

SNAM RETE GAS

Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2021-2030



Piano decennale
di sviluppo
della rete di trasporto
di gas naturale
2021-2030

Elaborato ai sensi della Deliberazione 468/2018/R/Gas
del 27 settembre 2018 e s.m.i.

La nostra missione

Energy to inspire the world

In un momento di trasformazione e cambiamento, ogni azienda deve avere ben chiara la motivazione per la quale esiste. Per trovarlo, è necessario rimodellare la propria organizzazione e attivare tra le proprie persone un esercizio collettivo di ricerca e analisi del **valore aggiunto che si può portare all'esterno**. Oggi più che mai, è imprescindibile avere una visione e un raggio d'azione più ampi rispetto al passato, fondata su relazioni solide tra persone, fornitori e territori, rispondendo alle esigenze di sviluppo sostenibile per tutti gli stakeholder.

“Energy to inspire the world” è il *purpose* di Snam, dove si fondono la sua storia e i suoi valori.

La forte tradizione ingegneristica del Gruppo, il senso di appartenenza all'industria dell'energia e la grande capacità di realizzazione di infrastrutture, unite ai suoi valori fondanti e al ruolo che il Gruppo vuole ricoprire nel percorso verso la transizione energetica sono state alla base del percorso che Snam ha compiuto per esplicitare il suo scopo. **Snam è molto più di un'impresa che realizza e gestisce infrastrutture energetiche:** con il lavoro delle sue persone garantisce forniture sicure, permette di riscaldare milioni di case, connette Paesi e comunità, crea opportunità di sviluppo nel rispetto dell'ambiente ed è protagonista della transizione energetica.

Il purpose è per Snam un impegno quotidiano: fa parte della sua cultura e strategia. Con il nuovo **Piano Strategico Towards Net Zero**, il Gruppo si è prefissato l'obiettivo di assumere un ruolo guida nella transizione energetica, grazie alla spinta dei nuovi business (biometano, idrogeno, efficienza energetica, mobilità sostenibile) e della componente di innovazione, e di **raggiungere la neutralità carbonica entro il 2040**, in anticipo rispetto all'obiettivo europeo fissato al 2050. La sostenibilità è centrale nella strategia del Gruppo e questo è anche testimoniato dalla pubblicazione della **ESG Scorecard**, volta a esplicitare e rendicontare agli stakeholder in modo puntuale e trasparente gli obiettivi ambientali, sociali e di governance che Snam ha definito in coerenza con la propria strategia.

Executive summary

Il Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale (di seguito Piano) è uno strumento di attuazione della strategia di Snam Rete Gas, in continuità con i piani di sviluppo elaborati negli anni precedenti e comunicati alle istituzioni e ai soggetti interessati, secondo le previsioni del contesto legislativo e normativo.

Il Piano descrive i principali progetti infrastrutturali di sviluppo (di seguito “progetti”) sulla rete di trasporto nazionale e sulla rete di trasporto regionale di proprietà di Snam Rete Gas nel periodo temporale compreso tra l’anno 2021 e l’anno 2030. Le decisioni poste alla base del Piano decennale sono state prese in coerenza con:

- Quadro legislativo e regolatorio europeo e nazionale;
- Proposta di Piano nazionale integrato per l’energia e il clima (PNIEC);
- Piano decennale di ENTSOG;
- Scenari energetici nazionali di sviluppo e decarbonizzazione sinteticamente descritti nel capitolo 2 e approfonditi nel Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2020) e nello Scenario National Trend Italia, entrambi pubblicati sul sito della Società;
- Strategia aziendale di Snam;
- Schede di progetto pervenute nell’ambito del processo di raccolta delle informazioni e dei dati per l’elaborazione del Piano.

Viene inoltre data rappresentazione all’interno del Piano anche delle principali opere di mantenimento già incluse nel processo di pianificazione aziendale e di ulteriori studi aventi carattere innovativo. Sono a oggi esclusi in tale documento eventuali investimenti necessari per la transizione energetica (tra i quali figurano i progetti per raggiungere le quantità di idrogeno previste negli scenari di lungo periodo), anche alla luce delle indicazioni contenute nella Delibera 468/2018/R/Gas come modificata dalla Delibera 539/2020/R/gas dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Tali investimenti infatti saranno contenuti in un allegato, distinto e separato dal Piano, dedicato agli interventi per la transizione energetica.

Il Piano è elaborato in coerenza con l’evoluzione del mercato e mira a cogliere gli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti, integrazione tra mercati a livello europeo, di sviluppo della liquidità del mercato italiano del gas e della decarbonizzazione dei consumi energetici.

Snam, quotata alla Borsa di Milano dal 2001, persegue un modello di crescita finalizzato alla creazione di valore attraverso investimenti che realizzino una crescita sostenibile, caratterizzata da efficienza operativa e finanziaria, garantendo flessibilità di trasporto e sicurezza degli approvvigionamenti e considerando la creazione di valore sostenibile per gli azionisti e per la comunità una parte integrante del proprio modello di business.

Capitoli del Piano

1

La pianificazione delle infrastrutture gas nella transizione energetica

Il primo capitolo rappresenta il contesto e il framework del processo di pianificazione delle infrastrutture gas in termini di driver e obiettivi, il corrispondente quadro legislativo e regolatorio e gli attori coinvolti nel processo.

2

Scenari Energetici

Il secondo capitolo descrive il contesto internazionale e nazionale nel quale si colloca il processo di definizione degli di evoluzione della domanda e offerta di gas naturale in Italia ai fini della valutazione mediante Analisi Costi Benefici degli interventi.

3

Il sistema infrastrutturale gas

Il terzo capitolo descrive lo stato e le caratteristiche della rete di trasporto del gas naturale in Italia, incluse criticità e le congestioni presenti e attese. Per completezza, si descrivono anche altre infrastrutture rilevanti, come gli stoccaggi e i rigassificatori.

4

Il Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto

Il quarto capitolo è la sezione distintiva del documento che rappresenta la spesa complessiva prevista nel Piano e i principali progetti del Piano di Snam Rete Gas previsti o ipotizzati nel decennio.

5

Framework Analisi Costi Benefici

Il quinto capitolo è dedicato alla descrizione della metodologia di Analisi Costi Benefici, indicando puntualmente le assunzioni alla base della determinazione dei benefici nonché relativi modelli.

Indice

La nostra missione	1
Executive summary	2
Capitoli del Piano	3
Indice	5
1 / La pianificazione delle infrastrutture gas nella transizione energetica	11
1.1 / Contesto	12
1.2 / Framework per la pianificazione del Piano	13
Perimetro del Piano	13
Piano Decennale di Sviluppo della Rete di Trasporto del gas naturale	14
Criteri di formazione del Piano Decennale	15
Processo di elaborazione del Piano Decennale	16
1.3 / Quadro Legislativo e Regolatorio	17
Riferimenti legislativi dell'Unione Europea	17
Riferimenti legislativi italiani	19
1.4 / Stakeholder engagement	21
Altri TSO e Utenti della Rete	22
Istituzioni	23
Comunità locali	23
Altri stakeholder	23
2 / Scenari energetici	25
2.1 / Contesto internazionale e scenari energetici	26
2.2 / Consuntivi di domanda e offerta di gas in Italia	28
2.2.1 Consumi primari energetici in Italia	28
2.2.2 Domanda di gas naturale	29
2.2.3 Offerta di gas naturale	29
2.2.4 Capacità di trasporto	31
2.3 / Gli scenari nel Piano di sviluppo: scenari congiunti Snam-Terna	33
2.3.1 Proiezioni di domanda e offerta di gas nel periodo 2020-2040	33
2.3.2 Contesto macroeconomico e commodity negli scenari	34
2.3.3 Previsioni di domanda gas	34
2.3.4 Previsioni di offerta di gas	35
2.3.5 Domanda di punta per la definizione del fabbisogno infrastrutturale	36
2.4 / Coerenza scenari di domanda con altri scenari italiani ed europei	38
2.5 / Long-term strategy Italia	39

3 / Il sistema infrastrutturale gas	43
3.1 / Contesto Italiano: rete di trasporto di Snam Rete Gas	44
3.1.1 Trasporto	46
3.1.2 Stoccaggio	48
3.1.3 Rigassificazione	48
3.2 / Contesto Europeo	49
3.2.1 Priorità europee in materia di infrastrutture energetiche	49
3.2.2 Progetti di Interesse Comune	51
3.2.3 Procedura di capacità incrementale	52
4 / Il Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto	55
4.1 / Genesi del Piano di sviluppo	56
4.1.1 Il Piano di Sviluppo nella Transizione Energetica	56
4.1.2 Coerenza con Piano Decennale ENTSG	57
4.2 / Caratteristiche generali del sistema di trasporto gas	58
4.2.1 Disponibilità di trasporto a lungo termine	58
4.2.2 Criteri di progettazione e tutela dell'ambiente	59
4.2.3 Criticità e congestioni della rete	59
4.3 / Spesa prevista nel Piano	61
4.4 / Interventi di Sviluppo	62
4.4.1 Sviluppo – Progetti di Rete Nazionale	62
4.4.2 Sviluppo – Progetti di Rete Regionale	74
4.4.3 Progetti di allacciamento	78
4.5 / Interventi di mantenimento e sostituzione	79
4.6 / Altri interventi	80
4.7 / Virtual Pipeline Sardegna	81

5 / Framework analisi costi benefici	85
5.1 / Metodologia ACB	86
5.1.1 Metodologia	86
5.1.2 Scenari di domanda	86
5.1.3 Assunzioni	86
5.2 / Determinazione dei benefici	88
5.2.1 Determinazione dei benefici per i progetti di Rete Nazionale	88
5.2.2 Determinazione dei benefici per i progetti di Rete Regionale	90
5.2.3 Programmi di simulazione	91
5.2.4 Modalità di determinazione della capacità di trasporto	93
5.3 / Determinazione dei costi	98
Allegati	101
Allegato I.a – Schede Progetto di Sviluppo Nazionale	103
Potenziamento per nuove importazioni da Sud	104
Centrali Dual Fuel	109
Allegato I.b – Schede Progetto di Sviluppo Regionale	115
Potenziamento Metanodotto Boltiere – Bergamo	116
Metanodotto Mornico al Serio – Travagliato	120
Metanodotto Desio – Biassono	124
Potenziamento Rete di Ravenna Fiumi Uniti	128
Metanodotto Reana del Roiale – Campoformido	132
Allegato II.a – Schede Progetto di Mantenimento	137
Metanodotto Sestri Levante – Recco	139
Metanodotto Rif. Derivaz. e Spina di Genova	142
Metanodotto Rifac. Livorno – Piombino	145
Allegato II.b – Schede Progetto di Mantenimento per Sicurezza	149
Metanodotto Foligno (fraz. Colfiorito) – Gallese	150
Metanodotto Pieve di Soligo – S. Polo di Piave – Salgareda	151
Metanodotto Ravenna Mare – Ravenna Terra	152
Metanodotto Ravenna – Recanati	153
Metanodotto Recanati – Chieti	154
Metanodotto Recanati – Foligno (Fraz. Colfiorito)	155
Metanodotto Rimini – Sansepolcro	156
Metanodotto San Salvo – Biccari	157
Metanodotto Sansepolcro – Terranuova	158

Metanodotto Terranuova – Montelupo	159
Derivazione per Livorno	160
Metanodotto Tortona – Alessandria – Asti – Torino	161
Metanodotto Campodarsego – Castelfranco	162
Metanodotto Chieti – Rieti	163
Metanodotto derivazione per Sestri Levante	164
Metanodotto Gagliano – Termini Imerese 1a Fase	165
Metanodotto Gagliano – Termini Imerese 2a Fase	166
Metanodotto Gallese – Vitinia	167
Rete Vitinia – Cisterna – Gaeta	168
Metanodotto Mestre – Trieste	169
Metanodotto Sansepolcro – Foligno	170
Rete Bassa Reggiana – Modenese	171
Rete di Bassano del Grappa	172
Rete di Fornovo – Langhirano – Traversetolo	173
Rete di Poggiofiorito	174
Variante Cortemaggiore – Torino a Chivasso	175
Allegato III – Schede Progetti di Sviluppo entrati in esercizio nell’anno 2020	177
Interconnessione TAP	178
Metanizzazione Regione Calabria	182
Allegato IV – Schede Progetto ricevute da terzi	187
IGI Poseidon SA	188

IMPORTAZIONE NORD EUROPA
MASERA TERMINALE

Q_{tot} : 65.7 bar
TGAS : 600 KSm³/h
DPHO70 : 11.2 °C
PCS : -50.0 °C
ENERGIA : 9045 KCal/Sm³
22385056.7 GJ/h

GNL

LA SPEZIA SRG

P : 62.2 bar
Q : 54 KSm³/h
TGAS : 15.5 °C
DENSITA' : 0.6 Kg/Sm³
PCS : 9692 KCal/Sm³
ENERGIA : 2175472.4 GJ/h

IMPORTAZIONE ALGERIA
MAZARA TERMINALE

P : 68.8 bar
Q_{tot} : 2954 KSm³/h
TGAS : 11.5 °C
DPHO70 : -25.3 °C
PCS : 9454 KCal/Sm³
ENERGIA : 115691009.8 GJ/h

Q TOTALE IMPORTAZIONI
9315 KSm³/h



1 /

La pianificazione delle infrastrutture gas nella transizione energetica

1.1 / Contesto

Il presente documento descrive il Piano Decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale di Snam Rete Gas, in base al D. Lgs. 93/2011, modificato dalla L. 115/2015.

L'elaborazione tiene conto di quanto disposto dalla Deliberazione ARERA 468/2018/R/gas e s.m.i.

Il Piano è stato elaborato in continuità con i piani di sviluppo prodotti da Snam Rete Gas negli anni precedenti e condivisi con le istituzioni e ai soggetti interessati, secondo le prescrizioni del contesto legislativo e regolatorio, dando evidenza di possibili ulteriori aree di intervento rispetto a quanto già definito sulla base degli investimenti attualmente approvati dalla Società. La realizzabilità effettiva delle infrastrutture nel perimetro del Piano corrente è comunque soggetta alla decisione d'investimento di Snam Rete Gas e al contesto regolatorio e contrattuale. Di conseguenza e sulla base dei requisiti normativi previsti, il Piano viene aggiornato annualmente.

1.2 / Framework per la pianificazione del Piano

Il Piano decennale di Snam ambisce a delineare lo sviluppo della rete di trasporto del gas naturale abilitando la transizione verso un futuro sempre più sostenibile. Ogni intervento descritto nel Piano può essere classificato rispetto a 3 driver principali a cui rispondono altrettanti obiettivi menzionati nell'Allegato A della Deliberazione ARERA 468/2018/R/gas e s.m.i.:

- **Market efficiency** – sviluppare un mercato integrato con gli altri mercati, supportando il collegamento di aree periferiche e favorendo concorrenza e diversificazione:
 - Integrazione del mercato
 - Evoluzione del mercato del gas (i.e. metanizzazione aree non servite e supporto a nuova domanda)
 - Favorire concorrenza, competizione e liquidità
 - Diversificare le fonti di approvvigionamento
- **Security and quality of supply** – garantire la sicurezza e la resilienza della rete nazionale di trasporto del gas naturale, garantendo elevati livelli di qualità del servizio
 - Rafforzare la resilienza del sistema
 - Supportare la flessibilità infrastrutturale
 - Favorire la continuità della fornitura
 - Risolvere le congestioni
 - Promuovere la qualità del servizio erogato
- **Sostenibilità ambientale** – integrare mercati energetici e adottare tecnologie sempre più *low carbon* ed efficienti
 - Ridurre emissioni CO₂ e emissioni di altri inquinanti
 - Integrare FER

Perimetro del Piano

Il Piano descrive l'evoluzione della programmazione della rete di trasporto nazionale e regionale di proprietà di Snam Rete Gas la cui realizzazione è pianificata nel periodo temporale compreso tra l'anno 2021 e l'anno 2030. Il Piano è costruito tenendo conto dei criteri di formazione del Piano e di selezione delle iniziative nonché del quadro legislativo descritti nei prossimi capitoli.

Gli interventi descritti nel piano possono essere di varia natura, la maggior parte sono di sviluppo, opere a supporto dell'evoluzione del mercato del gas nazionale che regionale, o di mantenimento, opere necessarie a mantenere la disponibilità del servizio di trasporto gas e adeguate condizioni di sicurezza a garanzia dei livelli minimi di servizio.

Il Piano contiene anche la descrizione qualitativa di alcuni progetti rilevanti la cui effettiva data realizzazione è ancora in fase di definizione, ma le cui attività preparatorie di ingegneria e acquisizione dei permessi ricadono all'interno del periodo di Piano.

Sono esclusi dal Piano i progetti non afferenti la rete di proprietà Snam Rete Gas, sia nazionali che internazionali.

Piano Decennale di Sviluppo della Rete di Trasporto del gas naturale

Tabella 1: Principali progetti a Piano Decennale

CATEGORIA	PROGETTO	ENTRATA IN ESERCIZIO	COSTO A V.I. [M€]	IMPEGNO PIANO [M€]	APPROVATO
SVILUPPO	Potenziamento per nuove importazioni da Sud	2028	1.873	1.806	NON FID
	Centrali Dual Fuel	2027	471	458	NON FID/FID
	Interconnessione TAP	2020	298	47	FID
	Potenziamenti Importazioni da Nord-Est	Fuori piano	649	0	NON FID
	Ulteriori potenziamenti a Sud	Fuori piano	3.179	0	NON FID
	Interconnessione con Malta	2025	8	8	NON FID
	Potenziamento Impianto di Gorizia	2025	3	3	NON FID
	Interconnessione con la Slovenia	2026	8	8	NON FID
	Reana del Roiale – Campoformido	2026	26	26	NON FID
	Desio – Biassono	2021	14	7	FID
	Ravenna Fiumi Uniti	2022	7	5	FID
	Mornico al Serio – Travagliato	2021	33	3	FID
	Metanizzazione Calabria	2020	61	5	FID
	Boltiere – Bergamo	2021	17	2	FID
MANTENIMENTO	Livorno – Piombino	2026	260	260	NON FID
	Sestri Levante – Recco	2024	206	198	FID
	Spina di Genova	2026	32	32	NON FID
	Recanati – Chieti	2024	419	357	FID
	Ravenna – Recanati	2024	382	263	FID
	Rimini – Sansepolcro	2022	240	151	FID
	S. Salvo – Biccari	2023	226	195	FID
	Gagliano – Termini Imerese 1a fase	2022	93	59	FID
	Pieve di Soligo – S. Polo di Piave	2022	51	35	FID
	Ravenna Mare – Ravenna Terra	2024	47	31	FID
	Mestre – Trieste	2022	176	142	FID
	Foligno – Gallese	2024	269	264	FID
	Recanati – Foligno	2023	223	211	FID
	Sansepolcro – Foligno	2026	194	193	FID
	Sansepolcro – Terranuova	2024	121	118	FID
	Chieti – Rieti	2025	232	226	FID
	Gagliano – Termini Imerese 2a fase	2023	142	137	FID
	Campodarsego – Castelfranco	2022	35	25	FID
	Alessandria – Asti – Torino	2025	105	105	NO FID
	Vitinia – Guidonia – Maenza – Cisterna	2026	218	218	NO FID
	Poggiofiorito	2026	31	31	NO FID
	Corte – Torino a Chivasso	2025	28	28	NO FID
	Gallese – Vitinia	2027	213	213	NO FID
	Rete Reggiana – Modenese	2027	188	188	NO FID
	Sestri Levante	2026	143	143	NO FID
	Fornovo – Langhirano – Traversetolo	2026	52	52	NO FID
	Rete di Bassano	2026	47	47	NO FID
	Der. Livorno	2026	27	27	NO FID
	Terranuova – Montelupo	2027	184	184	NO FID

I progetti più rilevanti del Piano corrente sono la realizzazione della nuova “Linea Adriatica” e

il progetto Centrali Dual Fuel, che prevede l'installazione di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori esistenti nelle proprie centrali di spinta. Il primo risulta funzionale a incrementare la capacità di importazione dal Sud Italia. Invece il secondo vuole favorire l'integrazione dei settori del gas e dell'elettricità, anche grazie alla possibilità di offrire servizi di flessibilità per il sistema elettrico, incrementare l'efficienza, e ridurre consumi e emissioni inquinanti legate alla precedente tecnologia di compressione del gas utilizzata nelle centrali di compressione. Assumono inoltre rilevanza le sostituzioni dei metanodotti pianificate come opere di sicurezza e gli interventi di mantenimento per garantire la continuità di esercizio.

