



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

## Appendice informativa

## Appendice informativa

### 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 (Fattori di emissione per le sorgenti di combustione stazionarie in Italia, 2016)</p> <p>Con riferimento al costo di emissione di CO2 si utilizza il Carbon Shadow Price pubblicato dalla Commissione Europea (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 (Fattori di emissione per le sorgenti di combustione stazionarie in Italia, 2016)</p> <p>Con riferimento al costo inquinanti "non CO2" si utilizzano i dati dell'European Environment Agency ("Costs of air pollution from European industrial facilities 2008-2012") (rif. tabella 5)</p>
B7	I prezzi del gas all'ingrosso sono riferiti a ciascuno scenario nello specifico anno di riferimento (rif. tabella 1)
B8	<p>Con riferimento al prezzo del gas si fa riferimento ai prezzi riportati in tabella 1.</p> <p>Con riferimento all'elasticità della domanda di gas al prezzo si utilizzano una elasticità di breve di -0,11 e di lungo di -0,28 (fonte: Scenario analysis of nonresidential natural gas consumption in Italy di Bianco, Scarpa e Tagliafico (2013))</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 e B6</p> <p>Con riferimento al costo sociale associato all'emissione di gas in atmosfera si considera il Carbon Shadow Price moltiplicato per un fattore rappresentativo del maggior impatto del gas rispetto alla CO2 (Fonte: JASPERS Knowledge Economy, Energy and Waste Division, Economic Analysis of Gas Pipeline Projects July 2011)</p>

## Table di riferimento per la quantificazione dei benefici

Tabella 1 – Prezzi all'ingrosso gas naturale

Scenario: *Centralized e Decentralized*

[€/Mwh]	2020	2025	2030	2035	2040
	20,0	21,9	24,8	25,6	26,3

Scenario: *Business as Usual*

[€/Mwh]	2020	2025	2030	2035	2040
	20,0	20,2	21,1	22,5	23,9

Fonte: Documento di Descrizione degli Scenari 2019 Snam-Terna - dati espressi a moneta corrente

Tabella 2 - Prezzi all'ingrosso altri combustibili

Scenario: *Centralized e Decentralized*

[€/Mwh]	2020	2025	2030	2035	2040
Gasolio Riscaldamento	57,6	61,2	66,2	67,1	68,1
Gasolio Autotrazione	55,3	58,9	63,9	64,8	65,8
Olio combustibile	39,2	42,9	48,1	49,0	50,0
GPL	58,0	61,5	66,1	67,1	67,9
Aria Propanata	25,5	29,0	33,7	34,6	35,5

Scenario: *Business as Usual*

[€/Mwh]	2020	2025	2030	2035	2040
Gasolio Riscaldamento	57,6	59,4	62,2	62,8	63,4
Gasolio Autotrazione	55,3	57,1	59,9	60,5	61,1
Olio combustibile	39,2	41,1	44,0	44,6	45,2
GPL	58,0	59,8	62,4	63,0	63,5
Aria Propanata	25,5	27,3	30,0	36,0	31,1

Fonti: Olio Combustibile - prezzo calcolato come somma del prezzo LFO-CIF-MED, derivato dal Brent, maggiorato dei costi di logistica nazionale (Brent: Documento di Descrizione degli Scenari 2019 Snam-Terna, Logistica: elaborazioni da dati MiSe)

Gasolio riscaldamento e autotrazione - prezzo calcolato come somma del prezzo GO01-CIF-MED, derivato dal Brent, maggiorato dei costi di logistica nazionale. (Brent: Documento di Descrizione degli Scenari 2019 Snam-Terna, Logistica: elaborazioni da dati MiSe)

GPL e Aria Propanata - calcolato in accordo con la componente materia prima di gas diversi dal naturale di ARERA, indicizzata al Propano Algeria, derivato dal Brent, maggiorato dei costi di logistica nazionale (Brent: Documento di Descrizione degli Scenari 2019 Snam-Terna, Costo materia prima e logistica: elaborazioni da dati Relazione Annuale ARERA). Dati espressi a moneta corrente

