



Criteria 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
8.4	Aspetti specifici da considerare nello svolgimento dell'analisi economica.....	21
9	METODOLOGIA DI STIMA DEI BENEFICI	22
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 – Riduzione del costo di approvvigionamento</i>	23
9.1.2	B2 - Variazione social welfare connessa a sostituzione combustibili (cd. fuel switching)	23
9.1.2.1	<i>B2m - Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree</i>	24
9.1.2.2	<i>B2t - Sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico</i>	25
9.1.3	B3 - Incremento sicurezza e affidabilità delle forniture	25
9.1.3.1	<i>B3n - Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni normali</i>	26
9.1.3.2	<i>B3d - Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni di stress disruption</i>	27
9.1.3.3	<i>Sovrapposizione effetti e sterilizzazione double counting</i>	28
9.1.4	B4 - Costi evitati.....	28
9.1.4.1	<i>B4o – Costi di investimento per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative</i>	28
9.1.4.2	<i>B4p - Costi evitati relativi a penali</i>	29
9.1.5	B5 - Riduzione esternalità negative associate a emissioni di CO ₂	29
9.1.6	B6 - Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO ₂	30

9.1.7	B7 - Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore elettrico	31
9.1.8	B8 – Riduzione dei costi di compressione	32
9.1.9	B9 - Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	32
9.2	Benefici quantitativi non direttamente monetizzabili	33
9.2.1	Indicatore N-1	33
9.2.2	Import Route Diversification Index (IRDI)	34
9.2.3	Bidirectional Project Index (BPI).....	34
9.3	Benefici qualitativi	35
9.3.1.1	<i>T1e – Riduzione del prezzo su mercato elettrico</i>	35
9.3.1.2	<i>T1b – Riduzione del costo di bilanciamento</i>	36
9.3.1.3	<i>T1c – Incremento competitività</i>	36
9.3.1.4	<i>T1v – Riduzione costi per minore volatilità</i>	36
10	METODOLOGIA DI STIMA DEI COSTI	37
10.1	Ambito di applicazione	37
10.2	Fasi del ciclo di preventivazione dei costi	37
10.3	Costi di investimento (Capex)	39
10.3.1	Stima dei costi di investimento con curve di costi medi (fase di Pre-Fattibilità).....	39
10.3.2	Stima dei costi di investimento con costi unitari (da fase di Fattibilità)	40
10.3.2.1	<i>Costo unitario (€/m) per la categoria metanodotti</i>	42
10.3.2.2	<i>Costi unitari (€/unità) per le Altre categorie base</i>	44
10.3.2.3	<i>Costi da fattori esogeni</i>	44
10.3.2.4	<i>Contingency</i>	44
10.4	Costi operativi (Opex)	45
10.5	Fattori per correggere le distorsioni nelle stime di costo	47
10.5.1	Criteria di stima fattore correttivo effetti fiscali	47
10.6	Aggiornamento delle stime di costo	48
10.7	Criteria di stima dei costi della rete di distribuzione in caso di nuove metanizzazioni	48
11	ANALISI DI SENSITIVITÀ E TRATTAMENTO DEI RISCHI E DELLE INCERTEZZE	50
11.1	Analisi di sensitività su elementi costitutivi l'analisi economica	50
11.2	Analisi di scenario.....	50
12	RAPPRESENTAZIONE DEI REQUISITI INFORMATIVI DELL'INTERVENTO.....	52
12.1	Obiettivi generali e specifici dell'intervento	52

12.2	Elementi informativi del progetto	<u>52</u>
12.3	Elementi informativi sullo stato di avanzamento del progetto	<u>53</u>
13	ANALISI DELLA DOMANDA DI SERVIZI E DELL'OFFERTA.....	<u>55</u>
13.1	Analisi della domanda di servizi.....	<u>55</u>
13.2	Analisi dell'offerta	<u>55</u>
13.2.1	Analisi di offerta e competitività corrente e futura	<u>55</u>
14	RAPPORTO DI MONITORAGGIO	<u>57</u>
14.1	Classificazione interventi	<u>57</u>
14.2	Stato di avanzamento degli interventi	<u>57</u>
15	RIFERIMENTI DOCUMENTALI.....	<u>59</u>
16	APPENDICE INFORMATIVA	<u>60</u>
16.1	Assunzioni e parametri alla base della quantificazione dei benefici.....	<u>60</u>
16.2	Assunzioni e parametri alla base della stima dei costi.....	<u>63</u>
16.3	Modelli di simulazione	<u>67</u>
16.4	Scheda Progetto ("Project Fiche")	<u>68</u>

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 prudentiale, 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/Gas².

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 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 Per il 2020/2021, con Deliberazione 539/2020/R/gas la scadenza è stata posticipata al 31 Gennaio 2021.

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.

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.

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 la Deliberazione 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas recante i Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023) e s.m.i.

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.

