



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
<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 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>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, 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>B3 - Incremento sicurezza e affidabilità del sistema</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 Regulators¹</p> <p>Per la valutazione dei benefici B3 vengono considerate le configurazioni riportate in tabella 3</p>
<p>B4 - Costi evitati</p>	<p>I costi evitati sono indicati dal gestore del servizio di trasporto</p>
<p>B5 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni CO2</p>	<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 Italia²)</p> <p>Con riferimento al costo di emissione di CO2 si utilizza il Shadow Carbon Price pubblicato dalla Commissione Europea e/o</p>

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>

	International Financial Institutions (IFIs) di riferimento: High-Level Commission on Carbon Prices, utilizzato da World Bank e EBRD ³ (rif. tabella 4)
B6 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO2	<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>
B7 - Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico	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)
B8 - Riduzione 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

³ <http://documents1.worldbank.org/curated/en/621721519940107694/pdf/2017-Shadow-Price-of-Carbon-Guidance-Note.pdf>

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
BAU Business as Usual	20	21	23	24
CEN Centralized	22	24	24	24

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 BAU: valore determinato come indicato nella tabella “Assunzioni e parametri alla base della quantificazione dei benefici” considerando domanda gas e prezzi petroliferi dello scenario “Business as Usual” come descritto nel DDS2019 (https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srq/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2020_2029/Doc_Descrizione_Scenari_DDS_2019_1015_1300.pdf) e riportato nella “Appendice informativa 2019-2028 - novembre 2019”. https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srq/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2019_2028/Appendice_Informativa_ACB_nov_2019.pdf
- Scenario CEN: valore determinato come indicato nella tabella “Assunzioni e parametri alla base della quantificazione dei benefici” considerando domanda gas e prezzi petroliferi dello scenario “Centralized” come descritto nel DDS2020 (https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srq/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2021_2030/Doc_Descrizione_Scenari_DDS_2020_0930_2000.pdf)

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: Business as Usual

[€/Mwh]	2025	2030	2035	2040
Gasolio Riscaldamento	59	62	63	63
Gasolio Autotrazione	57	60	61	61
Olio combustibile	41	44	45	45
GPL	60	62	63	64
Aria Propanata	27	30	31	31

Fonti: valori determinati come indicato nella tabella "Assunzioni e parametri alla base della quantificazione dei benefici". I prezzi fanno riferimento alle quotazioni del Brent utilizzato nello scenario "Business as Usual" come descritto nel DDS2019.

(https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2020_2029/Doc_Descrizione_Scenari_DDS_2019_1015_1300.pdf)

Scenario: Centralized CEN

[€/Mwh]	2025	2030	2035	2040
Gasolio Riscaldamento	56	66	67	68
Gasolio Autotrazione	54	64	65	66
Olio combustibile	38	48	49	50
GPL	57	66	67	68
Aria Propanata	25	34	35	36

Fonti: valori determinati come indicato nella tabella "Assunzioni e parametri alla base della quantificazione dei benefici". I prezzi dei combustibili sono ottenuti dallo scenario di prezzo del Brent utilizzato per il "Documento di descrizione degli Scenari rilevanti ai fini della redazione dei Piani 2021", https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2021_2030/Doc_Descrizione_Scenari_DDS_2020_0930_2000.pdf

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 per la climatica eccezionale, 4 giorni con climatica normale, 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
62 €/ton CO2	69 €/ton CO2	78 €/ton CO2	87 €/ton CO2

Fonte: "High-Level Commission on Carbon Prices, World Bank e EBRD – dati convertiti in EUR con il tasso di cambio 0,923 € per 1 \$ (Fonte: EBRD)", <http://documents1.worldbank.org/curated/en/621721519940107694/pdf/2017-Shadow-Price-of-Carbon-Guidance-Note.pdf>

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 €/k/ton	19,8 €/k/ton	130,0 €/k/ton	84,4 €/k/ton	7,8 €/k/ton	39,1 €/k/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	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

Tabella 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 ³ /h	1.722.000
Portata 50.000 m ³ /h	2.748.000
Portata 100.000 m ³ /h	2.717.000
Portata 200.000 m ³ /h	3.746.000

Dati riferiti al periodo 2010 - 2018

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

Dati riferiti al periodo 2010 - 2018

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