



Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto

Documento recante i Criteri applicativi dell'analisi costi benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto di cui all'articolo 4 comma 1 lettera b) dell'Allegato A alla Deliberazione 468/2018/R/Gas dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

RAPPORTO DI AGGIORNAMENTO DEL DOCUMENTO

Versione	Data	Note
1	14-6-2019	
1.1	31-01-2021	Integrazioni Deliberazione 539/2020/R/gas

INDICE

1	PREMESSA	6
2	DEFINIZIONI	8
3	AMBITO DI APPLICAZIONE	10
4	OBIETTIVI GENERALI E SPECIFICI DI UN INTERVENTO	10
5	METODOLOGIA PER L'ELABORAZIONE DELL'ANALISI COSTI BENEFICI	13
6	SCENARI DI SVILUPPO DEL SISTEMA	14
7	MODELLI DI SIMULAZIONE	16
7.1	Modello per la simulazione idraulica della rete.....	16
7.2	Modello per la definizione dei flussi e dei prezzi all'ingrosso del gas	17
7.3	Modello di simulazione del funzionamento del mercato elettrico	18
8	ANALISI ECONOMICA	20
8.1	Valore Attuale Netto Economico (VAN _E)	20
8.2	Rapporto Benefici/Costi (B/C)	21
8.3	Payback Period Economico (PBP _E).....	21
9	METODOLOGIA DI STIMA DEI BENEFICI	21
9.1	Benefici monetari.....	22
9.1.1	B1 - Variazione social welfare connessa a riduzione costi fornitura gas.....	23
9.1.1.1	<i>B1 – Variazione del costo di approvvigionamento</i>	23
9.1.2	B2 - Variazione social welfare connessa a sostituzione combustibili (cd. fuel switching)	24
9.1.2.1	<i>B2m - Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree</i>	25
9.1.2.2	<i>B2t - Sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico</i>	25
9.1.3	B3 - Incremento sicurezza e affidabilità delle forniture	26
9.1.3.1	<i>B3n - Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni normali</i>	27
9.1.3.2	<i>B3d - Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni di stress disruption</i>	28
9.1.3.3	<i>Sovrapposizione effetti e sterilizzazione double counting</i>	29
9.1.4	B4 – Costi di investimento per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative 29	
9.1.5	B5 - Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti 29	
9.1.5.1	<i>B5_{COMB} - Variazione esternalità negative associate a emissioni CO2 da combustione</i> 30	

9.1.5.2	<i>B5ed Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta</i>	30
9.1.6	B6 - Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti.....	31
9.1.7	B7 - Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore elettrico	32
9.1.8	B8 – Variazione di costi operativi di compressione.....	33
9.1.9	B9 - Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	33
9.2	Benefici quantitativi non direttamente monetizzabili	34
9.2.1	Indicatore N-1	34
9.2.2	Import Route Diversification Index (IRDI)	35
9.2.3	Bidirectional Project Index (BPI).....	36
9.3	Effetti di trasferimento monetario e altri impatti	36
9.3.1	<i>T1 - Trasferimento monetario verso altri sistemi nazionali</i>	37
9.3.2	<i>T2– Trasferimento del costo dell’infrastruttura a Paesi terzi</i>	37
9.3.3	<i>T3 – Riduzione del prezzo su mercato elettrico</i>	38
9.3.4	<i>T4– Riduzione del costo di bilanciamento</i>	38
9.3.5	<i>T5 – Incremento competitività</i>	39
9.3.6	<i>T6 – Altri impatti relativi a costi di investimento evitati su altri elementi della rete di trasporto</i>	39
10	METODOLOGIA DI STIMA DEI COSTI	40
10.1	Ambito di applicazione	40
10.2	Fasi del ciclo di preventivazione dei costi	40
10.3	Costi di investimento (Capex)	42
10.3.1	Stima dei costi di investimento con curve di costi medi (fase di Pre-Fattibilità) 42	
10.3.2	Stima dei costi di investimento con costi unitari (da fase di Fattibilità).....	44
10.3.2.1	<i>Costo unitario (€/m) per la categoria metanodotti</i>	45
10.3.2.2	<i>Costi unitari (€/unità) per le Altre categorie base</i>	47
10.3.2.3	<i>Costi da fattori esogeni</i>	48
10.3.2.4	<i>Contingency</i>	48
10.4	Costi operativi (Opex)	49
10.5	Fattori per correggere le distorsioni nelle stime di costo	51
10.5.1	Criteri di stima fattore correttivo effetti fiscali	51
10.6	Aggiornamento delle stime di costo	51

10.7	Criteria di stima dei costi della rete di distribuzione in caso di nuove metanizzazioni	52
11	ANALISI DI SENSITIVITÀ E TRATTAMENTO DEI RISCHI E DELLE INCERTEZZE	54
11.1	Analisi di sensitività su elementi costitutivi l'analisi economica	54
11.2	Analisi di scenario.....	55
12	RAPPRESENTAZIONE DEI REQUISITI INFORMATIVI DELL'INTERVENTO	56
12.1	Obbiettivi generali e specifici dell'intervento	56
12.2	Elementi informativi del progetto	56
12.3	Elementi informativi sullo stato di avanzamento del progetto	59
13	ANALISI DELLA DOMANDA DI SERVIZI E DELL'OFFERTA.....	61
13.1	Analisi della domanda di servizi.....	61
13.2	Analisi dell'offerta	61
13.2.1	Analisi di offerta e competitività corrente e futura	62
14	RAPPORTO DI MONITORAGGIO.....	63
14.1	Classificazione interventi	63
14.2	Stato di avanzamento degli interventi	64
15	RIFERIMENTI DOCUMENTALI.....	65
16	APPENDICE INFORMATIVA	66
16.1	Assunzioni e parametri alla base della quantificazione dei benefici.....	66
16.2	Assunzioni e parametri alla base della stima dei costi.....	69
16.3	Modelli di simulazione	73
16.4	Scheda Progetto ("Project Fiche")	74

1 Premessa

Il presente documento definisce i criteri applicativi della metodologia di analisi costi-benefici da utilizzare ai fini della valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale ai sensi delle disposizioni di cui alla Deliberazione n. 468/2018/R/gas dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti ed Ambiente (di seguito Autorità o “ARERA”).

I criteri applicativi di cui al presente documento sono stati sviluppati tenendo conto, dei requisiti minimi definiti da ARERA, delle *best practices* disponibili in ambito nazionale e comunitario, perseguendo i seguenti obiettivi specifici:

- supportare l’individuazione di interventi infrastrutturali che consentano di perseguire il soddisfacimento dei fabbisogni del sistema energetico italiano;
- favorire la comprensione dei benefici sottostanti la realizzazione degli interventi infrastrutturali rispetto ai relativi costi;
- coniugare lo sviluppo delle infrastrutture del gas naturale con le esigenze di decarbonizzazione del settore energetico;
- migliorare la trasparenza e la completezza delle informazioni alla base delle analisi tecnico-economiche degli interventi;
- assicurare la consistenza e la solidità delle valutazioni degli interventi;
- promuovere la selettività degli investimenti;
- fornire elementi utili a valutare l’efficienza e l’economicità degli investimenti, nonché la loro utilità per il sistema;
- considerare gli effetti del *sector coupling* tra elettricità e gas e i conseguenti benefici per il sistema energetico italiano;
- utilizzare un approccio prudenziale, atto ad evitare eventuali rischi di *double counting*, di sovrastima dei benefici o di sottostima dei costi;
- monetizzare, ove fattibile e rilevante, ciascun beneficio associato a ciascun intervento analizzato;
- porre attenzione alla riduzione dei costi sostenuti dagli utenti del sistema del gas naturale e all’utilità degli interventi.

In particolare il documento definisce i dettagli metodologici da utilizzare per l’analisi economica dei costi e dei benefici degli interventi (capitolo 8), i criteri di valorizzazione dei benefici (capitolo 9), i criteri di stima dei costi¹ (capitolo 10), le modalità di trattamento delle incertezze (capitolo 11), le modalità di rappresentazione dei requisiti minimi informativi di intervento e delle principali fasi di avanzamento (capitolo 12), i criteri di analisi della domanda di servizi infrastrutturali e dell’offerta

¹ Anche in relazione ai fattori correttivi per la sterilizzazione delle distorsioni fiscali attraverso un approccio semplificato per mezzo di fattori standard.

(capitolo 13) nonché il contenuto specifico e la struttura del rapporto di monitoraggio (capitolo 14).

In Appendice informativa sono riportati i parametri e le ipotesi funzionali all'elaborazione dell'analisi costi benefici che possono essere soggetti ad aggiornamenti, anche con cadenza annuale, ai fini della predisposizione del Piano. In particolare, gli specifici valori da utilizzare saranno resi disponibili dall'impresa maggiore di trasporto nell'ambito della pubblicazione annuale dei criteri applicativi dell'ACB, nelle tempistiche previste dall'articolo 6.1 lettera b) della Deliberazione n. 468/2018/R/Gas.

La metodologia è applicata da ciascun gestore del sistema di trasporto nella valutazione dei propri interventi nei limiti degli ambiti di applicazione della stessa. Ove un gestore di trasporto utilizzi assunzioni e valori differenti da quelli indicati nel presente documento, ivi inclusa l'Appendice informativa, ne dà opportuna evidenza e giustificazione nel rispettivo Piano.

Ai sensi della Deliberazione n. 468/2018/R/Gas in sede di pubblicazione dei criteri ACB per l'anno successivo possono essere presentate da parte dell'impresa maggiore di trasporto proposte di aggiornamento della metodologia che saranno successivamente applicate previa approvazione da parte dell'Autorità.

2 Definizioni

In relazione al presente documento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come modificato e integrato dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, le definizioni di cui alla RTTG, nonché le seguenti definizioni:

Analisi costi-benefici (o ACB) è l'analisi economica dei costi e dei benefici, i cui criteri applicativi sono descritti nel presente documento.

Contesto di riferimento è l'area territoriale (locale, regionale o interregionale) su cui il progetto infrastrutturale è atteso sortire i suoi effetti, in particolare in termini di potenziali beneficiari diretti finali.

Categoria base è la tipologia di opera o di componente presa a riferimento ai fini della determinazione del costo unitario.

Deliberazione 468/2018/R/gas è la Deliberazione 28 settembre 2018, 468/2018/R/gas e s.m.i. recante le "Disposizioni per la consultazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e approvazione di requisiti minimi per la predisposizione dei piani e per l'analisi costi-benefici degli interventi".

Deliberazione 539/2020/R/gas è la Deliberazione 15 Dicembre 2020 539/2020/R/gas, recante la valutazione dei piani decennali di sviluppo delle reti del trasporto del gas naturale 2019 e 2020 e modifiche all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 468/2018/R/gas.

Deliberazione 122/2023/R/gas è la Deliberazione 28 marzo 2023, 122/2023/R/gas, recante la modifica dei requisiti minimi per la consultazione e valutazione dei piani e per l'analisi costi-benefici degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale di cui alla deliberazione dell'Autorità 468/2018/R/gas.

Deliberazione 220/2023/R/gas è la Deliberazione 23 maggio 2023, 220/2023/R/gas recante disposizioni in materia di ottimizzazione delle connessioni di biometano e di semplificazione delle direttive di connessione in applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 37 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199.

European Network of Transmission System Operators for Gas (o ENTSOG) è la Rete europea dei gestori di sistemi di trasporto del gas, istituita con il Regolamento (CE) n. 715/2009.

European Network of Transmission System Operators for Electricity (o ENTSO-E) è la Rete europea dei gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica, istituita con il Regolamento (CE) n. 714/2009.

Gestore del sistema di trasporto è l'impresa che svolge l'attività di trasporto ed è responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del

sistema di trasporto in una data zona e, eventualmente, delle relative interconnessioni con altri sistemi, nonché di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasporto di gas naturale.

Impresa maggiore di trasporto è individuata in Snam Rete Gas S.p.a.

Intervento o Progetto è l'insieme delle opere strettamente interdipendenti e ciascuna individualmente necessaria al raggiungimento degli obiettivi generali e specifici per i quali l'infrastruttura di trasporto del gas naturale viene realizzata (**Opere principali**) e delle altre opere funzionali e necessarie all'intervento (**Opere accessorie**). L'intervento, nell'insieme delle sue componenti, è in grado di garantire il funzionamento dell'infrastruttura e l'erogazione del servizio di trasporto del gas naturale per il quale è stato realizzato.

Metodologia Asset Health è la metodologia di valutazione dello stato di salute delle infrastrutture di trasporto del gas naturale definita ai sensi della Deliberazione 195/2022/R/gas.

Piano è il Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto gas che i gestori predispongono ai sensi dell'articolo 16 del decreto legislativo n. 93/11.

RTTG è il testo integrato della regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale pro tempore vigente.

Ten Year Network Development Plan (o TYNDP) è il piano di sviluppo della rete a livello comunitario, adottato da ENTSOG ogni due anni ai sensi dell'articolo 8, paragrafo 3, lettera b), del Regolamento (CE) n. 715/2009.

Ulteriori termini di natura più specifica sono definiti all'interno del documento.

3 Ambito di applicazione

La metodologia ACB descritta nel presente documento si applica agli interventi inclusi nel Piano di Sviluppo che prevedano un investimento pari almeno a:

- 25 milioni di euro per la Rete Nazionale di Gasdotti;
- 5 milioni di euro per la Rete Regionale di Gasdotti.

Di norma il Piano di Sviluppo contiene Interventi finalizzati a rendere disponibile capacità di trasporto nei punti di entrata e di uscita della rete, ivi inclusi gli interventi di sostituzione/rinnovo in conformità a quanto previsto all'articolo 2 dell'Allegato A alla Deliberazione n. 468/2018/R/gas. È comunque facoltà del gestore includere nel proprio Piano di Sviluppo ulteriori interventi finalizzati al perseguimento degli obiettivi generali e specifici descritti nel successivo paragrafo 4, quali iniziative per accelerare il processo di decarbonizzazione, il *sector coupling* tra settori e la promozione dell'economia circolare.

Sono esclusi dall'ambito di applicazione della ACB gli interventi che l'impresa di trasporto è tenuta a realizzare ai sensi di legge e gli interventi finalizzati a garantire l'esercizio in sicurezza della rete valutati secondo la Metodologia Asset Health.

La metodologia di stima dei costi di cui al successivo capitolo 10 trova applicazione a tutti gli interventi inclusi nel Piano di Sviluppo.

4 Obiettivi generali e specifici di un intervento

Gli obiettivi generali di cui all'articolo 6.3 dell'Allegato A alla Deliberazione 468/2018/R/gas per i quali un intervento infrastrutturale viene pianificato e realizzato sono declinati nei seguenti obiettivi specifici:

1. Integrazione del mercato: rientrano in tale ambito gli interventi finalizzati a consentire un miglior funzionamento del mercato dell'energia e un minor costo della bolletta energetica. Tra gli obiettivi specifici si riportano a titolo esemplificativo e non esaustivo:
 - 1.1. Integrazione mercato nazionale con mercato UE e sistemi extra UE: interventi che consentono di rendere disponibile capacità di trasporto nei punti di interconnessione con sistemi direttamente o indirettamente collegati ad altri sistemi EU.
 - 1.2. Accordi internazionali: interventi che consentono il rispetto di accordi internazionali sottoscritti per lo sviluppo e l'integrazione del sistema nazionale con quello di altri Paesi.
 - 1.3. Sector Coupling: interventi che consentono di facilitare e promuovere l'integrazione tra il sistema gas e quello elettrico.
2. Sicurezza dell'approvvigionamento: rientrano in tale ambito gli interventi volti a garantire la disponibilità e la continuità degli approvvigionamenti energetici. Tra gli obiettivi specifici si riportano a titolo esemplificativo e non esaustivo:

- 2.1. Resilienza del sistema: interventi che consentono al sistema gas di far fronte ad eventuali situazioni di criticità presenti e previste.
- 2.2. Risoluzione congestioni presenti e previste: interventi che consentono di risolvere situazioni che potrebbero limitare l'accesso alle infrastrutture e/o il dispacciamento del gas all'interno del sistema.
- 2.3. Flessibilità infrastrutturale: interventi che consentono di incrementare i margini di flessibilità del sistema di trasporto al fine di favorire un efficiente funzionamento in diverse condizioni di esercizio.
- 2.4. Continuità della fornitura: interventi che consentono di evitare situazioni di mancata fornitura del mercato gas.
3. Concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento: rientrano in tale ambito gli interventi che consentano di incrementare la diversificazione e la competizione tra le fonti di approvvigionamento nonché tra i soggetti che operano nel mercato del gas. Tra gli obiettivi specifici si riportano a titolo esemplificativo e non esaustivo:
 - 3.1. Sviluppo della concorrenza, competizione e liquidità: interventi che consentono di favorire un incremento della concorrenza, della competizione e della liquidità del sistema gas, che possano supportare una riduzione dei costi energetici sostenuti dai consumatori.
 - 3.2. Disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento: interventi che consentono l'approvvigionamento del sistema gas italiano con nuove fonti sia tradizionali che riferite ai *green-gas*.
4. Metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda: rientrano in tale ambito gli interventi che consentano di rendere fruibile il gas a territori non raggiunti dalla rete di trasporto, nonché funzionali a far fronte a maggiori consumi in aree già servite. Tra gli obiettivi specifici si riportano a titolo esemplificativo e non esaustivo:
 - 4.1. Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree: interventi che consentono la fornitura di gas in territori non precedentemente serviti.
 - 4.2. Soddisfacimento di domanda incrementale in settori di consumo tradizionali: interventi che consentono la fornitura, in settori di consumo e aree già servite, di una domanda gas incrementale rispetto a quella presente.
 - 4.3. Soddisfacimento di nuova domanda in nuovi settori di consumo: interventi che consentono la fornitura, in nuovi settori di consumo (e.g. trasporti) e in aree già servite, di una domanda gas incrementale rispetto a quella presente.
5. Sostenibilità Ambientale: rientrano in tale ambito gli interventi che consentano di ridurre gli impatti ambientali e supportare il processo di decarbonizzazione del settore energetico. Tra gli obiettivi specifici si riportano a titolo esemplificativo e non esaustivo:

- 5.1. Promozione del *fuel switching* di combustibili più inquinanti: interventi che consentono lo *switch* a gas naturale di consumi energetici riferiti a combustibili maggiormente inquinanti (e.g. carbone).
- 5.2. Riduzione *methane leakage*: interventi che consentono di limitare le dispersioni di gas in atmosfera.
- 5.3. Riduzione emissioni CO₂: interventi che consentono di ridurre le emissioni di anidride carbonica in atmosfera per effetto di minori consumi, di un minor utilizzo di combustibili maggiormente inquinanti e di una cattura della CO₂ (e.g. mediante CCS e CCU).
- 5.4. Riduzione emissioni altri inquinanti (e.g. SO_x, Nox, PM etc.): interventi che consentono di ridurre le emissioni di altri vari inquinanti in atmosfera o per effetto di minori consumi o per minor utilizzo di combustibili maggiormente inquinanti.
- 5.5. Integrazione FER elettriche: interventi che consentono l'integrazione e lo sviluppo di fonti rinnovabili elettriche nel sistema energetico italiano.
- 5.6. Integrazione *green-gas*: interventi che consentono l'integrazione e lo sviluppo di gas rinnovabili e gas verdi (e.g. biometano, metano sintetico, *blue and green hydrogen*) nel sistema energetico italiano.
- 5.7. Efficienza energetica: interventi che consentono una riduzione dei consumi energetici nonché contribuiscono al raggiungimento di target definiti a livello nazionale e comunitario.
6. Qualità del Servizio: rientrano in tale ambito gli interventi che promuovano un incremento della qualità del servizio offerto per rispondere alle esigenze degli utenti della rete e degli *stakeholder* in generale. Tra gli obiettivi specifici si riportano a titolo esemplificativo e non esaustivo:
 - 6.1. Continuità e affidabilità del servizio: interventi che consentono di limitare gli impatti negativi derivanti da eventuali situazioni di indisponibilità del servizio.
 - 6.2. Sicurezza: interventi che consentono di mantenere o incrementare gli standard di sicurezza connessi all'esercizio del sistema gas.
 - 6.3. Qualità commerciale: interventi che consentono di garantire adeguati standard di qualità commerciale del servizio offerto agli utenti.