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:

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: 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 nuova domanda 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, tutti gli interventi necessari 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*)³.

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 ENTSOG⁴ 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.

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

³ 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.

⁴ In relazione alle infrastrutture gas europee si fa riferimento alle informazioni disponibili nel più recente ENTSOG TYNDP disponibile al momento di predisposizione del Piano.

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). 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. 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 modello⁵ 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. 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 delle infrastrutture di rete e in uno scenario di domanda normale considerando un'indisponibilità di una infrastruttura di rete.

⁵ 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 modello⁶ 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.

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

⁶ 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.

- proiezioni di flusso agli *entry/exit point* in Italia
- proiezioni di prezzo del mercato all'ingrosso italiano (PSV)
- 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 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.).

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-MSD 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:

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

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.

Gli output principali del modello includono:

- Il volume di energia elettrica prodotta da ciascuna unità di generazione, o da aggregati di unità omogenee
- I corrispondenti:
 - Costi incrementali 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, ovvero considerando prezzi e costi rispetto ad uno stesso anno di riferimento.

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;
- valore residuo delle infrastrutture oltre l'orizzonte temporale di analisi nullo.

I risultati degli interventi infrastrutturali sono presentati attraverso gli indicatori sintetici di performance economica di seguito descritti⁸.

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 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.

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.

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

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.

8.4 Aspetti specifici da considerare nello svolgimento dell'analisi economica

Gli indicatori di performance economica sopra descritti vengono presentati, secondo quanto previsto dall'articolo 12.6 dell'Allegato A alla Deliberazione 468/2018/R/gas, in due stadi di analisi:

- un primo stadio, escludendo i contributi in conto capitale e i costi compensativi esogeni al servizio⁹, al fine di inferire l'utilità economica dell'intervento in assenza di eventuali trasferimenti da e verso la collettività;
- un secondo stadio, considerando le spese in conto capitale, stimate ai sensi del capitolo 10, al netto di eventuali contributi in conto capitale percepiti per la realizzazione dell'infrastruttura e aggiungendo alle suddette spese in conto capitale eventuali costi compensativi esogeni al servizio.

Qualora gli allacciamenti dovessero costituire una componente necessaria per garantire il funzionamento dell'intervento oggetto di analisi e l'erogazione del servizio per il quale l'intervento viene realizzato, ai fini dell'analisi economica, deve essere considerato il relativo costo. Per la stima di tali costi si utilizzano le stesse metodologie descritte al successivo capitolo 10.

⁹ I costi compensativi esogeni al servizio trovano specifica evidenza nel fattore F_e per la definizione della stima di costo dell'intervento di cui al Capitolo 10.

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 sostituzione tra il gas e le altre fonti energetiche (cd. scenario controfattuale o *baseline*). L'approccio incrementale utilizzato è quindi 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 11.

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.

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 468/201/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 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO₂;
- B6 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO₂;
- B7 - Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico.
- B8 - Riduzione 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 – Riduzione 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. Per tale beneficio si usano gli esiti del modello di simulazione di cui al paragrafo 7.2.

Il beneficio è monetizzato come segue:

$$B_1[\text{€/anno}] = Q_{\text{new source}} \times (MP_{\text{old}} - P_{\text{new source}})$$

dove:

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

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

MP_{old} è il prezzo del gas in Italia valutato nello scenario controfattuale espresso in [€/MWh]

I termini sono determinati in maniera diretta o derivata dal risultato delle simulazioni del modello di flussi descritto al precedente capitolo 7. 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. Le simulazioni vengono 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* 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'esplicitarsi 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 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 interessata¹⁰. 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.

9.1.2.1 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:

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

dove:

Q_{gas} è il quantitativo di gas utilizzato dal mercato servito a seguito della realizzazione del progetto espresso in [MWh]

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

Q_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

¹⁰ Tali costi aggiuntivi non includono i costi associati all'intervento già considerati, nella determinazione degli indicatori economici di cui al Capitolo 8.

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 combustibili tradizionali 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 tenuto conto in particolare degli scenari di produzione conseguenti all'implementazione degli indirizzi di politica energetica nazionale nonché di eventuali disposizioni di natura normativa e legislativa.

Il beneficio è calcolato come segue:

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

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 eccezionale¹¹, anche in considerazione del periodo di accadimento dell'evento);

¹¹ E.g. condizione di freddo eccezionale generalmente con probabilità di accadimento una volta ogni 20 anni

- situazione di stress dell’approvvigionamento (ossia di difficoltà derivanti dall’indisponibilità di una particolare fonte o direttrice¹²);
- situazione di indisponibilità infrastrutturale a livello di sistema e/o locale in relazione all’infrastruttura oggetto di analisi¹³.

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:

- 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

¹² E.g. indisponibilità del gas russo via Ucraina

¹³ Quali ad esempio l’indisponibilità dell’infrastruttura principale di approvvigionamento o di infrastrutture di aduzione in una particolare area del mercato.