Si rimanda al Capitolo 4 del documento per la descrizione di dettaglio degli interventi. Nell'allegato I del Piano vengono inoltre riportate le schede intervento dei progetti di sviluppo inclusi nel Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto, mentre nell'Allegato III è presente l'elenco completo degli interventi previsti anche nei piani precedenti che sono stati realizzati o in corso di realizzazione. Entrambi gli allegati riportano le evidenze dell'analisi costi-benefici, svolta anche sotto il punto di vista economico, a supporto della sostenibilità sociale dei progetti presentati.

Nell'allegato sugli interventi per la transizione energetica sono riportate le principali iniziative legate alla transizione energetica nel settore del trasporto. Tra queste sono descritte le iniziative e gli studi effettuati sulla rete di trasporto gas per verificarne la compatibilità con quote crescenti di idrogeno.

Criteri di formazione del Piano Decennale

La formazione del Piano Decennale di Snam risponde a **tre pilastri fondamentali**

1. **Creazione di valore sostenibile per gli stakeholder del sistema paese e per gli azionisti**
2. **Efficienza industriale e finanziaria**
3. **Coerenza e conformità quadro legislativo e regolatorio**

I pilastri sono trasversali e coerenti ai driver e obiettivi di Piano precedentemente descritti.

1. **Creazione di valore sostenibile per gli stakeholder del sistema paese e per gli azionisti**

Snam Rete Gas è partecipata al 100% da Snam S.p.A., quotata alla Borsa di Milano. Snam crede in un modello di crescita sostenibile finalizzato alla creazione di valore attraverso investimenti a supporto del sistema infrastrutturale paese. Pertanto, il Piano di sviluppo decennale della rete di Snam Rete Gas considera la creazione di valore sostenibile per gli azionisti e per la comunità parte integrante e necessaria del proprio modello di business.

2. **Efficienza industriale e finanziaria**

Per funzionare, il modello di crescita richiede un'elevata efficienza industriale e finanziaria, garantendo costantemente flessibilità di trasporto e sicurezza degli approvvigionamenti sia a livello nazionale che a livello regionale sia per (i) sviluppare nuova capacità di trasporto, per sostenere aumenti della domanda di gas naturale; (ii) collegare meglio la rete esistente, realizzando nuovi allacciamenti, funzionali a consentire la riconsegna del gas naturale a nuovi siti industriali o a reti di distribuzione, o consentire l'immissione in rete di gas naturale di origine fossile o da biometano; (iii) potenziare e estendere la rete a seguito di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto.

3. **Coerenza e conformità quadro legislativo e regolatorio**

Le decisioni alla base del Piano decennale di sviluppo della rete sono sviluppate in piena conformità al quadro legislativo europeo e nazionale e al quadro regolatorio fissato da ARERA, descritto nei paragrafi successivi. Il Piano Snam Rete Gas inoltre è realizzato:

- **in coerenza con quanto richiesto dalla disciplina europea** nel caso di previsioni di sviluppi specifici di capacità (i.e. caso della capacità bidirezionale prevista dal Regolamento (CE) n. 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 e dal Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93);

- **in coerenza con il framework europeo**, i.e. il Piano decennale di ENTSOG e con i Progetti di Interesse Comune (PIC);
- **in coerenza con gli scenari decennali** di sviluppo del mercato del gas naturale (ex art. 1 del D.Lgs. 1° giugno 2011, n. 93)
- **in Coordinamento con soggetti terzi** nell'ambito della procedura di raccolta delle informazioni per l'elaborazione del Piano stesso,
- **sulla base delle richieste pervenute dai clienti di Snam Rete Gas**, i.e. richieste di allacciamento di nuovi punti di consegna/riconsegna, esiti di eventuali procedure di Open Season e le richieste specifiche raccolte durante gli incontri di coordinamento con gli operatori infrastrutturali nazionali ed esteri.

Processo di elaborazione del Piano Decennale

Fase I: elaborazione e approvazione interna – Una volta raccolti i progetti e le informazioni dal mercato, Snam Rete Gas elabora internamente il Piano, presentandolo al Consiglio di Amministrazione per approvazione

Fase II: Condivisione formale – Una volta approvato, Snam Rete Gas trasmette il Piano all'ARERA e al Ministero dello Sviluppo Economico.

Fase III: Consultazione – L'ARERA, ricevuto il Piano, lo sottopone alla consultazione degli utenti della rete effettivi o potenziali secondo modalità aperte e trasparenti secondo quanto previsto dall'articolo 16 del D.Lgs. 93 dell'11 giugno 2011 e s.m.i., dalla Delibera 351/2016/R/gas e dalla Delibera 468/2018/R/GAS e s.m.i. I risultati della consultazione sono poi resi pubblici dalla stessa ARERA.

1.3 / Quadro Legislativo e Regolatorio

Riferimenti legislativi dell'Unione Europea

La normativa di riferimento in ambito europeo è la seguente:

- Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, relativa a norme comuni per il mercato del gas naturale;
- Regolamento (CE) n. 715/2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale;
- Regolamento (UE) n. 2017/1938, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il Regolamento UE n. 994/2010;
- Regolamento (CE) n. 347/2013 del Parlamento Europeo e del Consiglio, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee.

Direttiva n. 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio

La Direttiva stabilisce norme comuni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale. In particolare, definisce le norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni nonché la gestione dei sistemi. Ai sensi dell'articolo 22 della Direttiva intitolato "*sviluppo della rete e ai poteri decisionali in materia di investimenti*", i gestori dei sistemi di trasporto trasmettono il Piano decennale di sviluppo della rete basato sulla domanda e sull'offerta esistenti e previste, ogni anno all'Autorità di regolamentazione, previa consultazione di tutti i soggetti interessati.

Il Piano (i) indica le principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell'arco dei dieci anni successivi, (ii) contiene tutti gli investimenti già decisi e individua i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo e (iii) prevede una scadenza per tutti i progetti di investimento.

L'Autorità di regolamentazione (i) consulta tutti gli utenti, attuali e potenziali, (ii) valuta se il Piano contempli tutti i fabbisogni di investimento individuati nella consultazione e la coerenza con il Piano decennale di sviluppo della Rete Europea di Gestori di Sistemi di Trasporto del Gas (ENTSOG), (iii) controlla e valuta l'attuazione del Piano.

Al fine di allineare la regolamentazione del mercato del gas con gli attuali obiettivi di decarbonizzazione, in particolare il target di riduzione delle emissioni del 55% al 2030, la Commissione ha previsto di elaborare una proposta di revisione del "Terzo Pacchetto energia" (Direttiva N. 2009/73/Ce e Regolamento N. 715/2009) nel corso del secondo trimestre del 2021. L'approvazione delle proposte da parte del Parlamento e del Consiglio è in calendario per l'ultimo trimestre del 2021.

Regolamento n. 715/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio

Il Regolamento è relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale. In particolare, ha previsto la costituzione di ENTSOG stabilendo che la stessa adotti ogni due anni un Piano di sviluppo della rete decennale non vincolante a livello europeo, che descriva anche le prospettive europee sull'adeguatezza dell'approvvigionamento.

Il Piano a livello dell'Unione si basa sui piani di investimento nazionali, tenendo conto dei piani di investimento regionali e degli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee, ovvero dei cosiddetti Progetti di Interesse Comune ("PIC").

L'Allegato del Regolamento fornisce disposizioni in materia di gestione della congestione contrattuale e prevede l'introduzione di forme di assegnazione dell'eventuale capacità supplementare disponibile per effetto dell'applicazione di una delle procedure di gestione delle congestioni, tra cui il sistema di over-subscription e buy-back. Il sistema stabilisce una nuova relazione tra capacità tecnica e capacità commerciale con possibili implicazioni sulla valutazione degli investimenti di sviluppo della rete futuri.

Nell'ambito della revisione del "Terzo pacchetto energia", la proposta della Commissione per la modifica del Regolamento N. 715/2009 è in programma per la fine del secondo semestre 2021 e la relativa approvazione da parte di Parlamento e Consiglio per la fine dell'anno.

Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio

Il Regolamento concerne misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas. L'articolo 5, comma 1, prevede che Stati membri adottino le misure necessarie affinché, nel caso di un guasto della principale infrastruttura del gas, la capacità delle infrastrutture rimanenti sia in grado di soddisfare la domanda totale di gas dell'area, calcolata durante una giornata di domanda di gas particolarmente elevata (formula N-1 con domanda eccezionale 1 su 20). Tale obbligo non pregiudica, ove appropriato e necessario, la responsabilità e gli obblighi dei gestori del sistema di trasporto di effettuare gli investimenti corrispondenti. L'articolo 5, comma 4, prevede che, salvo esenzioni di tale obbligo, i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una capacità bidirezionale permanente su tutte le interconnessioni transfrontaliere tra gli Stati membri.

Regolamento n. 347/2013 del Parlamento Europeo e del Consiglio

Il Regolamento definisce il processo e i criteri di selezione relativi alla predisposizione delle liste comunitarie relative ai PIC. L'articolo 3 del Regolamento dispone che i PIC diventino parte integrante dei piani regionali di investimento, redatti nell'ambito della cooperazione regionale prevista dall'art.12 del Regolamento (CE) 715/2009, e dei piani decennali nazionali per lo sviluppo delle reti (di cui all'articolo 22 della Direttiva 2009/73/CE) e, se opportuno, di altri piani nazionali infrastrutturali interessati.

Il regolamento dispone altresì che i PIC siano parte integrante dell'ultimo Piano decennale di sviluppo delle reti (TYNDP) elaborato da ENTSOG. In tal senso, anche i progetti proposti come candidati a PIC dovranno essere presentati a ENTSOG per inclusione nel TYNDP.

Il processo di costituzione delle liste dei PIC avviene su base biennale e anche ai progetti già selezionati nel precedente elenco si applica il processo di selezione, al fine di confermare la sussistenza dei requisiti di rilevanza comunitaria.

Nel dicembre 2020 la Commissione ha pubblicato una proposta di revisione del Regolamento 347/2013 (COM(2020) 824 final), il cui fine è quello di indirizzare i sussidi verso progetti che contribuiscano agli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione. In particolare, il "proposal" della Commissione prevede l'introduzione di due nuove categorie di strutture energetiche che possono accedere allo status di "PIC", "idrogeno" ed "elettrolizzatori"; inoltre la categoria "gas naturale" è stata sostituita da "reti gas smart" (Annex II). L'articolo 4, relativo ai requisiti generici (il contributo alla decarbonizzazione è diventato un requisito necessario) e specifici per categoria di eleggibilità a "PIC", è stato modificato coerentemente con la revisione delle categorie di progetti (Annex II), così come la lista dei corridoi prioritari (Annex I). Inoltre, è stato introdotto un nuovo status, quello di "Progetti di Mutuo Interesse" ("PMI"), aperto a progetti con paesi extra-UE a condizione che vi sia un livello elevato di allineamento regolatorio tra il paese terzo e l'UE.

Riferimenti legislativi italiani

Il quadro legislativo nazionale che individua gli obblighi di predisposizione del Piano decennale è rappresentato dal Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93 e dalle Delibere 468/2018/R/gas e 230/2019/R/gas.

Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93 così come modificato dalla Legge n. 115 del 29 luglio 2015

Il decreto traspone nell'ordinamento legislativo nazionale le norme della Direttiva Europea 2009/73/EC. L'articolo 1 del decreto attribuisce al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) il ruolo di indirizzo in materia di sicurezza degli approvvigionamenti. Il MiSE definisce gli scenari decennali relativi allo sviluppo del mercato del gas naturale, comprensivi delle previsioni sull'andamento della domanda e della necessità di potenziamento delle infrastrutture.

L'articolo 16 dispone che il gestore della rete di trasporto trasmetta annualmente all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e al MiSE il Piano Decennale di sviluppo della rete contenente gli interventi necessari per garantire l'adeguatezza del sistema e la sicurezza degli approvvigionamenti.

L'articolo 8 stabilisce inoltre che i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una capacità di trasporto bidirezionale continua presso tutte le interconnessioni con gli Stati membri e con la Svizzera.

Delibera 351/2016/R/gas

La delibera riporta le "disposizioni per la consultazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, predisposti dai gestori del sistema di trasporto ai sensi dell'articolo 16, del Decreto Legislativo 93/2011, come modificato dalla Legge 115/2015". All'interno della delibera vengono definiti i criteri minimi di redazione dei "Piani decennali di sviluppo delle reti gas" degli operatori italiani ai fini delle valutazioni da parte dell'Autorità e le modalità di svolgimento del processo di consultazione pubblica degli stessi.

Delibera 689/2017/R/gas

La delibera riporta le "valutazioni degli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale relativi agli anni 2014, 2015 e 2016". All'interno della delibera vengono dettagliate le modalità di redazione dei "Piani decennali di sviluppo delle reti gas" degli operatori italiani e le tempistiche relative allo svolgimento del processo di elaborazione degli stessi.

Delibera 468/2018/R/gas

La delibera riporta 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". All'interno della delibera vengono indicate le nuove disposizioni per la consultazione dei piani decennali, l'approvazione dei requisiti minimi per la predisposizione dei piani e per l'analisi dei costi – benefici dei progetti.

La delibera prevede che i criteri generali dell'analisi costi-benefici trovino applicazione, almeno parzialmente e compatibilmente con le tempistiche disponibili, con riferimento al Piano 2018, dando contestualmente mandato a Snam di redigere una proposta dei criteri applicativi dell'analisi costi – benefici applicabili a partire dal Piano 2019 e di quelli applicabili a regime a decorrere dal 2020.

Delibera 230/2019/R/GAS

La delibera approva i criteri applicativi dell'analisi Costi-Benefici degli interventi di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale. Il documento completo nel quale sono riportati tutti i dati utili all'esecuzione dell'analisi Costi-Benefici è pubblicato sul sito di Snam.

Delibera 335/2019/R/GAS

La delibera valuta i Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2017 e 2018 e rivede i termini per la presentazione dei piani relativi al 2019.

Delibera 539/2020/R/GAS

La delibera valuta i Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2019 e 2020 e modifica l'Allegato A della Deliberazione 468/18/R/GAS. In particolare, la delibera dispone le valutazioni dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2019 e 2020 e modifiche ai Requisiti minimi informativi e metodologici dei Piani.

1.4 / Stakeholder engagement

Il confronto e la consultazione degli stakeholder sono da sempre propri del *modus operandi* di SNAM. La crescente integrazione dei mercati e il processo di transizione in corso hanno reso questa esigenza di concertazione ancora più stringente e necessaria.

Snam approccia le attività di stakeholder engagement in un'ottica di ascolto e inclusione di tutti gli interlocutori, instaurando un dialogo continuo, leale e trasparente, accrescendo la fiducia reciproca e servendo al meglio i processi decisionali del Gruppo.

Le iniziative di ascolto degli stakeholder coinvolgono tutte le strutture aziendali, ciascuna nell'ambito delle proprie prerogative, ruoli e responsabilità. Al fine di garantire un approccio omogeneo alle attività di dialogo, sin dal 2016, il Gruppo ha adottato una **Politica per il coinvolgimento degli stakeholder** che definisce l'approccio di Snam su questo tema e che si pone **quattro obiettivi fondamentali**:



Le attività di engagement, durante il 2020, si sono concentrate in particolare sui temi della transizione energetica e i nuovi business, oltre che sulla pandemia da Covid-19, con lo scopo di condividere linee strategiche, obiettivi e attività, nonché comprendere le necessità degli stakeholder lungo tutta la propria catena del valore. A fronte del distanziamento interpersonale, la Società ha messo in atto soluzioni e strumenti alternativi di dialogo, andando anche per esempio ad arricchire il suo impegno nell'organizzazione di eventi online.

Figura 1: Principali stakeholder di Snam

Altri TSO e Utenti della Rete

Gestori nazionali di reti di trasporto gas

Oltre a Snam Rete Gas l'attività di trasporto del gas naturale è svolta in Italia da altre dieci imprese. La Delibera 468/2018/R/GAS e s.m.i. prevede che tali imprese inviino il Piano decennale a Snam Rete Gas oltre che ad ARERA entro la scadenza definita. Snam Rete Gas elabora un documento di coordinamento contenente tutti gli interventi contenuti nei piani che viene inviato ad ARERA e agli altri gestori entro 15 giorni dalla data di presentazione dei Piani. I trasportatori terzi hanno conseguentemente 7 giorni di tempo per formulare eventuali osservazioni su tale documento, trascorsi i quali l'ARERA lo pubblica congiuntamente ai piani decennali di tutti i gestori.

Gestori di reti di trasporto gas appartenenti all'Unione Europea

Il Regolamento UE 2017/459 della Commissione Europea, che istituisce un codice di rete relativo ai meccanismi di assegnazione di capacità nei sistemi di trasporto del gas ("Codice CAM"), prevede all'articolo 6 che gli operatori interconnessi condividano un metodo per allineare le capacità correlate allo stesso punto di interconnessione. Il metodo deve garantire una approfondita analisi delle capacità tecniche al fine di massimizzare la capacità offerta sul punto. Snam Rete Gas e gli operatori europei interconnessi hanno determinato una metodologia che prevede, tra l'altro, l'obbligo di scambiarsi le informazioni relativamente alle future evoluzioni della capacità sui punti di interconnessione coinvolti a seguito di progetti di sviluppo, con particolare riferimento a quanto previsto all'interno del Piano decennale di sviluppo della rete a livello Europeo. Di conseguenza annualmente vengono svolte riunioni di coordinamento e scambi documentali, contestualmente al processo di definizione delle capacità di trasporto. I dati derivanti da tale coordinamento vengono utilizzati anche ai fini della redazione del Piano decennale di Snam Rete Gas.

Gestori di reti di trasporto gas al di fuori dell'Unione Europea

Per quanto riguarda il punto di Passo Gries il coordinamento è garantito dalle riunioni periodiche che Snam Rete Gas svolge al fine di creare sinergie con i propri investimenti e condividere tempistiche e modalità dell'entrata in esercizio dei progetti di sviluppo relativi al punto.

Per quanto riguarda invece i punti di Mazara del Vallo e Gela il coordinamento è garantito da quanto previsto dagli Interconnection Point Agreement stipulati fra Snam Rete Gas e i gestori esteri interconnessi su tali punti.

Clienti

Snam svolge ogni anno numerosi workshop con i clienti, tali eventi rappresentano un'occasione di incontro e di scambio per approfondire alcuni temi rilevanti del mercato, nonché un'occasione per discutere le innovazioni e l'andamento operativo del bilanciamento e delle attività di trasporto, stoccaggio e rigassificazione. L'anno si è concluso con tre workshop commerciali all'attivo su temi di trasporto, bilanciamento, stoccaggio e rigassificazione e Piani Decennali, quattro workshop di co-design del progetto Jarvis per una progettazione in linea con le aspettative del cliente e un workshop dedicato alla valutazione dei temi di sostenibilità.

Altri soggetti interessati

Snam Rete Gas effettua ogni anno la richiesta di informazioni e dati ai soggetti interessati al fine di raccogliere e aggiornare i dati da essi trasmessi. Le Schede progetto raccolte nel 2020 sono riepilogate in Allegato IV.

Istituzioni

ARERA

Snam mantiene attivi i propri rapporti con l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) organizzando incontri e tavoli tecnici, rispondendo a documenti di consultazione e proposte, raccogliendo dati ed eseguendo un monitoraggio continuo del proprio operato rispetto alle direttive dell'Autorità.

Enti locali

Snam Rete Gas ritiene fondamentale mantenere un rapporto costante con le amministrazioni statali, regionali e locali per soddisfare richieste informazioni sulle attività societarie, favorire l'accettabilità degli impianti sul territorio e presentare le domande per l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di nuove infrastrutture. Nel 2020, si sono tenuti 50 incontri con sindaci dei comuni interessati dalle attività del Gruppo e 2 incontri con le associazioni territoriali degli agricoltori.