5 Metodologia per l'elaborazione dell'Analisi Costi Benefici

Il processo di analisi costi benefici di cui al presente documento si articola nelle seguenti fasi:

1. Identificazione di ciascun beneficio, di natura diretta ed endogeno al settore energetico, in termini quantitativi (determinazione dell'impatto quantitativo per il sistema derivante dalla realizzazione dell'intervento).
2. Monetizzazione del beneficio mediante l'applicazione di appositi coefficienti espressi in €/quantità (rappresentativi di prezzi, costi evitati etc.).
3. Quantificazione della stima dei costi dell'intervento (comprendenti sia le spese in conto capitale che operative).
4. Determinazione degli indicatori sintetici di performance economica:
 - a. Valore attuale netto economico (VAN_E): valore attualizzato di benefici e costi generati dall'intervento nel periodo oggetto di analisi.
 - b. Rapporto Benefici/Costi (B/C): rapporto tra il valore attualizzato di benefici e valore attualizzato dei costi generati dall'intervento nel periodo oggetto di analisi.
 - c. Payback-Period Economico (PBP_E): intervallo di tempo necessario affinché i benefici attualizzati cumulati superino i costi attualizzati cumulati.
5. Effettuazione delle analisi di sensitività e di rischio.
6. Determinazione e descrizione dei benefici quantitativi e qualitativi non direttamente monetizzabili associati all'intervento oggetto di analisi.

Nell'effettuare le analisi relative ai punti 1 – 6 di cui sopra, tutte le opere necessarie al conseguimento di un certo insieme di benefici vengono raggruppati in un unico "Progetto".

I risultati attesi con la realizzazione del complesso degli interventi di sviluppo inclusi nel Piano (costi, benefici e altri impatti), con separata indicazione delle grandezze registrate per ciascun singolo intervento, sono presentati in forma sintetica tabellare elaborabile, secondo *template* comune reso disponibile dall'impresa maggiore di trasporto sul proprio sito internet.

6 Scenari di sviluppo del sistema

Ai fini dell'applicazione dell'ACB ed in particolare in relazione alla valutazione dei benefici conseguenti alla realizzazione di un intervento, vengono considerati scenari di domanda, di approvvigionamento e disponibilità infrastrutturale. I differenti scenari individuati vengono in particolare considerati nell'ambito della valutazione dei benefici di cui al successivo capitolo 9 e delle analisi di sensitività e di rischio di cui al successivo capitolo 11.

Con riferimento alla dimensione infrastrutturale, per ciascun anno di analisi, i benefici sono determinati in relazione ad uno scenario che non prevede la realizzazione dell'intervento oggetto di analisi, tenendo conto di eventuali investimenti programmati che sarebbero comunque stati realizzati in forza di obblighi normativi o prescrizioni autorizzative, nonché dei potenziali effetti di sostituzione tra il gas e le altre fonti energetiche (cd. scenario controfattuale o *baseline*)².

Con riferimento all'evoluzione della domanda e degli approvvigionamenti vengono utilizzati i più recenti scenari disponibili, tenuto conto – per quanto applicabile - degli scenari coordinati elaborati con l'operatore di trasmissione elettrica ai sensi della Deliberazione 468/2018/R/gas e delle deliberazioni 689/2017/R/gas e 654/2017/R/eel, nonché degli scenari elaborati in ambito europeo da ENTSOG³ e ENTSO-E. Tali scenari sono basati su modelli di previsione riconosciuti che tengono adeguatamente in considerazione fattori quali: dinamiche macro-economiche e sociali, l'eventuale emergere di nuove fonti di approvvigionamento, lo sviluppo tecnologico, l'elasticità della domanda a variabili di prezzo e di reddito. Eventuali approcci o ipotesi differenti nonché *sensitivity* sono opportunamente motivati nel Piano. In particolare, gli scenari di domanda utilizzati considerano almeno due scenari tra loro contrastanti.

Con particolare riferimento alla disponibilità delle fonti di approvvigionamento per il sistema italiano vengono inoltre considerati scenari di approvvigionamento che tengono conto:

- delle potenzialità delle diverse fonti di approvvigionamento sia in termini di capacità che di disponibilità di *commodity*;
- dei fabbisogni di domanda nei diversi scenari considerati;
- dell'evoluzione e della disponibilità delle infrastrutture a livello europeo;
- del prezzo delle differenti fonti energetiche.

² In caso di interventi che prevedono sostituzioni, anche parziali, di tratti di rete in esercizio, che ricadono nell'ambito di applicazione di cui al precedente capitolo 3, lo scenario controfattuale considera eventuali interventi di mantenimento in esercizio e/o ammodernamento delle reti in esercizio oggetto di sostituzione, ove ciò sia compatibile con l'esercizio in piena sicurezza delle reti medesime.

³ In relazione alle infrastrutture gas europee in altre nazioni si fa riferimento alle informazioni contenute nel più recente ENTSOG TYNDP disponibile al momento di predisposizione del Piano.

Gli scenari (“scenari contrastanti”), unitamente alle assunzioni sottostanti, sono descritti in dettaglio nell’ambito del documento di cui all’articolo 4.1 c) dell’Allegato A alla Deliberazione 468/2018/R/gas recante gli scenari di ciascun Piano (Documento di Descrizione degli Scenari – DDS). Nell’ambito delle analisi e delle simulazioni sono individuati anni oggetto di studio, distinti in orizzonti temporali di breve (indicativamente tra i 3 e i 6 anni successivi all’anno del Piano), medio-lungo termine (indicativamente tra i 7 e gli 11 anni successivi all’anno del Piano) e lungo termine (in considerazione degli orizzonti degli scenari ENTSOE/ENTSO-E o di altri scenari rilevanti). Gli scenari individuati sono elaborati prevedendo una combinazione coerente e realistica delle assunzioni utilizzate dai modelli di simulazione del mercato gas ed elettrico.

7 Modelli di simulazione

Nell'ambito dell'analisi costi benefici, in particolare al fine di consentire la valorizzazione di alcuni dei benefici descritti al successivo capitolo 9, risulta necessario utilizzare alcuni strumenti di simulazione che consentano di determinare gli effetti dell'intervento in oggetto sul funzionamento del mercato, sulla sicurezza e continuità del servizio di trasporto nonché le interazioni con il mercato elettrico. Viene di seguito riportata una descrizione delle caratteristiche di tali modelli mentre si rimanda all'Appendice informativa per le ipotesi ed assunzioni da considerare ai fini delle simulazioni.

7.1 Modello per la simulazione idraulica della rete

Il modello⁴ per la simulazione idraulica della rete consente di replicare, in regime stazionario, il comportamento delle reti magliate e degli impianti quali ad esempio le centrali di compressione e gli impianti di riduzione/regolazione. In particolare il modello consente di rappresentare con tratti di metanodotto e punti di rete gli elementi fisici, quali i nodi di connessione tra le condotte, i punti di stacco delle derivazioni, i cambi diametri o di profilo altimetrico delle condotte.

Tale modello considera i flussi di gas in entrata e in uscita nei punti rilevanti della rete e risolvendo un sistema di equazioni di trasporto calcola le grandezze di portata, pressione, temperatura e composizione gas.

Nell'ambito dell'analisi costi benefici, tale modello è utilizzato per la determinazione delle capacità incrementalì di trasporto derivanti dalla realizzazione dei progetti e per la determinazione dell'incremento della sicurezza e affidabilità del sistema derivante dalla realizzazione dei progetti stessi.

Le capacità incrementalì sono determinate tramite simulazioni idrauliche considerando la piena disponibilità delle infrastrutture di rete con scenari di domanda e offerta più gravosi per la trasportabilità. Le capacità incrementalì così calcolate rappresentano un dato di input del modello di flusso per la definizione del dispacciamento e dei prezzi all'ingrosso del gas.

L'incremento della sicurezza e affidabilità del sistema derivante dalla realizzazione dei progetti viene determinato tramite simulazioni idrauliche calcolando la domanda gas non coperta nello scenario controfattuale e nello scenario con il progetto.

⁴ Ai fini delle valutazioni ciascuna impresa utilizza i propri modelli di analisi descritti nel proprio Codice di Rete.

7.2 Modello per la definizione dei flussi e dei prezzi all'ingrosso del gas

Il modello⁵ per la definizione del dispacciamento è utilizzato, nell'ambito dell'ACB, per determinare la variazione dei flussi di gas in Europa, e quindi in Italia, conseguente alla realizzazione del progetto in esame. Simultaneamente alla variazione dei flussi di gas il modello determina eventuali variazioni:

- della fonte di approvvigionamento marginale per ciascuna zona di mercato e quindi del prezzo all'ingrosso del gas nella zona;
- dell'utilizzo di ciascun punto di entrata e uscita della rete di ciascuna zona di mercato.

Il modello simula l'esito del mercato all'ingrosso del gas in Europa su base giornaliera, minimizzando i costi di approvvigionamento complessivi di fornitura, inclusivi dei costi di trasporto. L'esito del mercato individuato dal modello soddisfa vincoli di non-arbitraggio, nella forma di relazioni tra i prezzi del gas nelle diverse zone del mercato; tali vincoli fanno sì che, nell'equilibrio, sia impossibile trarre vantaggio da ulteriori trasferimenti di gas tra zone di mercato. Ad esempio, semplificando, se il gas fluisce da una zona A ad una zona B e la capacità di trasporto tra le due zone non è congestionata, il prezzo del gas nella zona B sarà pari al prezzo del gas nella zona A aumentato dei costi di trasmissione dalla zona A alla zona B.

Tali simulazioni si basano sull'interazione tra offerta e domanda su base giornaliera, tenendo conto dei vincoli derivanti dalla capacità dei gasdotti, dei terminali GNL, dei limiti di iniezione/erogazione degli stoccaggi, nonché di vincoli contrattuali di prelievo di medio/lungo termine e considerando anche le tariffe del sistema di trasporto. Tali input vengono integrati con informazioni disponibili circa le relazioni contrattuali esistenti.

Il modello consente inoltre di modificare le variabili di input analizzando quindi diverse ipotesi di:

- domanda gas
- scenario infrastrutturale europeo
- potenzialità delle fonti di approvvigionamento
- prezzi delle fonti energetiche
- tariffe di trasporto.

⁵ Ai fini delle valutazioni ciascuna impresa può avvalersi di strumenti di simulazione propri o sviluppati da terzi considerando gli scenari predisposti dall'impresa maggiore di cui all'articolo 4.1 c) dell'Allegato A alla Deliberazione 468/2018/R/gas. Il modello utilizzato dall'impresa maggiore viene indicato in sede di pubblicazione dei criteri applicativi dell'ACB di cui all'articolo 6.1 a) della Deliberazione 468/2018/R/gas.

Gli output del modello, rilevanti per l'ACB degli interventi di sviluppo della rete italiana, per ciascuno scenario considerato, afferiscono a:

- proiezioni di flusso agli *entry/exit point* in Italia
- proiezioni di prezzo del mercato all'ingrosso italiano (PSV)⁶.
- domanda gas potenzialmente esposta ad interruzione per mancata disponibilità di gas.

Nell'ambito del suo utilizzo per l'analisi costi benefici, il modello consente di aggiungere o modificare infrastrutture gas, stimando l'impatto del progetto sul mercato nazionale ed europeo rispetto al caso controfattuale in assenza del progetto stesso e quindi consentendo di determinare la differenza degli output sopra descritti tra le due configurazioni nei diversi scenari considerati.

7.3 Modello di simulazione del funzionamento del mercato elettrico

Il modello di simulazione⁷ è uno strumento di analisi e previsione del mercato dell'energia elettrica su un orizzonte temporale di medio-lungo termine.

Il modello simula il sistema elettrico su base zonale effettuando una programmazione ottima su base oraria del parco di generazione idro-termoelettrico, tenuto conto dell'evoluzione di tutto il parco di generazione incluse le fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico e la cogenerazione, minimizzando il costo per la copertura del fabbisogno elettrico e rispettando i vincoli presenti nel sistema elettrico (per esempio: potenza minima e massima degli impianti, flessibilità degli impianti termoelettrici, vincoli sui serbatoi degli impianti idroelettrici, limiti di scambio tra le zone, requisiti di riserva etc.). Si tengono inoltre in considerazione gli scenari di produzione conseguenti all'implementazione degli indirizzi di politica energetica nazionale nonché di eventuali disposizioni di natura normativa e legislativa.

In particolare, la possibilità di considerare o meno il vincolo di soddisfacimento dei requisiti di riserva permette al modello di rappresentare il dispacciamento ottimo a valle di tutti i mercati MGP, MI ed MSD ex-ante o dei soli mercati dell'energia. Ciò consente di poter analizzare anche l'evoluzione del mercato MSD e valutare i benefici che gli interventi valutati possono avere su questa fase del mercato elettrico.

I principali input del modello sono costituiti da:

⁶ È in corso di implementazione un'evoluzione del modello per incorporare fenomeni di volatilità dei prezzi legati a particolari condizioni di stress del sistema. Nelle more di tale evoluzione gli effetti sul prezzo al PSV sono valutati su base statistica.

⁷ Ai fini delle valutazioni ciascuna impresa può avvalersi di strumenti di simulazione propri o sviluppati da terzi considerando gli scenari predisposti dall'impresa maggiore di cui all'articolo 4.1 c) dell'Allegato A alla Deliberazione 468/2018/R/gas. Il modello utilizzato dall'impresa maggiore viene indicato in sede di pubblicazione dei criteri applicativi dell'ACB di cui all'articolo 6.1 a) della Deliberazione 468/2018/R/gas.

- La domanda oraria di energia elettrica
- Le caratteristiche tecniche degli impianti di generazione, inclusa la localizzazione
- La topologia della rete elettrica intesa come ripartizione zonale
- I prezzi delle fonti primarie utilizzati per la produzione elettrica
- I prezzi dei diritti di emissione di anidride carbonica.

Gli output principali del modello includono:

- Il volume di energia elettrica prodotta da ciascuna unità di generazione, o da aggregati di unità omogenee nonché la mancata produzione di energia rinnovabile e/o di domanda elettrica non servita
- I corrispondenti:
 - Costi di produzione
 - Livelli di emissione
- I prezzi di equilibrio del mercato.

8 Analisi economica

L'analisi economica viene effettuata individuando benefici e costi derivanti dalla realizzazione dell'intervento infrastrutturale, valutati sulla base delle metodologie descritte ai successivi capitoli 9 e 10.

Al fine di assicurare trasparenza e comparabilità, l'analisi dei benefici monetari e dei costi associati all'intervento viene effettuata in termini reali, considerando prezzi e costi rispetto ad uno stesso anno di riferimento corrispondente all'anno di preparazione del piano decennale.

L'analisi economica è sviluppata sulla base delle seguenti ipotesi:

- tasso di sconto pari al 4% in termini reali;
- orizzonte temporale di analisi pari a 25 anni di esercizio dell'intervento infrastrutturale;
- valore residuo delle infrastrutture oltre l'orizzonte temporale di analisi nullo.

Le analisi economiche, con indicazione dei singoli benefici interessati, sono presentate in relazione ai differenti scenari energetici elaborati nel DDS di riferimento per il Piano. Le simulazioni sono effettuate per ciascuno degli anni di studio definiti, interpolando i dati di questi anni per determinare i dati relativi a quelli intermedi. I risultati degli interventi infrastrutturali sono presentati attraverso gli indicatori sintetici di performance economica di seguito descritti.

Per gli interventi in fase di realizzazione, per i quali sia stata sostenuta una spesa pari almeno al 5% della spesa totale stimata, che siano già stati oggetto di una analisi costi benefici in precedenti edizioni del Piano di Sviluppo, e in relazione ai quali l'Autorità non abbia espresso una valutazione contraria o sospensiva, possono essere presentati i risultati relativi ai benefici della precedente analisi costi benefici, fornendo l'eventuale aggiornamento dei costi e degli indicatori sintetici di performance economica nell'ambito delle schede progetto. In tale circostanza, il Piano indicherà l'anno in cui è stata eseguita l'analisi dei benefici.