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:

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

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} è la probabilità di accadimento della condizione di climatica eccezionale

Non potendo individuare un anno cui attribuire il verificarsi dell'evento, ai fini dell'analisi economica si ipotizza che il beneficio sia uniformemente distribuito in tutti gli anni del periodo oggetto dell'ACB.

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:

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

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)

$Prob_{acc}$ è la probabilità di accadimento della configurazione individuata¹⁴

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 evitati

Tale beneficio intende valorizzare i risparmi derivanti dalla realizzazione di un investimento in termini di costi evitati per il sistema. Il beneficio è scomposto nelle seguenti categorie.

9.1.4.1 B4o – 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.).

¹⁴ 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): $B_{3n}[\text{€/anno}] = (DD_{np} - DD_p) \times \text{CoDG} \times \text{Prob}_{acc} \times I_{rischio}$

9.1.4.2 B4p - Costi evitati relativi a penali

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.

Il beneficio 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.

9.1.5 B5 - Riduzione esternalità negative associate a emissioni di CO2

Tale beneficio intende valorizzare le minori emissioni di CO₂, derivanti dalla sostituzione di combustibili con fattori emissivi superiori a quelli del gas naturale e da interventi che favoriscono l'integrazione di fonti rinnovabili¹⁵.

Per la valorizzazione del beneficio viene data separata evidenza del contributo (in termini di riduzione 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:

$$B_5[\text{€/anno}] = \left(\sum_{i=1}^n Q_{ci} \times f em_{ci} - Q_{gas} \times f em_{gas} \right) \times SoC$$

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

¹⁵ E.g. biometano e altri green-gas.

SoC rappresenta il Carbon Shadow Price (sociale) utilizzato per valorizzare i costi legati all'emissione della CO2 espresso in [€/ton CO2]

n è il numero dei combustibili sostituiti.

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

9.1.6 B6 - Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO2

Tale beneficio intende valorizzare le minori emissioni di altri gas climalteranti ad effetto globale (c.d. gas ad effetto serra), ivi incluse le emissioni di gas in atmosfera (c.d. *methane leakage*), e inquinanti di tipo locale (SOx, NOx, PM etc), derivanti dalla sostituzione di combustibili con fattori emissivi superiori 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 riduzione 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:

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

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 minori emissioni di gas climalteranti e inquinanti vengono utilizzati i fattori emissivi riportati in Appendice informativa.

Relativamente all'eventuale contributo di un intervento alla riduzione di emissione di gas in atmosfera (c.d. *methane leakage*), ad esempio in conseguenza dell'ammmodernamento della rete e/o della relativa impiantistica, il beneficio è calcolato con la formula seguente:

$$B_{6m}[\text{€/anno}] = (QE_{old} - QE_{new}) \times CoGE$$

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 [MWh]

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

$CoGE$ è il costo sociale associato all'emissione di gas in atmosfera espresso in [€/MWh]

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

Al beneficio di riduzione 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.

9.1.7 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 rinnovabile¹⁶.

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:

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

dove:

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

¹⁶ Ad esempio in caso di applicazioni *power-to-gas*.

P_i è il prezzo di mercato a cui verrebbe valorizzato il gas rinnovabile i prodotto dalla fonte elettrica rinnovabile che andrebbe altrimenti persa e che si ipotizza abbia un costo pari a 0, espresso in [€/MWh]

Il beneficio è incrementato dei minori costi di emissioni di CO₂ e altri inquinanti, secondo le formule indicate per i benefici B5 e B6, che sarebbero liberati dalla combustione di gas fossile, non prodotto tramite un ciclo a zero emissioni di CO₂ e inquinanti (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 – Riduzione dei costi 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.

9.1.9 B9 - Fornitura di flessibilità al sistema elettrico

Tale beneficio persegue la finalità di valorizzare 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 dispacciamento elettrico (MSD)¹⁸. Il beneficio viene determinato sulla base degli esiti di simulazioni dedicate utilizzando la seguente formula:

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

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.

$$B_{4e}[\text{€/anno}] = \sum_i \Delta C_i^{MSD} \times \Delta Q_i$$

ΔC_i^{MSD} è il delta costo di approvvigionamento 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.

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

dove:

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.

$$IRD = \sum_l^{Xborder} \left(\sum_k^{IP} \% IP_k Xborder_l \right)^2 + \sum_j^{Source} \sum_l^{IP} (\% IP_i from source_j)^2 + \sum_m (\% LNG terminal_m)^2$$

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

IP_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

LNGterminal_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.

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

dove:

<i>Capacità Exit</i>	è la somma della capacità tecnica, espressa in [Smc/g], in uscita della rete nazionale
<i>Capacità Entry</i>	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 Benefici qualitativi

L'analisi qualitativa fornisce ulteriori elementi a completamento delle analisi monetarie e quantitativa, presentando eventuali ulteriori benefici non evidenziati dalle precedenti analisi

In particolare tra le categorie considerate nelle analisi qualitative 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, 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.