Comunità locali

Snam Rete Gas si impegna a coinvolgere le comunità locali attraverso iniziative volte all'innovazione sociale, al miglioramento dell'ambiente e dell'efficienza energetica.

Il coinvolgimento delle comunità locali avviene anche attraverso le attività di employee engagement, dove gli stessi dipendenti di Snam dedicano parte del proprio tempo alle attività della Fondazione a supporto delle comunità locali.

Altri stakeholder

Dal 2013 è attivo il portale fornitori che contiene la politica di approvvigionamento di Snam e fornisce un ulteriore contributo in termini di trasparenza, tracciabilità e completezza delle informazioni rese ai fornitori attuali e potenziali. Al 31 dicembre 2020 risultano registrati 2.275 fornitori con una partecipazione molto attiva.

I fornitori sono costantemente coinvolti e aggiornati sulle strategie e l'operato di Snam attraverso questionari e workshop online. In particolare, il 2020 ha visto come temi centrali quello del cambiamento climatico e della sensibilità ai temi ESG.

2 / Scenari energetici

2.1 / Contesto internazionale e scenari energetici

Il mondo dell'energia sta affrontando un momento di trasformazione epocale, che inciderà profondamente sulla vita del pianeta e dei suoi abitanti: il cambiamento climatico, sempre più centrale nelle politiche internazionali, richiede soluzioni concertate da una molteplicità di attori economici e istituzionali a livello mondiale. Alcuni sforzi saranno necessari per limitare il riscaldamento globale ben al di sotto dei 2 gradi centigradi e proseguendo con gli sforzi per limitarlo a 1,5 gradi, così come definito nell'accordo di Parigi, adottato alla Conferenza delle Parti (COP) del 2015.

Nello "Special Report on the impacts of Global Warming of 1.5° C" 2018, l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)¹ ha sottolineato che gli effetti dell'aumento della temperatura causato dalle attività umane siano già evidenti e abbiano già causato un riscaldamento globale di circa 1° C rispetto al periodo preindustriale. Secondo l'IPCC, con i ritmi di produzione attuali, le emissioni di gas a effetto serra causeranno un aumento della temperatura di +1,5° C al 2040, per superare i +2° C negli anni successivi, con effetti catastrofici per il pianeta.

Il World Economic Forum, nel suo annuale "Global Risk Report" pone da anni il cambiamento climatico tra i rischi più significativi per la comunità globale, evidenziando l'interconnessione tra rischi climatici e rischi sociali e geopolitici, come migrazioni di massa, pandemie e scarsità di risorse idriche.

I prossimi 10 anni saranno fondamentali per limitare il riscaldamento globale al di sotto di 2°C: le emissioni di CO₂ entro il 2030 dovranno diminuire di circa il 25% e raggiungere lo zero entro il 2070. Considerando lo scenario più ambizioso dell'accordo di Parigi, con un aumento limitato a 1,5°C, le emissioni globali dovrebbero diminuire di circa il 45% rispetto ai livelli del 2010 entro il 2030, raggiungendo l'obiettivo "emissioni zero" intorno al 2050.

I percorsi di mitigazione necessari sono caratterizzati da riduzioni della domanda di energia, decarbonizzazione dell'elettricità e di altri combustibili, elettrificazione dell'uso finale dell'energia, profonde riduzioni delle emissioni agricole, e l'utilizzo di soluzioni di rimozione della CO₂ dall'atmosfera.

Questa trasformazione è alla base della transizione energetica, il processo che accompagnerà il mondo verso un sempre maggiore utilizzo di fonti rinnovabili e in generale verso un modello economico più sostenibile, anche grazie alle nuove tecnologie e al risparmio energetico.

In tale contesto, il gas e le relative infrastrutture ricoprono un ruolo importante ai fini del raggiungimento dei target di riduzione delle emissioni, di penetrazione di fonti energetiche rinnovabili e di efficienza energetica. Il gas è in grado, da un lato, di fornire i servizi di flessibilità, sicurezza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetiche e dall'altro di sostenere un percorso verso una low carbon economy e allo stesso tempo favorire la decarbonizzazione attraverso lo sviluppo di gas rinnovabili quali biometano, idrogeno e gas sintetico.

A livello globale, le politiche pubbliche hanno dato un impulso al consumo di gas in mercati importanti come la Cina, dove questo può sostituire il carbone. Allo stesso modo, in Europa

¹ Il principale organismo internazionale per la valutazione dei cambiamenti climatici, nato nel 1988 su iniziativa della World Meteorological Organization (WMO) e dell'United Nations Environment Programme (UNEP), ai suoi lavori partecipano migliaia di scienziati provenienti dai 195 paesi membri.

e negli Stati Uniti, la sostituzione del carbone con il gas sta portando a risultati migliori per la qualità dell'aria e le emissioni di carbonio. Lentamente e costantemente, altri paesi, come l'India, stanno seguendo l'esempio di quelli appena citati. Le politiche incentrate sul cambiamento climatico che avranno effetti nei prossimi 10 anni potranno fornire opportunità di crescita per l'industria del gas, risorsa flessibile che può integrare la crescente generazione da fonti rinnovabili che si sta affermando.

L'Unione Europea ha assunto un ruolo di guida e di esempio nella sfida alla decarbonizzazione con impegni sfidanti di medio e lungo termine.

In tale sfida di transizione verso un'economia "low carbon" l'Unione europea ha infatti declinato i propri impegni nei programmi "Clean energy for all Europeans" al 2030 e "EU 2050 Climate Long-Term Strategy", che mirano alla riduzione almeno del 40% al 2030 e del 100% al 2050 delle emissioni di gas serra, all'aumento del 32% al 2030 della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e del 32,5% al 2030 dell'efficienza energetica. Inoltre nel 2019 è stato presentato il "Green Deal europeo", che fa da quadro alle iniziative presentate dalla Commissione UE per il proprio mandato (2019-2024) al fine di avviare il percorso di neutralità climatica al 2050. Nel settembre 2020, la Commissione UE ha proposto di elevare il target di riduzione delle emissioni di CO₂ per il 2030 al 55% rispetto ai livelli del 1990, a dimostrazione del crescente impegno istituzionale nell'affrontare i problemi legati al clima e nel limitare il riscaldamento globale. A dicembre 2020 il nuovo target è stato accettato dai leader europei.

2.2 /

Consuntivi di domanda e offerta di gas in Italia

Gli scenari di domanda e offerta nazionali sono descritti nel “Documento di descrizione degli scenari 2019”, nel “Documento di descrizione degli scenari (DDS 2020)” e nel Documento “Scenario National Trend Italia” (Gennaio 2021), redatti in modo coordinato da Snam e Terna in conformità alle Deliberazioni 654/2017/R/EEL, 689/2017/R/GAS e 468/2018/R/gas e s.m.i. pubblicati sui rispettivi siti internet.

Si rappresentano nel seguito gli elementi principali degli scenari unitamente a una descrizione delle capacità di trasporto dell'ultimo triennio.

2.2.1 Consumi primari energetici in Italia

La domanda di energia primaria nel 2019 è stata di 158,1 Mtep e rispetto al dato 2018 ha registrato un calo dell'1%. Il dato, in calo per il secondo anno consecutivo, si inquadra in un percorso di riduzione dei consumi di energia primaria intrapreso dal paese e determinato sia dalle politiche di risparmio energetico sia dall'impatto della profonda crisi economica manifestatasi negli anni successivi al 2008. Rispetto al massimo storico nel 2005 (191,7Mtep) sul periodo 2005-2019 la domanda energia primaria del Paese ha registrato una contrazione di circa 34 Mtep con una riduzione media annua del 1,4% e toccando un minimo di 151,76 Mtep nel 2014. Successivamente al 2014 il consumo di energia primaria in Italia ha ripreso una fase di crescita con un incremento dello 0,8% medio annuo sul periodo 2014-2019.

La ripresa della domanda energetica ha favorito l'incremento dei consumi di gas naturale che nel 2019 raggiungono i 60,9 Mtep coprendo circa il 39% dei consumi di energia primaria. Nel periodo 2014-2019 la domanda di gas naturale è incrementata del 3,7% medio annuo, passando da 50,7 Mtep del 2014 a 60,9 Mtep del 2019. Tale incremento risulta giustificato in buona parte dalla progressiva riduzione dei consumi di carbone che sullo stesso periodo registrano una contrazione di circa 6,6 Mtep passando dai 13,5 Mtep nel 2014 a 7,7 Mtep nel 2019. Sostanzialmente stabile la domanda di prodotti petroliferi che mantengono sul mix nazionale una percentuale del 36% e sul periodo 2014 -2019 registrano un tasso medio annuo di crescita dello 0,04%.

Le energie rinnovabili nel 2019 raggiungono il massimo storico pari a 29,5 Mtep rappresentando il 19% sul mix energetico nazionale e in crescita di circa 0,2 Mtep rispetto al 2018.

Tabella 2: Domanda di energia primaria (Mtep)

MTEP	2015	2016	2017	2018	2019
Solidi *	13,5	12,2	10,5	9,7	7,7
Gas	55,3	58,1	61,5	59,5	60,9
Prodotti petroliferi **	58,6	57	57,7	57,5	56,7
Rinnovabili	26,3	26	28,8	29,3	29,5
Energia elettrica	3,9	3,2	3,2	3,8	3,3
TOTALE	157,6	156,5	161,8	159,7	158,1

* Include il “non renewable waste” come indicato da Eurostat

** Include i bunkeraggi

Fonte: Eurostat - Italy Energy balance sheet – Nei piani precedenti si era utilizzato il Bilancio Energetico pubblicato dal MISE

2.2.2 Domanda di gas naturale

La domanda di gas in Italia nel 2020 è stata pari a 71,3 miliardi di metri cubi, in calo di circa 3,2 miliardi di metri cubi (-4,2%) rispetto al 2019 a causa della riduzione dei prelievi in tutti i settori di consumo.

Circa la metà del calo della domanda è attribuibile alla contrazione del settore termoelettrico (-1,5 Gm³; -5,3%), principalmente a causa della riduzione della domanda elettrica (-5%) a fronte delle restrizioni per Covid-19. Il calo delle importazioni elettriche (-15,6%) dovuto prima alle limitazioni della capacità netta di importazione attuate da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico durante il periodo di lockdown, e poi alla convergenza del PUN ai prezzi europei, ha comunque contribuito a contenere la riduzione registrata sul settore. La riduzione dei consumi nel settore civile (-0,7 Gm³; -2,5%) è da attribuire in massima parte a misure di efficienza energetica e per l'ammodernamento degli impianti di riscaldamento con caldaie a maggior efficienza, in linea con i regimi obbligatori di efficienza energetica previsti dal D.L. 4 luglio 2014, n. 102, di attuazione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

Anche il settore industriale ha visto nel 2020 una riduzione dei consumi tornando ai livelli di prelievo del 2016 (-0,7 Gm³; -4,6%), a causa della crisi innescatasi per Covid-19 con una riduzione dell'indice di produzione industriale (IPI) nel periodo gennaio-dicembre dell'11,4% rispetto al 2019.

Tabella 3: Domanda di gas naturale in Italia per usi finali

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	2017	2018	2019	2020	VAR % 2020 VS 2019
Residenziale e terziario	29	29	28	27	-2,5%
Termoelettrico	26	24	27	25	-5,3%
Industria	15	15	15	15	-4,6%
Altri settori	2	2	2	2	-9,5%
Consumi e perdite	3	2	2	2	-4,2%
TOTALE DOMANDA	75	73	74	71	-4,2%

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas, nel 2020 la domanda giornaliera massima di gas è stata di 366,4 Mm³/g (14/1/2020). I maggiori contributi alla punta sono legati ai prelievi del settore civile, attraverso le reti di distribuzione, che hanno registrato un prelievo massimo di 212,6 Mm³/g il 7/1/2020, a fronte di un massimo storico del 2012 di 303 Mm³/g. Rispetto ai prelievi giornalieri di gas del settore termoelettrico si osservano punte di circa 108 Mm³/g nella terza e quarta settimana di gennaio in concomitanza dei giorni più freddi dell'anno. La punta termoelettrica registrata nel 2020 è stata inoltre molto vicina alla punta termoelettrica del 2012 che è stata di 113 Mm³/g.

2.2.3 Offerta di gas naturale

L'offerta di gas naturale in Italia nel 2020 è stata pari a 71,3 miliardi di metri cubi, in diminuzione di circa 3 miliardi di metri cubi (-4%) rispetto al 2019.

Le importazioni di gas naturale nel 2020 sono state pari a 66,1 miliardi di metri cubi, rappresentando circa il 93% dell'offerta totale, con una riduzione del fabbisogno da importazione rispetto all'anno precedente del 7% circa, pari in valore assoluto a 4,7 miliardi di metri cubi.

La tabella sottostante riporta l'evoluzione delle importazioni di gas naturale nel 2017-2020 distinguendo tra importazioni via Pipeline e Importazioni di GNL.

Tabella 4: Importazioni di gas naturale in Italia

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	2017	2018	2019	2020	VAR % 2020 VS 2019
Importazioni via pipeline	61	59	57	53	-7%
Importazioni GNL	8	9	14	13	-11%
TOTALE IMPORTAZIONI	69	68	71	66	-8%

La produzione nazionale nel 2020 è stata pari a 3,8 miliardi di metri cubi registrando una riduzione di circa 15%, circa 0,7 miliardi di metri cubi in valore assoluto e confermando un trend che nell'ultimo decennio ha registrato complessivamente una riduzione del 45% circa.

Nella tabella seguente è riportata, come indicazione del livello di utilizzo della rete, l'offerta di gas in Italia nel periodo 2017-2020.

Tabella 5: Utilizzo della rete nel periodo 2017-2020

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWH/SMC	2017	2018	2019	2020	VAR % 2020 VS 2019
Tarvisio importazione	30,2	29,7	29,9	28,4	-5%
Mazara del Vallo	18,9	17,1	10,2	12,0	18%
Passo Gries importazione	7,3	7,8	11,1	8,6	-23%
Gela	4,6	4,5	5,7	4,5	-22%
Melendugno importazione	-	-	-	0,0	-
Gorizia importazione	0,0	0,0	0,0	0,0	-87%
Cavarzere (GNL)	6,9	6,7	7,9	6,8	-14%
Panigaglia (GNL)	0,6	0,9	2,4	2,5	4%
Livorno (GNL)	0,9	1,1	3,6	3,3	-10%
TOTALE IMPORTAZIONI	69,4	67,7	70,9	66,1	-7%
Produzioni nazionali *	5,2	5,1	4,5	3,8	-15%
Saldo netto prelievi/emissioni stoccaggio **	0,2	-0,4	-1,4	0,9	-167%
TOTALE DISPONIBILITÀ DI GAS NATURALE	74,8	72,4	74,0	70,9	-4%
Riconsegna al mercato nazionale	74,0	71,5	73,0	70,0	-4%
Totale esportazioni	0,3	0,4	0,4	0,4	-4%
Consumi ed emissioni Snam Rete Gas	0,3	0,3	0,2	0,2	2%
Gas non contabilizzato e altre variazioni	0,2	0,2	0,3	0,3	-23%
TOTALE PRELIEVI DI GAS NATURALE	74,8	72,4	74,0	70,9	-4%
Gas immesso su rete regionale di altri operatori ***	0,0	0,0	0,0	0,0	0%
Totale esportazioni	0,3	0,4	0,4	0,4	-4%
Altri consumi ****	0,6	0,7	0,7	0,8	7%
TOTALE OFFERTA ITALIA	75,2	72,7	74,3	71,3	-4%

* Dato al netto degli autoconsumi di gas dei pozzi

** Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-) espressi al lordo dei consumi per iniezione/erogazione

*** Include la variazione dell'invaso in rete. Nel bilancio energetico redatto da Snam Rete Gas è definito convenzionalmente GNC la differenza fisiologica tra le quantità di gas misurate all'ingresso della rete e le quantità di gas misurate all'uscita, derivante dalla tolleranza tecnica degli strumenti di misura.

**** Comprende i consumi dei terminali di GNL, i consumi delle centrali di compressione per stoccaggio e delle centrali per il trattamento della produzione

2.2.4 Capacità di trasporto

La capacità di trasporto continua e interrompibile a inizio anno termico 2020-2021, relativa ai punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, è pari a 398,8 milioni di metri cubi/giorno (*). Si evidenzia in particolare che sui punti di Entrata di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno è resa disponibile una capacità concorrente di 30,7 milioni di metri cubi/giorno ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete. In aggiunta alle capacità sopra descritte, sono disponibili capacità di trasporto ai punti di entrata delle produzioni nazionali per un totale di 22,9 milioni di metri cubi/giorno. Per questi ultimi è stata inoltre messa a disposizione capacità di trasporto modulata nell'arco dell'anno, introducendo due periodi, estivo e invernale, nell'ottica di incrementare la capacità di trasporto nel periodo invernale.

Nelle tabelle seguenti viene illustrato il livello di utilizzo della rete nell'ultimo triennio che evidenzia che non sono presenti criticità o congestioni.

Tabella 6: Capacità di importazione 2017-2020

MSMC/GIORNO	ANNO TERMICO 2017-2018			ANNO TERMICO 2018-2019			ANNO TERMICO 2019-2020			ANNO TERMICO 2020-2021		
	Continua	Interrompibile	TOTALE	Continua	Interrompibile	TOTALE	Continua	Interrompibile	TOTALE	Continua	Interrompibile	TOTALE
Punti di entrata												
Mazara del Vallo	107	4	111	105	4	109	103	4	107	102	3	105
Gela	46	4	50	45	4	49	40	4	44	39	3	41
Melendugno *										44	3	47
Capacità concorrente **	27		27	24		24	20		20	31		31
TOTALE SUD	126	7	133	126	8	134	123	8	131	154	8	162
Panigaglia (GNL)	13		13	13		13	13		13	13		13
Cavarzere (GNL)	26		26	26		26	26		26	26		26
Livorno (GNL)	15		15	15		15	15		15	15		15
TOTALE CENTRO	54		54	54		54	54		54	54		54
Passo Gries	59	5	64	59	5	64	59	5	64	59	5	64
Tarvisio	107	6	113	107	*** 6,1	113	107	*** 6,0	113	107	6	113
Gorizia	2	3	5	2	3	5	2	3	5	2	3	5
TOTALE NORD	168	14	182	168	14	182	168	14	182	168	14	182
CAPACITÀ TOTALE	348	21	370	348	22	370	346	22	368	377	22	399

* Al Punto di Entrata di Melendugno è resa disponibile capacità continua e interrompibile a partire dal 15/11/2020.

** È offerta una capacità concorrente sui punti di entrata di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno, ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete e pertanto il conferimento della Capacità Concorrente nel Punto di Entrata di Mazara del Vallo riduce di un valore calcolato la capacità disponibile nei Punti di Entrata di Gela e Melendugno, e viceversa.

*** Dal 26/02/2018 al 02/03/2018 si sono resi disponibili 2,5 MSm3/g (26.980.037 kWh/g) aggiuntivi per un totale di 8,6 MSm3/g (92.811.328 kWh/g) di capacità interrompibile.