8.1 Valore Attuale Netto Economico (VAN_E)

Il valore netto attualizzato economico (VAN_E) dell'intervento rappresenta il flusso attualizzato della differenza tra i benefici e i costi dell'intervento e viene determinato secondo la formula di seguito riportata.

$$VAN_E = \sum_{t=f}^{c+24} \frac{B_t - C_t}{(1+s)^{t-n}}$$

dove:

- B_t è il beneficio monetario per il sistema italiano atteso all'anno t
- C_t è la somma di costi di capitale (capex) e operativi (opex) attesi all'anno t
- f è il primo anno in cui si sono determinati (o sono previsti) costi per il progetto
- c è il primo anno di piena operatività dell'intervento
- n è l'anno di esecuzione dell'ACB, di norma corrispondente all'anno di preparazione del piano decennale (preso a riferimento per la attualizzazione dell'analisi)
- s è il tasso di sconto

8.2 Rapporto Benefici/Costi (B/C)

Il rapporto Benefici/Costi (B/C) è dato dal rapporto tra il valore attuale dei benefici e il valore attuale dei costi dell'intervento e viene determinato secondo la formula di seguito riportata. Tale rapporto può essere assunto come misura dell'utilità sociale dell'intervento, intesa come *social welfare* per unità di capitale investito.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=f}^{c+2} \frac{B_t}{(1+s)^{t-n}}}{\sum_{t=f}^{c+24} \frac{C_t}{(1+s)^{t-n}}}$$

dove i termini della formula assumono i significati riportati al precedente paragrafo 8.1.

8.3 Payback Period Economico (PBP_E)

Il *payback period* economico (PBP_E) è l'intervallo di tempo necessario affinché i benefici cumulati superino i costi cumulati. Tale indicatore può essere utilizzato come *proxy* utile a misurare il grado di certezza in termini di effettiva capacità di un investimento di produrre l'utilità attesa in funzione del tempo impiegato per generare un risultato netto positivo.

9 Metodologia di stima dei benefici

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 (c.d. "approccio incrementale") nello scenario di riferimento all'anno di analisi considerato.

I benefici sono determinati in relazione ad uno scenario infrastrutturale che non prevede la realizzazione dell'intervento oggetto di analisi, tenendo conto di eventuali investimenti programmati che sarebbero comunque stati realizzati in forza di obblighi normativi o prescrizioni autorizzative, nonché dei potenziali effetti di so-

stituzione tra il gas e le altre fonti energetiche (cd. scenario controfattuale o *baseline*). Per gli interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione viene elaborata, avvalendosi della collaborazione della Stazione Appaltante o del concessionario della rete di distribuzione, una ACB aggiuntiva che, oltre a considerare tutti i costi degli sviluppi infrastrutturali inclusi quelli della distribuzione, adotti, come scenario controfattuale, l'assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione.

L'approccio incrementale utilizzato è il PINT ("Put IN one at time") in cui il beneficio incrementale è calcolato aggiungendo l'intervento allo scenario controfattuale e valutando gli impatti rispetto a tale configurazione. In particolare, i benefici di ciascun intervento in presenza e in assenza dell'intervento in esame sono valutati mediante simulazioni effettuate con i modelli descritti al precedente capitolo 7.

Ai fini della valutazione di un intervento incluso nel Piano, vengono considerati unicamente benefici riferiti all'ambito nazionale su cui ricadono i costi relativi all'intervento in esame; eventuali benefici ricadenti in altri Paesi sono rappresentati ove possibile a scopo informativo, ma sono esclusi dall'analisi economica.

I benefici vengono calcolati in relazione agli scenari definiti al precedente capitolo 6. I valori di beneficio per gli anni compresi in un intervallo tra anni studio sono determinati per interpolazione dei benefici calcolati negli anni estremi di tale intervallo. Per gli anni successivi all'ultimo anno di analisi si considerano i valori dell'ultimo anno disponibile.

Ulteriori benefici quantitativi e qualitativi non direttamente monetizzabili sia di natura diretta che indiretta vengono rappresentati a completamento dell'analisi economica. Gli indicatori quantitativi sintetici utilizzati a corredo dell'ACB sono descritti al paragrafo 9.2.

9.1 Benefici monetari

Le categorie di beneficio direttamente monetizzabili da considerare nell'ambito dell'analisi ACB, come riportate all'art 11.3 dell'Allegato A della Deliberazione 468/2018/R/gas, sono quelle di seguito riportate:

- B1 - Variazione del *social welfare* connessa alla riduzione dei costi di fornitura del gas;
- B2 - Variazione del *social welfare* connessa alla sostituzione di combustibili (cd. *fuel switching*);
- B3 - Incremento sicurezza e affidabilità delle forniture;
- B4 - Costi evitati;
- B5 - **Variazione** delle esternalità negative associate alle emissioni di gas climalteranti;

- B6 - **Variazione** delle esternalità negative associate alle emissioni di gas inquinanti non climalteranti;
- B7 - Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico.
- B8 - Variazione dei costi di compressione;
- B9 - Fornitura di flessibilità al sistema elettrico.

9.1.1 B1 - **Variazione social welfare connessa a riduzione costi fornitura gas**

Tale beneficio è calcolato come variazione del *social welfare* derivante dal differenziale del prezzo della materia prima gas che si origina tra lo scenario con l'intervento oggetto di analisi e lo scenario controfattuale.

9.1.1.1 B1 – **Variazione del costo di approvvigionamento**

Tale beneficio è determinato considerando l'ipotesi che il prezzo all'ingrosso del mercato italiano sia determinato per effetto del prezzo della fonte marginale e che una nuova fonte di supply o l'incremento delle fonti esistenti⁸ a prezzi inferiori porti un beneficio al sistema come effetto della sostituzione delle fonti a prezzo più alto. Per tale beneficio si usano gli esiti del modello di simulazione di cui al paragrafo 7.2.

Il beneficio annuale è monetizzato come segue:

$$B_1 [\text{€/anno}] = \left(\sum_{i=1}^{365} Q_{new\ source,i} \times (MP_{old-i} - P_{new\ source}) \right)$$

dove:

$Q_{new\ source,i}$ è il flusso della fonte di approvvigionamento correlata al progetto espresso in [MWh]

$P_{new\ source}$ è il prezzo della nuova fonte espresso in [€/MWh]

MP_{old-i} è il prezzo della fonte marginale, valutato nello scenario controfattuale ed espresso in [€/MWh], nell'*i*-esimo giorno

I termini sono determinati in maniera diretta o derivata dal risultato delle simulazioni del modello di flussi descritto al precedente capitolo 7. Le simulazioni vengono

⁸Tra le fonti sono considerati anche i volumi incrementali da infrastrutture esistenti resi disponibili grazie all'intervento oggetto di analisi (e.g. punta addizionale da stoccaggio che consente l'ottimizzazione del ciclo di erogazione)

effettuate per l'anno di analisi con dettaglio giornaliero. Per semplicità di rappresentazione i relativi esiti possono essere rappresentati considerando i valori medi annuali. Una potenziale riduzione di prezzo per il mercato italiano da riferire all'intera domanda nazionale rappresenterebbe un trasferimento di social welfare dagli utenti del trasporto ai consumatori finali che pertanto non deve essere considerato nella determinazione dei benefici.

9.1.2 B2 - Variazione social welfare connessa a sostituzione combustibili (cd. fuel switching)

Tale beneficio è calcolato come variazione del *social welfare* derivante dall'esplicarsi di due distinti effetti:

- il tasso di penetrazione del gas rispetto a combustibili alternativi esistenti;
- il differenziale previsto tra prezzo dei combustibili alternativi e prezzo del gas approvvigionato dall'infrastruttura che si intende realizzare.

Ai fini delle valutazioni, per il prezzo del gas si fa riferimento al prezzo del gas naturale all'ingrosso, come indicato nei rispettivi scenari di cui all'articolo 4.1 c) dell'Allegato A della Deliberazione 468/201/R/gas o - in caso di variazione connessa all'intervento - al prezzo all'ingrosso risultante dalle simulazioni effettuate utilizzando i modelli di cui al capitolo 7.2, incrementati dei costi necessari per rendere disponibile il gas nell'area di consumo interessata⁹. I prezzi degli altri combustibili sono determinati in modo analogo a partire dai valori considerati negli scenari ovvero nei casi di nuove metanizzazioni considerando le migliori informazioni pubbliche disponibili applicabili all'area interessata dal progetto. In particolare, si fa riferimento alle pubblicazioni dell'Autorità nel caso in cui possano essere applicati i prezzi riferibili alla media Italia o analisi specifiche effettuate sulla base delle migliori fonti disponibili qualora i prezzi riferiti alla realtà nazionale non risultino rappresentativi delle specificità locali. I prezzi del gas e dei combustibili sostituiti sono considerati al netto delle componenti fiscali. Ai fini della sua determinazione il beneficio è ulteriormente scomposto in due componenti:

- il beneficio B2m - Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree;
- il beneficio B2t - Sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico.

Vengono di seguito riportate le relative modalità di calcolo.

⁹ Tali costi addizionali non includono i costi associati all'intervento già considerati, nella determinazione degli indicatori economici di cui al Capitolo 8.

9.1.2.1 B2m - Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree

Il beneficio rappresenta la variazione del *social welfare* derivante dall'utilizzo del gas in sostituzione di combustibili tradizionali che risultano essere meno economici. Il beneficio è applicato principalmente alla metanizzazione di nuove aree e progetti che possono generare uno *switch* di combustibile.

Il beneficio è monetizzato come segue:

$$B_{2m}[\text{€/anno}] = \sum_i^n (Qc_i \times P_i) - Q_{gas} \times P_{gas}$$

dove:

Q_{gas} è la quantità di gas che è prevista rimpiazzare i combustibili alternativi espressa in [MWh]

P_{gas} è il prezzo del gas considerato nello scenario di riferimento

Qc_i è il quantitativo dell'i-esimo combustibile sostituito da una corrispondente quantitativo energetico di gas espresso in [MWh]

P_i è il prezzo dell'i-esimo combustibile sostituito espresso in [€/MWh]

i è il combustibile i-esimo sostituito

n è il numero di combustibili sostituiti

I parametri relativi al beneficio B2m vengono determinati sulla base delle informazioni acquisite relativamente allo sviluppo delle reti di distribuzione tramite un'interazione formalizzata con la Stazione Appaltante o con il concessionario della rete di distribuzione, con particolare riferimento ai dati elaborati dalla Stazione Appaltante ai fini del processo di gara ai sensi del decreto 226/201.

Qualora non sia stato determinato un Concessionario, non siano disponibili informazioni da parte della Stazione Appaltante, oppure il mercato previsto non sia servito da rete di distribuzione, la quota di penetrazione del gas naturale nei vari settori di consumo, il fabbisogno energetico che si prevede venga coperto dal gas nonché i corrispondenti quantitativi dei combustibili sostituiti sono definiti sulla base dei documenti pubblici disponibili (quali ad esempio i Piani Energetici Regionali), sulla base delle manifestazioni di interesse di allacciamenti, di informazioni nella disponibilità del gestore dell'infrastruttura o di studi commissionati a parti terze.

9.1.2.2 B2t - Sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico

Il beneficio rappresenta la variazione del *social welfare* derivante dall'utilizzo del gas in sostituzione di altri combustibili fossili nel settore termoelettrico. I quantitativi oggetto di sostituzione vengono calcolati mediante l'utilizzo di simulazioni del funzionamento del mercato elettrico secondo i modelli descritti al precedente capitolo 7.3

Il beneficio è calcolato come segue:

$$B_{2t}[\text{€/anno}] = \sum_i^n (Q_{ci} \times P_i) - Q_{gas} \times P_{gas}$$

dove i termini della formula assumono i significati riportati al precedente paragrafo 9.1.2.1.

9.1.3 B3 - Incremento sicurezza e affidabilità delle forniture

Il beneficio deriva dalla possibilità del sistema infrastrutturale di coprire attraverso la capacità resa disponibile dall'intervento una domanda del mercato che potrebbe invece rimanere scoperta in particolari condizioni. Tale beneficio è calcolato come prodotto tra:

- il volume di gas potenzialmente esposto ad interruzione, tenendo conto della probabilità di interruzione e della relativa durata;
- il costo dell'interruzione del gas (cd. *cost of gas disruption*), eventualmente distinto per categoria di utenza (civile, industriale, terziario e termoelettrico).

Ai fini della valorizzazione dei benefici è necessario valutare il potenziale di interruzione della domanda in relazione a differenti condizioni:

- situazione climatica (normale o eccezionale¹⁰, anche in considerazione del periodo di accadimento dell'evento);
- situazione di stress dell'approvvigionamento (ossia di difficoltà derivanti dall'indisponibilità di una particolare fonte o direttrice¹¹);
- situazione di indisponibilità infrastrutturale a livello di sistema e/o locale in relazione all'infrastruttura oggetto di analisi¹².

Le assunzioni relativamente alle condizioni alla base della definizione delle configurazioni utilizzate nelle valutazioni (anche in termini probabilità di accadimento e relativa durata) sono riportate in Appendice informativa.

La stima della domanda di mercato che potrebbe non risultare soddisfatta viene valutata utilizzando gli strumenti di simulazione di cui al capitolo 7. In particolare, vengono calcolate le quote di domanda gas che non consentono il rispetto dei vincoli di esercizio della rete in uno scenario di domanda di picco con piena disponibilità

¹⁰ E.g. condizione di freddo eccezionale generalmente con probabilità di accadimento una volta ogni 20 anni

¹¹ E.g. indisponibilità del gas russo via Ucraina

¹² Quali ad esempio l'indisponibilità dell'infrastruttura principale di approvvigionamento o di infrastrutture di adduzione in una particolare area del mercato, anche in conseguenza/concomitanza di eventi climatici estremi alla luce dell'aumento della frequenza riscontrato negli ultimi anni.

delle infrastrutture di rete e in uno scenario di domanda normale considerando un'indisponibilità di una infrastruttura di rete.

In particolare:

- nel caso di progetti che sviluppano nuova capacità di importazione sono effettuate simulazioni mediante il modello per la definizione del dispacciamento e dei prezzi all'ingrosso del gas;
- nel caso di progetti che coinvolgono una porzione circoscritta del mercato gas, vengono effettuate simulazioni idrauliche della rete in regime stazionario funzionali a determinare la domanda gas che non potrebbe essere soddisfatta nel rispetto dei vincoli di esercizio della rete sia in uno scenario di mercato riferito ad una condizione normale che eccezionale.

Ai fini della determinazione del beneficio, così come indicato dalla Deliberazione 468/2018/R/gas, si provvede alla valutazione di due componenti:

- B3n - Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni normali;
- B3d - Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni di *stress disruption*.

Vengono di seguito riportate le relative modalità di calcolo.

9.1.3.1 B3n - Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni normali

Per il calcolo del beneficio si considera come condizione normale la piena disponibilità di infrastrutture e fonti di approvvigionamento. In tale condizione, si ipotizza che il sistema sia in grado pienamente di fare fronte alla domanda del mercato in caso di climatica normale.

Per la valorizzazione del beneficio si provvede quindi a valutare mediante gli strumenti di simulazione il delta tra la domanda eventualmente non coperta in caso di realizzazione del progetto e la domanda non coperta nello scenario controfattuale, in presenza di una climatica eccezionale.

Ai fini delle simulazioni viene definito sia il periodo dell'anno in cui si verifica la condizione di eccezionalità unitamente alla durata di tale evento nonché la rispettiva probabilità di accadimento. Le principali assunzioni utilizzate sono riportate in Appendice informativa e individuate di volta in volta nel Piano.

Il beneficio viene quindi monetizzato utilizzando gli esiti delle simulazioni secondo la formula di seguito riportata:

$$B_{3n}[\text{€/anno}] = \sum_g^{365} (DD_{p\ g} - DD_{np\ g}) \times \text{CoDG} \times \text{Prob}_{acc,n}$$

dove:

$DD_{p,g}$ è la domanda giornaliera non coperta nel caso di climatica eccezionale nello scenario controfattuale espressa in [MWh]

$DD_{np,g}$ è la domanda giornaliera non coperta nel caso di climatica eccezionale nello scenario in cui è prevista la realizzazione del progetto espressa in [MWh]

CoDG è il costo associato all'interruzione del gas (cd. *cost of gas disruption*), eventualmente distinto per categoria di utenza (civile, industriale, terziario e termoelettrico)

$Prob_{acc,n}$ è la probabilità di accadimento della condizione di climatica eccezionale.

9.1.3.2 B3d - Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni di stress disruption

Per il calcolo dei benefici vengono valutate separatamente le condizioni di indisponibilità infrastrutturale e di indisponibilità dell'approvvigionamento in quanto eventi indipendenti, sia con riferimento a condizioni di climatica normale che eccezionale.

Per la valorizzazione del beneficio si provvede quindi a valutare mediante gli strumenti di simulazione il delta tra la domanda eventualmente non coperta in caso di realizzazione del progetto e la domanda non coperta nello scenario controfattuale, nelle diverse configurazioni.

Con riferimento ai progetti funzionali alla fornitura di una porzione circoscritta del mercato vengono effettuate valutazioni riferite alla sola indisponibilità infrastrutturale in quanto quella riferita alle fonti di approvvigionamento non risulta significativa.

Il beneficio viene monetizzato in ciascuna delle configurazioni individuate come rilevanti utilizzando gli esiti delle simulazioni secondo la formula di seguito riportata:

$$B_{3d}[\text{€/anno}] = \sum_g^{365} (DD_{p,g} - DD_{np,g}) \times \text{CoDG} \times \text{Prob}_{acc,d}$$

dove:

$DD_{p,g}$ è la domanda giornaliera non coperta nella configurazione individuata nello scenario controfattuale espressa in [MWh]

$DD_{np,g}$ è la domanda giornaliera non coperta nella configurazione individuata nello scenario in cui è prevista la realizzazione del progetto espressa in [MWh]

CoDG è il costo associato all'interruzione del gas (cd. *cost of gas disruption*), eventualmente distinto per categoria di utenza (civile, industriale, terziario e termoelettrico)

$Prob_{acc,d}$ è la probabilità di accadimento della configurazione individuata¹³

9.1.3.3 Sovrapposizione effetti e sterilizzazione double counting

In sede di valutazione delle configurazioni individuate risulta necessario porre particolare attenzione nell'identificare le principali cause che determinano la mancata copertura di domanda.