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	1/500 per la climatica eccezionale, 1/25 per la climatica normale
B3d Infrastruttura nazionale	SI	NO	Normale/ Eccezionale	Condizione di maggiore criticità	1 giorno con climatica eccezionale, 30 giorni con climatica normale	1/500 per la climatica eccezionale, 1/25 per la climatica normale
B3d Infrastruttura regionale	NO	SI	Normale/ Eccezionale	Condizione di maggiore criticità	1 giorno per la climatica eccezionale, 4 giorni con climatica normale	1/500 per la climatica eccezionale, 1/25 per la climatica normale

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

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

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

Tabella 4 – Carbon Shadow Price

€/tonCO2	2020	2025	2030	2035	2040
	41	47	53	66	77

Fonte: Commissione Europea – dati espressi a moneta corrente

Tabella 5 – Costo altri inquinanti

	€/ton
NH3	13 700
NOx	9 521
PM <sub>2,5</sub>	60 178
PM <sub>10</sub>	38 284
NM VOC	3 881
SO2	17 983

Fonte: EEA – dati espressi a moneta corrente

### 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	623
da DN 150 a DN 300	707
da DN 350 a DN 650	1.220
da DN700 a DN 1050	1.763
da DN 1100 a DN 1200	2.501
oltre DN 1200	3.239

*Dati riferiti al periodo 2004 - 2018*

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	302	109
DN 150	343	147
DN 200	383	185
DN 250	423	223
DN 300	464	261
DN 400	545	337
DN 450	585	375
DN 500	626	413
DN 550	666	451
DN 600	707	489
DN 650	747	527
DN 750	828	603
DN 800	869	641
DN 850	909	679
DN 900	950	717
DN 1050	1.071	832
DN 1200	1.192	946
DN 1400	1.354	1.098

Dati riferiti al periodo 2010 - 2017

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	0,02 – 0,12	0,7 – 0,8	0 – 0,05	0,54 – 0,64	0 – 0,05	0,37 – 0,47
DN 150	0 – 0,05	0 – 0,1	0,51 – 0,61	0 – 0,05	0,37 – 0,47	0 – 0,05	0,24 – 0,34
DN 200	0 – 0,05	0 – 0,09	0,4 – 0,5	0 – 0,05	0,27 – 0,37	0 – 0,05	0,18 – 0,28
DN 250	0 – 0,05	0 – 0,08	0,33 – 0,43	0 – 0,05	0,21 – 0,31	0 – 0,05	0,13 – 0,23
DN 300	0 – 0,05	0 – 0,08	0,27 – 0,37	0 – 0,05	0,17 – 0,27	0 – 0,05	0,1 – 0,2
DN 400	0 – 0,05	0 – 0,07	0,2 – 0,3	0 – 0,05	0,12 – 0,22	0 – 0,05	0,07 – 0,17
DN 450	0 – 0,05	0 – 0,07	0,18 – 0,28	0 – 0,05	0,1 – 0,2	0 – 0,05	0,06 – 0,16
DN 500	0 – 0,05	0 – 0,07	0,16 – 0,26	0 – 0,05	0,09 – 0,19	0 – 0,05	0,05 – 0,15
DN 550	0 – 0,05	0 – 0,06	0,14 – 0,24	0 – 0,05	0,07 – 0,17	0 – 0,05	0,04 – 0,14
DN 600	0 – 0,05	0 – 0,06	0,13 – 0,23	0 – 0,05	0,06 – 0,16	0 – 0,05	0,03 – 0,13
DN 650	0 – 0,05	0 – 0,06	0,11 – 0,21	0 – 0,05	0,06 – 0,16	0 – 0,05	0,02 – 0,12
DN 750	0 – 0,05	0 – 0,06	0,09 – 0,19	0 – 0,05	0,04 – 0,14	0 – 0,05	0,01 – 0,11