Tabella 7: Capacità massime utilizzate nel periodo 2017-2020

	MSMC/GIORNO	2017	2018	2019	2020
IMPORTAZIONI	Tarvisio	116	117	113	116
	Mazara del Vallo	77	76	61	75
	Passo Gries	60	47	53	57
	Gela	24	24	23	25
	Gorizia	3	2	3	1
	Cavarzere (GNL)	27	28	27	27
	Panigaglia (GNL)	10	11	12	12
	Livorno (GNL)	12	15	15	15
	Hub stoccaggio Stogit (erogazione)	133	117	114	118
	Hub stoccaggio Edison (erogazione)	9	9	9	9
	Hub stoccaggio Italgas storage (erogazione)	-	0	2	2
	Produzioni nazionali (dato aggregato)	17	15	14	11
ESPORTAZIONI	Tarvisio	6	9	7	0
	Passo Gries	0	4	3	3
	Gorizia	2	2	0	0
	Bizzarone	1	1	1	1
	San Marino	0	0	0	0
	Hub stoccaggio Stogit (iniezione)	96	103	89	81
	Hub stoccaggio Edison (iniezione)	7	7	7	7
	Hub stoccaggio Italgas storage (iniezione)	-	3	3	1
	Aree di prelievo	419	400	391	366

Tabella 8: Capacità massime impegnate nel periodo 2017-2020

	MSMC/GIORNO	2017	2018	2019	2020
IMPORTAZIONI	Tarvisio	113,7	115,5	113,0	113,0
	Mazara del Vallo	84,1	74,2	80,2	73,0
	Passo Gries	59,8	49,9	52,2	55,0
	Gela	23,2	30,3	22,5	25,0
	Gorizia	2,4	1,9	2,4	2,0
	Cavarzere (GNL)	24,4	24,4	24,4	22,0
	Panigaglia (GNL)	6,9	5,9	12,4	12,0
	Livorno (GNL)	15,0	15,0	15,0	15,0
	Hub stoccaggio Stogit (erogazione)	130,7	129,6	129,6	125,9
	Hub stoccaggio Edison (erogazione)	8,6	8,8	8,8	8,8
	Hub stoccaggio Italgas storage (erogazione)	-	1,5	2,0	2,0
	Produzioni nazionali & biometano (dato aggregato)	20,7	19,7	19,8	18,8
ESPORTAZIONI	Tarvisio	6	10	7	1
	Passo Gries	0	6	5	2
	Gorizia	2	2	0	0
	Bizzarone	1	1	1	1
	San Marino	0	0	0	0
	Hub stoccaggio Stogit (iniezione)	99	103	103	100
	Hub stoccaggio Edison (iniezione)	7	7	7	7
	Hub stoccaggio Italgas storage (iniezione)	-	3	3	1
	Punti di riconsegna	428	435	423	457

2.3 /

Gli scenari nel Piano di sviluppo: scenari congiunti Snam-Terna

2.3.1 Proiezioni di domanda e offerta di gas nel periodo 2020-2040

Gli scenari energetici previsionali utilizzati per il Piano decennale 2021-2030 sono frutto della collaborazione tra Snam e Terna al fine di poter giungere a una visione condivisa delle possibili evoluzioni del sistema energetico italiano dati gli sfidanti target europei che prevedono al 2030 la riduzione delle emissioni di gas serra del 40% rispetto al 1990, la quota delle rinnovabili sul consumo finale lordo del 30% e la riduzione del 32,5% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007.

Le attività sono state eseguite in coerenza con quanto disposto da ARERA con le Deliberazioni 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas e 574/2020/R/eel e 539/2020/R/gas, in analogia al processo europeo in cui ENTSG ed ENTSOE, le due associazioni del trasporto gas ed elettrico, elaborano congiuntamente gli scenari energetici per i rispettivi Piani Sviluppo europei.

Il risultato del lavoro si articola in tre differenti scenari, tra loro contrastanti, con orizzonte temporale il 2040: uno scenario Business-As-Usual (BAU), che proietta inerzialmente i trend attuali e si caratterizza per uno sviluppo tecnologico basato sul solo merito economico; uno scenario Centralized (CEN), che raggiunge i target 2030 di decarbonizzazione, quota FER ed efficienza energetica e le indicazioni non vincolanti di contenimento delle emissioni di CO₂ di lungo periodo; uno scenario National Trend Italia (NT Italia), costruito come aggiornamento dello scenario National Trend sviluppato dagli ENTSOs e pubblicato nel TYNDP 2020 e dello scenario PNIEC.

Negli scenari Snam-Terna, il gas naturale ha un ruolo fondamentale per la decarbonizzazione degli usi finali sia nella generazione termoelettrica (sostituendo il carbone), sia nella mobilità come carburante alternativo a minori emissioni, che in altri usi industriali e civili. Per completare il processo di decarbonizzazione vengono inoltre considerate le seguenti opzioni di decarbonizzazione del gas trasportato dalla rete:

- Biometano, ottenuto da biomasse agricole sostenibili, rifiuti organici e biomasse solide, essendo chimicamente identico al gas naturale, non richiede alcun adeguamento infrastrutturale. Esso viene prodotto tramite digestione anaerobica e gassificazione termochimica.
- Idrogeno, viene considerato l'idrogeno verde, rinnovabile in quanto ottenuto attraverso l'elettrolisi dell'acqua con elettricità rinnovabile. L'idrogeno può essere trasportato e stoccato sia in miscela con il gas naturale che in forma pura in condotte dedicate.
- Metano sintetico, ottenuto dalla metanazione dell'idrogeno rinnovabile con CO₂ recuperata da altri processi.
- Carbon Capture Utilization and Sequestration, che prevede una cattura, utilizzo e stoccaggio della CO₂ sia dopo la combustione che prima dell'utilizzo del gas naturale, per evitare le emissioni in atmosfera.

Per una trattazione più esaustiva e dettagliata sia del processo di elaborazione degli scenari che dei risultati ottenuti si rimanda ai "Documento di Descrizione degli Scenari"².

² Consultabile al seguente link: www.snam.it/it/trasporto/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/index.html

2.3.2 Contesto macroeconomico e commodity negli scenari

Le ipotesi delle variabili economiche e dei prezzi delle commodity si diversificano negli scenari.

La crescita del PIL è ipotizzata moderata nello scenario BAU (+0,5% annuo) e più sostenuta (+1,2%) nello scenario CEN. Lo scenario NT si basa invece sulle ipotesi di crescita economica del PNIEC che prevede un PIL in crescita dell'1,4%.

La popolazione segue una traiettoria di leggera decrescita nello scenario BAU (CAGR -0,08%) e di moderata crescita nel CEN (CAGR 0,15%). Lo scenario NT si basa invece sulle ipotesi di crescita della popolazione allineata al PNIEC che prevede una crescita media dello 0,35% raggiungendo al 2040 circa 65,5 milioni di abitanti

Nella tabella seguente si riportano i valori delle principali commodities energetiche e del prezzo della CO₂. In particolare per lo scenario BAU fa riferimento il documento di scenario DDS2019³, per lo scenario CEN ci si riferisce al documento DDS2020⁴ mentre per lo scenario NT il riferimento è lo Scenario Report ENTOS⁵.

Tabella 9: Previsione dei prezzi delle commodity

REAL 2018		2025			2030			2040		
		BAU	CEN	NT	BAU	CEN	NT	BAU	CEN	NT
Brent	\$/bbl	62,4	58,1	114	67,7	75,3	118	69,9	78,7	142
Coal	\$/t	75,2	69,9	126	84,2	84,2	136	85,7	85,7	229
Gas (PSV)	€/MWh	20,2	22,0	22,9	21,1	24,8	21,7	23,9	26,3	23,8
CO ₂	€/t	29,3	30,0	24	33,8	38,0	28	48,0	58,4	77

2.3.3 Previsioni di domanda gas

Il ruolo del gas si conferma fondamentale in tutti gli scenari analizzati per abilitare la transizione energetica anche grazie alla progressiva sostituzione del gas naturale con gas verdi.

Al 2030 la domanda di gas in Italia presenta una forte variabilità a seconda dello scenario considerato. Lo scenario NT Italia prevede una domanda di 62,4 miliardi di metri cubi. Lo scenario CEN si attesta sui 73,5 miliardi di metri cubi. Lo scenario BAU, che al contrario degli altri scenari non raggiunge i target, prevede una domanda di gas naturale pari a 79,6 miliardi di metri cubi al 2030.

Al 2040 tutti gli scenari prevedono una domanda di gas in crescita, in particolare per NT Italia e CEN grazie a un netto aumento della domanda di gas verdi che compensa il calo della domanda di gas naturale.

I tre scenari considerati sono caratterizzati da un vasto range di ipotesi di disponibilità di gas verdi: lo scenario BAU non prevede sviluppo né di biometano, né di idrogeno; lo scenario CEN prevede un notevole sviluppo della filiera del biometano già dal 2030 (con una disponibilità di circa 8 miliardi di metri cubi) e una disponibilità di idrogeno che cresce in modo decisivo a partire dal 2030; lo scenario NT Italia assume uno sviluppo del biometano più lento nel breve termine e una disponibilità di idrogeno che, come nel CEN, diventa rilevante dopo tra il 2030 e il 2040.

La tabella sottostante riporta il dettaglio dei consumi di gas naturale e gas verdi per i tre scenari considerati.

3 www.snam.it/it/trasporto/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/piano_decennale_2019_2028/scenari.html

4 www.snam.it/en/transportation/Online_Processes/Allacciamenti/information/ten-year-plan/ten_year_plan_2021_2030/scenari.html

5 2020.entos-tyndp-scenarios.eu/

Tabella 10: Proiezioni di domanda di gas naturale e gas verdi in Italia

MLD SMC @ 10,6 KWH/SMC	2025			2030			2040		
	BAU	CEN	NT	BAU	CEN	NT	BAU	CEN	NT
GAS TOTALE	75,9	77,5	72,2	79,6	73,5	62,4	84,4	76,5	64,5
GAS NATURALE	75,9	74,6	71,5	79,6	65,2	61,3	84,4	58,0	53,6
di cui CCS	–	–	–	–	–	–	–	7,8	–
GAS VERDI	–	3,0	0,6	–	8,3	1,1	–	18,5	10,9
Biometano	–	3,0	0,6	–	8,1	1,0	–	12,0	7,0
Idrogeno	–	–	–	–	0,2	0,1	–	3,0	3,9
Metano sintetico	–	–	–	–	–	–	–	3,5	–

2.3.4 Previsioni di offerta di gas

Le importazioni di gas naturale, che attualmente coprono circa il 90% del fabbisogno di gas, continueranno nel lungo termine a essere la fonte primaria di copertura della domanda a causa della diminuzione della produzione nazionale.

Al fine di valutare diversi scenari di approvvigionamento, sono state definite opzioni contrastanti, in particolare uno scenario South Route che favorisce l'import dal Nord Africa e uno scenario North Route che privilegia l'importazione dal Nord Europa, con una maggiore disponibilità del gas russo. È stato preso in considerazione un ulteriore scenario di elevata disponibilità di GNL in Europa nel lungo termine.

Nella tabella sottostante sono riportati i massimi e i minimi per punto di importazione via metanodotto e il totale GNL. Gli scenari considerati ricadono all'interno dei range riportati in tabella.

Tabella 11: Massimi e minimi per punto di importazione per gli anni 2025, 2030 e 2040

MLD SMC @ 10,6 KWH/SMC	2025		2030		2040	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
Passo Gries	0	3	0	1	0	3
Tarvisio	28	33	25	32	13	35
Mazara del Vallo	8	22	8	25	5	27
Gela	5	5	3	6	3	6
TAP	7	10	7	10	7	10
LNG	10	13	5	13	1	9

All'interno degli scenari è prevista una quota di gas verdi già al 2030 da idrogeno e biometano. Nello scenario Centralized il contributo dell'idrogeno è pari a circa 150 milioni di metri cubi al 2030 e viene prodotto attraverso la tecnologia Power-to-Gas e impiegato nel settore industriale in sostituzione di una quota di idrogeno non rinnovabile attualmente impiegato nel settore industriale come "feedstock".

Al 2030 il biometano raggiunge la quota massima di 8,1 miliardi di metri cubi nello scenario Centralized e 1,1 miliardi nel National Trend. Viene impiegato nei principali settori di consumo di gas contribuendo al raggiungimento dei target di decarbonizzazione nei vari settori. I volumi di biometano previsti tengono conto dello sviluppo di una filiera agricolo/industriale per la produzione di biometano sia da matrice agricola sia da rifiuti, con una prevalenza di biometano proveniente da digestione anaerobica.

2.3.5 Domanda di punta per la definizione del fabbisogno infrastrutturale

Per la definizione delle infrastrutture in progetto che verranno inserite all'interno del Piano vengono presi in considerazione scenari previsionali giornalieri che vengono declinati sul contesto geografico italiano.

La previsione di domanda a livello nazionale viene disaggregata sul territorio tenendo conto della distribuzione dei punti di riconsegna, al fine di fornire una distribuzione geografica dei consumi sulla rete di trasporto del gas naturale. L'evoluzione dei consumi di ciascun punto di riconsegna viene elaborata con modelli di regressione lineare che tengono conto delle serie storiche dei prelievi, delle capacità conferite, dei fattori di utilizzo registrati e di tutte le informazioni disponibili, tecniche e commerciali, utili al processo di previsione della domanda di gas. Oltre alla distribuzione geografica della previsione di domanda viene modellizzata la distribuzione temporale dei prelievi nel corso dell'anno. Gli scenari giornalieri di domanda gas hanno infatti grande variabilità nel corso dell'anno essendo influenzati sia dalla climatica stagionale sia dalla ciclicità della produzione industriale. Gli scenari giornalieri vengono ottenuti modulando lo scenario annuale attraverso coefficienti giornalieri propri di ciascun punto di riconsegna, elaborati partendo dalle serie storiche dei prelievi giornalieri.

Per valutare particolari situazioni di criticità sulla rete di trasporto del gas vengono simulati inoltre scenari giornalieri di domanda "estremi" quali ad esempio scenari di domanda gas in condizioni di freddo eccezionale, scenari di minimo prelievo estivo dalla rete di trasporto o scenari di domanda gas che tengono conto di fenomeni esogeni quali, ad esempio, l'indisponibilità della generazione elettrica da fonti rinnovabili o la momentanea mancanza di importazione di energia elettrica dall'estero.

A titolo indicativo, il rapporto tra domanda media giornaliera invernale ed estiva è di circa 2 a 1 in condizioni normali mentre arriva a 3 a 1 in condizioni di freddo eccezionale.

La punta giornaliera della domanda gas si riduce in valore assoluto nell'orizzonte di Piano e mostra un importante cambiamento nella composizione settoriale. Si riduce infatti la domanda di punta del settore civile mentre incrementa la domanda di punta termoelettrica, la cui variabilità aumenta con lo sviluppo delle rinnovabili non programmabili. La crescente volatilità della domanda termoelettrica è evidenziata anche dall'incremento del rapporto peak e off-peak.

Nelle tabelle seguenti viene riportato il dettaglio della domanda giornaliera di picco e fuori picco negli scenari Snam-Terna per gli anni 2025, 2030 e 2040.

Tabella 12: Domanda giornaliera di gas in condizione di freddo eccezionale (picco)

MLN SMC @ 10,6 KWH/SMC	2025			2030			2040		
	BAU	CEN	NT	BAU	CEN	NT	BAU	CEN	NT
DOMANDA DI PICCO	467	458	453	461	429	413	454	399	409
Civile	317	292	255	301	264	218	264	201	206
Industria	46	42	43	46	39	42	48	34	41
Termoelettrico	99	111	137	105	109	131	124	141	145
Altro	6	12	18	9	18	22	18	23	17

Tabella 13: Domanda giornaliera di gas media estiva (fuori picco)

MLN SMC @ 10,6 KWH/SMC	2025			2030			2040		
	BAU	CEN	NT	BAU	CEN	NT	BAU	CEN	NT
DOMANDA DI PICCO	152	163	148	160	142	113	163	140	114
Civile	32	30	29	31	27	25	27	21	24
Industria	37	34	35	37	31	33	38	28	32
Termoelettrico	77	87	74	83	66	40	80	70	48
Altro	6	12	10	9	18	14	18	23	10

2.4 /

Coerenza scenari di domanda con altri scenari italiani ed europei

Gli scenari di riferimento per le previsioni di domanda gas in Europa rilevanti per il presente documento sono quelli predisposti da ENTSG nell'ambito dell'elaborazione del Piano europeo di sviluppo della rete del 2020 (di seguito TYNDP).

A partire dal TYNDP 2018, è stato previsto a livello europeo un coordinamento tra ENTSG ed ENTSOE volto a definire, attraverso un processo congiunto di elaborazione e consultazione, un set di scenari di riferimento comune alle due associazioni e basato su potenziali e differenziate evoluzioni del panorama energetico, economico e tecnologico (c.d. "storylines"). Tale processo congiunto prevede che ENTSG e ENTSOE concordino i principali parametri che caratterizzano ciascuno scenario secondo la rispettiva storyline di base quali, a titolo esemplificativo: crescita economica, variazioni attese nella domanda di gas ed elettricità, grado di raggiungimento degli obiettivi di politica energetica e ambientale, sviluppi tecnologici etc. In seguito, un team composto da membri delle due associazioni e dei vari TSO elabora gli scenari energetici in coerenza con le storylines congiuntamente concordate. Le "storylines" elaborate in ambito europeo sono riconducibili a scenari di evoluzione coerenti con quelli considerati da Snam Rete Gas nell'ambito dell'elaborazione dei propri piani di sviluppo. In particolare il nuovo "Scenario Report"⁶ recentemente pubblicato prevede tre scenari di evoluzione della domanda: National Trends, Distributed Energy e Global Ambition.

Il National Trends si basa sui Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (NCEPs) dei diversi paesi europei, quindi riguarda gli obiettivi di decarbonizzazione sia nazionali sia a livello europeo. Questo scenario ha come orizzonte temporale il 2040 e contiene solo i dati di elettricità e gas coerenti con i diversi piani nazionali.

Distributed Energy e Global Ambition hanno come orizzonte temporale il 2050 e riguardano il target della COP21 di contenimento della temperatura entro 1,5° C. Al contrario del National Trend, questi due scenari sono veri e propri scenari energetici con il dettaglio per ogni fonte energetica e hanno l'obiettivo di valutare al 2050 l'impatto sulle infrastrutture di un sistema a zero emissioni.

Nello scenario Global Ambition viene massimizzato l'uso dell'infrastruttura del gas attraverso la progressiva sostituzione del gas naturale con i gas verdi.

Gli scenari National Trend e Global Ambition del TYNDP 2020 sono sostanzialmente in linea con i due scenari Snam-Terna, in particolare il National Trend è allineato al National Trend-Italia e il Global Ambition al Centralized. Non esiste invece in ambito europeo un scenario che non raggiunge gli obiettivi di decarbonizzazione, corrispondente al Business-As-Usual sviluppato da Snam e Terna.

6 2020.entsoe-tyndp-scenarios.eu/

2.5 /

Long-term strategy Italia

Nella proposta di “Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra” (**Long-Term Strategy, LTS**) inviata dall'Italia alla Commissione Europea lo scorso gennaio⁷, sono contenute prime indicazioni sulle linee da seguire per raggiungere al 2050 la condizione di “neutralità climatica”.

La proposta si basa sulla definizione di uno scenario c.d. “di decarbonizzazione”, costruito sullo scenario PNIEC prolungato fino al 2050 (scenario di riferimento) individuando **le leve da attivare per raggiungere uno scenario di piena decarbonizzazione al 2050**. Nello scenario di decarbonizzazione sono previste emissioni di gas a effetto serra residue da compensare attraverso assorbimenti di CO₂ e con l'eventuale ricorso a forme di stoccaggio geologico e riutilizzo della CO₂ (CCS-CCU).

Tra le principali leve per la neutralità climatica declinate nella LTS, si registra una riduzione della domanda di energia totale (circa -40%), grazie soprattutto allo sviluppo della mobilità condivisa (*sharing mobility*) e interventi di efficienza energetica in ambito civile. Decisa l'accelerazione delle rinnovabili, con una share dell'85-90% dei consumi finali per effetto di un'espansione dell'elettrificazione (almeno 50%) e per l'apporto di altre bioenergie tra cui in particolare i gas rinnovabili (biometano, gas sintetici, idrogeno).

Nello scenario di decarbonizzazione il gas manterrà un ruolo primario nel mix di energetico complessivo coprendo una quota non inferiore al 33%. In tale scenario, il gas naturale è previsto attestarsi intorno a circa 2,8 Mtep (4% della domanda complessiva) mantenendo una quota significativa a supporto del sistema elettrico (circa 20% per la generazione), anche grazie alle sue caratteristiche di flessibilità e sicurezza. In relazione ai consumi finali, il gas naturale resta presente in particolare nel settore industriale con una quota prevista pari a circa il 10% della domanda totale di energia del settore. Inoltre, guardando alla mobilità, sono circa 3 milioni i veicoli che si prevedono saranno alimentati a gas al 2050.

Con volumi in forte crescita, accanto al gas naturale, trova spazio il biometano (almeno 8,5 Mtep) sostenuto dallo sviluppo del biogas e del relativo upgrade in biometano da utilizzare sia negli usi finali che nella settore di generazione elettrica.

Secondo la LTS inoltre, l'idrogeno entrerà in modo preponderante nel mix energetico con 9,5-14 Mtep, e cioè fino a 21% dei consumi di energia.