Ove i risultati mostrino una riduzione della domanda in un'area specifica in condizioni di domanda eccezionale, senza condizioni di stress di fornitura o infrastruttura, è ragionevole attendersi una riduzione di domanda più elevata (o almeno uguale) in caso di interruzione della fornitura o dell'infrastruttura che ha impatto su questa specifica area a pari condizioni climatiche. In questo caso, deve essere considerata solo la riduzione di domanda aggiuntiva rispetto alla precedente configurazione come impatto della condizione di stress addizionale.

9.1.4 B4 – Costi di investimento per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative

Tale beneficio quantifica i costi degli investimenti che l'intervento consente di evitare e che sarebbero stati altrimenti necessari come risposta a esigenze inderogabili (rispetto vincoli di legge, obblighi di allacciamento, manutenzione straordinaria/ri-facimento di asset esistenti per garantire la sicurezza di persone e cose, etc.

9.1.5 B5 - Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti

Tale beneficio valorizza la variazione delle emissioni di gas climalteranti (CO₂) derivanti dalla sostituzione di combustibili con fattori emissivi differenti dal gas naturale e delle emissioni di altri gas climalteranti diversi dalla CO₂ (e.g. derivanti da *methane leakage*).

¹³ In relazione ai progetti funzionali alla fornitura di una porzione circoscritta del mercato può essere applicato alla probabilità di accadimento un fattore moltiplicativo che tiene in considerazione il maggiore rischio di *disruption* delle infrastrutture di adduzione del mercato considerato in relazione alla specificità territoriale (e.g. condizioni idrogeologiche): $B_{3n}[\text{€/anno}] = (DD_{np} - DD_p) \times \text{CoDG} \times Prob_{acc} \times I_{rischio}$

9.1.5.1 **B5 COMB - Variazione esternalità negative associate a emissioni CO2 da combustione**

Tale beneficio valorizza la variazione di emissioni di CO2, derivanti dalla sostituzione di combustibili con fattori emissivi differenti a quelli del gas naturale e da interventi che favoriscono l'integrazione di fonti rinnovabili¹⁴.

Per la valorizzazione del beneficio viene data separata evidenza del contributo (in termini di variazione delle emissioni) di ciascuno dei quantitativi rimpiazzati, coerentemente con quanto definito per la determinazione del beneficio B2, unitamente a tutte le informazioni quantitative che ne esplicitano il calcolo.

Il beneficio è determinato utilizzando la seguente formula:

$$B_{5COMB}[\text{€/anno}] = \left(\sum_{i=1}^n Q_{ci} \times f em_{ci} - Q_{gas} \times f em_{gas} \right) \times SoC$$

dove:

Q_{ci} è la quantità di combustibile di tipo i rimpiazzato dal gas naturale espressa in [MWh]

$f em_{ci}$ è il fattore emissivo associato allo specifico combustibile i rimpiazzato espresso in [ton CO2/MWh]

Q_{gas} è la quantità di gas che è prevista rimpiazzare i combustibili alternativi espressa in [MWh] con evidenza di quanto di gas naturale e gas rinnovabili

$f em_{gas}$ è il fattore emissivo associato al gas espresso in [ton CO2/MWh] in relazione a gas naturale e a gas rinnovabili

SoC rappresenta il valore sociale associato alle emissioni della CO2 espresso in [€/ton CO2]

n è il numero dei combustibili sostituiti.

Ai fini della quantificazione delle emissioni di CO2 vengono utilizzati i fattori emissivi riportati in Appendice informativa.

9.1.5.2 **B5ed Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta**

Tale beneficio valorizza la variazione di emissioni di gas climalteranti ad effetto globale (c.d. gas ad effetto serra), ivi incluse le emissioni dirette di gas in atmosfera (c.d. *methane leakage*).

¹⁴ E.g. biometano e altri green-gas.

Relativamente al contributo di un intervento alla variazione di emissioni di gas in atmosfera (c.d. *methane leakage*), ad esempio in conseguenza di un intervento di sostituzione o ammodernamento dell'infrastruttura di trasporto, il beneficio è calcolato con la formula seguente:

$$B_{5\ ed}[\text{€/anno}] = \left(\sum_{i=1}^n QE_{old} \times f\ em_{GHG} - QE_{new} \times f\ em_{GHG} \right) \times SoC$$

dove:

QE_{old} è il quantitativo di gas emesso in atmosfera riferibile alla infrastruttura nell'area interessata dall'intervento, in assenza dell'intervento stesso espresso in [ton]

QE_{new} è il quantitativo di gas emesso in atmosfera riferibile alla infrastruttura nell'area interessata in presenza dell'intervento espresso in [ton]

$f\ em_{GHG}$ è il fattore moltiplicativo che caratterizza l'effetto climalterante del gas emesso in atmosfera

SoC rappresenta il valore sociale associato alle emissioni della CO2 espresso in [€/ton CO2]

Evidenza delle variazioni nei fattori emissivi viene fornita dal gestore di trasporto in sede di valutazione del beneficio.

Al beneficio di variazione di emissione di gas in atmosfera calcolato come sopra si aggiunge il valore del gas non più oggetto di emissione a fronte dell'intervento realizzato.

9.1.6 B6 - Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti

Tale beneficio valorizza la variazione di emissioni di gas inquinanti non climalteranti (SOx, NOx, PM etc), derivanti dalla sostituzione di combustibili con fattori emissivi differenti a quelli del gas naturale e da interventi che favoriscono l'integrazione di fonti rinnovabili.

Analogamente al beneficio B5, per la valorizzazione del beneficio viene data separata evidenza del contributo (in termini di variazione delle emissioni) di ciascuno dei quantitativi rimpiazzati, coerentemente con quanto definito per la determinazione del beneficio B2, unitamente a tutte le informazioni quantitative che ne esplicitano il calcolo.

Il beneficio è determinato utilizzando la seguente formula:

$$B_{6a}[\text{€/anno}] = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n (Q_{ci} \times f\ em_{cij} - Q_{gas} \times f\ em_{gas\ j}) \times P_j$$

dove:

Q_{ci} è la quantità di combustibile di tipo i rimpiazzato dal gas naturale espressa in [MWh]

$f em_{ci j}$ è il fattore emissivo dell'inquinante j associato allo specifico combustibile i rimpiazzato espresso in [ton/MWh]

Q_{gas} è la quantità di gas che è prevista rimpiazzare i combustibili alternativi espressa in [MWh]

$f em_{gas j}$ è il fattore emissivo dell'inquinante j associato al gas espresso in [ton/MWh]

P_j rappresenta il costo sociale dell'inquinante j espresso in [€/ton]

n è il numero dei combustibili sostituiti

m è il numero degli inquinanti considerati

Ai fini della quantificazione delle emissioni di gas inquinanti non climalteranti vengono utilizzati i fattori emissivi riportati in Appendice informativa.

9.1.7 B7 - Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore elettrico

Tale beneficio, calcolato per mezzo dei medesimi strumenti di simulazione del beneficio B2t, consente, in un'ottica di *sector coupling* tra elettricità e gas, di quantificare i benefici per il sistema energetico italiano in relazione alla riduzione di distacchi di energia rinnovabile¹⁵.

Ai fini della valorizzazione del beneficio, viene determinato il quantitativo di energia rinnovabile che se non immagazzinata mediante l'utilizzo dell'infrastruttura gas verrebbe persa.

Il beneficio è determinato utilizzando la seguente formula:

$$B_7[\text{€/anno}] = \sum_i Q_{rin i} \times P_i$$

dove:

$Q_{rin i}$ è il quantitativo di energia rinnovabile i che andrebbe persa se non integrata grazie al sistema gas, espressa in [MWh]

¹⁵ Ad esempio in caso di applicazioni *power-to-gas*.

P_i è il prezzo di mercato a cui verrebbe valorizzata l'energia rinnovabile i prodotta che andrebbe altrimenti persa¹⁶, espresso in [€/MWh]

Il quantitativo di energia rinnovabile e il prezzo di mercato a cui verrebbe valorizzata sono determinati mediante appositi modelli di simulazione.

I minori costi di emissioni di CO₂ e altri inquinanti, che sarebbero liberati dalla combustione di gas fossile, non prodotto tramite un ciclo a zero emissioni di CO₂ e inquinanti, sono considerati nei benefici B5 e B6, (i.e. gas prodotto tramite energia da fonti rinnovabili)

Ai fini della valorizzazione del presente beneficio possono essere considerate anche forme di energia connesse all'esercizio delle infrastrutture gas (anche non strettamente di natura rinnovabile) che potrebbero essere convertite in energia elettrica e immagazzinate¹⁷.

9.1.8 B8 – Variazione di costi operativi di compressione

Tale beneficio valorizza la variazione nei costi di compressione associati alla trasmissione del gas, anche riconducibili all'effetto derivante dall'adozione di tecnologie *dual-fuel*, considerando i costi complessivi (di elettricità e gas) necessari a comprimere i quantitativi di gas previsti in esito ai modelli fluido dinamici. Il beneficio è calcolato come differenza tra i seguenti valori:

- Il costo complessivo di compressione nello scenario controfattuale in cui l'infrastruttura in esame non viene realizzata. Tale costo complessivo è calcolato a partire dai flussi determinati tramite l'algoritmo di ottimizzazione di cui al paragrafo 7.2.
- Il costo complessivo di compressione nello scenario in cui l'infrastruttura in esame viene realizzata determinando i flussi ottimi con l'algoritmo di cui al paragrafo 7.2.

I risparmi di CO₂ e di altre emissioni non sono conteggiati nell'ambito di questo indicatore, ma negli indicatori relativi alle emissioni B5 e B6.

9.1.9 B9 - Fornitura di flessibilità al sistema elettrico

Tale beneficio valorizza i risparmi derivanti dalla realizzazione di un investimento in termini di costi evitati per il sistema energetico. Nello specifico tale beneficio misura gli impatti del progetto sul sistema elettrico in termini di variazione dei costi per i servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di

¹⁶ Ai fini del calcolo di P_i vengono considerati anche i costi evitati dovuti alla riduzione di produzione di energia rinnovabile (e.g. costi che l'operatore di trasmissione elettrica deve sostenere verso i produttori in caso di mancata immissione in rete).

¹⁷ Ad esempio in caso di interventi che consentano di produrre energia elettrica sfruttando il salto di pressione.

dispacciamento elettrico (MSD)¹⁸. Il beneficio viene determinato sulla base degli esiti di simulazioni di cui al paragrafo 7.3 utilizzando la seguente formula:

$$B_9[\text{€/anno}] = \sum_i \Delta C_i^{MSD} \times \Delta Q_i$$

ΔC_i^{MSD} è il delta costo di approvvigionamento “a salire” e “a scendere” dei servizi sul mercato MSD da parte del gestore del sistema elettrico espresso in [€/MWh]

ΔQ_i è il delta nella movimentazione “a salire” e “a scendere” espressa in [MWh] in presenza dell’intervento in conseguenza alla fornitura di flessibilità

9.2 Benefici quantitativi non direttamente monetizzabili

L’analisi economica di cui al precedente paragrafo 9.1 può essere corredata dalla rappresentazione di effetti non monetari attraverso il ricorso ad indicatori quantitativi sintetici, riferiti prevalentemente ad aspetti di sicurezza, competitività e maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

Gli indicatori quantitativi cui fare riferimento sono:

- Indicatore N-1;
- Indice di diversificazione delle fonti di approvvigionamento (*Import Route Diversification Index*, IRDI);
- Indice di capacità bidirezionale (*Bidirectional Project Index*, BPI).

Secondo quanto definito all’articolo 14.4 dell’Allegato A alla Deliberazione 468/2018/R/gas, il ricorso ad ulteriori indicatori quantitativi, volti ad intercettare effetti dell’intervento endogeni al settore del gas, è possibile in via straordinaria residuale.

9.2.1 Indicatore N-1

L’indicatore N-1 descrive la capacità del sistema gas di soddisfare la domanda di picco giornaliera in caso di interruzione della principale infrastruttura di importazione. L’indicatore è valutato sia tenendo conto della capacità tecnica sia della capacità commercialmente disponibile.

$$N - 1 = \frac{IP+NP+USG+LNG - I}{Dmax} * 100$$

dove:

¹⁸ A fronte della possibilità di attivare o ridurre la produzione di energia elettrica in particolari condizioni a fronte della flessibilità fornita dalla nuova infrastruttura gas.

- IP* è la somma della capacità tecniche/commerciali espresse in [Smc/g] di tutti i punti di ingresso della rete nazionale dei gasdotti
- NP* è la somma delle capacità tecniche/commerciali espresse in [Smc/g] di tutti i punti di produzione nazionale di gas naturale
- USG* è la somma delle capacità tecniche/commerciali di erogazione massime, espresse in [Smc/g], degli stoccaggi nazionali
- LNG* è la somma della capacità tecnica/commerciali espresse in [Smc/g] in ingresso della rete nazionale dei terminali di rigassificazione
- I* è la capacità tecnica/commerciale espressa in [Smc/g] della principale infrastruttura di importazione del gas dotata della più elevata capacità di fornitura al mercato.
- Dmax* è il picco domanda gas espresso in [Smc/g] registrata in un giorno di freddo eccezionale con probabilità di accadimento 1/20

Al crescere del valore assunto dall'indicatore migliora il livello di sicurezza in termini di capacità del sistema di soddisfare la domanda gas di picco in assenza della principale infrastruttura di importazione. È opportuno inoltre complementare le analisi sulla sicurezza del sistema anche in considerazione della disponibilità di *commodity* dalle diverse fonti di approvvigionamento.

9.2.2 Import Route Diversification Index (IRDI)

L'indicatore *Import Route Diversification* misura il grado di diversificazione delle fonti e delle capacità di importazione.

$$IRDI = \sum_l^{Xborder} \left(\sum_k^{IP} \% IP_k Xborder_l \right)^2 + \sum_j^{Source} \sum_i^{IP} (\% IPI_{from\ source\ j})^2 + \sum_m (\% LNG_{terminal\ m})^2$$

dove:

- IP_k Xborder_l* è la capacità tecnica espresse in [Smc/g] di ciascun gasdotto espresso in percentuale sulla capacità per punto di ingresso della rete nazionale
- IPI_i from source_j* è la capacità tecnica, espressa in [Smc/g], di ciascun punto di ingresso della rete nazionale dei gasdotti per paese di origine del gas naturale importato espressa in percentuale sul totale per fonte di approvvigionamento
- LNG_{terminal m}* è la capacità tecnica, espressa in [Smc/g], in ingresso della rete nazionale di ciascun terminale di rigassificazione espresso in percentuale sul totale delle capacità tecniche in ingresso dei rigassificatori

Al decrescere del valore assunto dall'indicatore migliora il livello di diversificazione delle fonti.

9.2.3 Bidirectional Project Index (BPI)

L'indicatore *Bidirectional Project Index* (BPI) misura l'incidenza della capacità di controflusso sulla capacità complessiva di flusso prevalente.

$$BPI = \min\left(1; \frac{\text{Capacità exit}}{\text{Capacità entry}}\right)$$

dove:

Capacità Exit è la somma della capacità tecnica, espressa in [Smc/g], in uscita della rete nazionale

Capacità Entry è la somma della capacità tecnica, espressa in [Smc/g], in ingresso della rete nazionale

Al decrescere del valore assunto dall'indicatore aumenta l'incidenza della capacità in contro flusso sui punti di entrata alla rete nazionale

9.3 Effetti di trasferimento monetario e altri impatti

A completamento delle analisi monetarie e quantitative, possono essere presentati eventuali ulteriori effetti riferiti a trasferimenti monetari e/o ad altri impatti non evidenziati dalle precedenti analisi.

In particolare, tra le categorie da considerare sono incluse le eventuali ricadute di natura occupazionale, la competitività del settore, l'incremento di valore degli immobili e/o attività, ulteriori elementi di sostenibilità ambientale nonché eventuali contributi al raggiungimento degli obiettivi di politica energetica europei e nazionali, il sostegno allo sviluppo di nuove tecnologie e innovazione così come benefici indiretti generati in altri settori.

La realizzazione di alcuni interventi infrastrutturali può inoltre determinare una redistribuzione del *social welfare* a vantaggio dei consumatori finali, anche in relazione agli effetti sul settore elettrico. Tali effetti, che non devono essere contabilizzati ai fini delle analisi economiche base, possono essere rappresentati nell'ACB a titolo informativo in virtù dell'impatto diretto sui costi energetici sostenuti da cittadini e imprese. Vengono di seguito riportati i principali indicatori individuati.

9.3.1 T1 - Trasferimento monetario verso altri sistemi nazionali

La mancata realizzazione di una infrastruttura sul territorio italiano può determinare costi derivanti dal mancato rispetto dei contratti che peserebbero sul welfare dell'intero Paese, in quanto trasferimenti uscenti dal sistema energetico italiano

L'indicatore considera quindi i costi evitati relativi a penali da sostenere in caso di mancata realizzazione dell'infrastruttura, poste in capo al gestore del sistema di trasporto e a beneficio di gestori o Stati non appartenenti all'Unione Europea. Tale beneficio considera inoltre i costi - anche non direttamente attribuiti al gestore del sistema di trasporto - che il sistema Italia si troverebbe a sostenere in caso di mancata realizzazione dell'infrastruttura.

Ai fini della valorizzazione vengono utilizzate le informazioni relative alle penali contenute nei contratti sottoscritti al momento della predisposizione del piano che non troverebbero esecuzione in caso di mancata realizzazione dell'intervento unitamente alle altre informazioni disponibili al trasportatore in relazione a costi a lui non direttamente attribuiti ma riferiti al sistema Italia.

