e strutture) - Montagna	k€/ha
Costruzione di asset viari	k€/km
Tubazioni GIS 380kV interni alle stazioni (oltre 100m)	k€/m
Tubazioni GIS 220kV interni alle stazioni (oltre 100m)	k€/m
Tubazioni GIS 150kV interni alle stazioni (oltre 100m)	k€/m
S.E. Transizione aereo-cavo 380 kV	k€/km

Tabella 10 – Categorie base per le demolizioni delle linee

CATEGORIE BASE RELATIVE ALLE DEMOLIZIONI	Costo unitario
Demolizione elettrodotto 380 kV d.t.	k€/km
Demolizione elettrodotto 380 kV s.t.	k€/km
Demolizione elettrodotto 220 kV d.t.	k€/km
Demolizione elettrodotto 220 kV s.t.	k€/km
Demolizione elettrodotto 150 kV d.t.	k€/km
Demolizione elettrodotto 150 kV s.t.	k€/km
Demolizione elettrodotto 50-60-70 kV d.t.	k€/km
Demolizione elettrodotto 50-60-70 kV s.t.	k€/km
Demolizione elettrodotto interrato a 220 kV	k€/km
Demolizione elettrodotto interrato a 150 kV	k€/km
Demolizione terminazioni	k€/CAD

Tabella 11 – Cluster dei fattori incrementali

CLUSTER	DESCRIZIONE
K1	Ubicazione territoriale e condizionamenti territoriali e ambientali/paesaggistici
K2	Aspetti legati all'autorizzazione e alle prescrizioni autorizzative
K3	Vincoli di natura tecnica e innovazione tecnologica
K4	Aspetti legati all'acquisto, asservimento ed esproprio dei fondi e contenziosi amministrativi (indennità di servitù e danno ai fondi)
K5	Aspetti legati al <i>procurement</i>
K6	Autorizzazioni secondarie e aspetti legati alla cantierizzazione
K7	Extra costi per anticipo benefici

Tabella 12 – Sub-fattori incrementali

CLUSTER dei Fattori	CLUSTER-DESCRIZIONE	Sub-FATTORI	DESCRIZIONE
K1	Ubicazione e condizionamenti territoriali e ambientali/paesaggistici	f1	Profili orografici dei terreni
		f2	Interessamento di aree urbane e di edificato diffuso
		f3	Interessamento di aree vincolate e interferenze/prossimità con zone di alto valore paesaggistico e culturale (Criteri ERPA)
		f4	Caratteristiche geologiche e geomeccaniche del suolo (scarse, con frane, con movimenti franosi, normali, roccia)
		f5	Interessamento di aree a vincolo archeologico o siti d'interesse archeologico
		f6	Localizzazione in aree difficilmente raggiungibili o caratterizzate da scarse infrastrutture
		f7	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.
		f8	Interessamento/prossimità fonti di inquinamento dell'aria sia di natura antropica che naturale (ad esempio: prossimità con raffinerie ed altri insediamenti, criticità con inquinamenti salini per prossimità con il mare e/o insediamenti che utilizzano acqua di mare per il raffreddamento, etc.)
		f9	Aree caratterizzate con frequenza da eventi meteo avversi, ghiaccio, neve, vento (soluzioni tecniche specifiche ai fini dell'aumento della resilienza)
		f10	Interessamento/prossimità in aree a rischio sismico
		f11	Interessamento con aree boscate
		f12	Interessamento/prossimità con aree naturali protette e aree della rete Natura 2000
		f13	Interessamento/prossimità con aree sensibili per aspetti sociali ed ambientali in genere

CLUSTER dei Fattori	CLUSTER-DESCRIZIONE	Sub-FATTORI	DESCRIZIONE
K2	Aspetti legati all'autorizzazione e alle prescrizioni autorizzative	f14	Accettazione/Propensione delle opere infrastrutturali dalle popolazioni interessate
		f15	Costi speciali connessi con l'espletamento delle fasi concertative, sino alla stipula delle convenzioni specifiche con gli Enti.
		f16	Studi correlati per ulteriori approfondimenti tematici richiesti durante l'iter autorizzativo
		f17	Maggiori costi per pubblicazioni (progetto e piani particellari, adempimenti da 241/90,327/01 e ss.mm.ii) a seguito di varianti imposte durante la Valutazione d'Impatto Ambientale
		f18	Prescrizioni per il superamento di vincoli e aree di interesse archeologico
		f19	Prescrizioni per aree a pericolosità idrogeologica, geomorfologica e sismico di livello medio, elevato o molto elevato
		f20	Prescrizioni per vincoli rete natura 2000, fauna, flora, etc..
		f21	Prescrizioni specifiche per vincoli e aree di interesse paesaggistico e culturale
		f22	Prescrizioni specifiche per limitazione di CEM, rumore, etc..
		f23	Prescrizioni con limitazione delle durate dei cantieri
		f24	Maggiori oneri per cambio di tecnologia imposto dal quadro prescrittivo (Tale fattore considera gli interramenti per porzioni di asset e impiego di soluzioni tecnologiche speciali - sostegni tubolari, Foster, Dutton-Rosental, Vitruvio, etc. - l'impiego di apparecchiature non standard)