9.3.1.1 T1e – 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:

$$T_{1e}[\text{€/anno}] = Q_{en.elettrica} \times (P(zona)_{new} - P(zona)_{old})$$

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

9.3.1.2 T1b – 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:

$$T_{1b}[\text{€/anno}] = \sum_i \Delta P_i^{SBIL} \times Q_i^{SBIL}$$

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.

9.3.1.3 T1c – 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.

9.3.1.4 T1v – Riduzione costi per minore volatilità

Valorizza la riduzione della volatilità del prezzo gas "spot" determinato in funzione dei minori costi richiesti per la protezione da potenziali *spikes* di prezzo.

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 dell'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 metodologie 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, unitamente ai costi derivanti da fattori esogeni.

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.

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 attualizzati 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 realizzativi¹⁹. 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*.

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:

¹⁹ 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.

- Metanodotti: le categorie base sono costituite da un metro di linea comprensivo di tutti gli elementi necessari²⁰, 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

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.

²⁰ 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

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 statistica²¹ considerando:

- un perimetro dati riferito ad opere entrate in esercizio di norma nell'ultimo decennio²², 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 considerati 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

²¹ La metodologia di analisi statistica utilizzata ai fini della determinazione dei costi unitari è riportata in Allegato.

²² L'indicazione dell'ultimo anno disponibile considerato ai fini delle stime viene fornita in Appendice informativa.

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. Tale voce è funzionale all'individuazione dei costi compensativi necessari all'elaborazione dell'analisi a due stadi di cui al paragrafo 8.4. 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 imprevisi 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, imprevisi 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 personale²³.

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 preventivabili²⁴.

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.

²³ 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.

²⁴ Quali a titolo esemplificativo i costi di isopensione.

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:

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

dove:

$Cu(fiss\ met.)_q$ 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

$Opex(fiss\ altro)_p$ 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 addizionali. Il valore degli Opex variabili è ottenuto applicando la seguente formula:

$$Opex\ variabili = \left(\sum_k Coefficienti\ emissione_k \times Consistenza_k \right) \times Prezzo\ gas + \sum_q Cu(variabili\ met.)_q \times L_q + \sum_p Opex(variabili\ altro)_p$$

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 e di eventuali contributi pubblici e/o privati ottenuti 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 costo²⁵ 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 nuova metanizzazione che presuppongono lo sviluppo di reti di distribuzione, i gestori promotori di un'iniziativa di sviluppo della rete di trasporto assicurano il

²⁵ Il costo viene considerato in presenza o meno dei costi compensativi esogeni ai fini dell'analisi a due stadi prevista al paragrafo 8.4

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 indicazioni circa la compatibilità degli sviluppi previsti delle reti di distribuzione con i requisiti di cui al decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226²⁶.
- c) forniscono evidenza:
 - i. per gli interventi in fase di pianificazione, delle esigenze di sviluppo delle reti di trasporto finalizzate alla connessione delle reti di distribuzione al sistema di trasporto, come riscontrabili in atti ufficiali degli enti locali concedenti il servizio di distribuzione;
 - ii. per gli interventi in fase di realizzazione, del coordinamento delle tempistiche di realizzazione degli interventi, risultante da piani operativi sottoscritti da gestore della rete di trasporto e dal gestore 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.

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.

In relazione alla compatibilità degli sviluppi previsti delle reti di distribuzione di cui al precedente punto b) viene data indicazione, ove disponibili, delle analisi costi/benefici e relative condizioni minime di sviluppo connesse agli interventi in argomento definite dalle Stazioni Appaltanti e/o delle analisi costi/benefici sviluppate dai gestori del sistema di distribuzione. Ove non disponibili si farà riferimento alle condizioni minime di sviluppo dell'Autorità o altre evidenze fornite dal gestore di trasporto ove opportunamente giustificate.

²⁶ Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale.

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 ENTSG e nei piani regionali di ENTSG (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 addizionale 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 complementarità o, in generale, di interdipendenza rispetto ad altri interventi realizzazione di reti di trasporto e/o di distribuzione.

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:

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).

- 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 over 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 peak²⁸ e off-peak²⁹;
- 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.

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:

²⁸ Inteso come massimo prelievo giornaliero sia in condizioni di domanda normale sia in condizioni di domanda eccezionale (con probabilità di accadimento 1/20).

²⁹ Inteso come prelievo giornaliero nel periodo estivo.

- 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 concentrazione³⁰;

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 infrastrutturale³¹.

³⁰ Ove applicabile sono utilizzati indicatori sintetici di concentrazione dei mercati quali gli indici di pivotalità, calcolati con riferimento alla effettiva capacità disponibile.