9.3.2 T2- Trasferimento del costo dell'infrastruttura a Paesi terzi

Tale indicatore trova applicazione nel caso di un incremento strutturale delle esportazioni dal sistema italiano, che determinano un maggior utilizzo delle infrastrutture di trasporto a parità di domanda servita. Esso ha lo scopo di registrare quanta parte dell'infrastruttura è pagata da transiti gas destinati a Paesi terzi, ed è rappresentativo di un trasferimento entrante verso il sistema energetico italiano.

L'indicatore è valorizzato applicando ai flussi medi mensili incrementali di export abilitati dal progetto¹⁹ il corrispettivo associato al conferimento di capacità mensile in import e in export nei rispettivi punti di entrata e di uscita dal sistema italiano ipotizzato pari al 110% dei volumi medi mensili esportati, mediante la seguente formula:

$$B_{1Tra} = \sum_{i=1}^{12} 1,1 * \Delta Q_{m,i} * \left(CP_e * \frac{1}{12} + CP_u * \frac{1}{12} \right) + Cvu * \Delta Q_i$$

Dove:

- $\Delta Q_{m,i}$ = flussi medi mensili incrementali di esportazione rispetto alla configurazione senza l'intervento oggetto di analisi espressi in [m3/g]
- CP_e = corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale di gasdotti relativo ai conferimenti mensili nel punto di entrata della rete nazionale di gasdotti del PdE interessato dall'incremento di flussi espresso in

¹⁹ Come risultanti dal modello di simulazione dei flussi gas di cui al precedente paragrafo 7.2

euro/anno/metro cubo/giorno;

- CP_u = corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete di gasdotti, relativo ai conferimenti mensili nel punto di uscita u della rete di gasdotti del PdE interessato dall'incremento, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno;
- ΔQ_i = flusso mensili incrementali di export espresso in [m3];
- Cv_u = corrispettivo unitario variabile, espresso in [euro/metro cubo].

9.3.3 T3 – Riduzione del prezzo su mercato elettrico

La produzione di energia elettrica mediante impianti termoelettrici può portare in diverse condizioni alla definizione del prezzo dell'energia sul mercato elettrico (ove rappresenti la fonte marginale). Viene pertanto valorizzato il risparmio per il sistema energetico derivante da una riduzione del prezzo sul mercato elettrico in conseguenza della riduzione del prezzo del gas naturale. Le variazioni di prezzo sul mercato elettrico sono determinate utilizzando gli strumenti di simulazione di cui al paragrafo 7.3. Il beneficio è determinato secondo la seguente formula:

$$T_3[\text{€/anno}] = Q_{en.elettrica} \times (P(zona)_{new} - P(zona)_{old})$$

dove:

$Q_{en.elettrica}$ è la domanda di elettrica nella zona considerata espressa in [MWh] che beneficia della riduzione del prezzo

$P(zona)_{new}$ è il nuovo prezzo nella zona espresso in [€/MWh] in conseguenza della realizzazione del progetto

$P(zona)_{old}$ è il prezzo nella zona espresso in [€/MWh] in assenza della realizzazione del progetto

9.3.4 T4– Riduzione del costo di bilanciamento

Valorizza il risparmio conseguente a minori costi di bilanciamento per il sistema gas italiano derivanti dalla maggiore flessibilità introdotta da una nuova fonte di approvvigionamento e/o risorsa di bilanciamento in conseguenza della realizzazione dell'intervento. Il beneficio è valorizzato secondo la seguente formula:

$$T_4[\text{€/anno}] = \sum_i \Delta P_i^{SBIL} \times Q_i^{SBIL}$$

dove:

ΔP_i^{SBIL} è il delta tra il prezzo di sbilanciamento espresso in [€/MWh] stimato per il giorno i in assenza ed in presenza della nuova fonte di approvvigionamento/flessibilità

Q_i^{SBIL} è la stima del quantitativo di sbilanciamento espresso in [MWh] stimato per il giorno i cui verrebbe applicato il prezzo di sbilanciamento

I valori di delta prezzo e i quantitativi di sbilanciamento sono determinati sulla base di analisi statistiche svolte in relazione all'ultimo anno termico precedente la predisposizione del Piano.

9.3.5 T5 – Incremento competitività

Valorizza l'incremento di competitività delle industrie italiane derivante dalla minore incidenza dei costi energetici (gas ed elettrico) sui costi di produzione a mezzo di un fattore rappresentativo della variazione di Prodotto Interno Lordo in relazione alla riduzione dello spread di prezzo tra mercato italiano e altri mercati europei.

9.3.6 T6 – Altri impatti relativi a costi di investimento evitati su altri elementi della rete di trasporto

Sono valorizzate le riduzioni dei costi di investimento, pianificati per finalità diverse su altri asset - che sono rese possibili dall'intervento oggetto di analisi - ad esempio costi di sostituzione, manutenzione straordinaria, ammodernamento o relativi al potenziamento di gasdotti e/o di centrali di compressione, che sarebbero stati sostenuti per far fronte ad esigenze di esercizio della rete e dei quali viene fornita opportuna evidenza, indicando se già presenti nel Piano di Sviluppo precedente..

10 Metodologia di stima dei costi

Il presente capitolo descrive la metodologia di stima utilizzata ai fini dell'ACB per la determinazione del costo di un intervento.

Tale metodologia è stata sviluppata con l'obiettivo di contemperare le esigenze di una quanto più possibile precisa stima dei costi (che presenta nelle prime fasi di valutazione elevati livelli di incertezza) con quelli di trasparenza e semplicità di applicazione.

Nei paragrafi successivi vengono riportate le modalità con cui vengono stimate sia le spese in conto capitale (*capex*) che delle spese di carattere operativo (*opex*) di un intervento, per l'intero orizzonte temporale oggetto di valutazione.

Le specifiche categorie base così come le valorizzazioni dei costi medi, dei costi unitari, dei fattori incrementali e delle *contingency*, utilizzate nella determinazione del costo complessivo di un intervento troveranno evidenza nell'ambito del relativo Piano di Sviluppo. È facoltà di ogni gestore del sistema di trasporto utilizzare valori differenti da quelli indicati dall'impresa maggiore di trasporto ove opportunamente giustificato. Nei casi di interventi di nuova metanizzazione che presuppongono lo sviluppo di reti di distribuzione, l'analisi economica include anche i costi di tali infrastrutture determinati secondo la metodologia riportata al successivo paragrafo 10.7.

10.1 Ambito di applicazione

La presente metodologia di stima dei costi si riferisce a tutti gli investimenti del Piano relativi agli interventi della rete di trasporto del gas naturale.

Tale metodologia può non essere applicata a "opere innovative" per le quali, in ragione del carattere novità della soluzione progettuale nonché della scarsa ampiezza del mercato di riferimento, risulti più appropriato effettuare una stima del costo di investimento in funzione di analisi specifiche svolte ad hoc.

10.2 Fasi del ciclo di preventivazione dei costi

Sono di seguito descritte le principali fasi di evoluzione dello stato di avanzamento di un intervento al termine di ciascuna delle quali si procede alla definizione/aggiornamento delle stime di costo.

- Fase 0 - Pre-fattibilità

Fase in cui viene individuata una soluzione tecnica di massima ad una esigenza del sistema di trasporto non ancora supportata da valutazioni tecniche e territoriali.

- Fase 1 – Fattibilità

Fase in cui viene definita la soluzione tecnica preliminare determinata in funzione del tracciato di massima individuato nel quadro di una conoscenza generale del territorio (acquisizione di dati, rilievi e informazioni) che consenta l'accertamento dei vincoli ambientali ed urbanistici e la verifica di coerenza del tracciato stesso con i limiti derivanti da tali vincoli e dagli strumenti di tutela e di pianificazione territoriale.

- Fase 2 – Progettazione di base

Fase nella quale si procede alla definizione puntuale del tracciato di progetto ed all'elaborazione di quanto necessario all'acquisizione delle approvazioni di carattere ambientale ed urbanistico. La fase termina con la redazione del progetto delle opere e l'invio dell'istanza autorizzativa.

- Fase 3 – Autorizzazioni Pubbliche

Fase finalizzata all'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) ed alla elaborazione del progetto definitivo 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) comprensivo delle valutazioni e degli studi necessari per gli ulteriori sviluppi della progettazione esecutiva.

- Fase 4 - Progettazione esecutiva e approvvigionamento

Fase di ingegnerizzazione che definisce compiutamente ed in ogni particolare (strutturale, impiantistico ed organizzativo) l'intervento da realizzare nel rispetto degli esiti della progettazione di base e delle prescrizioni dettate nei titoli autorizzativi e di compatibilità ambientale (ove previsti), con finalizzazione e trasmissione del progetto esecutivo agli Enti locali competenti nonché avvio dei cantieri.

- Fase 5 - Costruzione

Fase caratterizzata dalla realizzazione delle opere, coerentemente con il progetto esecutivo ed eventuali indicazioni da sopraggiunte autorizzazioni secondarie che si conclude con la messa in esercizio dell'opera. A seguito della messa in esercizio possono proseguire attività come finiture, ripristini, monitoraggi, collaudi tecnico e contenziosi.

L'attività di approvvigionamento interessa tipicamente più fasi.

In relazione alle tempistiche di predisposizione del Piano, in sede di prima valutazione dei costi di un intervento questo potrebbe trovarsi in una fase di Pre-Fattibilità o di Fattibilità (e successive). In virtù delle informazioni disponibili in queste differenti fasi, sono applicate metodologia di stima del costo differenti come descritto nei paragrafi successivi.

In figura sono rappresentate le fasi sopra descritte.

Figura 1 – Le fasi del ciclo di preventivazione costi



10.3 Costi di investimento (Capex)

Il costo di investimento di un intervento è rappresentato dalla somma dei costi di tutte le singole opere che lo compongono, inclusi costi compensativi²⁰ esogeni alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto.

Il Capex stimato è successivamente aggiornato al termine di ciascuna delle Fasi descritte in precedenza 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 ciascuna opera o gruppo di opere nel Piano.

10.3.1 Stima dei costi di investimento con curve di costi medi (fase di Pre-Fattibilità)

Generalmente nella fase di Pre-Fattibilità di un intervento risultano disponibili ancora limitate informazioni sul tracciato e sugli elementi costitutivi dell'infrastruttura di trasporto per cui una elaborazione della stima dell'investimento basata su costi unitari di riferimento afferenti a ciascuna categoria base (tipologie standard di elementi costitutivi le opere) risulta difficoltosa e poco significativa.

In questa fase vengono quindi stimati esclusivamente i costi dei principali elementi costitutivi l'opera oggetto di analisi di seguito indicati:

- Metanodotti (comprensivi di impianti di linea);
- Stazioni di spinta (comprensivi di centrale e installazione di turbocompressori);
- Impianti di riduzione;
- Impianti di regolazione.

²⁰ I costi compensativi esogeni comprendono in particolare i costi sostenuti per ripristini, gestione ritrovamenti archeologici e/o opere compensative per la comunità.

Ai fini delle stime, per i Metanodotti si utilizzano i costi unitari medi determinati sulla base dei dati storici disponibili (in linea con quanto presentato annualmente ad ARERA) mentre per gli altri elementi costitutivi l'opera si utilizzano i costi unitari descritti al paragrafo 10.3.2.2. Tali costi vengono aggiornati all'anno di riferimento dell'ACB utilizzando il deflatore degli investimenti fissi lordi di cui alla RTTG. Ai fini della stima del costo complessivo, i costi unitari di ciascun elemento costitutivo moltiplicati per la rispettiva numerosità (e.g. lunghezza del metanodotto, numero di impianti etc.) sono incrementati di un fattore moltiplicativo di *contingency*, che tiene conto dell'impossibilità di prevedere le opere speciali e l'effettiva consistenza impiantistica, nonché la complessità prevista di realizzazione dell'intervento e di eventuali fattori esogeni che possono impattare sui costi realizzativi dell'intervento stesso.

La stima del costo complessivo dell'intervento è quindi determinata in base della seguente formula:

$$Capex\ intervento = \left(\sum_i Cu_i^{medio} \times L_i + \sum_j Cu(std)_j^{AC} \times N_j \right) \times (1 + C_{pref})$$

dove:

Cu_i^{medio} è il costo medio unitario (€/m) differenziato per DN (i) del metanodotto

L_i è la lunghezza in metri del metanodotto di DN (i)

i è la classe (range) di diametro DN del metanodotto

$Cu(std)_j^{AC}$ il costo unitario standard per unità (cad) di componenti j-esimo della categoria AC diversa dai metanodotti

N_j^{AC} è il numero di unità (n) di componenti j-esimo della categoria AC diversa dai metanodotti

C_{pref} è un fattore di *contingency* che considera l'impossibilità di prevedere opere speciali e l'effettiva consistenza impiantistica dell'intervento nonché eventuali fattori esogeni che possono impattare sui costi realizzativi²¹. Tale fattore è inoltre differenziato in relazione alla complessità prevista di realizzazione.

In Appendice informativa sono riportate le tabelle con indicazione delle categorie base e relative *contingency*.

²¹ Fattori esogeni che possono influenzare il costo dell'intervento sono a titolo esemplificativo e non esaustivo: prescrizioni richieste da enti pubblici, variazioni delle normative, rinvenimento di siti inquinati, imprevisti geologici, rinvenimenti archeologici, etc. Sussistono poi ulteriori fattori critici in termini di costo quali possibili variazioni nei costi dei materiali, del lavoro e dei carburanti.

10.3.2 Stima dei costi di investimento con costi unitari (da fase di Fattibilità)

A partire dalla fase di Fattibilità generalmente si dispone di informazioni e dati sufficienti per procedere ad elaborare una stima del costo di investimento in base a costi unitari afferenti a ciascuna tipologia più o meno standardizzata di elementi costitutivi le infrastrutture di trasporto. Ai fini della stima dei costi sono individuate categorie base (il cui dettaglio è riportato in Appendice informativa). In particolare:

- **Metanodotti:** le categorie base sono costituite da un metro di linea comprensivo di tutti gli elementi necessari²², distinte per DN;
- **Centrali di compressione:** le categorie base sono costituite da una unità di componente (compressori, distinti per potenza) e da alcuni elementi stimati a corpo;
- **Altri impianti rilevanti:** le categorie base sono costituite da una unità di componente per relative caratteristiche (impianti di regolazione, impianti di riduzione, punti di lancio e ricevimento pigs).
- **Opere speciali:** le categorie base sono costituite da un metro di linea distinte per DN (microtunnel, direct pipe, trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.)).

Il costo complessivo di un investimento è determinato secondo la seguente formula:

$$Capex\ investimento = \sum Capex\ Opere$$

dove:

$$Capex\ Opera = \left(\sum_{i, DN} Cu(std)_i^{DN} \times L_i^{DN} + \sum_{j, AC} Cu(std)_j^{AC} \times N_j^{AC} + F_E \right) \times (1 + C_o)$$

dove:

$Cu(std)_i^{DN}$ è il costo unitario standard (€/m) funzione del diametro DN e delle condizioni di costruzione i-esime

L_i^{DN} è la lunghezza in metri (m) del metanodotto di diametro DN nelle condizioni di costruzione i-esime

$Cu(std)_j^{AC}$ è il costo unitario standard per unità (cad) di componenti j-esimo della categoria AC diversa dai metanodotti

²² Quali PIL (punto di intercettazione linea), PIDS (punto di intercettazione derivazione semplice), PIDA (punto di intercettazione con discaggio di allacciamento), PIDI (punto di intercettazione derivazione importante), etc

- N_j^{AC} è il numero di unità (n) di componenti j-esimo della categoria AC diversa dai metanodotti
- F_E è il costo (€) associato a tutti i fattori esogeni non riconducibili al servizio di trasporto e alle normative nazionali e locali.
- C_o è l'errore previsionale percentuale (%) di *contingency*

Per la categoria Metanodotti viene determinato un costo unitario al metro in funzione del diametro della condotta. Per le altre tipologie di elementi impiantistici viene determinato un costo unitario per unità di componente.

10.3.2.1 Costo unitario (€/m) per la categoria metanodotti

Con riferimento alla categoria metanodotti, il $Cu(std)_i^{DN}$ espresso in (€/m) è distinto per tipologia di diametro DN in funzione della condizione di costruzione i-esima (descritta in seguito) come la sommatoria di singoli costi unitari distinti per macro-gruppo voci di costo:

$$Cu(std)_i^{DN} = Cu(mat.)^{DN} + Cu(prog)^{DN} + Cu(servitù/notai)^{DN} + Cu(danni)^{DN} + Cu(costi interni)^{DN} + Cu(dir.lav.)^{DN} + Cu(costr)_i^{DN}$$

Tali costi unitari sono calcolati su base statistica²³ considerando:

- un perimetro dati riferito ad opere entrate in esercizio di norma nell'ultimo decennio²⁴, al fine di garantire una popolazione di dati rappresentativa di tutti i DN;
- un costo unitario valutato al netto dei fattori esogeni e dei costi riferiti alle altre categorie base;

Tutti i costi differenti dal costo di costruzione – il quale oltre che in funzione del diametro varia anche in relazione a condizioni specifiche descritte nel seguito - possono essere per semplicità aggregati in una singola voce "Altri Costi Unitari".

Viene di seguito riportata una descrizione di tali macro-gruppi di voci di costo.

Altri costi unitari

- **Materiali:** Tale costo si riferisce non solo al costo del tubo di linea ma anche quello dei tubi di protezione, curve e i piccoli impianti. In particolare, sono con-

²³ La metodologia di analisi statistica utilizzata ai fini della determinazione dei costi unitari è riportata in Allegato.

²⁴ L'indicazione dell'ultimo anno disponibile considerato ai fini delle stime viene fornita in Appendice informativa.

siderati anche i costi di PIL (punto di intercettazione linea), PIDS (punto di intercettazione derivazione semplice), PIDA (punto di intercettazione con discaggio di allacciamento), PIDI (punto di intercettazione derivazione importante) etc.

