



# 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](http://WWW.SNAM.IT)

## Appendice informativa

### Assunzioni e parametri alla base della quantificazione dei benefici

Indicatore	Parametri e ipotesi per la monetizzazione dei benefici
<p>B1 - Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura del gas</p>	<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<sup>1</sup> 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 e i volumi incrementali da infrastrutture esistenti eventualmente resi disponibili grazie all'intervento oggetto di analisi, tenendo conto del trend dei prezzi delle commodities in ogni scenario.</p>
<p>B2 - Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili</p>	<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 e i volumi incrementali da infrastrutture esistenti eventualmente resi disponibili grazie all'intervento oggetto di analisi, 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> <p>In relazione al beneficio B2m relativo alle aree di nuova metanizzazione i parametri per il calcolo vengono determinati sulla base delle informazioni acquisite relativamente allo sviluppo delle reti di distribuzione tramite un'interazione formalizzata con la Stazione Appaltante o con il concessionario della rete di distribuzione</p>
<p>B3 - Incremento sicurezza e affidabilità del sistema</p>	<p>Relativamente al Cost of Gas disruption (CoGD) si utilizzano i valori indicati da ENTSG nell'ultimo TYNDP disponibile, considerando</p>

<sup>1</sup> È in corso di implementazione un'evoluzione del modello per incorporare fenomeni di volatilità dei prezzi legati a particolari condizioni di stress del sistema. Nelle more di tale evoluzione gli effetti sul prezzo al PSV possono essere valutati su base statistica.

	<p>eventuali opinioni espresse dall'Agency for Cooperation of Energy Regulators<sup>2</sup></p> <p>Per la valutazione dei benefici B3 vengono considerate le configurazioni riportate in tabella 3</p>
B4 - Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative	I costi evitati sono indicati dal gestore del servizio di trasporto
B5 - Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni Climalteranti	<p>Per i fattori di emissione dei gas climalteranti riferiti al gas naturale e agli altri combustibili nei settori diversi dall'autotrazione si utilizzano i dati ISPRA (Fattori di emissione per le sorgenti di combustione stazionarie in Italia<sup>3</sup>)</p> <p>Per i fattori di emissione dei gas climalteranti riferiti al gas naturale e agli altri combustibili nel settore autotrazione si considerano come riferimento i dati ISPRA riferiti al settore dei trasporti<sup>4</sup></p> <p>Riferimento costo sociale dei gas climalteranti: valori riportati nel documento "Orientamenti tecnici per infrastrutture a prova di clima nel periodo 2021-2027"<sup>5</sup>(rif. tabella 4).</p> <p>Riferimento per fattore rappresentativo del maggior impatto del gas rispetto alla CO2 (Fonte: Sixth Assessment Report IPCC<sup>6</sup>) (rif. tabella 5)</p>
B6 - Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni non climalteranti	<p>Per i fattori di emissione di gas non climalteranti riferiti al gas naturale e agli altri combustibili nei settori diversi dall'autotrazione si utilizzano i dati ISPRA (Fattori di emissione per le sorgenti di combustione stazionarie in Italia<sup>3</sup>)</p> <p>Nel settore autotrazione si considerano come riferimento i dati ISPRA riferiti al settore dei trasporti<sup>4</sup></p> <p>Riferimento al costo inquinanti non climalteranti: valore riferito al VSL (value of statistical life) dell'European Environment Agency ("Costs of air pollution from European industrial facilities 2008-2017"<sup>7</sup>) (rif. tabella 6)</p>

<sup>2</sup> <https://www.entsog.eu/tyndp>

<sup>3</sup> <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view>

<sup>4</sup> <https://fetransp.isprambiente.it/#/>

<sup>5</sup> *Orientamenti tecnici per infrastrutture a prova di clima nel periodo 2021-2027*, Commissione Europea, ([https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021XC0916\(03\)&from=HR](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021XC0916(03)&from=HR))

*The EIB Group Climate Bank Roadmap 2021-2025* (<https://www.eib.org/en/publications/the-eib-group-climate-bank-roadmap>)

<sup>6</sup> *Table 7.15:* [https://report.ipcc.ch/ar6/wg1/IPCC\\_AR6\\_WGI\\_FullReport.pdf](https://report.ipcc.ch/ar6/wg1/IPCC_AR6_WGI_FullReport.pdf)