Tuttavia, è anche ragionevole comunque ipotizzare che l'idrogeno sia in grado anche di coprire quote superiori (nell'ordine di grandezza del 25% dei consumi finali), trainato dalla decarbonizzazione dei settori industriali, dove l'idrogeno rappresenta spesso la migliore soluzione alla decarbonizzazione, e in parte anche in altri settori come il civile e la mobilità, come indicato per esempio in un recente studio di Ambrosetti⁸.

Anche nel lungo periodo nella LTS è confermato il ruolo centrale della rete del gas, identificando tale infrastruttura come *“elemento importante per raccogliere le produzioni dei combustibili sintetici e trasportarli ai punti di consumo, con costi [...] inferiori rispetto al trasporto della corrispondente energia elettrica”*.

⁷ Testo trasmesso dal Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) e originariamente predisposto dai Ministeri dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e dello Sviluppo Economico e integrato dai Ministeri delle Infrastrutture e Trasporti e delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali.

⁸ Studio “H2 Italy 2050: una filiera nazionale dell'idrogeno per la crescita (ambrosetti.eu): [link](#)

Dal punto di vista infrastrutturale, la presenza di nuovi gas richiederà un upgrading e una riconfigurazione della rete di trasporto del gas, con porzioni dedicate anche al trasporto dell'idrogeno e un accoppiamento con il settore elettrico per superare i limiti della rete elettrica nazionale ivi compresa limitata capacità di accumulo (in particolare stagionale) del sistema elettrico.

Come delineato nella LTS, la diffusione di idrogeno verde imporrà una corretta pianificazione dei poli di produzione per un suo trasporto tramite la rete gas nonché la realizzazione di ulteriori sistemi di accumulo locali di gas (idrogeno in particolare) che funzionino da polmone per l'inserimento di idrogeno nelle reti locali compreso nuovi siti di stoccaggio (sia attraverso l'adattamento dei depositi esistenti che il ricorso a nuovi siti e depositi).

Inoltre, il potenziale riutilizzo di rete gas esistente permetterà di accelerare la diffusione dell'idrogeno garantendo tempi minori rispetto a quanto sarebbe necessario per la realizzazione di una infrastruttura nuova. La rete gas può infatti permettere la sua diffusione sia in forma miscelata al gas naturale, sia, in prospettiva, in forma pura accompagnando in modo razionale lo sviluppo della domanda di idrogeno a costi contenuti. Il vantaggio nell'uso delle infrastrutture gas non si limita solo a questo: assicurare uno sviluppo centralizzato dell'idrogeno, permette di tendere a riallocare in maniera efficiente la produzione di idrogeno con maggiori risorse naturali, e quindi a minor costo, delle zone caratterizzate da un surplus di produzione rispetto alla domanda locale di energia.

Si segnala infine che in un prossimo aggiornamento della LTS saranno anche analizzati gli effetti delle ulteriori misure in fase di predisposizione a sostegno del rilancio economico del Paese per accompagnare e accelerare il processo di decarbonizzazione in chiave sostenibile (tra le quali si segnala la produzione e l'uso idrogeno verde come uno degli elementi di novità).



3 / Il sistema infrastrutturale gas

3.1 /

Contesto Italiano: rete di trasporto di Snam Rete Gas

Snam Rete Gas è il principale operatore di trasporto e dispacciamento di gas naturale sul territorio nazionale, disponendo della quasi totalità delle infrastrutture di trasporto in Italia, con 32.562 km di gasdotti in esercizio in alta e media pressione (circa il 93% dell'intero sistema di trasporto). Snam Rete Gas gestisce la rete dei gasdotti attraverso 8 Distretti, 48 Centri di Manutenzione sul territorio nazionale, 13 Impianti di compressione gas per complessivi 961 MW di potenza installata e un centro di dispacciamento.

La seguente tabella riporta i dati relativi alla rete di trasporto di Snam Rete Gas al 31 dicembre 2020 e per i due anni precedenti.

Tabella 14: Lunghezza della rete di trasporto di Snam Rete Gas

DATI IN KM	2018	2019	2020	VAR % 2020 VS 2019
Rete nazionale	9.613	9.643	9.564	-0,8%
Rete regionale	22.928	23.000	22.998	-0,0%
TOTALE	32.541	32.643	32.562	-0,2%

La rete nazionale di gasdotti di proprietà di Snam Rete Gas è costituita da condotte di grande diametro che trasportano il gas dai punti di ingresso del sistema (i gasdotti di importazione, gli impianti di rigassificazione e i principali centri di produzione nazionale) ai punti di interconnessione con la rete di trasporto regionale e ai siti di stoccaggio.

La rete di trasporto regionale di Snam Rete Gas permette di movimentare il gas naturale su scala interregionale, regionale e locale, per la fornitura del gas ai consumatori industriali e termoelettrici e alle reti di distribuzione urbana. Sulla rete Snam Rete Gas sono presenti circa 30 punti di interconnessione con le reti di trasporto nazionali e regionali che fanno capo ad altre Società di trasporto operanti sul territorio italiano, punti di smistamento (i cosiddetti "nodi") e da più di 500 aree impiantistiche contenenti impianti di riduzione e di regolazione della pressione. Tali impianti consentono di regolare il flusso del gas naturale all'interno della rete e assicurano il collegamento tra condotte operanti a diversi regimi di pressione.

Nel corso del 2020, l'azione combinata di razionalizzazione delle infrastrutture esistenti e di realizzazione di nuovi gasdotti ha determinato complessivamente la riduzione dell'estensione della rete dei gasdotti di 81 km.

Le infrastrutture di trasporto sono completate da cinque terminali marittimi che connettono le condotte sottomarine a quelle di terra e che sono situati a Mazara del Vallo (Trapani), Messina, Favazzina (Reggio Calabria), Palmi (Reggio Calabria) e Melendugno (Brindisi).

Figura 2: Snam Rete Gas – Infrastruttura di rete



3.1.1 Trasporto

Rete nazionale di gasdotti

Al 31 dicembre 2020 la rete nazionale di Gasdotti di Snam Rete Gas si estende per 9.564 km.

I gasdotti si distinguono in condotte di terra, il cui diametro massimo raggiunge i 1.400 millimetri, che realizzano il trasporto del gas a una pressione tra i 24 e i 75 bar e condotte sottomarine che attraversano lo stretto di Messina con un diametro compreso tra i 500 e i 600 millimetri e trasportano gas a una pressione fino a 115 bar. Fa parte del sistema anche la condotta (in parte sottomarina) di collegamento del terminale offshore LNG Toscana (OLT) di Livorno del diametro di 800 millimetri, con una pressione fino a 84 bar.

Le principali linee della rete nazionale interconnesse con i gasdotti di importazione sono:

- Mazara del Vallo – Minerbio: due linee (in alcune tratte tre linee, DN1050 – DN1200) che collegano Mazara del Vallo a Minerbio, lunghe circa 1.500 km ciascuna. Le condotte si raccordano a Mazara del Vallo alle sealine transmediterranee, che attraversano il canale di Sicilia, interconnettendo la Tunisia all'Italia e che fanno parte delle linee di importazione del gas naturale di provenienza algerina.
- Gela – Enna: una linea lunga 67 km (DN900), che collega Gela, punto di arrivo del gasdotto sottomarino Greenstream di importazione dalla Libia, alla rete di trasporto nazionale presso Enna, lungo la dorsale di importazione di gas algerino.
- Tarvisio – Sergnano: tre linee di lunghezza pari a circa 900 km (DN850 – DN1400), che collegano il sistema con la rete austriaca tramite il gasdotto TAG, attraversando la Pianura Padana, e si estendono fino a Sergnano. È stato realizzato il potenziamento (170 km) sul tratto da Zimella a Cervignano e a settembre 2018 è entrato in esercizio quello nel tratto da Cervignano a Mortara (56 km). La nuova linea, del diametro di 1.400 millimetri, sostituisce la vecchia linea esistente di diametro 850/750 millimetri.
- Gorizia – Flaibano: una linea (in una tratta due linee) di lunghezza pari a circa 65 km (DN650 – DN1050) che collega la rete di trasporto slovena nel punto di interconnessione di Gorizia con la rete nazionale presso Flaibano lungo la dorsale di importazione da Tarvisio.
- Passo Gries – Mortara: una linea dallo sviluppo complessivo di 177 km (DN1200), che collega il sistema di trasporto svizzero a Passo Gries, punto di ingresso del gasdotto Transgas e si estende fino al nodo di Mortara nella Pianura Padana.
- Interconnessione TAP: una linea dallo sviluppo complessivo di circa 56 km (DN1400), che collega il punto di Entrata in Italia del gasdotto Trans Adriatica Pipeline (trasportante il gas proveniente dai giacimenti Azeri del Mar Caspio), all'interno del comune di Melendugno (BR), al metanodotto Palagiano-Brindisi in corrispondenza del punto di interconnessione di Brindisi.

La rete nazionale Snam Rete Gas è inoltre interconnessa ai seguenti impianti GNL:

- GNL Italia di Panigaglia: collegato alla rete nazionale nei pressi di Parma attraverso una condotta della lunghezza di 110 km;
- Adriatic LNG di Porto Viro: collegato alla rete nazionale presso il nodo di Minerbio attraverso il gasdotto Cavarzere – Minerbio della società Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A.;
- OLT di Livorno: collegato alla rete nazionale attraverso una condotta della lunghezza di 36 km, di cui 28 km sottomarini.

Rete regionale di gasdotti

La rete di trasporto regionale, che si estende per 22.998 km, è costituita da gasdotti di diametro e pressioni di esercizio di norma inferiori a quelli della rete nazionale. Essa svolge la funzione di movimentare il gas naturale su scala interregionale, regionale e locale per la fornitura del gas agli utenti industriali e alle aziende di distribuzione e per l'immissione in rete di gas proveniente da produzioni di gas di origine fossile o di biometano.

Impianti di compressione

Snam Rete Gas utilizza 13 impianti di compressione con lo scopo di aumentare la pressione del gas nelle condotte e riportarla al valore necessario per assicurarne il flusso. Gli impianti sono posizionati lungo la rete nazionale dei gasdotti e comprendono generalmente più unità di compressione costituite da turbine a gas e compressori centrifughi. Tali impianti conferiscono al gas naturale l'energia (in forma di pressione – prevalenza) per il trasporto nella rete dei metanodotti nazionali. Al 31 dicembre 2020 la potenza installata è pari a 961 MW in 13 centrali.

Figura 3: Snam Rete Gas – Impianti di compressione



3.1.2 Stoccaggio

In Italia sono presenti dodici campi di stoccaggio di gas naturale attivi, realizzati in giacimenti di produzione di gas esauriti. Essi si trovano nelle regioni Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Abruzzo. Lo spazio disponibile presso i siti di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2020/21 è pari a circa 18 miliardi di metri cubi. Tale spazio comprende circa 4,5 miliardi di metri cubi di riserva strategica, il cui valore è definito dal Ministro dello Sviluppo Economico per far fronte a possibili emergenze gas.

Lo stoccaggio svolge un ruolo di primaria importanza nel mercato italiano. Da un lato costituisce la maggiore fonte di flessibilità per il sistema, dall'altro consente di aumentare il margine di sicurezza in un mercato fortemente dipendente dalle importazioni.

Incrementi della capacità di stoccaggio sono attesi a seguito dei potenziamenti ai siti di stoccaggio esistenti che riguardano Fiume Treste, Minerbio, Ripalta, Sergnano e Settala. Inoltre, è prevista la messa in esercizio di nuovi siti in corso autorizzazione quale il progetto Palazzo Moroni nelle Marche, su iniziativa di Edison Stoccaggio.

Lo stoccaggio di Cornegliano Laudense di proprietà di ItalgasStorage è entrato in esercizio nel 2018 e si prevede che incrementi la sua capacità di stoccaggio fino a raggiungere le prestazioni di progetto.

3.1.3 Rigassificazione

In Italia sono presenti tre terminali di GNL collegati alla rete nazionale:

- il terminale GNL Italia di Panigaglia, con una capacità di 3,5 miliardi di metri cubi/anno;
- il terminale off-shore Adriatic LNG di Rovigo, con una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno. L'infrastruttura è di proprietà di ExxonMobil (70,7%), Qatar Terminal (22%) e SNAM (7,3%);
- il terminale off-shore OLT di Livorno, con una capacità di 3,75 miliardi di metri cubi/anno, per il quale le attività commerciali sono iniziate a metà dicembre 2013.

Il Ministro dello Sviluppo Economico ha inoltre già autorizzato la costruzione di altri tre terminali di GNL, costituiti dal terminale GNL di Falconara Marittima di Api Nòva Energia, con una capacità di 4 miliardi di metri cubi, dal terminale GNL di Gioia Tauro di LNG MedGas Terminal, con una capacità di 12 miliardi di metri cubi/anno, e dal terminale GNL di Porto Empedocle di Nuove Energie, con una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno (quest'ultimo autorizzato anche dalla Regione Siciliana).

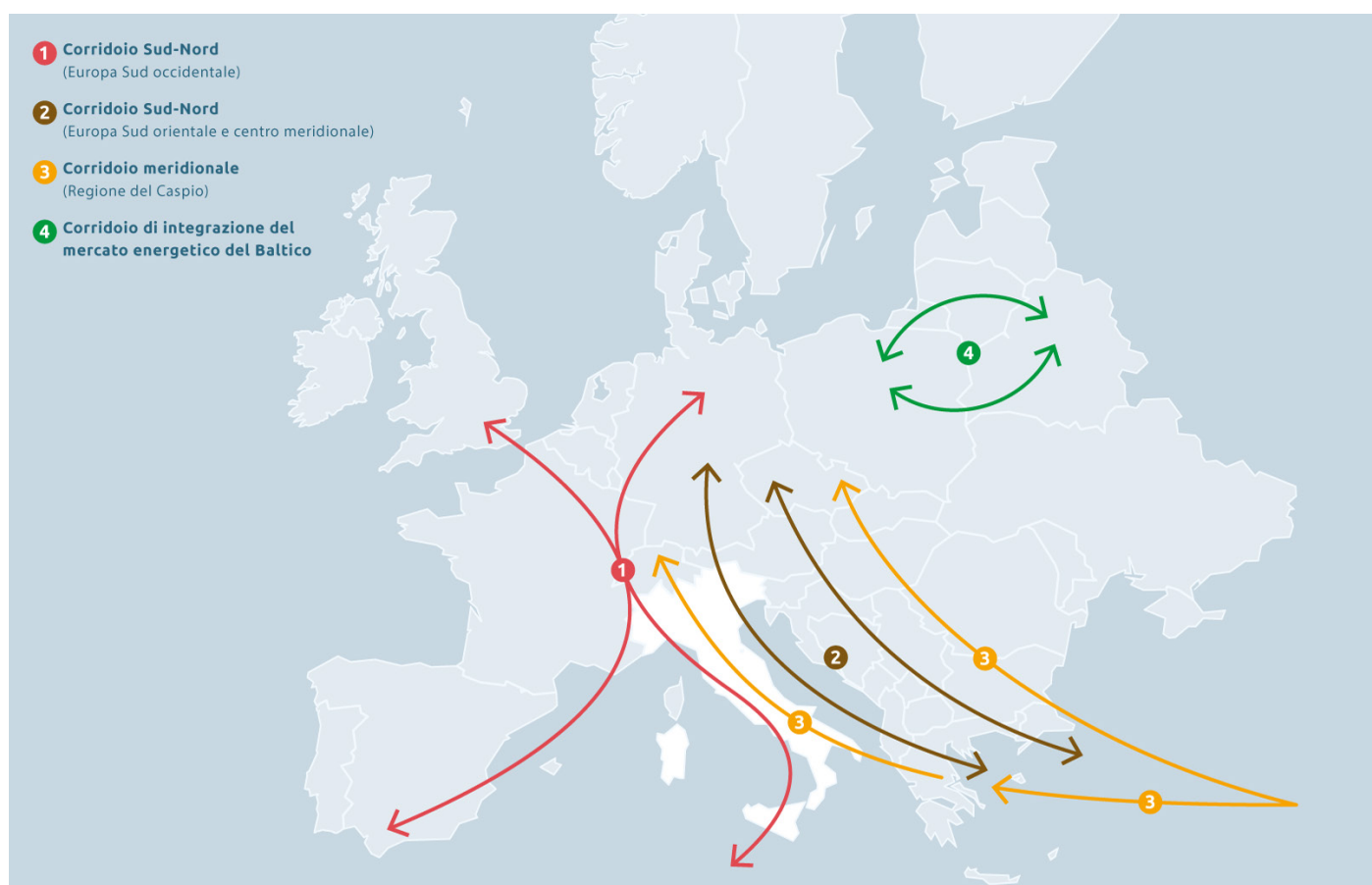
3.2 / Contesto Europeo

3.2.1 Priorità europee in materia di infrastrutture energetiche

Il Regolamento 2013/347/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013 contiene le linee guida in materia di infrastrutture energetiche transeuropee. Tale documento ha lo scopo di facilitare lo sviluppo e l'interoperabilità delle reti dell'energia tra Stati membri al fine di raggiungere gli obiettivi europei di competitività, sostenibilità e sicurezza degli approvvigionamenti.

Il Regolamento definisce quali sono i cosiddetti "corridoi" ad alta priorità delle reti energetiche, e fornisce le modalità per la selezione e le misure volte a favorire la realizzazione dei Progetti di Interesse Comune (PIC) necessari per lo sviluppo di tali corridoi prioritari. Il Regolamento comprende quattro corridoi gas prioritari:

1. **Interconnessione Sud-Nord in Europa Occidentale ("NSI West Gas"):** tale rotta è funzionale, tra l'altro, allo sviluppo di flussi bidirezionali di gas tra Nord e Sud Europa per incrementare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento e l'integrazione dei mercati attraverso maggiore disponibilità di gas di breve termine.
2. **Interconnessione Sud-Nord in Europa centro-orientale e sud-orientale ("NSI East Gas"):** il corridoio ha l'obiettivo da un lato di garantire le interconnessioni regionali tra le aree del Mar Baltico, l'Adriatico e il Mar Egeo, il Mar Mediterraneo orientale e il Mar Nero, dall'altro di migliorare la diversificazione e la sicurezza dell'approvvigionamento di gas.
3. **Corridoio Sud ("Southern Gas Corridor – SGC"):** afferisce a infrastrutture di importazione di gas di provenienza dal bacino del Mar Caspio, dall'Asia centrale, dal Medio Oriente e dal bacino del Mediterraneo orientale verso l'Europa per aumentarne la diversificazione dell'approvvigionamento di gas.
4. **Piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico ("BEMIP Gas"):** ha come obiettivo la riduzione dell'isolamento dei tre Stati baltici e della Finlandia e della loro dipendenza da un singolo fornitore (Russia); inoltre si pone l'obiettivo di rafforzare le infrastrutture interne, aumentando la diversificazione e la sicurezza degli approvvigionamenti nella regione del Mar Baltico.

Figura 4: Priorità europee di infrastrutture del gas naturale

(Fonte: Snam su Commissione Europea)

Il Regolamento 2013/347/UE ha definito la formazione di un gruppo di collaborazione regionale per ciascun corridoio sopra identificato. La formazione di tali gruppi, presieduti dalla Commissione Europea, dovrebbe assicurare una stretta cooperazione tra gli Stati membri, le autorità nazionali di regolamentazione, i promotori del progetto, ACER, ENTSOE e le parti interessate al fine di creare un ampio consenso sulle infrastrutture identificate come prioritarie e facilitarne la realizzazione.

L'Italia è coinvolta all'interno di tre Gruppi regionali (NSI West Gas, NSI East Gas e SGC):

- il progetto principale del corridoio NSI West Gas che riguarda la realizzazione di un'interconnessione tra l'Italia e la Germania, attraverso la Svizzera si è concluso a settembre 2018. Tale progetto permette di collegare, sempre attraversando la Svizzera, anche la Francia e la Germania. Il progetto comprende la realizzazione di flussi fisici bidirezionali funzionali al miglioramento dell'interconnessione complessiva della rete europea del gas.
- Nell'ambito del SGC, l'entrata in esercizio a dicembre 2020 del progetto Trans Adriatic Pipeline (TAP), collegato alla rete nazionale attraverso il completamento del progetto "Interconnessione TAP", consente all'Italia di accedere a una nuova fonte competitiva di gas naturale, accrescendo la diversificazione delle fonti di approvvigionamento con benefici in termini di competitività e riduzione dei prezzi energetici a vantaggio dei consumatori italiani ed europei. In tale contesto, sono oggetto di valutazione ulteriori sviluppi della rete di trasporto di Snam Rete Gas che includono potenziamenti della rete nazionale al fine di:
 - incrementare la capacità massima dei punti di entrata della Puglia, senza aumentare la capacità complessiva del sistema (Metanodotto Matagola – Massafra);
 - permettere lo sviluppo di nuovi punti di entrata localizzati nel Sud del Paese (Linea Adriatica).