- **Progettazione:** Tale costo si riferisce al costo associato all'attività di progettazione che viene affidata ad un fornitore esterno, e che comprende tutte le attività necessarie alla predisposizione della fattibilità (quando effettuata con il supporto di un fornitore esterno), della progettazione di base e della progettazione esecutiva.
- **Servitù e notai:** Tale costo si riferisce all'acquisizione delle servitù pubbliche e private, espropriazione dei terreni e alle procedure e atti notarili ad esse associate.
- **Danni:** Tale costo si riferisce alla liquidazione di tutti i danni arrecati ai fondi interessati dai lavori di realizzazione dell'infrastruttura. In particolare tiene conto dei danni arrecati alle coltivazioni nei territori attraversati dall'opera e gli indennizzi relativi all'occupazione temporanea delle aree di cantiere.
- **Direzione lavori:** Tale costo si riferisce al costo associato alla attività di direzione e supervisione lavori che vengono affidate ad un fornitore esterno durante la fase di costruzione dell'infrastruttura.
- **Costi interni:** Tale costo si riferisce ai costi del personale impiegato alla realizzazione dell'infrastruttura. In particolare si fa riferimento ai costi del personale interno impiegato durante tutte le fasi di implementazione del progetto (e.g. definizione delle filosofie di base e di progettazione, *project management* e *control*, attività di *procurement* per progettazione/materiali/costruzione, attività per l'ottenimento delle autorizzazioni, monitoraggio costruzione ed attività per la messa in esercizio dell'opera).

Costruzione

Tale costo si riferisce a tutte le attività di costruzione a carico della ditta appaltatrice. Ai fini dell'analisi, sono stati considerati i valori del costo di costruzione al netto dei fattori esogeni. A differenza degli altri macro-gruppi di voci di costo non è stato possibile in questo caso individuare un unico costo unitario espresso in (€/m), in quanto risente notevolmente delle specificità territoriali dell'ambiente attraversato dal tracciato.

Ai fini della stima viene valutato per ciascun diametro DN, un costo unitario determinato considerando la condizione costruttiva meno complessa. Tale costo di costruzione viene successivamente incrementato da opportuni fattori che incorporano l'impatto derivante dalle specificità delle condizioni di costruzione considerate, valutate tramite una analisi statistica di dati storici. Per ciascun fattore incrementale è definito un intervallo di possibile variazione. In ciascuna Fase di avanzamento del progetto il fattore moltiplicativo assume un valore puntuale – compreso

in tale intervallo – in relazione alle informazioni disponibili in quel momento. I fattori incrementali K (raggruppati per tipologia nei seguenti cluster) considerano i seguenti aspetti:

- K1: rappresentativo della morfologia del territorio e differenziato in funzione di condizioni di pianura, collina o montagna;
- K2: rappresentativo della natura del terreno, ovvero delle condizioni in presenza o meno di roccia nel terreno attraversato dal tracciato;
- K3: rappresentativo della antropizzazione, influenzata dalle condizioni di presenza o meno di servizi/interferenze, corsi d'acqua importanti, presenza di risaie, pendenze elevate e/o cambi di pendenza frequenti, urbanizzazione.

In applicazione della metodologia sopra descritta è possibile determinare il costo unitario standard di costruzione per tipologia di diametro DN nelle diverse possibili condizioni *i* secondo la seguente formula:

$$Cu (costr)_i^{DN} = Cu(costr)_{rif}^{DN} \times (1 + K_x^1 + K_y^2 + K_z^3)$$

dove:

$Cu(costr)_{rif}^{DN}$ è il unitario di costruzione di riferimento per un'opera senza particolari complessità/criticità

K_x^1 è il valore assunto dal coefficiente di complessità morfologica in nella condizione x-esima

K_y^2 è il valore assunto dal coefficiente di complessità della natura del terreno nella condizione y-esima;

K_z^3 è il valore assunto dal coefficiente di complessità di antropizzazione nella condizione z-esima.

Il costo unitario di costruzione nelle condizioni di riferimento $Cu(costr)_{rif}^{DN}$ per ciascun diametro DN è determinato su base statistica considerando i dati storici dei costi unitari di costruzione ottenuti nella condizione meno complessa ossia in condizioni di pianura, terreno in assenza di roccia e area non antropizzata.

Il valore dei coefficienti K1, K2 e K3, corrispondenti alle condizioni costruttive sono calcolati ciascuno su base statistica.

10.3.2.2 Costi unitari (€/unità) per le Altre categorie base

Con riferimento alle categorie base diverse dai metanodotti per la determinazione di costi unitari standard si utilizzano i valori medi dei costi sostenuti per la realizzazione di opere analoghe.

In caso di un intervento per cui sia previsto un componente per cui non si dispone di un dato basato su valori storici, si utilizza il costo del componente maggiormente omologo a quello considerato.

10.3.2.3 Costi da fattori esogeni

Tale voce si riferisce ai costi compensativi esogeni non riconducibili al servizio di trasporto e alle normative nazionali e locali quali a titolo esemplificativo e non esaustivo riqualificazioni ambientali e urbanistiche, rinvenimento di siti inquinati, rinvenimenti geologici, rinvenimenti archeologici. Le stime di tali costi incrementali inizialmente non determinabili vengono valorizzate puntualmente (e successivamente affinate) con l'avanzare dell'iter progettuale. Nelle prime fasi di stima dei costi di un intervento tali voci di costo vengono ricomprese nell'ambito delle *contingency* di seguito descritte.

10.3.2.4 Contingency

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

La *contingency*, a titolo esemplificativo, fa riferimento agli impatti di effetti del mercato non prevedibili a priori, eventuali modifiche normative, imprevisti geologici ed archeologici, attività come finiture, ripristini, monitoraggi, collaudi tecnici e contenziosi ecc che incorrono nell'intervallo pluriennale intercorrente fra la prima pianificazione e la realizzazione dell'opera, per eventuali contenziosi, 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 esogeni.

Individuazione della *Contingency* (Co)

La modulazione della *contingency* tiene conto che la fase del processo stima dei costi parte da una fase con minori elementi conoscitivi che aumentano man mano e in misura crescente nelle fasi di progettazione e realizzazione dell'opera. Pertanto 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 e del costo dei fattori esogeni;
- 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.

10.4 Costi operativi (Opex)

Le spese operative annue (Opex) sono distinte in spese operative fisse e spese operative variabili direttamente riconducibili all'intervento.

$$Opex = Opex\ fissi + Opex\ variabili$$

Le spese fisse (Opex fissi) riguardano tutti i costi necessari all'esercizio e alla manutenzione della nuova infrastruttura incluso il costo del personale²⁵.

Per la definizione dei costi operativi fissi unitari viene condotta un'analisi basata sui dati storici degli ultimi tre anni, con riferimento alle categorie base metanodotti, raggruppate in Rete Nazionale e Rete Regionale come riportato in Appendice informativa, senza considerare i costi non ricorrenti connessi ad attività straordinarie non preventivabili²⁶.

Sono individuati, per ogni categoria base metanodotti raggruppata in Rete Nazionale e Rete Regionale, due valori di costo unitario, uno elaborato considerando il costo del lavoro incrementale derivante dalla necessità di disporre di ulteriore personale per la gestione/manutenzione dell'infrastruttura, l'altro al netto di tale costo nel caso in cui l'intervento non preveda ulteriore utilizzo di personale.

Per le altre categorie base diverse dai metanodotti, caratterizzate da differenze significative tra di loro, la definizione di costi operativi unitari risulta poco rappresentativa, viste le forti variazioni rilevate sui dati storici analizzati; per tali tipologie la stima dei costi viene definita puntualmente sulla base dei costi sostenuti per opere analoghe.

Il valore degli Opex fissi è ottenuto applicando la seguente formula:

$$Opex\ fissi = \sum_q Cu(fissi\ met.)_q \times L_q + \sum_p Opex\ (fissi\ altro)_p$$

dove:

$Cu\ (fissi\ met.)_q$ è il costo unitario, comprensivo o meno del costo del lavoro, (€/m) funzione della tipologia q-esima di rete (Nazionale o Regionale)

L_q è la lunghezza in metri (m) del metanodotto di tipologia q-esima

²⁵ I principali costi fissi riguardano la pulizia dei tracciati, la manutenzione degli impianti, la manutenzione dei centri operativi, le locazioni di fabbricati e i canoni di concessione, gli automezzi, le assicurazioni, i sistemi di controllo, l'energia elettrica, i servizi di security, i servizi immobiliari e altri costi minori.

²⁶ Quali a titolo esemplificativo i costi di isopensione.

Opex (fissi altro)_p è il costo associato alla categoria p-esima diversa dai metanodotti definito puntualmente sulla base dei costi sostenuti per opere analoghe

Le spese variabili (Opex variabili) riguardano le perdite di rete e i consumi di gas utilizzati dalle centrali di spinta e per il preriscaldamento delle cabine.

Le perdite di rete sono stimate applicando i coefficienti di emissione rilevati ai fini del riconoscimento tariffario; il loro valore monetario è determinato utilizzando i prezzi gas considerati nello scenario di riferimento adottato ai fini dell'applicazione della metodologia.

Le spese associate ai consumi gas sono stimate adottando costi unitari differenziati per categoria base, riferiti ai dati storici relativi agli ultimi tre anni (o ove non disponibili sulla base dei costi sostenuti per opere analoghe). Tali costi non sono valorizzati nel caso in cui a fronte della realizzazione dell'opera non siano previsti consumi aggiuntivi. Il valore degli Opex variabili è ottenuto applicando la seguente formula:

$$\begin{aligned}
 & \textit{Opex variabili} \\
 &= \left(\sum_k \textit{Coefficienti emissione}_k \times \textit{Consistenza}_k \right) \times \textit{Prezzo gas} \\
 &+ \sum_q \textit{Cu(variabili met.)}_q \times L_q + \sum_p \textit{Opex (variabili altro)}_p
 \end{aligned}$$

dove:

Coefficienti emissione_k è il coefficiente di emissione (Smc/unità) per ogni componente k-esima costituiva dell'intervento pubblicato da ARERA.

Consistenza_k è il numero di unità (n) di componenti k-esimo individuati da ARERA

Prezzo gas è il prezzo del gas (€/Smc) nello scenario utilizzato al fine dell'applicazione della metodologia

Cu (variabili met.)_q è il costo unitario (€/m) funzione della tipologia q-esima di rete (Nazionale o Regionale)

L_q è la lunghezza in metri (m) del metanodotto di tipologia q-esima

Opex (variabili altro)_p è il costo associato alla categoria p-esima diversa dai metanodotti definito puntualmente sulla base dei costi sostenuti per opere analoghe

10.5 Fattori per correggere le distorsioni nelle stime di costo

Stante l'obiettivo dell'ACB di determinare il contributo di un intervento infrastrutturale in termini di miglioramento di *social welfare*, i costi utilizzati per effettuare la valutazione non devono riflettere i prezzi di mercato, bensì il reale costo opportunità di beni e servizi sottesi alla loro determinazione.

A tal fine i costi oggetto di analisi devono essere espressi al netto dell'IVA. Non devono essere conteggiati contributi pubblici e/o privati nazionali aggiudicati per il finanziamento dell'opera oggetto di analisi.

I costi dell'intervento vengono inoltre corretti per tenere conto degli effetti fiscali sul costo del lavoro. Questo avviene moltiplicando il costo complessivo per uno specifico fattore moltiplicativo determinato come di seguito riportato.

10.5.1 Criteri di stima fattore correttivo effetti fiscali

Per la determinazione del fattore moltiplicativo si provvede ad identificare le macro voci di costo di un intervento che presentano al loro interno una rilevante componente di costo del lavoro (quali ad esempio le attività di ingegneria, costruzioni etc).

Si provvede, su base statistica, a determinare un valore medio di incidenza del costo lavoro su tali voci di costo, tenuto conto del loro peso relativo rispetto al costo totale dell'intervento. Si è inoltre provveduto sulla base dell'analisi di dati storici e di tabelle contributive di riferimento a determinare un valore medio di incidenza della fiscalità per ciascuna macro voce di costo.

Il fattore moltiplicativo è stato quindi determinato con una media pesata dell'incidenza della fiscalità sul costo complessivo.

Tale fattore correttivo viene moltiplicato per il costo complessivo dell'intervento.

10.6 Aggiornamento delle stime di costo

Il costo dell'opera definito in fase di primo inserimento nel Piano viene 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 dell'opera fa riferimento:

- ai costi unitari sulla base delle curve di costo medio nella fase di pre-fattibilità;
- ai costi unitari dalla fase di fattibilità fino alla conclusione della fase autorizzativa dei permessi;
- agli effettivi contratti di approvvigionamento per la realizzazione dell'opera stessa, ove finalizzati, dalla fase di progettazione esecutiva fino alla messa in esercizio.

La metodologia proposta prevede l'identificazione di fattori incrementali del costo standard dell'opera, espressi per cluster, con esclusivo riferimento alla categoria base metanodotti.

Tali fattori sono puntualmente definiti per singola opera nelle varie fasi di evoluzione, da quella di fattibilità a quella di realizzazione. In particolare i fattori incrementali sono valorizzati nella prima fase di fattibilità e successivamente ricalcolati, in ogni fase, in funzione dei nuovi elementi conoscitivi che, all'avanzare del progetto, potranno essere acquisiti (ciò non esclude che i fattori incrementali possano restare invariati tra una fase e l'altra).

Infine, è previsto che al costo venga applicato un valore di *contingency*.

Tutte le voci di costo possono essere oggetto di aggiornamento nelle diverse fasi di avanzamento dell'opera prevedendone una loro revisione almeno al termine di ciascuna fase.

Fattori incrementali e *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 a partire dalla nuova categoria base e nel secondo caso verrà coerentemente adeguato il costo base dell'opera alla nuova consistenza.

10.7 Criteri di stima dei costi della rete di distribuzione in caso di nuove metanizzazioni

Ai sensi delle disposizioni della Deliberazione 468/2018/R/Gas, nei casi di interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione che presuppongono lo sviluppo di reti di distribuzione, i gestori promotori di un'iniziativa di sviluppo della rete di trasporto assicurano il coordinamento degli sviluppi di rete con quelli delle reti di distribuzione. A tal fine, i gestori:

- a) considerano, ai fini dell'analisi economica, tutti i costi degli sviluppi infrastrutturali, inclusi quelli della distribuzione, dandone separata evidenza;
- b) forniscono evidenza della coerenza tra le ipotesi adottate per la progettazione dell'intervento di sviluppo della rete di trasporto e le informazioni assunte dalla Stazione appaltante e/o dal concessionario della rete di distribuzione di cui alla precedente lettera a), con particolare riferimento alla coerenza tra il dimensionamento della rete di trasporto rispetto ai livelli di domanda stimati sulla rete di distribuzione sottostante;
- c) elaborano, avvalendosi della collaborazione della Stazione Appaltante o del concessionario della rete di distribuzione, una ACB aggiuntiva che, oltre a considerare tutti i costi degli sviluppi infrastrutturali inclusi quelli della distribuzione ai sensi della precedente lettera a), adotti, come scenario controfattuale, l'assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione;

In relazione alla stima dei costi del sistema di distribuzione in oggetto ed alla loro distribuzione temporale vengono utilizzate, ove disponibili, le stime di costo fornite dal gestore del sistema di distribuzione o, se non presente, dalla Stazione Appaltante.

Ove non disponibili i promotori dell'iniziativa effettuano una valutazione del costo dell'infrastruttura di distribuzione in considerazione delle migliori informazioni disponibili (ad es. quelle contenute nei Piani energetici regionali e/o studi ad hoc). Ai fini delle analisi vengono considerati i seguenti costi:

- realizzazione della rete cittadina;
- allacciamento alla rete di trasporto;
- *feeder* intercomunali;
- costi associati alla conversione a gas naturale degli apparati dei clienti finali.

11 Analisi di sensitività e trattamento dei rischi e delle incertezze

L'analisi di sensitività si pone come obiettivo quello di valutare gli effetti che variazioni nei valori assunti da alcune variabili e parametri ("fattori critici") possono produrre in relazione ai risultati attesi dalla realizzazione del progetto.

Nell'ambito della presente metodologia sono svolte:

- a) analisi di sensitività sugli elementi costitutivi l'analisi economica, con riferimento ai fattori critici;
- b) analisi di scenario, per indagare il possibile impatto sui risultati di performance economica di diverse combinazioni di fattori critici (cd. *contrasting scenarios*).

Ai fini delle analisi di cui al precedente punto a) è necessario prioritariamente individuare i fattori critici tra loro deterministicamente indipendenti in quanto fattori tra loro correlati potrebbero portare a distorsioni nei risultati e a *double-counting* degli effetti.

Gli effetti di fattori tra loro interdipendenti possono essere meglio valutati mediante analisi di scenario in cui vengono considerate diverse combinazioni di tali fattori, comunque tra loro coerenti.

11.1 Analisi di sensitività su elementi costitutivi l'analisi economica

Ai sensi della presente metodologia, così come previsto dalla Deliberazione si considerano "critici" quei fattori per i quali una variazione percentuale dell'1% del valore adottato nell'ipotesi di riferimento genera una variazione maggiore dell'1% sul valore del VAN_E.

Ai fini delle valutazioni di *sensitivity* sono considerati fattori tra loro deterministicamente indipendenti potenzialmente critici per l'analisi economica, e quindi oggetto di analisi, i seguenti:

- *capex e opex*;
- anno di entrata in esercizio dell'infrastruttura;
- costo dell'interruzione del gas (cd. *cost of gas disruption*).

Nell'ambito dell'analisi di sensitività viene indicato per ciascuno di questi fattori il relativo "*switching value*" ossia il valore del fattore critico per cui il VAN_E assume un valore pari a zero o il rapporto B/C un valore inferiore a 1. Tali *switching values* sono espressi sia in termini assoluti che in termini percentuali di incremento rispetto al valore base del fattore considerato e vengono rappresentati tra gli esiti dell'ACB.

11.2 Analisi di scenario

Mediante le analisi di scenario si intende indagare il possibile impatto sui risultati di performance economica di differenti combinazioni di valori assunti dalle variabili "critiche" tra loro correlate. Gli scenari individuati infatti sono elaborati prevedendo, seppur secondo ipotesi tra loro contrastanti, una combinazione coerente e realistica dei valori attribuiti a ciascun fattore critico.