³¹ 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*"³², "nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate", "potenziamento di rete esistente", "estensioni di rete", "interventi su rete esistente", "altro").

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.

³² Si considerano sotto la voce "*merchant line*" gli interventi in regime di esenzione.

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 esercizio³³

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.

³³ 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>
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 dell'European Environment Agency (rif. tabella 5)</p> <p>Con riferimento ai fattori emissivi ed ai costi di emissioni CO2 e altri inquinanti si fa riferimento alle fonti riportate per gli indicatori B5</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>
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	<p>Con riferimento al prezzo del gas si fa riferimento ai prezzi riportati in tabella 1.</p> <p>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.</p>
B9	<p>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.</p>

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	Condizioni Regolamento	Analisi su base statistica

				maggior criticità	SoS (n.1938/2017)	
B3d Infrastruttura regionale	NO	SI	Normale/ Eccezionale	Condizione di maggior 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 maggior 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.

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							

Tabelle 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	%

Tabella 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 di sostituzioni di tratti di rete

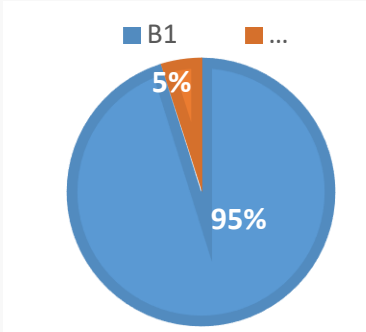

Cod. Identificativo cespite	Lunghezza rete oggetto di sostituzione [Km]	Anno entrata in esercizio [anno]	Costo storico di prima iscrizione in bilancio [M€]	Costo storico investimenti successivi a entrata in esercizio [M€]	Vita utile regolatoria residua [anni]	Costi di smis-sione [M€]	Motivazione intervento di sostituzione [e.g. sicurezza, 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 [M€]	Immobilizzazioni ancora in corso [M€]	Stima spesa investimento residua [M€]	Anno previsto entrata in esercizio investimento residuo [anno]

ANALISI COSTI/BENEFICI

<i>BENEFICI MONETARI - Totale benefici periodo di analisi</i>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree	
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	
B5: Riduzione esternalità negative associate ad emissioni di CO2	
B6: Riduzione esternalità negative associate ad emissioni non CO2	
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico	
B8: Riduzione dei costi di compressione	
B9: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	

<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>BENEFICI DI CUI AI REQUISITI MINIMI</p>  </div> <div style="text-align: center;"> <p>BENEFICI ULTERIORI RISPETTO AI REQUISITI MINIMI</p>  </div> </div>	
BENEFICI QUANTITATIVI	
Indicatore N-1	
Import Route Diversification Index (IRDI)	
Bidirectional Project Index (BPI)	
BENEFICI QUALITATIVI	
.....	

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 PERFORMANCE³⁴						
	Analisi 1° Stadio (rif. Par. 8.4)			Analisi 2° Stadio (rif. Par. 8.4)		
Scenario [Rif. DDS]	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
Scenario [Rif. DDS]	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD

³⁴ Indicazione del valore dei benefici [M€/anno] per singolo anno studio sono da indicare nell'apposito *template* reso disponibile dall'impresa maggiore di trasporto.



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

Appendice informativa

SNAM RETE GAS SPA
PIAZZA SANTA BARBARA, 7
20097 SAN DONATO MILANESE (MI) ITALIA
WWW.SNAM.IT

Appendice informativa

Assunzioni e parametri alla base della quantificazione dei benefici

Indicatore	Parametri e ipotesi per la monetizzazione dei benefici
B1 - Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura del gas	<p>I prezzi del gas all'ingrosso sono riferiti a ciascuno scenario nello specifico anno di riferimento (rif. tabella 1)</p> <p>L'evoluzione del prezzo del gas naturale al PSV è ottenuta con un modello di ottimizzazione economica dei flussi di gas europei che copre la domanda di gas, mettendo in concorrenza le fonti di importazione, tenendo conto del trend dei prezzi delle commodities in ogni scenario</p>
B2 - Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili	<p>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)</p> <p>L'evoluzione del prezzo del gas naturale al PSV è ottenuta con un modello di ottimizzazione economica dei flussi di gas europei che copre la domanda di gas, mettendo in concorrenza le fonti di importazione, tenendo conto del trend dei prezzi delle commodities in ogni scenario</p> <p>Il prezzo degli altri combustibili è ottenuto come somma di (i) prezzo all'ingrosso del combustibile (quotazione CIF) e di (ii) componente di logistica</p> <p>(i) Il prezzo all'ingrosso è ottenuto applicando la correlazione storica (2015-2019) tra quotazione del Brent e quotazioni CIF del combustibile</p> <p>(ii) La componente logistica è la differenza storica tra prezzi Italia (pubblicati dal MISE per olio combustibile/gasolio e da ARERA per GPL/Aria propanata) e prezzi CIF del combustibile</p>
B3 - Incremento sicurezza e affidabilità del sistema	<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 Regulators¹</p> <p>Per la valutazione dei benefici B3 vengono considerate le configurazioni riportate in tabella 3</p>
B4 - Costi evitati	I costi evitati sono indicati dal gestore del servizio di trasporto
B5 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni CO2	Per i fattori di emissione CO2 riferiti al gas naturale e agli altri combustibili si utilizzano i dati ISPRA (Fattori di emissione per le sorgenti di combustione stazionarie in Italia ²)