Un altro progetto che si inserisce nell'ambito del SGC è il Poseidon (interconnessione off-shore tra Italia e Grecia) con l'obiettivo di collegare il mercato europeo con i giacimenti del mar Caspio, del Medio Oriente e del Mediterraneo orientale attraverso il progetto EastMed.

3.2.2 Progetti di Interesse Comune

Un Progetto di Interesse Comune (PIC) è definito come un progetto in grado di offrire significativi benefici ad almeno due Stati membri, contribuendo all'integrazione dei mercati e al rafforzamento della concorrenza e della sicurezza degli approvvigionamenti, nonché alla riduzione delle emissioni climalteranti. I PIC sono accompagnati da uno «status di priorità» a livello nazionale, grazie al quale possono beneficiare di procedure di autorizzazione più efficienti e accelerate e di un trattamento regolatorio incentivante. Tali progetti hanno inoltre la possibilità di accedere a finanziamenti europei (sono stati stanziati oltre 5 miliardi di euro per il periodo 2014-2020).

Il 31 ottobre 2019 la Commissione Europea ha adottato la quarta lista di progetti di interesse comune (PIC), con l'obiettivo di supportare la realizzazione di progetti infrastrutturali transfrontalieri all'interno dell'Unione Europea. La lista contiene 151 PIC, di cui 32 riferiti al settore del gas naturale. Dei PIC che coinvolgono l'Italia, è stato adottato il progetto Snam "Potenziamento delle capacità di trasporto interno Sud-Nord in Italia (Linea Adriatica) e delle capacità di trasporto in Puglia (gasdotto Matagiola-Massafra)" (PIC n° 7.3.4), descritto in dettaglio nel capitolo seguente del presente documento. Gli altri PIC del settore gas di diretto impatto per il sistema italiano, caratterizzati da un diverso stadio di sviluppo, sono indicati nella tabella di seguito riportata. Tra questi, il metanodotto TAP, che al momento dell'adozione della quarta lista PIC era in fase di completamento, è entrato in esercizio a fine anno 2020.

Tabella 15: Progetti di Interesse Comune riguardanti l'Italia (fonte Commissione Europea)

PIC	CORRIDOIO	RIFERIMENTO PIC
Connessione di Malta alla rete europea del gas — gasdotto di interconnessione con l'Italia (Gela)	NSI WEST GAS	5.19
Interconnessione Italia – Slovenia – Ungheria	NSI EAST GAS	6.23
Gasdotto dalla Grecia all'Italia via Albania e Mar Adriatico [attualmente noto come Trans-Adriatic Pipeline (TAP)]	SGC	7.1.3
Gasdotto da giacimenti di gas del Mediterraneo orientale alla Grecia continentale via Creta [attualmente noto come EastMed]	SGC	7.3.1
Gasdotto offshore dalla Grecia all'Italia [attualmente noto come "Poseidon pipeline"]	SGC	7.3.3
Potenziamento delle capacità di trasporto interno sud-nord in Italia (Adriatic line) e delle capacità di trasporto in Puglia (gasdotto Matagiola – Massafra)	SGC	7.3.4

Al momento della stesura del presente documento, risulta inoltre in corso il processo per la definizione della 5ª lista dei PIC, la cui adozione, che dovrebbe arrivare entro la fine del 2021, farà ancora riferimento alle disposizioni del Regolamento 347/2013, attualmente in fase di revisione. Lo scorso dicembre 2020 la Commissione Europea ha infatti avviato un processo di aggiornamento del Regolamento con l'obiettivo di sostenere la modernizzazione delle infrastrutture energetiche transeuropee e favorire il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica e neutralità climatica previsti dal Green Deal. L'adozione delle nuove disposizioni dovrebbe avvenire entro il 2021.

3.2.3 Procedura di capacità incrementale

Il Capo V del Regolamento (UE) 2017/459 (CAM NC) descrive la procedura di capacità incrementale che deve essere seguita per la determinazione dei fabbisogni infrastrutturali relativi alle infrastrutture gas. Il regolamento prescrive di dare inizio alla realizzazione dei progetti per la creazione delle capacità incrementali richieste solo nel momento in cui gli stessi superino positivamente un test economico. In particolare il regolamento prevede che almeno ogni anno dispari, immediatamente dopo lo svolgimento delle aste annuali di capacità venga valutata congiuntamente da tutti gli operatori europei la domanda di mercato relativa alla capacità incrementale. Di conseguenza tutti gli operatori raccolgono le domande non vincolanti di capacità incrementale e, 8 settimane dopo l'asta annuale di capacità, redigono in maniera condivisa dei documenti di valutazione delle richieste ricevute (DAR). I DAR, nei quali viene espressa la decisione relativa alla necessità di proseguire con la procedura al fine di determinare un progetto di capacità incrementale, sono in seguito pubblicati sui siti internet dei TSO. Nel caso in cui il DAR includa una decisione positiva rispetto all'avvio della fase di design coordinato, il progetto viene dapprima sottoposto a una consultazione pubblica e in seguito finalizzato ("Project Proposal") per poi essere valutato dalle Autorità di regolazione coinvolte.

Di regola, a meno dell'applicazione di un "Meccanismo di Allocazione Alternativo", la capacità incrementale riferita al progetto viene messa a disposizione l'anno dispari successivo a quello in cui è iniziata la procedura, in corrispondenza dei processi relativi alle aste annuali di capacità.

Il progetto presentato alle Autorità di regolazione coinvolte contiene in particolare:

- elementi progettuali/dimensionali dell'infrastruttura;
- parametri economici;
- descrizione dei quadri regolatori relativi all'infrastruttura;
- elementi relativi al test economico;
- dettaglio delle condizioni contrattuali per l'accesso alla procedura di allocazione.

A inizio luglio 2019 è stato avviato il nuovo ciclo dei processi di capacità incrementale con la raccolta, entro il 26 agosto 2019, delle richieste non vincolanti di capacità⁹. Il 21 ottobre 2019 sono state pubblicate le *Relazioni di valutazione della domanda di capacità incrementale (DAR)* con le quali si è dato evidenza dell'intenzione di procedere con le fasi successive dei processi e quindi di avviare la fase progettuale coordinata per quanto riguarda le seguenti iniziative:

- creazione di nuova capacità di trasporto presso il punto di interconnessione di Melendugno in coordinamento con gli operatori interconnessi sulla tratta (Trans Adriatic Pipeline e DESFA);
- realizzazione di un nuovo punto di interconnessione tra Italia e Malta presso Gela in coordinamento con Melita TransGas;
- creazione di nuova capacità di trasporto presso il punto di interconnessione di Gorizia tra Italia e Slovenia in coordinamento con Plinovodi d.o.o.

Nei primi mesi del 2020 è stato svolto il processo di consultazione pubblica sulle iniziative individuate, con la raccolta delle osservazioni da parte dei soggetti interessati. Tali commenti sono stati recepiti durante la predisposizione delle rispettive Project Proposal, per le quali sono in corso con le Autorità di regolazione coinvolte in ciascun processo le attività necessarie ai fini della loro approvazione.

⁹ Snam Rete Gas, nel contesto della procedura di capacità incrementale avviata nel 2017, ha ricevuto una richiesta relativa alla creazione di un nuovo punto di interconnessione con la Grecia per una capacità di 37,6 MSm³/g. Il progetto è stato pubblicato per consultazione in data 19/10/2017 e la consultazione è terminata in data 18/12/2017. In seguito, tale richiesta incrementale è confluita all'interno del processo di capacità incrementale relativo all'espansione della Trans Adriatic Pipeline, avviato nel luglio 2019.



4 /

Il Piano decennale
di sviluppo della rete
di trasporto

4.1 /

Genesi del Piano di sviluppo

4.1.1 Il Piano di Sviluppo nella Transizione Energetica

Snam Rete Gas è pienamente consapevole della trasformazione in corso nel settore dell'energia, che condurrà nel medio termine a una transizione verso una maggior sostenibilità ambientale. Per questo motivo, già da tempo la sostenibilità e l'attenzione alla transizione energetica sono stati inseriti tra i driver principali di pianificazione. Anche l'evoluzione della domanda negli scenari sottostanti al Piano di sviluppo spiega la necessità di rafforzare in modo significativo l'offerta di biometano e altri gas verdi, al fine di raggiungere gli obiettivi long term di penetrazione di energie rinnovabili e decarbonizzazione al minor costo possibile per consumatori e imprese.

Oltre allo sviluppo di una maggiore efficienza di mercato e al supporto costante in termini di qualità del servizio e security of supply, questo Piano di sviluppo delle infrastrutture di trasporto si pone l'obiettivo includere interventi necessari alla rete di trasporto del gas ai fini della decarbonizzazione. Come già anticipato, il Piano presentato si limita a investimenti inerenti la rete di trasporto del gas naturale, non includendo investimenti che riguardano infrastrutture per altri vettori energetici. Ulteriori iniziative in fase di ricerca e sviluppo sono rappresentate nell'allegato sugli interventi per la transizione energetica.

Come definito all'interno del presente documento il Piano è anche coerente con gli sviluppi previsti nel contesto europeo, compresi i PIC e gli investimenti decennali previsti da ENTSOE nel TYNDP.

4.1.2 Coerenza con Piano Decennale ENTSG

Come previsto da Regolamento 2009/715/CE, ENTSG provvede a predisporre con cadenza biennale un Ten Year Network Development Plan (TYNDP) non vincolante della rete di trasporto europea. Il documento tiene conto dei piani di sviluppo nazionali e regionali, dando opportuna evidenza ai PIC, che devono necessariamente farne parte. Per la prima volta il documento è stato sviluppato sulla base di scenari energetici elaborati e condivisi con ENTSO-E, organismo analogo a ENTSG per il settore elettrico. L'obiettivo principale del TYNDP, è quello di fornire una visione d'insieme delle infrastrutture del gas esistenti e pianificate a livello europeo e di evidenziare eventuali necessità di investimenti futuri in rapporto alle evoluzioni attese di domanda e offerta a livello comunitario. Il documento include un'analisi armonizzata dei costi-benefici a livello di sistema energetico europeo effettuata tramite la metodologia elaborata da ENTSG e approvata dalla Commissione ai sensi dell'articolo 11 del Regolamento 347/2013. La valutazione dei progetti, realizzata considerando differenti scenari di mercato e di sviluppo infrastrutturale, permette di identificare il grado di flessibilità e adeguatezza nel garantire la sicurezza degli approvvigionamenti dei singoli sistemi nazionali, indicando potenziali necessità di sviluppo sulla rete di trasporto, la dipendenza di alcune zone da un'unica fonte di approvvigionamento e il grado di diversificazione degli approvvigionamenti.

ENTSG ha pubblicato la bozza del TYNDP 2020 a novembre 2020, seguita da un processo di consultazione pubblica che si è concluso il 15 gennaio 2021. Il TYNDP 2020 conferma la centralità delle infrastrutture gas nell'assicurare la copertura della domanda energetica europea – anche in particolari condizioni di stress climatico o infrastrutturale – evidenziandone il ruolo chiave nell'abilitare e sostenere gli obiettivi di decarbonizzazione del Green Deal. In particolare, per la prima volta il TYNDP di ENTSG fornisce una rappresentazione di iniziative specificatamente dedicate alla transizione energetica ("Energy Transition Projects"), raccolte nel corso del processo di predisposizione. Il documento, integrato sulla base dei commenti e delle osservazioni pervenute, è stato trasmesso all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), ai fini della formulazione di un parere. Il processo di predisposizione del TYNDP 2020 è previsto concludersi a maggio 2021 con la pubblicazione del documento definitivo.

Risultano già avviate anche varie attività relative alla predisposizione del TYNDP 2022, in particolare la fase di costruzione degli scenari, sviluppati come da precedente edizione in maniera congiunta da ENTSG e ENTSGE, attraverso l'identificazione di tre storylines che delineano differenti evoluzioni del sistema energetico.

Come ricordato in precedenza, il Piano decennale di Snam Rete Gas risulta coerente con il Piano di ENTSG e ne considera i possibili sviluppi previsti in relazione alle interconnessioni con il sistema europeo.

4.2 /

Caratteristiche generali del sistema di trasporto gas

4.2.1 Disponibilità di trasporto a lungo termine

Snam Rete Gas ha predisposto il Piano di lungo periodo sulle disponibilità di capacità di trasporto, che evidenzia i dati delle capacità in tutti i punti di entrata e di uscita interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, tenendo conto dell'incremento di capacità derivante sia dai progetti FID che da quelli non FID previsti nell'orizzonte di Piano.

Tabella 16: Capacità continua di importazione 2021 – 2040

MLN SMC/GIORNO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
PUNTI DI ENTRATA												
Mazara del Vallo *	103	103	103	103	103	103	101	101	101	101	101	101
Gela *	40	40	40	40	40	40	39	39	39	39	39	39
Melendugno *	44	44	44	44	44	44	44	74	74	74	74	74
Capacità concorrente Sud **	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
TOTALE SUD (MAX CONTEMPORANEA) ***	123	123	123	123	123	123	123	150	150	150	150	150
GNL Panigaglia	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
GNL Cavarzere	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
GNL Livorno	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
TOTALE CENTRO	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
Passo Gries	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Tarvisio	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Gorizia	2	2	2	2	6	6	6	6	6	6	6	6
TOTALE NORD	168	168	168	168	172	172	172	172	172	172	172	172
CAPACITÀ TOTALE	346	346	346	346	350	350	350	376	376	376	376	376

* Capacità di trasporto massima che comprende la capacità concorrente

** Capacità concorrente sui punti di entrata di Mazara del Vallo, Gela e 1a iniziativa da Sud ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete

*** Poiché il conferimento della Capacità Concorrente su uno dei punti di entrata da Sud (Mazara, Gela, Melendugno) riduce di eguale valore la capacità disponibile sugli altri punti, la Capacità Totale esclude la Capacità Concorrente.

Il dettaglio della capacità di esportazione è riportato nella tabella successiva.

Tabella 17: Capacità continua di esportazione 2020 – 2040

MLN SMC/GIORNO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Passo Gries *	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Tarvisio	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Capacità concorrente *	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
CAPACITÀ MASSIMA CONTEMPORANEA (PASSO GRIES + TARVISIO)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Gorizia	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	6	6
Bizzarone, San Marino	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Nuova interconnessione con la Slovenia							0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Nuova interconnessione con Malta						5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
CAPACITÀ TOTALE	46	46	46	46	46	53	53	53	53	53	53	53	53

* Capacità di trasporto massima che comprende la capacità concorrente

** Capacità che può essere conferita nei punti di Tarvisio e/o Passo Gries secondo quanto indicato nel Codice di Rete, Capitolo 5, Paragrafo 3

4.2.2 Criteri di progettazione e tutela dell'ambiente

Snam Rete Gas progetta le sue opere in base alle normative vigenti e a best practice tecniche che tengono conto dei vincoli ambientali e urbanistici insistenti sul territorio. In particolare, i tracciati dei gasdotti vengono studiati cercando di ridurre al minimo l'impatto ambientale, evitando il più possibile il passaggio in aree importanti o sensibili per la loro ecologia, quali parchi, aree naturali protette, Siti Natura 2000 (ZPS, zone a protezione speciale e SIC, siti di interesse comunitario), in aree di particolare pregio paesaggistico e di interesse archeologico. Inoltre, ai fini della sicurezza, si evitano aree geologicamente instabili, interessate da dissesti idrogeologici, e aree fortemente antropizzate. La progettazione dei gasdotti valuta sempre più alternative di tracciato, scegliendo la soluzione migliore in termini di sostenibilità ambientale. In particolare, per le opere soggette a valutazione di impatto ambientale nazionale o regionale, la normativa vigente in materia ambientale, D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., prevede tra l'altro che "lo studio di impatto ambientale contiene una descrizione delle principali alternative prese in esame dal proponente, ivi compresa la cosiddetta opzione zero con indicazione delle principali ragioni della scelta".

Durante le fasi procedurali finalizzate all'ottenimento delle autorizzazioni, possono essere studiate delle minime varianti locali per soddisfare particolari esigenze in materia urbanistica degli Enti locali. Tenuto conto di quanto sopra esposto, si evidenzia che i progetti illustrati nel Piano rappresentano la sintesi di tutte le analisi effettuate al fine di minimizzare l'impatto sul territorio e si configurano come le migliori soluzioni progettuali realizzabili.

4.2.3 Criticità e congestioni della rete

Ad oggi la rete di trasporto risulta avere un buon grado di flessibilità e di magliatura che ne garantisce l'esercizio anche in condizioni di stress in caso di punta di prelievo. Alcune situazioni particolari sono prese in considerazione ai fini della valutazione dello stato della rete e al fine di valutare la necessità di eventuali interventi. Sulla rete nazionale di trasporto si è considerato uno scenario in cui il punto di entrata di Passo Gries, a causa di eventi indipendenti da Snam Rete Gas, possa avere un flusso in entrata pari a zero (situazione possibile sia per fattori di natura commerciale che tecnica e già verificatasi in passato) unitamente a una disponibilità degli stoccaggi gas dell'area nordoccidentale che possa essere limitata facendo venire meno l'apporto di questa fonte. Anche in questa particolare condizione, grazie soprattutto alla realizzazione del progetto "Supporto al mercato nord – ovest e flussi bidirezionali

transfrontalieri” che è stato messo in esercizio a settembre 2018 il sistema del gas italiano è in grado di garantire l’approvvigionamento del mercato considerato e pertanto risulta resiliente anche a tale evenienza.

Tenuto conto delle massime capacità da Mazara del Vallo, da Gela e delle capacità dal TAP, la rete di trasporto potrebbe in futuro risultare congestionata e pertanto sono stati pianificati i progetti “Potenziamento per nuove importazioni da sud - Linea Adriatica” e “Metanodotto Matagiola – Massafra” che congiuntamente sono funzionali a ulteriori richieste di capacità dal centro sud.

Inoltre, per prevenire eventuali congestioni future del sistema di trasporto in funzione di ulteriori nuovi punti di entrata sono stati studiati i progetti “Ulteriori potenziamenti a sud” e “Potenziamenti da nord est” che permetteranno di garantire il trasporto di eventuali nuovi quantitativi.

La situazione più critica sulla rete di trasporto nazionale si ha in relazione al trasporto dei flussi di gas provenienti dallo stoccaggio di Fiume Treste. L’infrastruttura attuale non è infatti in grado di trasportare i flussi provenienti dallo stoccaggio nel caso in cui vengano erogate le capacità di punta, limitando di fatto un’importante fonte di flessibilità del sistema italiano. Snam Rete Gas ha già pianificato la realizzazione della centrale di Sulmona mediante la quale potranno essere eliminati i colli di bottiglia esistenti.

Per quanto riguarda la rete regionale sono state prese in considerazione una serie di situazioni di trasporto per le quali risulta necessario intervenire con la realizzazione di nuove infrastrutture, su aree più o meno circoscritte, al fine di:

1. creare nuova capacità di trasporto, allo scopo di sostenere nel medio-lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale, registrati in una determinata area;
2. potenziare (e/o estendere, nel caso di un nuovo bacino d’utenza) la rete a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto.

Snam Rete Gas, nell’ottica della gestione scrupolosa e della prevenzione di criticità future ha cominciato un processo di valutazione delle proprie infrastrutture che, data la propria età e condizione di posa, possono essere critiche sia per il mantenimento di un adeguato livello di sicurezza, che per garantire la continuità di esercizio. Da un’analisi preliminare sono state individuate alcune infrastrutture da sostituire e alcune nuove magliature della rete da realizzare. Tali opere sono descritte con maggior dettaglio nei relativi paragrafi e nelle schede progetto negli allegati.