In particolare, attraverso gli scenari contrastanti individuati ai fini delle valutazioni dell'ACB di cui al precedente capitolo 6 vengono considerati gli effetti di:

- prezzi delle commodity e della CO₂;
- potenziali di approvvigionamento;
- livello di penetrazione delle rinnovabili;
- evoluzioni della domanda.

Tali scenari consentono di valutare l'impatto dell'intervento identificando gli estremi di un intervallo nel quale è verosimile ipotizzare si collochi la performance del progetto. Gli estremi dell'intervallo degli indicatori dell'analisi economica valutati rispetto ai *contrasting scenarios* viene opportunamente rappresentata negli esiti dell'ACB.

12 Rappresentazione dei requisiti informativi dell'intervento

Vengono di seguito riportati i requisiti informativi associati a ciascun intervento per i quali viene svolta la ACB, in coerenza con l'Appendice di cui all'Allegato A della Deliberazione 468/2018/R/gas. In Appendice informativa è riportato un fac-simile della scheda informativa ("*project fiche*") che i gestori dei sistemi di trasporto sono tenuti a predisporre a corredo dei propri progetti.

12.1 Obiettivi generali e specifici dell'intervento

Per ciascun intervento vengono indicati gli obiettivi generali sottostanti, nonché i relativi obiettivi specifici, definiti al precedente capitolo 4.

12.2 Elementi informativi del progetto

In relazione alle caratteristiche dell'intervento oggetto di analisi vengono indicate le seguenti informazioni:

- Denominazione: nome sintetico assegnato dal gestore all'intervento in oggetto, tale da consentire di comprenderne la natura.
- Localizzazione, e relativa rappresentazione grafica: indicazione e rappresentazione cartografica della localizzazione dell'intervento e del relativo tracciato (ove applicabile) con specifica indicazione di Regioni, Province e Ambiti Territoriali Minimi afferenti al contesto di riferimento dell'intervento stesso.
- Codice identificativo assegnato all'intervento nell'ambito del Piano, definito secondo le seguenti modalità:
 - codice identificativo del gestore. Abbreviazione di tre lettere della denominazione del gestore di trasporto (es. SRG per Snam Rete Gas S.p.a.).
 - codice identificativo di classificazione dell'intervento. RN per interventi di rete nazionale; RR per interventi di Rete Regionale.
 - numero intervento. numero progressivo assegnato all'intervento in oggetto in relazione a quelli presentati nel Piano del gestore.
- Codici identificativi dell'intervento utilizzati nella lista dei PCI, nel TYNDP di ENTSOE e nei piani regionali di ENTSOE (ove applicabili).
- Denominazione e codice delle opere che costituiscono l'intervento. Nome sintetico assegnato dal gestore all'opera principale o accessoria in oggetto, tale da consentire di comprenderne la natura (es. localizzazione di inizio fine del metanodotto), e codice identificativo costituito dal codice dell'intervento più suffisso progressivo.
- Categoria principale cui afferisce l'intervento tra quelle di seguito indicate:
 - nuova interconnessione con l'estero
 - potenziamento di interconnessione con l'estero esistente
 - interconnettori
 - nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate

- potenziamento di rete esistente
- estensioni di rete
- interventi su rete esistente
- altro (indicazione di altra categoria eventualmente non ricompresa nelle categorie sopra indicate).
- Primo anno di pianificazione. Indicazione del primo anno di inserimento dell'intervento nel Piano (in caso di interventi precedenti indicazione del primo anno in cui l'intervento è stato considerato nel processo interno di pianificazione del gestore).
- Impatto in termini di aumento di capacità di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile). Indicazione della capacità aggiuntiva di trasporto a regime associata all'intervento in oggetto espressa in Sm³/giorno, con eventuale indicazione di eventuali *build up* di capacità in caso di interventi sviluppati in più fasi (e relativi anni).
- Punto (o punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile): denominazione del punto (punti) su cui si genera l'incremento di capacità con indicazione se si tratta di un punto già esistente o di un nuovo punto.
- Eventuale correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative.
- Caratteristiche tecniche e dimensionali delle opere principali e accessorie (ove applicabili) indicando²⁷:
 - diametro (mm)
 - lunghezza tracciato (km)
 - potenza centrali di compressione (MW);
 - pressione di design (bar).
- Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza rispetto ad altri interventi realizzazione di reti di trasporto e/o di distribuzione.

In relazione agli investimenti connessi agli interventi di sostituzione, anche parziale, di tratti di rete in esercizio, sono fornite le seguenti informazioni relativamente ai tratti cui le sostituzioni si riferiscono:

- identificazione univoca degli asset interessati;
- lunghezza della rete oggetto di sostituzione;
- anno di entrata in esercizio;
- costo storico di prima iscrizione in bilancio degli asset interessati e costo storico di eventuali investimenti realizzati successivamente all'entrata in esercizio;

²⁷ La capacità di trasporto dell'opera viene indicata in corrispondenza dei relativi punti di entrata/uscita e risulta rappresentativa della massima portata di ingresso alla rete (la portata minima si assume in linea teorica sempre pari a zero).

- vita utile regolatoria residua;
- eventuali costi di dismissione;
- motivazione dell'intervento di sostituzione con indicazione degli esiti delle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture derivanti dall'applicazione della metodologia Asset Health.

Nel caso degli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione viene data evidenza nel Piano delle informazioni acquisite sullo sviluppo delle reti di distribuzione tramite un'interazione formalizzata con la Stazione Appaltante o con il concessionario della rete di distribuzione²⁸, con particolare riferimento ai dati elaborati dalla Stazione Appaltante ai fini del processo di gara ai sensi del decreto 226/2011. Vengono inoltre fornite le seguenti ulteriori informazioni:

- indice di capacità minima di trasporto, definito come rapporto tra capacità disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna e lunghezza della rete; ai fini della valutazione positiva dell'intervento, tale indice non deve assumere valori inferiori a quelli indicati in Appendice Informativa;
- indice di costo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna, espresso come rapporto tra costo storico dell'investimento e capacità disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna; nel caso non sia rispettato l'indice di capacità minima di trasporto di cui al precedente punto a), l'indice di costo per unità di capacità di trasporto non deve eccedere la soglia indicata in Appendice Informativa ai fini della piena ammissibilità tariffaria del costo di investimento;
- elementi informativi comprovanti il coordinamento degli sviluppi della rete di trasporto con quelli delle reti di distribuzione (rif. comma 10.4);
- limitatamente agli interventi in corso di realizzazione un cronoprogramma, sviluppato congiuntamente al concessionario della rete di distribuzione, che rappresenta le diverse fasi di esecuzione dei lavori di sviluppo delle reti di trasporto e distribuzione, anche tenendo conto di possibili sfasamenti temporali che possono insorgere per la complessità dei lavori da eseguire.

In relazione agli investimenti connessi agli allacciamenti di impianti di biometano sono fornite le seguenti informazioni:

- denominazione;
- localizzazione;
- codice identificativo nell'ambito del Piano;
- elementi dimensionali caratteristici quali diametro (mm), pressione massima di esercizio e lunghezza (km);
- eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza rispetto ad altri interventi di allacciamento di impianti di biometano;

²⁸L'attestazione dell'interazione formalizzata con la Stazione Appaltante o con il concessionario della rete di distribuzione avviene indicando nel Piano i principali scambi intercorsi tra le Parti quali comunicazioni scritte e/o minute di incontri.

- valorizzazione, con separata evidenza, di tutti i costi associati agli sviluppi infrastrutturali (tra gli altri costi di connessione all'impianto, costi di sviluppo delle reti, inclusi quelli della distribuzione, costi per il trattamento del gas), associati a ciascuna configurazione includendo le motivazioni per cui la soluzione proposta è stata ritenuta la migliore in relazione ai criteri di efficienza economica e di ottimizzazione complessiva.

12.3 Elementi informativi sullo stato di avanzamento del progetto

In relazione alle tempistiche previste di realizzazione e allo stato di avanzamento i progetti sono classificati (dandone specifica indicazione) in:

- "interventi in valutazione": ricadono in tale categoria gli interventi che non prevedono attività realizzative nell'orizzonte di Piano.
- "interventi pianificati": ricadono in tale categoria gli interventi per cui si prevede che le attività realizzative abbiano inizio entro l'orizzonte temporale del Piano. Per tali interventi (con riferimento sia alle opere principali sia alle opere accessorie ove rilevante/applicabile), sono indicate le date previste o consuntivate relative a:
 - pianificazione e progettazione: intesa come data (o anno) di avvio della "Fase 2 - Progettazione di base" definita al precedente paragrafo 10.2.
 - avvio e conclusione iter autorizzativo: intesa come data (o anno) di presentazione e ottenimento delle richieste di Autorizzazione Unica e di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), ove presente, di cui alla "Fase 3 – Autorizzazioni pubbliche".
 - avvio attività di progettazione esecutiva: intesa come data (o anno) di avvio della "Fase 4 - Progettazione esecutiva e approvvigionamento" definita al precedente paragrafo 10.2.
 - avvio cantieri per la realizzazione: intesa come data (o anno) di avvio della "Fase 5 – Costruzione" ossia inizio dei lavori di costruzione dell'intervento (cantierizzazione).
 - entrata in esercizio di ciascuna opera: intesa come data (o anno) di disponibilità della infrastruttura per lo svolgimento delle proprie finalità.

Per gli interventi già inclusi nei Piani precedenti (con riferimento sia alle opere principali sia alle opere accessorie ove rilevante e/o applicabile), viene fornita una indicazione sullo stato di avanzamento del progetto in base alla seguente classificazione:

- in avanzamento come da programma: ove le attività risultino in linea con le tempistiche previste e/o pianificate;
- in anticipo rispetto al programma: ove le attività siano in anticipo rispetto alle tempistiche previste e/o pianificate;

- in ritardo attribuibile a cause esogene: ove le attività risultino in ritardo rispetto alle tempistiche previste e/o pianificate per cause non dipendenti dal gestore (quali ad esempio ritardi nelle procedure di ottenimento delle autorizzazioni);
- posticipato volontariamente.

Nei casi di ritardo esogeno, o di posticipazione volontaria dell'intervento, vengono indicate gli eventi e/o le ragioni che abbiano comportato la deviazione dalle tempistiche previste e/o pianificate.

Il programma delle attività per l'esecuzione delle opere principali del progetto è reso disponibile anche in forma di diagramma (tipo Gantt).

13 Analisi della domanda di servizi e dell'offerta

Nell'ambito degli elementi funzionali allo svolgimento delle analisi costi benefici vengono valutate per ciascuno specifico intervento infrastrutturale le sottostanti esigenze di domanda di servizi erogati e dell'offerta.

In relazione agli interventi infrastrutturali in cui il contesto di riferimento sia riconducibile al sistema nazionale si fa riferimento agli scenari di domanda ed offerta di cui al precedente capitolo 6. Per interventi riferiti a metanizzazioni di nuove aree o riferiti a specifiche esigenze locali, vengono effettuate ulteriori analisi sullo specifico contesto di riferimento in base alle informazioni a disposizione del gestore del sistema di trasporto e in relazione alle finalità di valutazione dell'intervento.

Le informazioni rilevanti vengono indicate nella rispettiva scheda progetto (*project fiche*) come da fac-simile riportato in Appendice informativa. Le informazioni relative alle fonti di dati utilizzate, alle metodologie adottate per gli studi di previsione della domanda e dell'offerta e alle sottese ipotesi di base sono riportate nell'ambito del Piano.

13.1 Analisi della domanda di servizi

Con riferimento alla domanda vengono considerate:

- la domanda corrente di consumi finali di gas, disaggregata per settore (civile, industriale, terziario, trasporti e termoelettrico), e il suo andamento storico, con distinzione dei profili di stagionalità e dei periodi peak²⁹ e off-peak³⁰;
- la stima della domanda futura di consumi finali di gas, con indicazione dell'orizzonte temporale cui si riferisce, disaggregata per settore (civile, industriale, terziario, trasporti e termoelettrico) e con distinzione dei profili di stagionalità e dei periodi peak e off-peak.

13.2 Analisi dell'offerta

L'analisi dell'offerta, ove rilevante in relazione agli obiettivi generali dell'intervento, include:

- a) analisi di offerta e competitività corrente;
- b) analisi di offerta e competitività futura.

²⁹ Inteso come massimo prelievo giornaliero sia in condizioni di domanda normale sia in condizioni di domanda eccezionale (con probabilità di accadimento 1/20).

³⁰ Inteso come prelievo giornaliero nel periodo estivo.

13.2.1 Analisi di offerta e competitività corrente e futura

Con riferimento all'analisi di offerta e competitività corrente nel contesto di riferimento viene considerato:

- l'andamento storico dell'offerta gas, con separata indicazione del contributo ascrivibile alle produzioni nazionali e a gas diversi dal gas naturale (quali il biometano, altri green gas e gas sintetici), e distinzione delle fonti di importazione;
- la dinamica storica del prezzo del gas e dei prezzi di fonti energetiche alternative, con indicazione della fonte dei dati e dell'orizzonte temporale preso a riferimento;
- la competitività del mercato del gas esistente e il suo livello di concentrazione³¹;

Con riferimento all'analisi di offerta e competitività futura nel contesto di riferimento viene considerato:

- la possibile evoluzione futura dell'offerta gas, con separata indicazione della quota riferibile alle produzioni nazionali e a gas diversi dal gas naturale, e distinzione delle fonti di importazione, giustificando adeguatamente le ipotesi assunte a riferimento nel modello utilizzato per la stima;
- la stima futura del prezzo del gas e dei prezzi di fonti energetiche alternative, basata su ipotesi di previsione adeguatamente esplicitate e motivate, che tengono conto di fattori quali: aspetti socio-economici e politici, eventuali incentivi, normativa ambientale e vincoli alle emissioni di CO₂ e altri inquinanti di tipo locale (SO_x, NO_x, PM, ecc.);
- la competitività del mercato in esito alla realizzazione dell'intervento infrastrutturale³².

³¹ Ove applicabile sono utilizzati indicatori sintetici di concentrazione dei mercati quali gli indici di pivotalità, calcolati con riferimento alla effettiva capacità disponibile.

³² Ove applicabile sono utilizzati indicatori sintetici di concentrazione dei mercati quali gli indici di pivotalità, calcolati con riferimento alla effettiva capacità disponibile.

14 Rapporto di monitoraggio

Viene di seguito riportata la descrizione dei contenuti specifici e della struttura del rapporto di monitoraggio che il gestore è tenuto ad elaborare ai sensi della Deliberazione 468/2018/R/Gas come documento di accompagnamento al Piano. In particolare, il rapporto di monitoraggio contiene una rappresentazione sintetica dello stato di avanzamento degli interventi realizzati o in corso di realizzazione inclusi nel Piano precedente a quello oggetto di elaborazione.

Il documento è strutturato come segue:

- classificazione degli interventi
- sintesi in forma tabellare dello stato di avanzamento degli interventi previsti nel Piano precedente con particolare riferimento a:
 - tempi di realizzazione
 - impegno economico

Per gli interventi entrati in esercizio nell'anno precedente a quello di presentazione dei Piani - che rientrano nell'ambito di applicazione delle ACB di cui al precedente capitolo 3 - viene presentata una scheda di intervento ("*Project fiche*") secondo il format di cui al successivo paragrafo 16.4 integrata con le seguenti informazioni:

- a. immobilizzazioni entrate in esercizio, con il dettaglio dei relativi cespiti;
- b. immobilizzazioni ancora in corso;
- c. stima dell'eventuale spesa di investimento residua;
- d. anno previsto per la messa in esercizio degli investimenti residui.

I risultati dell'ACB rappresentati nella scheda progetto considerano i costi effettivamente sostenuti, ove disponibili, e la stima dei benefici sulla base delle informazioni più aggiornate possibili.

14.1 Classificazione interventi

In tale sezione del rapporto di monitoraggio sono descritte sinteticamente le categorie principali cui afferisce l'intervento ("nuova interconnessione con l'estero", potenziamento di interconnessione con l'estero esistente", "interconnettori", "*merchant line*"³³, "nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate", "potenziamento di rete esistente", "estensioni di rete", "interventi su rete esistente", "altro").

³³ Si considerano sotto la voce "*merchant line*" gli interventi in regime di esenzione.

14.2 Stato di avanzamento degli interventi

In tale sezione del rapporto di monitoraggio viene evidenziato lo stato di avanzamento di ciascun intervento incluso nel Piano precedente.

Per quanto riguarda i tempi di realizzazione viene evidenziato lo stato dell'intervento al momento di elaborazione del nuovo Piano e la nuova data di entrata in esercizio prevista.

Lo stato dell'intervento è classificato adottando le fasi descritte nel paragrafo 10.2 in:

- Pre-fattibilità
- Fattibilità
- Progettazione di base
- Autorizzazione Pubbliche
- Progettazione esecutiva e approvvigionamento
- Costruzione
- Entrata in esercizio³⁴

In caso di intervento annullato viene fornita evidenza e relativa motivazione.

Per quanto riguarda l'avanzamento rispetto al programma del progetto viene fornita una indicazione in base alla seguente classificazione:

- in avanzamento come da programma: ove le attività risultino in linea con le tempistiche previste e/o pianificate.
- in anticipo rispetto al programma: ove le attività siano in anticipo rispetto alle tempistiche previste e/o pianificate.
- in ritardo attribuibile a cause esogene: ove le attività risultino in ritardo rispetto alle tempistiche previste e/o pianificate per cause non dipendenti dal gestore (quali ad esempio ritardi nelle procedure di ottenimento delle autorizzazioni).
- posticipato in considerazione dell'evoluzione del contesto.

Nei casi di ritardo esogeno, o di posticipazione dell'intervento, vengono indicate gli eventi e/o le ragioni che abbiano comportato la deviazione dalle tempistiche previste e/o pianificate.