¹ <https://www.entsog.eu/tyndp>

² <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view>

	<p>Con riferimento al costo di emissione di CO2 si utilizza lo Scenario Low del Shadow Carbon Price pubblicato dalla Commissione Europea nel documento "European Commission Handbook on the external costs of transport, Version 2019"³(rif. tabella 4).</p>
<p>B6 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO2</p>	<p>Per i fattori di emissione non CO2 riferiti al gas naturale e agli altri combustibili si utilizzano i dati ISPRA (Fattori di emissione per le sorgenti di combustione stazionarie in Italia²)</p> <p>Con riferimento al costo inquinanti "non CO2" si utilizzano i valori medi dell'European Environment Agency ("Costs of air pollution from European industrial facilities 2008–2012"⁴) (rif. tabella 6)</p> <p>Con riferimento ai fattori emissivi ed ai costi di emissioni CO2 e altri inquinanti si fa riferimento alle fonti riportate per gli indicatori B5</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 (Fonte: Fifth Assessment Report IPCC⁵) (rif. tabella 5)</p>
<p>B7 - Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico</p>	<p>I prezzi del gas all'ingrosso sono riferiti a ciascuno scenario nello specifico anno di riferimento, determinati come indicato nei precedenti benefici B1 e B2 (rif. tabella 1)</p>
<p>B8 - Riduzione dei costi di compressione</p>	<p>Con riferimento al prezzo del gas si considerano prezzi riportati in tabella 1, determinati come indicato nei precedenti benefici B1 e B2. 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</p>
<p>B9 - Fornitura di flessibilità al sistema elettrico</p>	<p>I costi di approvvigionamento sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) da parte del gestore del sistema elettrico sono definiti in esito alle simulazioni del mercato di cui al paragrafo 7.3 dei Criteri Applicativi</p>

³ Scenario Low di "European Commission Handbook on the external costs of transport, Version 2019" (<https://op.europa.eu/it/publication-detail/-/publication/9781f65f-8448-11ea-bf12-01aa75ed71a1>)

⁴ <https://www.eea.europa.eu/publications/costs-of-air-pollution-2008-2012>

⁵ https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf

Tabelle di riferimento per la quantificazione dei benefici

Tabella 1 – Prezzi all’ingrosso gas naturale

[€/Mwh]	2025	2030	2035	2040
NT National Trend	23	22	23	24
GA Global Ambition	23	20	19	20

Fonti:

- Scenario NT: valore determinato come indicato nella tabella “Assunzioni e parametri alla base della quantificazione dei benefici” considerando domanda gas e prezzi petroliferi dello scenario “National Trend” come descritto nel documento pubblicato da ENTSO’s “Scenario Report TYNDP2020” (<https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/>)
- Scenario GA: valore determinato come indicato nella tabella “Assunzioni e parametri alla base della quantificazione dei benefici” considerando domanda gas e prezzi petroliferi dello scenario “Global Ambition” come descritto nel documento pubblicato da ENTSO’s “Scenario Report TYNDP2020” (<https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/>)

Tabella 2 - Prezzi all’ingrosso altri combustibili

Scenario: National Trend Italia

[€/Mwh]	2025	2030	2035	2040
Gasolio Riscaldamento	82	85	91	97
Gasolio Autotrazione	80	82	88	94
Olio combustibile	86	89	94	99
GPL	82	84	90	95
Aria Propanata	49	52	57	63

Fonti: valore determinato come indicato nella tabella “Assunzioni e parametri alla base della quantificazione dei benefici” a partire dallo scenario di prezzi “National Trend” come descritto nel documento “Scenario Report TYNDP2020” (<https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/>)

Scenario: Global Ambition

[€/Mwh]	2025	2030	2035	2040
Gasolio Riscaldamento	82	85	91	97
Gasolio Autotrazione	80	82	88	94
Olio combustibile	86	89	94	99
GPL	82	84	90	95
Aria Propanata	49	52	57	63

Fonti: valore determinato come indicato nella tabella "Assunzioni e parametri alla base della quantificazione dei benefici" a partire dallo scenario di prezzi "Global Ambition" come descritto nel documento "Scenario Report TYNDP2020" (<https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/>)