4.3 / Spesa prevista nel Piano

Il Piano Decennale 2021-30 prevede una spesa complessiva di 12,5 miliardi di euro, di cui circa 3,2 miliardi per i progetti di sviluppo. Nella seguente tabella è riportata la spesa nei primi cinque anni di Piano e il totale nel decennio.

Tabella 18: Spesa prevista nel Piano [M€]

M€	2020 C	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2030
Sviluppo	263	119	115	115	202	482	3.144
Mantenimento	204	210	279	258	264	360	2.247
Sicurezza	337	474	677	667	585	626	5.769
Altro	174	187	213	132	110	155	1.338
TOTALE	978	991	1.284	1.171	1.160	1.624	12.498

I progetti previsti saranno finanziati sia con mezzi propri, incluso l'utilizzo dei flussi di cassa da attività operativa, sia con ricorso, per il tramite della controllante Snam, a capitale di debito, attraverso emissione di prestiti obbligazionari, finanziamenti da parte di istituti di credito o finanziamenti di scopo erogati da organismi finanziari nazionali o internazionali (ad es.: BEI, CDP, ecc.) ovvero attraverso il regime di contribuzione, ove previsto e secondo le regole in essere, a carico di enti pubblici (italiani o comunitari) o dei soggetti beneficiari.

4.4 / Interventi di Sviluppo

I progetti di sviluppo riguardano tutte le infrastrutture che hanno un impatto diretto sulla capacità di trasporto dei punti di entrata e di uscita della rete o che ingenerano benefici incrementali migliorando il servizio mediante la riduzione delle emissioni o mediante il sector coupling con il sistema elettrico. Nei seguenti paragrafi sono presentati in dettaglio i principali progetti facenti parte di questa categoria.

4.4.1 Sviluppo – Progetti di Rete Nazionale

La rete nazionale è formata da metanodotti di grandi dimensioni e dai relativi impianti ausiliari che trasportano il gas dai punti di entrata del sistema, importazioni e principali produzioni nazionali, ai punti di uscita verso la rete regionale e presso le strutture di stoccaggio.

I progetti di rete nazionale compresi nel Piano rispondono alle esigenze di potenziamento delle infrastrutture per la creazione di nuova capacità di importazione e di esportazione.

Nel prosieguo del paragrafo sono descritte le finalità e le caratteristiche delle opere più significative che vengono maggiormente dettagliate nelle schede in Allegato I.a.

L'avvio delle fasi realizzative dei progetti che creano nuova capacità ai punti di entrata e uscita della rete nazionale è subordinato all'assunzione degli impegni contrattuali di utilizzo delle capacità di trasporto, secondo le procedure di accesso alla rete di trasporto indicate nel Codice di Rete di Snam Rete Gas o nella normativa di fattispecie.

Gli sviluppi previsti da Snam Rete Gas, a meno dei collegamenti iniziali alla rete, non sono necessariamente legati a specifici progetti di importazione.

Per il dimensionamento degli interventi e il calcolo della capacità di trasporto a essi correlata, Snam Rete Gas fa invece riferimento a specifici progetti di importazione e tiene conto di diversi scenari giornalieri di mercato derivati dalle previsioni di domanda e offerta nel periodo decennale. In particolare, per il dimensionamento degli interventi sulle dorsali di importazione, si assume di norma la stagione estiva, ovvero quella caratterizzata da prelievi ridotti, come condizione cautelativa di progetto. Tale approccio è mirato a garantire il corretto dimensionamento dei progetti pur preservando la generalità degli obiettivi degli stessi.

Tabella 19: Principali Progetti di Sviluppo di Rete Nazionale

PROGETTO	ENTRATA IN ESERCIZIO	COSTO A V.I. [M€]	IMPEGNO PIANO [M€]	APPROVATO
Interconnessione TAP	2020	298	47	FID
Interconnessione con Malta	2025	8	8	NON FID
Interconnessione con la Slovenia	2026	8	8	NON FID
Potenziamento impianto di Gorizia	2025	3	3	NON FID
Potenziamento per nuove importazioni da Sud	2028	1873	1806	NON FID
Potenziamenti importazioni da Nord-Est	Fuori piano	649	0	NON FID
Centrali Dual Fuel	2027	471	458	NON FID/FID
Ulteriori potenziamenti a Sud	Fuori piano	3179	0	NON FID

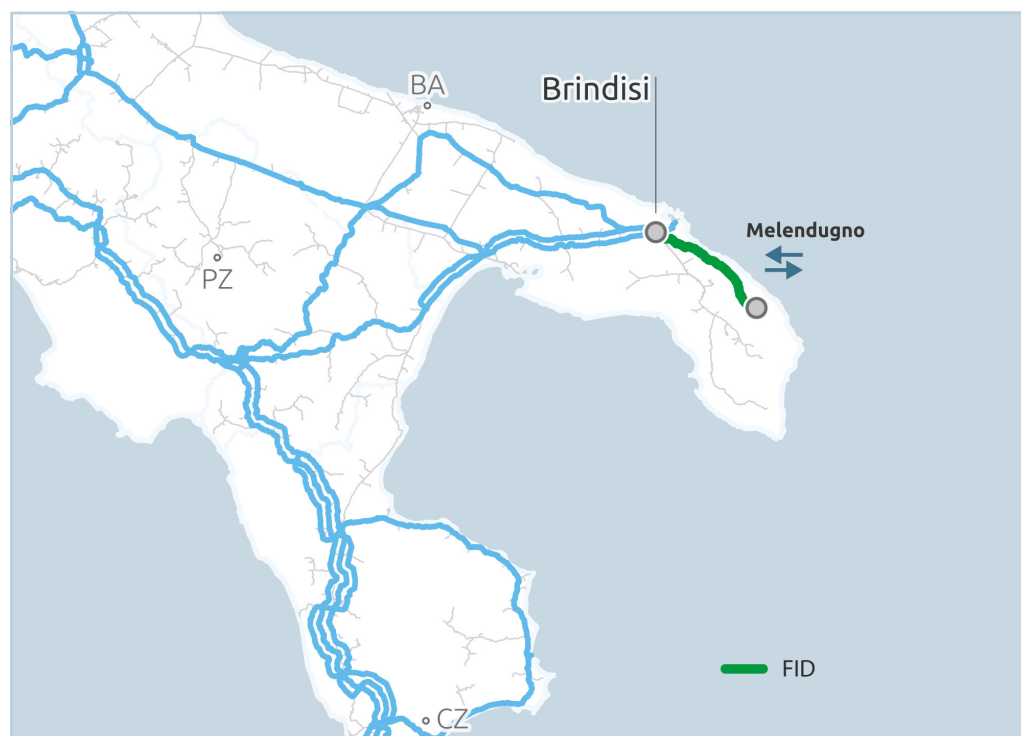
Figura 5: Principali Progetti di Sviluppo nell'arco temporale del Piano



Interconnessione TAP

L'Interconnessione TAP (DN1400 – 55 km) è il metanodotto funzionale al collegamento della nuova infrastruttura di importazione TAP, prevista in arrivo a Melendugno, con la rete nazionale esistente presso Brindisi, rendendo disponibile una capacità massima in ingresso pari a circa 44 MSm³/g senza incrementare la capacità complessiva del sistema da Sud. Il progetto è entrato in esercizio nel novembre 2020. Il progetto "Interconnessione TAP" è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2020 di ENTSOG con il codice identificativo TRA-F-1193 ed è rappresentato nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor". Il progetto risulta infine far parte della 4° lista PCI presentata dalla Commissione assieme al progetto TAP (codice 7.1.3).

Figura 6: Interconnessione TAP



Interconnessione Malta

Il progetto di connessione di Malta alla rete Europea del gas, proposto dal Governo Maltese, è stato incluso nelle prime 3 liste dei Progetti di Interesse Comune e risulta confermato anche nella 4° lista PCI adottata dalla Commissione Europea con codice 5.19. Snam Rete Gas ha avviato un'attività di coordinamento con la costituita società di trasporto Melita TransGas al fine di individuare gli interventi necessari sulla propria rete di trasporto. Inoltre come descritto nel capitolo relativo alla procedura di incremental capacity nel corso del ciclo di incremental capacity del 2019 sono state avanzate richieste di capacità incrementale per una nuova interconnessione fra i due stati. Il progetto è stato pertanto incluso nel Piano Decennale di Snam Rete Gas e consiste nella realizzazione presso Gela di un nuovo impianto di interconnessione e misura. Tale intervento consentirà di rendere disponibile una capacità di trasporto in uscita dalla rete nazionale pari a circa 5,3 MSmc/g. Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta all'esito procedura di capacità incrementale tuttora in corso.

Figura 7: Interconnessione con Malta



Interconnessione con la Slovenia

Alla luce dei piani di sviluppo del consumo di gas naturale nell'area di Koper e tenendo conto degli obiettivi della Direttiva Europea n. 2009/73/CE e delle infrastrutture già presenti in tale area, il MiSE italiano e il Ministero delle infrastrutture sloveno hanno convenuto sull'opportunità di realizzare una nuova interconnessione tra le reti di Snam Rete Gas e di Plinovodi (il gestore del trasporto sloveno) nell'area di San Dorligo della Valle – Osp, e supportano la partecipazione delle due società nella proposta di un progetto di interconnessione coordinato.

Snam Rete Gas e Plinovodi hanno predisposto un accordo tecnico tramite il quale definiscono e concordano i principali elementi tecnici del progetto, quali la capacità di trasporto considerata ai fini del dimensionamento, il diametro del metanodotto, la pressione minima contrattuale nel punto di interconnessione e la pressione massima di esercizio. In base all'accordo, il progetto prevede una nuova capacità presso il punto di uscita dalla rete nazionale di San Dorligo della Valle di circa 0,3 MSm³/g. Non è ancora stata presa la decisione finale d'investimento e al momento l'entrata in esercizio è programmata per l'anno 2026. Nell'ambito di un progetto coordinato, nel mese di novembre 2014 Snam Rete Gas e Plinovodi hanno avviato una consultazione di mercato al fine di raccogliere le manifestazioni di interesse non vincolanti dagli operatori/utenti interessati alla realizzazione di capacità in uscita dalla rete Snam Rete Gas e in entrata nella rete di Plinovodi presso il nuovo punto di interconnessione. Il periodo per l'invio delle manifestazioni di interesse si è concluso in dicembre 2014; la decisione finale d'investimento è subordinata all'avvio e all'esito del processo di conferimento di capacità di trasporto presso il punto. Il progetto "Interconnessione con la Slovenia" è incluso nel TYNDP 2017- 2026 di ENTSG, nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2020 di ENTSG e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-354.

Figura 8: Interconnessione con la Slovenia



Potenziamento Impianto di Gorizia

Il Trasportatore Sloveno, Plinovodi mediante il progetto avente codice TRA-N-112 nel TYNDP 2017-2026 di ENTSG e quello Ungherese FGSZ mediante il progetto avente codice TRA-N-325 pianificano un'interconnessione fra i due paesi. Un possibile sviluppo del corridoio Ungaro-Sloveno determinerebbe l'incremento di capacità bidirezionale presso il punto di interconnessione di Gorizia. Snam Rete Gas, anche a seguito di una richiesta non vincolante di capacità incrementale sul punto di Gorizia pervenuta nel luglio 2019 si è coordinata con i due operatori per favorire la creazione di questo nuovo corridoio. Il progetto prevede un intervento circoscritto alla sola sezione di misura dell'impianto Gorizia per accrescere la capacità del punto di entrata fino a 6 MSm³/g in entrambe le direzioni di flusso. Tale incremento non è riconducibile ai quantitativi di capacità da sviluppare sul PdE di Gorizia come conseguenza del processo di capacità incrementale in corso. In tale contesto si svilupperà una portata in ingresso pari a massimo 4,8 MSm³/g. Il progetto inserito all'interno del presente piano è invece correlabile a progetti esistenti e contenuti nel TYNDP 2020 e facenti parte della 4a lista dei PCI. Pertanto per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento e sarà sviluppato a seguito di ulteriori sviluppi. Il progetto "Potenziamento impianto di Gorizia" è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2020 di ENTSG con il codice identificativo TRA-N-1227. Il corridoio Ungheria-Slovenia-Italia risulta far parte della 4ª lista PCI presentata dalla Commissione (codice 6.23).

Figura 9: Potenziamento Impianto di Gorizia



Potenziamento per nuove importazioni da Sud (Linea Adriatica)

Snam Rete Gas considera lo sviluppo di nuove importazioni da Sud un elemento strategico per una maggiore diversificazione delle fonti, per un incremento della competitività del mercato del gas e per una maggiore sicurezza dell'intero sistema di trasporto Nazionale. Pertanto Snam Rete Gas ha pianificato la realizzazione del progetto "Potenziamento per nuove importazioni da sud" volto a garantire il raggiungimento degli obiettivi appena esposti che si compone delle opere descritte di seguito.

Linea Adriatica

Tale progetto consentirà di rendere disponibile nuova capacità di trasporto per circa 24 MSm³/g dai punti di entrata da Sud. Il progetto comprende la costruzione di circa 430 km di nuova linea di diametro DN1200 lungo la direttrice Sud – Nord e il potenziamento dell'impianto di compressione di Sulmona per circa 33 MW. La Linea Adriatica è funzionale al trasporto di quantitativi di gas provenienti da eventuali nuove iniziative di approvvigionamento dalla Sicilia e dal medio Adriatico. La Linea Adriatica può essere vista come uno sviluppo che ha carattere di generalità e che consente di potenziare le capacità della direttrice di importazione da Sud, favorendo l'interconnessione di nuove iniziative di importazione che insistono sul Corridoio ad alta priorità delle reti energetiche "Southern Gas Corridor". Gli interventi di potenziamento della rete (metanodotti) necessari per il trasporto dei nuovi quantitativi di gas sono al momento in corso di acquisizione dei permessi.

Per il progetto "Nuova Centrale di Sulmona" è stata adottata una decisione finale di investimento e sono state acquisite le autorizzazioni necessarie alla costruzione. Il progetto, infatti, garantisce un incremento delle portate trasportabili provenienti dall'erogazione dello stoccaggio di Fiume Treste. Lo sfruttamento della piena capacità erogativa di punta dello stoccaggio di Fiume Treste mette a disposizione del sistema italiano una maggiore flessibilità che potrebbe permettere un contenimento dei prezzi in caso di eventi che producano un mercato del gas particolarmente corto. La Centrale di Sulmona, oltre ad aumentare la flessibilità della rete italiana, permette inoltre di evitare costi in investimenti di sostituzione sulle altre centrali di compressione del sistema di trasporto.

La "Linea Adriatica" è inclusa nel TYNDP 2018 di ENTSG, nella lista dei progetti che sono stati inseriti nel TYNDP 2020 e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-007. Il progetto è inoltre inserito nella lista PIC della Commissione Europea del 23 novembre 2017 con n° 7.3.4, con l'obiettivo di portare in Europa nuovo gas dalle riserve del Mediterraneo Orientale ed è stato confermato nella quarta lista presentata dalla Commissione il 31 ottobre 2019 (codice PCI 7.3.4 esteso a ricomprendere anche il metanodotto Matagiola – Massafra). Snam Rete Gas, in conformità alla Direttiva 2009/73/CE del 13 luglio 2009, tiene in considerazione tale progetto all'interno del Piano e ne riconosce l'importanza ai fini della strategia energetica europea. L'entrata in esercizio complessiva del progetto è programmata per l'anno 2028. Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta alle richieste di capacità incrementale in esenzione o in regime regolato che verranno avanzate su Punti di Entrata esistenti o da creare nel sud Italia. Si evidenzia che il progetto della Linea Adriatica è abilitante per più opportunità di nuove importazioni: l'Adriatica è infatti funzionale a importazioni dal Sud da differenti origini. A tal proposito, come descritto nel paragrafo "Procedura di capacità incrementale", si segnala che è in corso una procedura, in coordinamento con i trasportatori a monte, per creare nuova capacità di trasporto nel punto di entrata di TAP.

Figura 10: Linea Adriatica



Metanodotto Matagiola-Massafra

Il nuovo metanodotto Matagiola – Massafra (DN1400 – 80 km) permetterà l'incremento della capacità massima dei punti di entrata della Puglia fino a un massimo di 74 MSm³/g senza incrementare la capacità complessiva del sistema da Sud. Tale investimento è funzionale alle iniziative che insistono sulla rotta del Southern Gas Corridor (SGC). L'entrata in esercizio del progetto è programmata per l'anno 2028. Il progetto relativo al metanodotto "Matagiola – Massafra" è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2020 con il codice identificativo TRA-N-1195 ed è stato incluso nella quarta lista presentata dalla Commissione il 31 ottobre 2019 (codice PCI 7.3.4 assieme al progetto Linea Adriatica). Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta alle richieste di capacità incrementale in esenzione o in regime regolato che verranno avanzate su Punti di Entrata esistenti o da creare in Puglia.

Figura 11: Metanodotto Matagiola-Massafra



Potenziamenti Importazioni da Nord-Est

Il progetto prevede la posa di nuovi gasdotti per l'incremento della capacità di trasporto da w ed è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2020 e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-008. Le attività realizzative del progetto "Potenziamenti importazioni da Nord-Est", data l'indeterminatezza degli scenari di domanda e offerta, sono previste al di fuori del perimetro temporale del Piano, pertanto il progetto è incluso nel documento limitatamente alle attività di ingegneria e acquisizione dei permessi.

Figura 12: Potenzimenti importazioni da Nord-Est

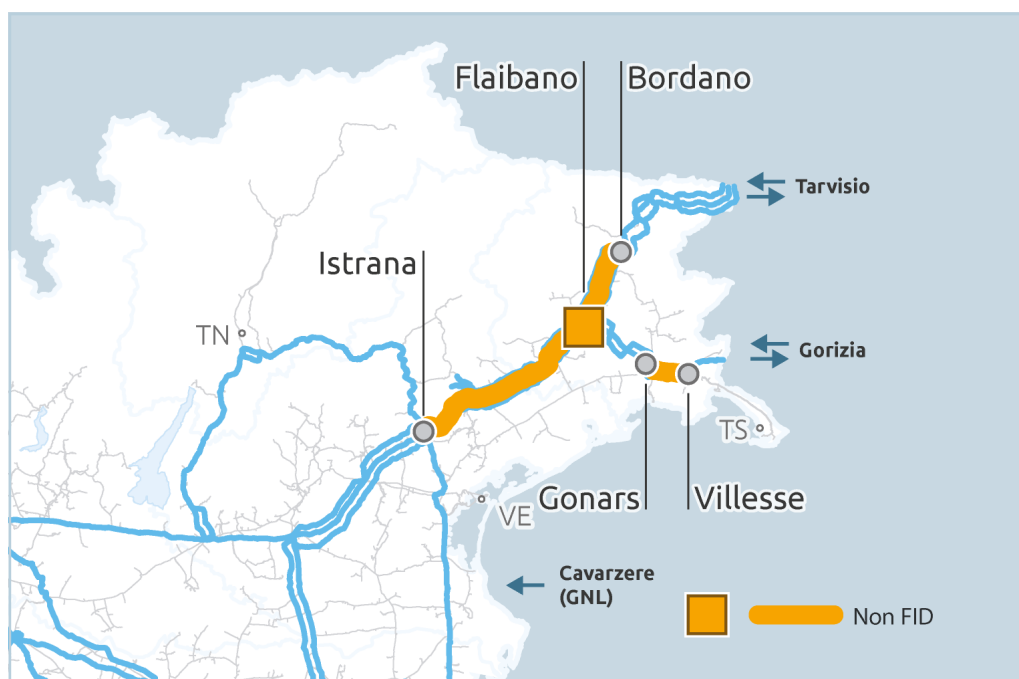


Figura 13: Ulteriori potenziamenti a Sud



Ulteriori potenziamenti a Sud

Il progetto prevede ulteriori potenziamenti di una serie di metanodotti e impianti lungo la direttrice Sud – Nord, per realizzare nuova capacità di trasporto in entrata da un eventuale nuovo punto di entrata da Sud relativo a nuovi progetti di importazione o GNL. Il progetto "Ulteriori potenziamenti a Sud" è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2020 e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-009. Le attività realizzative del progetto "Ulteriori Potenziamenti a Sud", data l'indeterminatezza degli scenari di domanda e offerta, sono previste al di fuori del perimetro temporale del Piano, pertanto il progetto è incluso nel documento limitatamente alle attività di ingegneria e acquisizione dei permessi.