DN 800	0 - 0,05	0 - 0,06	0,09 - 0,19	0 - 0,05	0,04 - 0,14	0 - 0,05	0,01 - 0,11
DN 850	0 - 0,05	0 - 0,06	0,08 - 0,18	0 - 0,05	0,03 - 0,13	0 - 0,05	0,01 - 0,11
DN 900	0 - 0,05	0 - 0,06	0,07 - 0,17	0 - 0,05	0,03 - 0,13	0 - 0,05	0 - 0,1
DN 1050	0 - 0,05	0 - 0,06	0,06 - 0,16	0 - 0,05	0,02 - 0,12	0 - 0,05	0 - 0,1
DN 1200	0 - 0,05	0 - 0,06	0,04 - 0,14	0 - 0,05	0,01 - 0,11	0 - 0,05	0 - 0,09
DN 1400	0 - 0,05	0 - 0,06	0,03 - 0,13	0 - 0,05	0 - 0,1	0 - 0,05	0 - 0,08

Tablelle e - Costi unitari per altre Categorie base

Categorie Base TOC	Costo Unitario [€/m]
DN 100	572
DN 150	492
DN 200	530
DN 250	588
DN 300	529
DN 450	705
DN 500	752
DN 550	649
DN 600	1.040
DN 750	2.270
DN 1050	na
DN 1200	1.848

*Dati riferiti al periodo 2010 - 2017*

Categorie Base Microtunnel	Costo Unitario [€/m]
DN 1200	na
DN 1600	3.690
DN 1900	na
DN 2000	4.892
DN 2100	4.857
DN 2400	5.569
DN 3000	6.123

*Dati riferiti al periodo 2010 - 2017*

Categorie Base Directpipe	Costo Unitario [€/m]
DN 1200	2.286
DN 1400	4.062

*Dati riferiti al periodo 2010 - 2017*

Categorie Base Trappola (doppie)	Costo Unitario [€/cad]
da DN 200 a DN 450	437.000
da DN 500 a DN 650	826.000
da DN 750 a DN 1400	1.322.000

*Dati riferiti al periodo 2009 - 2018*

Categorie Base Riduzione HPRS	Costo Unitario [€/cad]
Portata 10.000 m <sup>3</sup> /h	1.722.000
Portata 50.000 m <sup>3</sup> /h	2.748.000
Portata 100.000 m <sup>3</sup> /h	2.717.000
Portata 200.000 m <sup>3</sup> /h	3.746.000

*Dati riferiti al periodo 2010 - 2018*

Categorie Base Riduzione IPRS o LPRS	Costo Unitario [€/cad]
Portata 10.000 m <sup>3</sup> /h	585.000
Portata 30.000 m <sup>3</sup> /h	627.000
Portata 50.000 m <sup>3</sup> /h	669.000

*Dati riferiti al periodo 2010 - 2018*

Categorie Base Regolazione	Costo Unitario [€/cad]
Portata 300.000 m <sup>3</sup> /h	1.749.000
Portata > 300.000 <= 600.000 m <sup>3</sup> /h	1.861.000
Portata 600.000 m <sup>3</sup> /h	2.164.000

*Dati riferiti al periodo 2010 - 2018*

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	20%
Progettazione Esecutiva	10%
Costruzione	5%

Tabella g) – Costi operativi

Costi operativi fissi unitari annui	Comprensivo di costo lavoro [€/m]	Senza costo lavoro [€/m]
Rete Nazionale	2,69	1,44
Rete Regionale	3,91	1,16

Costi operativi variabili unitari annui - consumi	[€/m]
Rete Nazionale	0,18
Rete Regionale	0,35

### Modelli di simulazione

Modelli di simulazione utilizzati dall'impresa maggiore secondo quanto indicato al capitolo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..**

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	Elfo++ ed Elfo++ Europe di REF-E
Modello di simulazione del funzionamento del mercato elettrico	Pegasus 3 di Poyry