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	1 settimana	1/20
B3d Infrastruttura nazionale	NO	SI	Normale/ Eccezionale	Condizione di maggiore criticità	1 giorno con climatica eccezionale, 30 giorni con climatica normale	1/25
B3d Infrastruttura nazionale	SI	NO	Normale/ Eccezionale	Condizione di maggiore criticità	1 giorno con climatica eccezionale, 30 giorni con climatica normale	1/25
B3d Infrastruttura regionale	NO	SI	Normale/ Eccezionale/ Estate media	Condizione di maggiore criticità	4 giorni in inverno freddo, 3 giorni in estate media ⁶	1/25 tranne che per estate media prevista ogni anno

⁶ Per il periodo estivo si fa riferimento a quanto riportato al Cap. 14 del Codice di Rete per le interruzioni programmate per manutenzione

Tabella 4 – Carbon Shadow Price

2025	2030	2035	2040
65 €/ton CO2	65 €/ton CO2	117 €/ton CO2	170 €/ton CO2

Fonte- dati espressi a moneta corrente, Scenario Low di "European Commission Handbook on the external costs of transport, Version 2019" (<https://op.europa.eu/it/publication-detail/-/publication/9781f65f-8448-11ea-bf12-01aa75ed71a1>)

Tabella 5 –Effetto climalterante dei gas serra

Gas climalterante	Global Warming Potential relativi alla CO ₂
CO ₂	1
CH ₄	28
N ₂ O	265

Fonte: "Fifth Assessment Report IPCC", https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf

Tabella 6 – Costo altri inquinanti

NH3	NOx	PM2,5	PM10	NM VOC	SO2
30,1 €/ton	19,8 €/ton	130,0 €/ton	84,4 €/ton	7,8 €/ton	39,1 €/ton

Fonte: EEA – dati espressi a moneta corrente, <https://www.eea.europa.eu/publications/costs-of-air-pollution-2008-2012>

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 9% 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 (Tabella 6 dell'Allegato A alla Deliberazione 114/2019/R/gas - Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (RTTG))

Tabelle di riferimento per la quantificazione dei costi

Tabella a - Costi medi

Categoria base	Costo medio [€/m]
fino a DN 100	677
da DN 150 a DN 300	765
da DN 350 a DN 650	1.265
da DN700 a DN 1050	1.839
da DN 1100 a DN 1200	2.539
oltre DN 1200	3.634

Dati riferiti al periodo 2004 - 2020

Tabella b - Contingency di pre-fattibilità

Complessità	
Alto	50%
Medio	30%
Basso	10%

Tabella c - Costi unitari per Categoria base Metanodotti

Categoria base	Altri Costi Unitari [€/m]	Costo costruzione [€/m]
DN 100	354	157
DN 150	399	199
DN 200	443	242
DN 250	488	284
DN 300	533	327
DN 400	623	412
DN 450	667	454
DN 500	712	497
DN 550	757	539
DN 600	802	582
DN 650	847	624
DN 750	936	709
DN 800	981	751
DN 850	1.026	794
DN 900	1.071	836
DN 1050	1.205	964
DN 1200	1.339	1.091
DN 1400	1.518	1.261

Dati riferiti al periodo 2013 - 2020

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

Categorie Base Metanodotti	K1 – morfologia			K2 –terreno		K3 - antropizzazione	
	Pianura	Collina	Montagna	Non roccia	Roccia	Non antropizzato	Antropizzato
DN 100	0 - 0,05	0,16 - 0,26	0,26 - 0,36	0 - 0,05	1,93 - 2,03	0 - 0,05	0,27 - 0,37
DN 150	0 - 0,05	0,1 - 0,2	0,17 - 0,27	0 - 0,05	1,46 - 1,56	0 - 0,05	0,17 - 0,27
DN 200	0 - 0,05	0,06 - 0,16	0,12 - 0,22	0 - 0,05	1,18 - 1,28	0 - 0,05	0,11 - 0,21
DN 250	0 - 0,05	0,04 - 0,14	0,09 - 0,19	0 - 0,05	0,98 - 1,08	0 - 0,05	0,08 - 0,18
DN 300	0 - 0,05	0,02 - 0,12	0,07 - 0,17	0 - 0,05	0,84 - 0,94	0 - 0,05	0,06 - 0,16
DN 400	0 - 0,05	0 - 0,1	0,04 - 0,14	0 - 0,05	0,65 - 0,75	0 - 0,05	0,03 - 0,13
DN 450	0 - 0,05	0 - 0,1	0,03 - 0,13	0 - 0,05	0,58 - 0,68	0 - 0,05	0,02 - 0,12