<sup>7</sup> *Tabella 50:* <https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-atni/products/etc-atni-reports/etc-atni-report-04-2020-costs-of-air-pollution-from-european-industrial-facilities-200820132017>

	Per gli inquinanti non rappresentati nel suddetto studio e tipici del settore autotrazione si faccia riferimento allo studio "Handbook on the external costs of transport" <sup>8</sup>
B7 - Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico	<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>Il quantitativo di energia rinnovabile e il prezzo di mercato a cui verrebbe valorizzata sono determinati mediante appositi modelli di simulazione</p>
B8 - Variazione dei costi di compressione	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
B9 - Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	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

---

<sup>8</sup> <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/9781f65f-8448-11ea-bf12-01aa75ed71a1>

### Tablelle di riferimento per la quantificazione dei benefici

Tabella 1 – Prezzi all’ingrosso gas naturale per scenari Fit For 55 (F55) Global Ambition (GA), Distributed Energy (DE) e PNIEC (Reference e Policy)

[€/MWh]	2030	2035	2040
<b>F55, GA, DE</b>	45	45	45
<b>PNIEC</b>	41	41	41

Fonti: Tabelle 5 e 6 del [Documento di Descrizione degli Scenari 2023](#)

Tabella 2 - Prezzi all’ingrosso altri combustibili per scenari Fit For 55 (F55) Global Ambition (GA), Distributed Energy (DE)

#### Scenari: F55, GA, DE

[€/MWh]	2030	2035	2040
Gasolio Riscaldamento	91	91	91
Gasolio Autotrazione	84	84	84
Olio combustibile	67	67	67
GPL	86	86	86
Aria Propanata	53	53	53

Fonti: valori determinati a partire dai valori di riferimento della tabella 5 e 6 del documento [Documento di Descrizione degli Scenari 2023](#)

#### Scenario PNIEC

[€/MWh]	2030	2035	2040
Gasolio Riscaldamento	102	102	107
Gasolio Autotrazione	96	96	101
Olio combustibile	73	73	76
GPL	95	95	99
Aria Propanata	62	62	66

Fonti: valori determinati a partire dai valori di riferimento della tabella 5 e 6 del documento [Documento di Descrizione degli Scenari 2023](#)

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	1 giorno con climatica eccezionale, 30 giorni con climatica normale, 3 giorni in estate media <sup>9</sup>	1/25 tranne che per estate media prevista ogni anno

<sup>9</sup> 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

2030	2035	2040	2050
297 €/ton CO2	463 €/ton CO2	624 €/ton CO2	950 €/ton CO2

Fonti: Dati a moneta corrente -Costo ombra del carbonio misurato in termini reali. [Orientamenti tecnici per infrastrutture a prova di clima nel periodo 2021-2027, Commissione Europea](#)

[The EIB Group Climate Bank Roadmap 2021-2025](#)

Tabella 5 –Effetto climalterante dei gas serra

Gas climalterante	Global Warming Potential relativi alla CO <sub>2</sub>
CO <sub>2</sub>	1
CH <sub>4</sub> non fossile	27
CH <sub>4</sub> fossile	29,8
N <sub>2</sub> O	273

Fonte: ["Sixth Assessment Report IPCC"](#)

Tabella 6 – Costo altri inquinanti

NH3	NOx	PM2,5	PM10	NM VOC	SO2
97,7 €/k/ton	71,4 €/k/ton	663,2 €/k/ton	430,6 €/k/ton	15,9 €/k/ton	89,8 €/k/ton

Fonte: EEA – dati espressi a moneta corrente, [Cost of Air Pollution from European Industrial Facilities 2008-2021](#)

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]
DN 100 – DN 150	895
DN 200 – DN 300	1.526
DN 400 – DN 650	1.697
DN 750 – DN 1050	2.425
DN 1200	3.408
DN 1400	4.897