CLUSTER dei Fattori	CLUSTER-DESCRIZIONE	Sub-FATTORI	DESCRIZIONE
K3	Condizionamenti di natura tecnica e innovazione tecnologica	f25	Passaggi in fasce strette tra edificato per elettrodotti o in aree urbane per cavidotti con soluzioni speciali
		f26	Numerosità e complessità degli attraversamenti per linee aeree o dei sottoservizi per linee in cavo
		f27	Vincoli in termini di natura realizzativa: es. indisponibilità di asset della RTN, di Terzi opere per il superamento
		f28	L'impiego di soluzioni speciali e/o macchine speciali
		f29	Apparecchiature/strutture speciali per la riduzione dei lay-out in relazione alla mancanza di spazi disponibili (ad esempio utilizzo di moduli compatti integrati per stazioni elettriche e sostegni speciali a basi strette per linee aeree, nonché l'utilizzo di cavi speciali per riduzione d'ingombri)
		f30	Maggiori costi di "compatibilizzazione" delle infrastrutture presenti (es. interferenze elettromagnetiche con tubazioni o linee telefoniche)
		f31	Componenti speciali per caratteristiche tecniche maggiorate in modo da consentire installazioni meno ingombranti e meno impattanti (ad esempio cavi elettrici con soluzioni costruttive tali da consentire portate più elevate, conduttori aerei speciali, dispositivi per il controllo puntuale – diretto ed indiretto – delle portate, etc.),
		f32	Innovazioni tecnologiche in aree di pregio naturalistico, culturale, paesaggistico o in aree antropizzate

CLUSTER dei Fattori	CLUSTER-DESCRIZIONE	Sub- FATTORI	DESCRIZIONE
K4	Aspetti legati all'acquisto, asservimento ed esproprio dei fondi e contenziosi amministrativi (indennità di servitù e danni ai fondi)	f33	Maggiore valore dei fondi per usi industriali e civili, per colture pregiate, per aree di pregio culturale, paesaggistico e naturalistico
		f34	Maggiore incidenza delle piste di accesso e le opere provvisorie (occupazioni temporanee) per costruzioni distanti da viabilità ordinaria
		f35	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.
		f36	Altri fattori distorsivi del valore del fondo per casi sitospecifici
		f37	Elevato impatto territoriale sui fondi con molteplici ricorsi a giudizi amministrativi per art. 21 del DPR327/01, con forti opposizioni verso le infrastrutture (contenzioso elevato), 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 ed il mantenimento per l'intera vita utile dell'opera
K5	Aspetti legati al procurement	f38	Tale fattore include il potere contrattuale dei fornitori, le condizioni di mercato, i prezzi di mercato, l'evoluzione degli accordi commerciali rilevanti per la value chain.

CLUSTER dei Fattori	CLUSTER-DESCRIZIONE	Sub-FATTORI	DESCRIZIONE
K6	Autorizzazioni secondarie e aspetti legati alla cantierizzazione	f39	Autorizzazioni secondarie atipiche e particolarmente complesse in zone sensibili
		f40	Opere speciali per il superamento del rischio idrogeologico e geomorfologico, nonché opere d'ingegneria naturalistica
		f41	Opere speciali per zone ad alta pericolosità sismica
		f42	Maggiore sorveglianza archeologica in fase di cantiere, ed opere speciali per l'integrazione con i reperti o la valorizzazione
		f43	Accorgimenti/Opere speciali in aree SIN o in aree con inquinamento di natura antropica o naturale
		f44	Maggiori oneri per distanze dalle cave, discariche, impianti di betonaggio e aree di deposito materiali
		f45	Impiego di mezzi speciali (elicottero, trivelle di max dimensione, etc) per suoli impervi e/o particolarmente acclivi
		f46	Interventi di mascheramento vegetazionale e/o di mitigazione visiva
		f47	Adozione di misure di prevenzione e/o di messa in sicurezza per eventuale presenza di contaminanti in conformità alle disposizioni del Testo Unico Ambientale, conferimento rifiuti speciali e/o per recupero fondiario
		f48	Costruzione di piste di accesso più estese (distanza da asset viari o interferenti aree di pregio naturalistico)
		f49	Lavorazioni ad elevata protezione per prossimità di aree boscate o con colture di pregio
		f50	Limitazioni temporali, di mezzi, utilizzo di attrezzature speciali per il rispetto del quadro prescrittivo
		f51	L'esecuzione di opere speciali per richieste manifestate in fase di autorizzazione secondaria o modifiche al quadro prescrittivo

<i>CLUSTER dei Fattori</i>	<i>CLUSTER-DESCRIZIONE</i>	<i>Sub-FATTORI</i>	<i>DESCRIZIONE</i>
		f52	Le modifiche alla tempistiche di esecuzione delle attività nei contratti base, con variazione dei costi connessi con varianti economiche correlate alla compressione poi espansione del timing di cantiere per azioni ostative da parte di comitati o popolazione in genere.
		f53	Esigenze di ripristini speciali emerse in fase di cantiere
K7	Extra costi per anticipo benefici	f54	Ai fini del raggiungimento anticipato del beneficio elettrico può essere riprogrammata temporalmente la realizzazione delle opere con un conseguente extra costo.