Per quanto riguarda l'impegno economico viene evidenziato il costo già sostenuto al momento dell'elaborazione del nuovo Piano e la nuova stima di costo complessiva dell'intervento confrontata con quella indicata nel Piano precedente.

³⁴ Entrata in esercizio dell'infrastruttura che pertanto non figurerà più tra gli interventi del Piano oggetto di predisposizione

15 Riferimenti documentali

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

- Deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2018. 468/2018/R/gas e s.m.i. “Disposizioni per la consultazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale a approvazione di requisiti minimi per la predisposizione dei piani e per l’analisi costi-benefici degli interventi”
- Documento per la consultazione dell’Autorità 5 luglio 2018, 374/2018/R/gas “Orientamenti per la valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale – Requisiti minimi e linee guida per l’analisi costi-benefici”
- 2nd ENTSOG Methodology for Cost-Benefit Analysis of Gas Infrastructure Projects, versione approvata dalla DG Energy della Commissione Europea, del febbraio 2019
- Metodologia Analisi Costi-Benefici (ACB 2.0) di Terna del febbraio 2018
- “Guide to Cost-Benefit Analysis of investment projects- Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020” della DG Regional and Urban Policy della Commissione Europea del dicembre 2014.

16 Appendice informativa

16.1 Assunzioni e parametri alla base della quantificazione dei benefici

Indicatore	Parametri e ipotesi per la monetizzazione dei benefici
B1	I prezzi del gas all'ingrosso sono riferiti a ciascuno scenario nello specifico anno di riferimento (rif. tabella 1)
B2	I prezzi del gas all'ingrosso ed i prezzi dei combustibili alternativi sono riferiti a ciascuno scenario nello specifico anno di riferimento (rif. tabella 1 e tabella 2)
B3	<p>Per la valutazione dei benefici B3 vengono considerate le configurazioni riportate in tabella 3</p> <p>Relativamente al Cost of Gas disruption (CoGD) si utilizzano i valori indicati da ENTSOG nell'ultimo TYNDP disponibile, considerando eventuali opinioni espresse dall'Agency for Cooperation of Energy Regulators</p>
B4	I costi evitati sono indicati dal gestore del servizio di trasporto
B5	<p>Per i fattori di emissione CO₂ riferiti al gas naturale e agli altri combustibili si utilizzano i dati ISPRA</p> <p>Con riferimento al costo di emissione di CO₂ si utilizza il Shadow Carbon Price pubblicato dalla Commissione Europea e/o International Financial Institutions (IFIs) di riferimento (rif. tabella 4)</p> <p>Con riferimento al costo sociale associato all'emissione di gas in atmosfera si considera il Shadow Carbon Price moltiplicato per un fattore rappresentativo del maggior impatto del gas rispetto alla CO₂</p>
B6	<p>Per i fattori di emissione non CO₂ riferiti al gas naturale e agli altri combustibili si utilizzano i dati ISPRA</p> <p>Con riferimento al costo inquinanti "non CO₂" si utilizzano i dati più aggiornati dell'European Environment Agency (rif. tabella 5)</p>
B7	I prezzi del gas all'ingrosso sono riferiti a ciascuno scenario nello specifico anno di riferimento (rif. tabella 1)
	Con riferimento al prezzo del gas si fa riferimento ai prezzi riportati in tabella 1.
B8	Con riferimento al prezzo del gas si fa riferimento ai prezzi riportati in tabella 1.

	Ai fini della valorizzazione si tiene conto dei quantitativi di gas consumati direttamente dalle centrali di compressione e dei quantitativi di gas utilizzati ai fini della generazione di energia elettrica per il funzionamento delle centrali stesse.
B9	I costi di approvvigionamento dei servizi sul mercato MSD da parte del gestore del sistema elettrico sono definiti in esito alle simulazioni del mercato di cui al paragrafo 7.3.

Tabelle di riferimento per la quantificazione dei benefici

Tabella 1 – prezzi all'ingrosso gas naturale

	Anno riferimento	Anno riferimento	Anno riferimento	Anno riferimento
Scenario di riferimento	€/Mwh	€/Mwh	€/Mwh	€/Mwh
Scenario di riferimento	€/Mwh	€/Mwh	€/Mwh	€/Mwh

Fonte:

Tabella 2 - prezzi all'ingrosso altri combustibili

Combustibile n

	Anno riferimento	Anno riferimento	Anno riferimento	Anno riferimento
Scenario di riferimento	€/Mwh	€/Mwh	€/Mwh	€/Mwh
Scenario di riferimento	€/Mwh	€/Mwh	€/Mwh	€/Mwh

Fonte:

Tabella 3 – Configurazione per valorizzazione beneficio B3

	Disponibilità Infrastruttura	Disponibilità Fonte Appr.	Condizione Climatica	Periodo anno considerato	Durata evento	Probabilità evento
B3n	SI	SI	Eccezionale	Condizione di maggiore criticità	Condizioni Regolamento SoS (n.1938/2017)	Analisi su base statistica
B3d Infrastruttura nazionale	NO	SI	Normale/ Eccezionale	Condizione di maggiore criticità	Condizioni Regolamento SoS (n.1938/2017)	Analisi su base statistica
B3d Infrastruttura nazionale	SI	NO	Normale/ Eccezionale	Condizione di maggiore criticità	Condizioni Regolamento SoS (n.1938/2017)	Analisi su base statistica

B3d Infrastruttura regionale	NO	SI	Normale/ Eccezionale	Condizione di maggiore criticità	Analisi su base statistica	Analisi su base statistica
---------------------------------	----	----	-------------------------	----------------------------------	----------------------------	----------------------------

Per condizione climatica normale si intende una situazione climatica generalmente con probabilità di accadimento (1/2) mentre per climatica eccezionale una situazione climatica generalmente con probabilità di accadimento (1/20).

In relazione al periodo dell'anno in cui si verifica l'evento viene considerato quello caratterizzato da una maggiore criticità di copertura del fabbisogno di domanda del contesto di riferimento rilevante per il progetto.

In relazione alla durata dell'evento si fa riferimento alle indicazioni contenute nel Regolamento CE n. 1938/2017 relativamente allo standard infrastrutturale ed allo standard di approvvigionamento gas di cui agli articoli 5 e 6.

Ai fini della valutazione dell'indisponibilità infrastrutturale le differenti cause (e.g. incidenti, eventi climatici estremi, etc.) sono considerate come eventi indipendenti per la determinazione della probabilità di accadimento.

Tabella 4 – Shadow Carbon Price

	Anno riferimento	Anno riferimento	Anno riferimento	Anno riferimento
	€/ton	€/ton	€/ton	€/ton

Fonte:

Tabella 5 – Costo altri inquinanti

	Anno riferimento	Anno riferimento	Anno riferimento	Anno riferimento
Inquinante x	€/ton	€/ton	€/ton	€/ton
Inquinante y	€/ton	€/ton	€/ton	€/ton
Inquinante z	€/ton	€/ton	€/ton	€/ton

Fonte:

16.2 Assunzioni e parametri alla base della stima dei costi

Costo	Parametri e ipotesi per la stima dei costi
Costi di investimento	<p><u>Fase di pre-fattibilità:</u></p> <p>Costi medi categoria metanodotti indicati in tabella a), costi standard per le altre categorie indicati nelle tabelle e) contingency indicata in tabella b)</p> <p><u>Fase fattibilità e successive:</u></p> <p>Costi unitari categoria metanodotti indicati in tabella c), costi standard per le altre categorie indicati nelle tabelle e), fattori incrementali k indicati in tabella d) e contingency indicata in tabella f)</p> <p>Fattori correttivo effetti fiscali; riduzione [...] % da applicare al costo di investimento totale</p>
Costi operativi	Costi operativi fissi e variabili indicati in tabelle g), fattori di emissione pubblicati da ARERA

Tabelle di riferimento per la quantificazione dei costi

Tabella a - Costi medi

Categoria base	Costo medio
fino a 100 mm	€/m
da 150 a 300 mm	€/m
da 350 a 650 mm	€/m
da 700 a 1050 mm	€/m
da 1100 a 1200 mm	€/m
oltre 1200 mm	€/m

Tabella b - Contingency di pre-fattibilità

Complessità	
Alto	%
Medio	%
Basso	%

Tabella c - Costi unitari per Categoria base Metanodotti

Categoria base	Altri Costi Unitari	Costo costruzione
DN 100	€/m	€/m
DN 150	€/m	€/m
DN 200	€/m	€/m
DN 250	€/m	€/m
DN 300	€/m	€/m
DN 450	€/m	€/m
DN 500	€/m	€/m
DN 550	€/m	€/m
DN 600	€/m	€/m
DN 650	€/m	€/m
DN 750	€/m	€/m
DN 850	€/m	€/m
DN 1050	€/m	€/m
DN 1200	€/m	€/m
DN 1400	€/m	€/m

Tabella d - Fattori incrementali k per Costi unitari e Categoria base metanodotti

Categoria Base	K1 – morfologia			K2 – terreno		K3 - antropizzazione	
	Pianura	Collina	Montagna	Non roccia	Roccia	Non zato	Antropizzato
DN 100							
DN 150							
DN 200							
DN 250							
DN 300							
DN 450							
DN 500							
DN 550							
DN 600							
DN 650							
DN 750							
DN 850							

DN 1050							
DN 1200							
DN 1400							

Table e - Costi unitari per altre Categorie base

Categorie Base TOC	Costo Unitario
DN 100	€/m
DN 150	€/m
DN 200	€/m
DN 250	€/m
DN 300	€/m
DN 450	€/m
DN 500	€/m
DN 550	€/m
DN 600	€/m
DN 750	€/m
DN 1050	€/m
DN 1200	€/m

Categorie Base Microtunnel	Costo Unitario
DN 1200	€/m
DN 1600	€/m
DN 1900	€/m
DN 2000	€/m
DN 2100	€/m
DN 2400	€/m
DN 3000	€/m

Categorie Base Directpipe	Costo Unitario
DN 1200	€/m
DN 1400	€/m

Categorie Base Trappola (doppie)	Costo Unitario
DN 200	€/m
DN 250	€/m
DN 300	€/m
DN 450	€/m
DN 500	€/m
DN 550	€/m
DN 600	€/m
DN 650	€/m
DN 750	€/m
DN 850	€/m
DN 1050	€/m
DN 1200	€/m
DN 1400	€/m

Categorie Base Riduzione HPRS	Costo Unitario
Portata 10.000 m ³ /h	€/cad
Portata 50.000 m ³ /h	€/cad
Portata 100.000 m ³ /h	€/cad
Portata 200.000 m ³ /h	€/cad

Categorie Base Riduzione IPRS o LPRS	Costo Unitario
Portata 10.000 m ³ /h	€/cad
Portata 30.000 m ³ /h	€/cad
Portata 50.000 m ³ /h	€/cad

Categorie Base Regolazione	Costo Unitario
Portata 300.000 m ³ /h	€/cad
Portata > 300.000 <= 600.000 m ³ /h	€/cad
Portata 600.000 m ³ /h	€/cad

Categorie Base Stazione Spinta	Costo Unitario
Turbocompressore comprensivo di costi accessori 12 MW	€/cad
Turbocompressore comprensivo di costi accessori 25 MW	€/cad
Centrali altro (fabbricati, piping, terreno, opere civili etc)	€/cad

Tabella f - Contingency

Fase	%
Fattibilità	%
Progettazione di Base	%
Autorizzazione	%
Progettazione Esecutiva	%
Costruzione	%

Tabelle g – Costi operativi

Costi operativi fissi unitari annui	Costo unitario comprensivo di costo lavoro	Costo unitario senza costo lavoro
Rete Nazionale	€/m	€/m
Rete Regionale	€/m	€/m

Costi operativi variabili unitari annui - consumi	Costo unitario
Rete Nazionale	€/m
Rete Regionale	€/m

16.3 Modelli di simulazione

Modelli di simulazione utilizzati dall'impresa maggiore secondo quanto indicato al capitolo 7.

Modello	Riferimento
Modello per la simulazione idraulica della rete	
Modello per la definizione dei flussi e dei prezzi all'ingrosso del gas	
Modello di simulazione del funzionamento del mercato elettrico	

16.4 Scheda Progetto ("Project Fiche")

SCHEDA PROGETTO - XXX_RX_XXXX

INFORMAZIONI SUL CONTESTO DI RIFERIMENTO
ASPETTI SOCIO ECONOMICI
FATTORI GEOGRAFICI
FATTORI ISTITUZIONALI, POLITICI E REGOLATORI

ANALISI DELLA DOMANDA DI SERVIZI INFRASTRUTTURALI E DELL'OFFERTA
ANALISI DELLA DOMANDA
ANALISI DELL'OFFERTA

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO						
Denominazione intervento					
Opere principali ed accessorie						
Codice	Denominazione	DN	km	MW	Pressione (bar)	Tipologia
XXX_RX_XXXX_X	Principale/Accessoria
Localizzazione intervento:						
Codici identificativi intervento		CODICE NAZIONALE: TYNDP ENTSG: GRIP:				
Obiettivo generale dell'intervento		Riferimento a Obiettivi generali di cui al Capitolo 4				
Obiettivi specifici		Riferimento a Obiettivi specifici di cui al Capitolo 4				
Categoria principale intervento		Riferimento a elementi informativi del progetto di cui al paragrafo 12.2 Se indicata la cella altro fornire descrizione:				
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano						
Incremento delle capacità di trasporto						
Punto/i della rete impattati	Direzione (entrata/uscita)	Incremento di capacità [Sm³/g]				

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative	
Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	
Indicazione dello stato dell'intervento	Riferimento a elementi informativi sullo stato di avanzamento del progetto di cui al paragrafo 12.3
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	Riferimento a elementi informativi sullo stato di avanzamento del progetto di cui al paragrafo 12.3

Cod. opera	Data inizio progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Data presentazione AU	Data ottenimento AU	Data presentazione VIA	Data ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data EE

Tabella da compilare esclusivamente in caso interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione

Indicatore	Valore assunto
Indice di capacità minima di trasporto (cfr. art. 7.1.ter a) Deliberazione 468/2018/R/gas)	[Sm ³ /g per m rete realizzata] di cui all'articolo 5.3 dell' Allegato A alla Deliberazione 139/2023/R/Gas
Indice di costo per unità di capacità di trasporto (cfr. art. 7.1.ter b) Deliberazione 468/2018/R/gas)	[€/Sm ³ /g] di cui all'articolo 5.3 dell'Allegato A alla Deliberazione 139/2023/R/Gas

Tabella da compilare esclusivamente in caso interventi connessi agli allacciamenti di impianti di biometano:

Denominazione	Localizzazione	Codice identificativo nell'ambito del Piano	Diametro	Pressione massima di esercizio	Lunghezza

Sono fornite inoltre le seguenti informazioni

- eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza rispetto ad altri interventi di allacciamento di impianti di biometano;
- valorizzazione, con separata evidenza, di tutti i costi associati agli sviluppi infrastrutturali (tra gli altri costi di connessione all'impianto, costi di sviluppo delle reti, inclusi quelli della distribuzione, costi per il trattamento del gas), associati a ciascuna configurazione includendo le motivazioni per cui la soluzione proposta è stata ritenuta la migliore in relazione ai criteri di efficienza economica e di ottimizzazione complessiva.

Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

Cod. Identificativo cespite	Lunghezza rete oggetto di sostituzione [Km]	Anno entrata in esercizio [anno]	Costo storico di prima iscrizione in bilancio [M€]	Costo storico investimenti successivi a entrata in esercizio [M€]	Vita utile regolatoria residua [anni]	Costi di smissione [M€]	Motivazione intervento di sostituzione [e.g. sicurezza in esito a metodologia asset health (con indicazione valore indicatori), continuità servizio etc]

Tabella da compilare esclusivamente nell'ambito del rapporto di monitoraggio relativamente agli interventi entrati in esercizio nell'anno precedente a quello di presentazione dei Piani

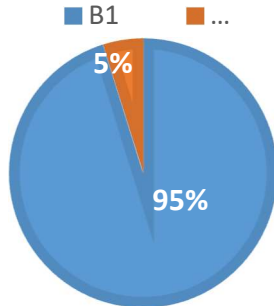
Cod. Identificativo cespite	Immobilizzazioni entrate in esercizio	Immobilizzazioni ancora in corso [M€]	Stima spesa investimento residua	Anno previsto entrata in esercizio investimento residuo

	[M€]		[M€]	[anno]

ANALISI COSTI/BENEFICI

<i>BENEFICI MONETARI - Totale benefici periodo di analisi</i>		
	<i>Quantificazione fisica</i>	<i>Quantificazione monetaria</i>
	Anno studio i-esimo	Anno studio i-esimo
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	GWh/a	M€
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree	GWh/a	M€
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	GWh/a	M€
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	GWh/a	M€
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	GWh/a	M€
B4: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	-	M€
B5: Variazione esternalità negative associate ad emissioni di gas climalteranti	Ton/a	M€
B6: Variazione esternalità negative associate ad emissioni di gas inquinanti non climalteranti	Ton/a	M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico	GWh/a	M€
B8: Variazione dei costi operativi di compressione	GWh/a	M€
B9: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	GWh/a	M€

BENEFICI DI CUI AI REQUISITI MINIMI



BENEFICI QUANTITATIVI

Indicatore N-1	
Import Route Diversification Index (IRDI)	
Bidirectional Project Index (BPI)	

EFFETTI DI TRASFERIMENTO MONETARIO

.....

COSTI

Capex totale progetto [M€]	XXX_RX_XXXX_X	
	XXX_RX_XXXX_X	
	XXX_RX_XXXX_X	
	XXX_RX_XXXX_X	
	XXX_RX_XXXX_X	
	XXX_RX_XXXX_X	
	TOTALE	
Consuntivo al 31/12/201X [M€]		
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]		
Capex di reinvestimento [M€/anno]		
Opex [M€/anno]		

INDICATORI DI PERFORMANCE ³⁵			
Scenario [Rif. DDS]	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
Scenario [Rif. DDS]	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD

³⁵ Indicazione del valore dei benefici [M€/anno] per singolo anno studio sono da indicare nell'apposito *template* reso disponibile dall'impresa maggiore di trasporto.