*Dati riferiti al periodo 2016 - 2021*

Tabella b - Contingency di pre-fattibilità

Complessità	
Alto	50%
Medio	30%
Basso	10%

Tabella c - Costi unitari per Categoria base Metanodotti

Categoria base	Costo costruzione [€/m]	Costo progettazione [€/m]	Costo materiali [€/m]	Costo direzione lavori [€/m]	Costo danni [€/m]	Costo servizi e notai [€/m]	Costo costi interni [€/m]
DN 100	233	69	58	90	20	59	87
DN 150	233	70	87	95	21	61	92
DN 200	310	71	116	100	23	62	98
DN 250	388	72	145	104	25	63	103
DN 300	465	74	174	109	27	65	109
DN 400	535	76	232	119	31	67	120
DN 450	573	77	261	124	32	68	125
DN 500	610	79	290	129	34	70	131
DN 550	648	80	319	134	36	71	136
DN 600	685	81	348	139	38	72	142
DN 650	723	82	377	144	40	74	147
DN 750	798	85	435	154	43	76	158
DN 800	835	86	591	159	45	77	163
DN 850	873	87	628	164	47	79	169
DN 900	920	88	665	169	49	80	174
DN 1050	1.060	92	776	184	54	84	191
DN 1200	1.200	96	887	199	60	88	207
DN 1400	1.387	101	1035	219	67	93	229

Dati riferiti al periodo 2016 - 2021

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	0,13 - 0,23	0,22 - 0,32	0 - 0,05	0,57 - 0,67	0 - 0,05	1,08 - 1,18
DN 150	0 - 0,05	0,13 - 0,23	0,22 - 0,32	0 - 0,05	0,57 - 0,67	0 - 0,05	1,08 - 1,18
DN 200	0 - 0,05	0,09 - 0,19	0,16 - 0,26	0 - 0,05	0,41 - 0,51	0 - 0,05	0,80 - 0,90
DN 250	0 - 0,05	0,06 - 0,16	0,11 - 0,21	0 - 0,05	0,32 - 0,42	0 - 0,05	0,63 - 0,73
DN 300	0 - 0,05	0,04 - 0,14	0,09 - 0,19	0 - 0,05	0,26 - 0,36	0 - 0,05	0,52 - 0,62
DN 400	0 - 0,05	0,03 - 0,13	0,07 - 0,17	0 - 0,05	0,22 - 0,32	0 - 0,05	0,44 - 0,54
DN 450	0 - 0,05	0,02 - 0,12	0,06 - 0,16	0 - 0,05	0,20 - 0,30	0 - 0,05	0,41 - 0,51
DN 500	0 - 0,05	0,02 - 0,12	0,05 - 0,15	0 - 0,05	0,19 - 0,29	0 - 0,05	0,38 - 0,48
DN 550	0 - 0,05	0,02 - 0,12	0,05 - 0,15	0 - 0,05	0,17 - 0,27	0 - 0,05	0,36 - 0,46
DN 600	0 - 0,05	0,01 - 0,11	0,04 - 0,14	0 - 0,05	0,16 - 0,26	0 - 0,05	0,33 - 0,43
DN 650	0 - 0,05	0,01 - 0,11	0,04 - 0,14	0 - 0,05	0,15 - 0,25	0 - 0,05	0,31 - 0,41
DN 750	0 - 0,05	0 - 0,10	0,03 - 0,13	0 - 0,05	0,13 - 0,23	0 - 0,05	0,28 - 0,38
DN 800	0 - 0,05	0 - 0,10	0,03 - 0,13	0 - 0,05	0,12 - 0,22	0 - 0,05	0,27 - 0,37
DN 850	0 - 0,05	0 - 0,10	0,02 - 0,12	0 - 0,05	0,11 - 0,21	0 - 0,05	0,25 - 0,35

DN 900	0 - 0,05	0 - 0,10	0,02 - 0,12	0 - 0,05	0,11 - 0,21	0 - 0,05	0,24 - 0,34
DN 1050	0 - 0,05	0 - 0,09	0,01 - 0,11	0 - 0,05	0,09 - 0,19	0 - 0,05	0,20 - 0,30
DN 1200	0 - 0,05	0 - 0,09	0 - 0,10	0 - 0,05	0,07 - 0,17	0 - 0,05	0,17 - 0,27
DN 1400	0 - 0,05	0 - 0,08	0 - 0,10	0 - 0,05	0,05 - 0,15	0 - 0,05	0,14 - 0,24