DN 500	0 - 0,05	0 - 0,09	0,02 - 0,12	0 - 0,05	0,53 - 0,63	0 - 0,05	0,01 - 0,11
DN 550	0 - 0,05	0 - 0,09	0,02 - 0,12	0 - 0,05	0,48 - 0,58	0 - 0,05	0,01 - 0,11
DN 600	0 - 0,05	0 - 0,08	0,01 - 0,11	0 - 0,05	0,44 - 0,54	0 - 0,05	0 - 0,1
DN 650	0 - 0,05	0 - 0,08	0,01 - 0,11	0 - 0,05	0,41 - 0,51	0 - 0,05	0 - 0,1
DN 750	0 - 0,05	0 - 0,08	0 - 0,1	0 - 0,05	0,35 - 0,45	0 - 0,05	0 - 0,09
DN 800	0 - 0,05	0 - 0,07	0 - 0,09	0 - 0,05	0,33 - 0,43	0 - 0,05	0 - 0,09
DN 850	0 - 0,05	0 - 0,07	0 - 0,09	0 - 0,05	0,31 - 0,41	0 - 0,05	0 - 0,09
DN 900	0 - 0,05	0 - 0,07	0 - 0,09	0 - 0,05	0,29 - 0,39	0 - 0,05	0 - 0,08
DN 1050	0 - 0,05	0 - 0,07	0 - 0,08	0 - 0,05	0,24 - 0,34	0 - 0,05	0 - 0,08
DN 1200	0 - 0,05	0 - 0,07	0 - 0,08	0 - 0,05	0,21 - 0,31	0 - 0,05	0 - 0,07
DN 1400	0 - 0,05	0 - 0,06	0 - 0,07	0 - 0,05	0,17 - 0,27	0 - 0,05	0 - 0,07

Tabelle e - Costi unitari per altre Categorie base

Categorie Base TOC	Costo Unitario [€/m]
DN 100	478
DN 150	495
DN 200	509
DN 250	605
DN 300	559
DN 400	714
DN 450	719
DN 500	766
DN 550	786
DN 600	1071
DN 650	1085
DN 750	2.269
DN 1050	2.138
DN 1200	1.996

Dati riferiti al periodo 2002 - 2021

Categorie Base Microtunnel	Costo Unitario [€/m]
DN 1200	4.007
DN 1600	5.686
DN 1900	3.900
DN 2000	5.753
DN 2100	4.950

DN 2400	5.892
DN 3000	6.239

Dati riferiti al periodo 2002 - 2021

Categorie Base Directpipe	Costo Unitario [€/m]
DN 1200	2.320
DN 1400	4.333

Dati riferiti al periodo 2002 - 2021

Categorie Base Trappola (doppie)	Costo Unitario [€/cad]
da DN 200 a DN 450	755.000
da DN 500 a DN 650	834.000
da DN 750 a DN 1400	1.420.000

Dati riferiti al periodo 2010 - 2019

Categorie Base Riduzione HPRS	Costo Unitario [€/cad]
Portata 10.000 m ³ /h	1.737.076
Portata 50.000 m ³ /h	3.009.431
Portata 100.000 m ³ /h	3.520.470
Portata 200.000 m ³ /h	4.646.673

Dati riferiti al periodo 2010 - 2019

Categorie Base Riduzione IPRS o LPRS	Costo Unitario [€/cad]
Portata 10.000 m ³ /h	590.445
Portata 30.000 m ³ /h	645.623
Portata 50.000 m ³ /h	700.801

Dati riferiti al periodo 2010 - 2019

Categorie Base Regolazione	Costo Unitario [€/cad]
Portata 300.000 m ³ /h	2.037.161
Portata > 300.000 <= 600.000 m ³ /h	1.889.808
Portata 600.000 m ³ /h	2.320.646

Dati riferiti al periodo 2010 - 2019

Categorie Base Stazione Spinta	Costo Unitario [€/cad]
Turbocompressore comprensivo di costi accessori 12 MW	18.000.000

Turbocompressore comprensivo di costi accessori 25 MW	23.000.000
Centrali altro (fabbricati, piping, terreno, opere civili etc)	100.000.000

Dati riferiti al periodo 2010 - 2018

Tabella f - Contingency

Fase	%
Fattibilità	40%
Progettazione di Base	30%
Autorizzazioni Pubbliche	25%
Progettazione Esecutiva	20%
Costruzione	8%

Tabella g – Costi operativi

Costi operativi fissi unitari annui	Comprensivo di costo lavoro [€/m]	Senza costo lavoro [€/m]
Rete Nazionale	2,46	1,19
Rete Regionale	3,62	0,99

Costi operativi variabili unitari annui - consumi	[€/m]
Rete Nazionale	0,16
Rete Regionale	0,32

Modelli di simulazione

Modelli di simulazione utilizzati dall'impresa maggiore secondo quanto indicato al capitolo 7 dei Criteri Applicativi

Modello	Riferimento
Modello per la simulazione idraulica della rete	Capitolo 2 del Codice di Rete di Snam Rete Gas
Modello per la definizione dei flussi e dei prezzi all'ingrosso del gas	Pegasus 4 di Afry
Modello di simulazione del funzionamento del mercato elettrico	Elfo++ di REF-E