Tablelle 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	628
DN 400	790
DN 450	877
DN 500	964
DN 550	1.064
DN 600	1.286
DN 650	1.286
DN 750	1.402
DN 1050	2.138
DN 1200	3.069
DN 1600	5.550
DN 2000	5.617

*Dati riferiti al periodo 2016 - 2021*

Categorie Base Microtunnel	Costo Unitario [€/m]
DN 300	5.444
DN 400	5.543
DN 900	6.036
DN 1050	6.184
DN 1200	6.332
DN 1400	6.530
DN 1600	6.727
DN 2000	7.122
DN 2400	7.517
DN 3000	8.109

*Dati riferiti al periodo 2016 - 2021*

Categorie Base Directpipe	Costo Unitario [€/m]
DN 1200	2.320
DN 1400	4.545

*Dati riferiti al periodo 2016 – 2021*

Categorie Base Trappola (doppie)	Costo Unitario [€/cad]
da DN 100 a DN 450	984.000
da DN 500 a DN 650	1.004.000
da DN 750 a DN 1400	1.420.000

*Dati riferiti al periodo 2016 - 2021*

Categorie Base Riduzione HPRS	Costo Unitario [€/cad]
Portata 10.000 m <sup>3</sup> /h	2.055.505
Portata 50.000 m <sup>3</sup> /h	3.216.881
Portata 100.000 m <sup>3</sup> /h	3.609.184
Portata 200.000 m <sup>3</sup> /h	4.763.568

*Dati riferiti al periodo 2011 - 2021*

Categorie Base Riduzione IPRS o LPRS	Costo Unitario [€/cad]
Portata 10.000 m <sup>3</sup> /h	605.376
Portata 30.000 m <sup>3</sup> /h	661.927
Portata 50.000 m <sup>3</sup> /h	718.479

*Dati riferiti al periodo 2011 - 2021*

Categorie Base Regolazione	Costo Unitario [€/cad]
Portata 300.000 m <sup>3</sup> /h	2.037.161
Portata > 300.000 <= 600.000 m <sup>3</sup> /h	2.128.057
Portata 600.000 m <sup>3</sup> /h	2.338.770

*Dati riferiti al periodo 2011 - 2021*

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*

Categoria Base Raise Borer	Costo Unitario MEC [€/m]	DN pozzo	Costo Unitario CIV pozzo [€/m]
<b>Raise Borer</b>			
DN 250 – DN 400	998	DN 1000	2.786
DN 500 – DN 600	1.688	DN 1200	3.343
DN 650 – DN1050	2.609	DN 1600	4.457
DN 1100 – DN 1400	3.837	DN 2100	5.850
<b>Gallerie</b>			
DN 250 – DN 400	425	DN 3800	16.953
DN 500 – DN 600	720		
DN 650 – DN1050	1.113		
DN 1100 – DN 1400	1.636		

Dati riferiti al periodo 2016 – 2022

Categoria Base Ricomprensioni	Costo Fisso	Costo Unitario [€/Sm <sup>3</sup> ]
Tipologia HP o LP	77.128	0,1
Tipologia HP + HP o HP + LP	152.770	
Ulteriore Costo Fisso per Distretti Sud e Isole (*)	43.558	

(\*) Costo fisso da applicare nel solo caso in cui le unità esercenti dell'intervento siano DI SOCC, DI SOR, DI SIC

Dati riferiti al periodo 2019 - 2022

Tabella f - Contingency

Fase	%
Fattibilità	40%
Progettazione di Base	30%
Autorizzazioni Pubbliche	30%
Progettazione Esecutiva	19%
Costruzione	8%

Tabella q – Costi operativi

Costi operativi fissi unitari annui	Comprensivo di costo lavoro [€/m]	Senza costo lavoro [€/m]
Rete Nazionale	2,43	1,17
Rete Regionale	3,59	0,99

<b>Costi operativi variabili unitari annui – consumi</b>	<b>[€/m]</b>
Rete Nazionale	0,15
Rete Regionale	0,31

### **Modelli di simulazione**

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

<b>Modello</b>	<b>Riferimento</b>
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 MBS - Consulting