Centrali di compressione Dual Fuel

Snam Rete Gas ha pianificato l'installazione nelle proprie centrali di spinta di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori sui quali sarebbe comunque necessario intervenire per una sostituzione a seguito di vetustà delle macchine installate nell'ottica di preservare una piena funzionalità della rete anche in caso di mancanza dell'alimentazione elettrica si è deciso di avere una configurazione che preveda al massimo un compressore elettrico per centrale. In caso di mancanza di alimentazione elettrica l'attuale principio di scorta garantisce infatti la piena operatività della centrale. Il progetto rappresenta un contributo importante verso la decarbonizzazione e una maggiore efficienza del sistema energetico. L'incremento di efficienza degli elettrocompressori consentirà di soddisfare i fabbisogni di compressione del gas con un minore consumo di energia primaria. Questo permetterà una riduzione significativa dei costi di compressione e, allo stesso tempo, diminuirà le emissioni di gas climalteranti e altri inquinanti locali, con una riduzione delle esternalità negative a essi associati. In ottica di sector coupling, i nuovi elettrocompressori rappresenteranno una risorsa aggiuntiva di flessibilità per il sistema elettrico e potranno fornire risorse di bilanciamento sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, riducendo i costi dei servizi di rete e contribuendo a un'integrazione più efficiente della generazione rinnovabile. I compressori elettrici inoltre garantiscono una maggiore flessibilità di utilizzo soprattutto per quanto riguarda i bassi carichi che, data la variabilità delle condizioni di trasporto, costituisce un valore aggiunto. Nella pianificazione dell'intervento i è data precedenza agli interventi di sostituzione sulle centrali che garantiscono in un elevato numero di condizioni di trasporto la compressione del gas sulle due principali dorsali di trasporto così come di seguito indicato. Snam Rete Gas sta tuttavia progredendo con l'obiettivo di avere nel contempo una rete resiliente, ma nello stesso tempo orientata agli obiettivi di riduzione delle emissioni già esplicitati all'interno del documento.

Di seguito vengono elencati gli interventi previsti suddivisi per dorsale di importazione.

Dorsale di importazione dalla Russia (PdE Malborghetto):

- Centrale di Malborghetto (potenza installata a oggi 60 MW + 25 MW di scorta): installazione di due elettrocompressori da 12 MW nella centrale di Malborghetto in sostituzione di due unità esistenti a gas da 12 MW.
- Centrale di compressione di Istrana (potenza installata a oggi 45 MW + 25 MW di scorta): sostituzione di un turbocompressore a gas da 25 MW con un elettrocompressore da 25 MW.
- Centrale di compressione di Poggio Renatico (potenza installata a oggi 45 MW + 25 MW di scorta): l'installazione di un elettrocompressore da 15 MW in sostituzione di una unità esistente a gas da 12 MW.

Dorsale di importazione da Sud (PdE di Mazara del Vallo, Gela, TAP):

- Centrale di compressione di Messina (potenza installata a oggi 105 MW + 55 MW di scorta) l'installazione di due elettrocompressori da 12 MW nella centrale di Messina in sostituzione di una unità esistente a gas da 25 MW.

- centrale di compressione di Montesano (potenza installata a oggi 75 MW + 25 MW di scorta): sostituzione di un turbocompressore a gas da 25 MW con un elettrocompressore da 25 MW.
- Centrale di compressione di Gallese (potenza installata a oggi 50 MW + 25 MW di scorta): sostituzione di un turbocompressore a gas da 25 MW con un elettrocompressore da 25 MW.

Per l'intero progetto è stata effettuata un'analisi costi benefici riportata in Allegato I.a.

4.4.2 Sviluppo – Progetti di Rete Regionale

La rete regionale è costituita da infrastrutture di estensione interregionale, regionale e locale, spesso magliate, alimentate da uno o più punti di immissione dalla rete nazionale. L'esigenza di potenziamento e sviluppo della rete regionale è conseguente alle seguenti necessità:

- potenziare la rete per creare nuova capacità di trasporto, allo scopo di sostenere nel medio lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale, registrati o previsti in una determinata area;
- realizzazione di nuovi allacciamenti alla rete esistente, funzionali a consentire la riconsegna del gas naturale a nuovi siti industriali, a reti di distribuzione o reti di trasporto di gestori terzi, ovvero consentire l'immissione in rete di gas naturale di origine fossile o da biometano;
- potenziare (e/o estendere, nel caso di un nuovo bacino d'utenza) la rete a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto nel caso in cui, a fronte di una richiesta di un nuovo punto di riconsegna/interconnessione, risulti necessario non solo realizzare il relativo allacciamento, ma sia necessario anche potenziare la rete a monte da cui si stacca l'allacciamento se non idonea a sostenere l'incremento di capacità richiesto

Ai fini del dimensionamento delle suddette esigenze di potenziamento, viene considerata la domanda di picco in condizioni climatiche invernali, tali condizioni infatti caratterizzano fortemente i prelievi delle reti di distribuzione urbana. Tali valutazioni sono effettuate in quanto le infrastrutture di rete regionale, essendo più prossime ai punti di prelievo finale del gas naturale, sono maggiormente sollecitate dalle dinamiche del mercato. Per i nuovi punti di immissione in rete vengono invece considerate condizioni di minimo mercato, al fine di verificare anche in tali condizioni la possibilità di assorbimento dei volumi immessi.

Le soluzioni tecniche individuate tengono conto di eventuali sinergie con esigenze di adeguamento della rete esistente al fine di ottimizzare i costi complessivi.

Le principali opere di potenziamento e di estensione della rete regionale sono ubicate nell'area della Lombardia e della Calabria e sono descritte nei successivi paragrafi. In particolare in Calabria si è conclusa l'ultima fase realizzativa delle numerose opere di estensione della rete già messe in esercizio nell'ambito del programma di metanizzazione della regione.

Tabella 20: Principali Progetti di Sviluppo di Rete Regionale a Piano

PROGETTO	ENTRATA IN ESERCIZIO	COSTO A V.I. [M€]	IMPEGNO PIANO [M€]	APPROVATO
Reana del Roiale – Campoformido	2026	26	26	NON FID
Desio – Biassono	2021	14	7	FID
Ravenna Fiumi Uniti	2022	7	5	FID
Mornico al Serio – Travagliato	2021	33	3	FID
Metanizzazione Calabria	2020	61	5	FID
Boltiere – Bergamo	2021	17	2	FID

Per quanto riguarda i nuovi allacciamenti, viene presentata una situazione in aggregato.

Potenziamenti in Lombardia

Sulla rete regionale della Lombardia sono stati pianificati, e in larga parte già realizzati, alcuni importanti interventi di potenziamento che consentono di adeguare le prestazioni delle strutture di trasporto regionale alle esigenze del mercato del gas naturale.

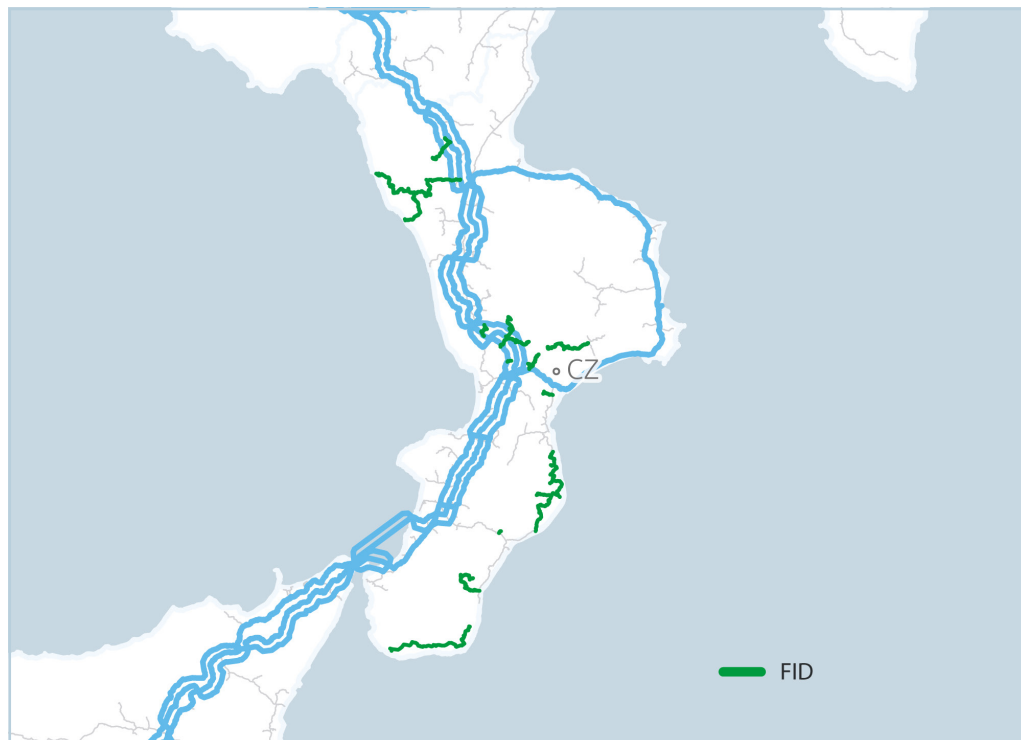
Nella zona Centro Orientale sono previsti interventi di sviluppo nell'area compresa tra Azzano Mella (BS) e Zanica (BG). A oggi, a completamento della suddetta struttura di trasporto, è in corso di realizzazione il tratto Chiari – Travagliato (13,5 km).

Figura 14: Potenziamenti in Lombardia

Metanizzazione della Regione Calabria

Sull'intero territorio della Regione Calabria è stata ultimata la realizzazione di opere per il completamento della metanizzazione della Regione a seguito della stipula da parte delle imprese di distribuzione dei contratti di allacciamento alla rete di metanodotti di Snam Rete Gas. Tali opere, hanno previsto la costruzione di metanodotti per circa 310 km complessivi, comprendono 17 adduttori al servizio di 62 punti di riconsegna. Le ultime opere sono entrate in esercizio nel corso del 2020.

Figura 15: Metanizzazione della regione Calabria



Progetto di metanizzazione del Trentino

Nell'ambito delle attività di coordinamento con gli altri gestori del trasporto della Rete Regionale due soggetti, Retragas e Gasdotti Alpini, hanno comunicato la volontà di metanizzare l'area delle Valli Giudicarie in Trentino. I due progetti seppur diversi hanno alcune tratte in buona parte sovrapponibili. Snam Rete Gas è disponibile ad adeguare la propria rete a seconda della configurazione infrastrutturale che verrà deciso essere la migliore sotto il punto di vista dell'efficacia e dell'efficienza. I due progetti sono di seguito descritti:

Progetto di Retragas

Nell'ambito del coordinamento con il gestore del trasporto di Rete Regionale Retragas, è stata a suo tempo avviata un'analisi congiunta finalizzata a valutare le esigenze di interventi infrastrutturali sulla rete di trasporto di Snam Rete Gas che si rendono necessari a seguito della ipotesi di nuova metanizzazione del Trentino Occidentale.

Nell'occasione della presentazione del presente Piano Decennale, Retragas ha comunicato a Snam che intende modificare il proprio progetto ridimensionandolo rispetto a quanto presentato nei piani precedenti, a seguito dell'allineamento alla nuova bozza del Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 della provincia autonoma di Trento (PEAP), a oggi in consultazione pubblica. Il progetto prevede la realizzazione di due tratti che partendo da Tione arrivano rispettivamente alla zona di Madonna di Campiglio e alla zona di Comano. Retragas ha dunque comunicato a Snam che, a fronte di suddetta modifica e del quadro di fabbisogno per la sostituzione delle fonti energetiche desunte dal PEAP, al momento non sono necessari interventi di potenziamento della rete Snam. Di conseguenza nel presente Piano non sono presenti opere di potenziamento afferenti al progetto Retragas di metanizzazione del Trentino.

Progetto di Gasdotti Alpini

Gasdotti Alpini ha chiesto, nel corso del 2021, un coordinamento con Snam Rete Gas per la definizione degli investimenti sulla rete di pertinenza per la metanizzazione dell'area che include i tratti fra Tione, Madonna di Campiglio e la zona di Comano estendendosi inoltre fino a Riva del Garda e Mezzolombardo. L'approvvigionamento del gas avverrà mediante due punti di riconsegna esistenti fra Snam Rete Gas e la rete di distribuzione che saranno convertiti in punti di interconnessione a cui verranno aggiunti due ulteriori nuovi punti di interconnessione. Snam Rete Gas ha avviato il processo di definizione degli investimenti mediante l'elaborazione di uno studio idraulico specifico atto a definire le conseguenti esigenze di sviluppo della propria rete.

4.4.3 Progetti di allacciamento

Snam Rete Gas, quale impresa che svolge attività di trasporto e dispacciamento, è tenuta *“ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema di cui esse dispongono abbia idonea capacità, e purché le opere necessarie all'allacciamento dell'utente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili”*, secondo quanto previsto dal Decreto 164/2000 *“Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144”*. I progetti di allacciamento, a seconda dell'infrastruttura allacciata e delle dimensioni dell'infrastruttura, possono fare parte della Rete Nazionale o della Rete Regionale. All'interno del Piano decennale sono di conseguenza inseriti i progetti di allacciamento che ricadono all'interno dell'arco temporale del Piano per un investimento complessivo di 385 M€ determinato da 320 progetti.

All'interno del raggruppamento relativo agli allacciamenti si individuano le seguenti tipologie.

Allacciamenti per autotrazioni a gas naturale compresso (CNG)

Come può essere osservato dal documento di scenario l'utilizzo del gas naturale come carburante per l'autotrazione è previsto in aumento in tutti gli scenari considerati. In tale contesto assumono rilievo i 143 progetti per un impegno complessivo nell'arco di Piano pari a 137 M€.

Allacciamenti di impianti di produzione di Biometano

Il Biometano è una fonte rinnovabile programmabile che può essere immersa nella rete di trasporto gas, immagazzinata negli impianti di stoccaggio e usata sia per usi civili e trasporto, ma anche nella generazione elettrica, contribuendo in maniera decisiva alla progressiva decarbonizzazione del mix di generazione elettrico e all'ottimizzazione dei costi di integrazione (reti e batterie) che il sistema dovrà sostenere per accogliere e integrare le fonti rinnovabili. Tale fonte energetica ha un'evoluzione differente, ma comunque consistente in tutti gli scenari (ad eccezione del BAU). Gli allacciamenti a impianti di biometano sono 65 progetti per un impegno complessivo nell'arco di Piano pari a 125 M€.

Altri allacciamenti

Tale raggruppamento include tutti gli altri allacciamenti previsti nell'arco di Piano e sono 112 progetti per un impegno economico di 123 M€.

4.5 /

Interventi di mantenimento e sostituzione

Oltre ai progetti di sviluppo della rete, Snam Rete Gas provvede a programmare e realizzare le opere necessarie per il mantenimento dei metanodotti e degli impianti esistenti al fine di assicurare il servizio di trasporto attraverso un sistema sicuro, efficiente ed in linea con le moderne tecnologie costruttive.

L'individuazione di un sentiero efficiente di interventi di sostituzione deve tener opportunamente conto di tutti i possibili impatti derivanti dal verificarsi di malfunzionamenti della infrastruttura, che come noto sta progressivamente incrementando la quota parte di asset che hanno completato la loro vita economico/tecnica.

Alla fine del 2020, infatti, circa 10.000 km di rete risultano completamente ammortizzati: in assenza di interventi di sostituzione, tale estensione raggiungerebbe al 2030 circa 15.000 km di rete. Gli interventi di sostituzione di norma vengono programmati al fine di garantire il rispetto dei seguenti obiettivi:

- mantenere e/o possibilmente ridurre il livello di rischio complessivo delle infrastrutture esistenti, a tutela delle comunità locali e tenuto conto anche delle più recenti tecnologie di realizzazione, modalità di costruzione e materiali oggi disponibili rispetto al passato.
- mantenere, salvaguardare e possibilmente migliorare nel tempo i livelli di continuità e qualità del servizio di trasporto, in modo da assicurare ai consumatori finali approvvigionamenti energetici economici, sicuri e sostenibili;
- mantenere, salvaguardare e possibilmente migliorare i livelli di tutela dell'ambiente, riducendo le emissioni di gas climalteranti, favorendo l'integrazione delle fonti rinnovabili (già esistente / in via di sviluppo) e, più in generale, promuovendo il processo di decarbonizzazione facendo leva su una infrastruttura pronta ad accogliere nuovi vettori energetici.

L'individuazione degli interventi di sostituzione presuppone una valutazione complessiva dello sviluppo e dell'esercizio efficace/efficiente della rete di trasporto, anche in considerazione degli ulteriori benefici ed esternalità positive che un intervento può portare al sistema (oltre naturalmente a quelli finalizzati a eliminare o comunque ridurre le possibilità di malfunzionamenti e/o rotture).

Nel presente piano sono stati individuati interventi di sostituzione su cui intervenire prioritariamente per fini di sicurezza ed integrità del sistema di trasporto. Su tutti gli altri metanodotti sono state avviate attività di monitoraggio specifiche e sono in corso le valutazioni volte ad individuare/integrare le necessità di intervento.

Viene qui di seguito riportata la lista dei principali interventi di mantenimento e sostituzione ad oggi individuati.

Tabella 21: Progetti di mantenimento per continuità di esercizio e per sicurezza

PROGETTO	ENTRATA IN ESERCIZIO	COSTO A V.I. [M€]	IMPEGNO PIANO [M€]	APPROVATO
Livorno – Piombino	2026	260	260	NON FID
Sestri Levante – Recco	2024	206	198	FID
Spina di Genova	2026	32	32	NON FID
Recanati – Chieti	2024	419	357	FID
Ravenna – Recanati	2024	382	263	FID
Rimini – Sansepolcro	2022	240	151	FID
S. Salvo – Biccari	2023	226	195	FID
Gagliano – Termini Imerese 1a fase	2022	93	59	FID
Pieve di Soligo – S. Polo di Piave	2022	51	35	FID
Ravenna Mare – Ravenna Terra	2024	47	31	FID
Mestre – Trieste	2022	176	142	FID
Foligno – Gallese	2024	269	264	FID
Recanati – Foligno	2023	223	211	FID
Sansepolcro – Foligno	2026	194	193	FID
Sansepolcro – Terranuova	2024	121	118	FID
Chieti – Rieti	2025	232	226	FID
Gagliano – Termini Imerese 2a fase	2023	142	137	FID
Campodarsego – Castelfranco	2022	35	25	FID
Alessandria – Asti – Torino	2025	105	105	NO FID
Vitinia – Guidonia – Maenza – Cisterna	2026	218	218	NO FID
Poggiofiorito	2026	31	31	NO FID
Corte – Torino a Chivasso	2025	28	28	NO FID
Gallese – Vitinia	2027	213	213	NO FID
Rete Reggiana – Modenese	2027	188	188	NO FID
Sestri Levante	2026	143	143	NO FID
Fornovo – Langhirano – Traversetolo	2026	52	52	NO FID
Rete di Bassano	2026	47	47	NO FID
Der. Livorno	2026	27	27	NO FID
Terranuova – Montelupo	2027	184	184	NO FID

4.6 / Altri interventi

In tale categoria sono inseriti tutti gli interventi che non riguardano direttamente asset fisici facenti parte della rete del gas. Il Piano riporta 821 interventi di questa categoria per un impegno economico nell'arco del Piano pari a circa 1,3 B€.

4.7 / Virtual Pipeline Sardegna

Il Decreto Legge 16 luglio 2020 n. 76, art. 60 comma 6 prevede che: "Al fine di realizzare il rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna, garantendo l'approvvigionamento di energia all'isola a prezzi sostenibili e in linea con quelli del resto d'Italia, assicurando al contempo la compatibilità con l'ambiente e l'attuazione degli obiettivi del PNIEC, in tema di rilancio industriale, di decarbonizzazione dei consumi e di phase out delle centrali a carbone presenti nella regione Sardegna, è considerato parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari, l'insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella regione stessa".

In adempimento al suddetto decreto è stata individuata la configurazione infrastrutturale per la realizzazione dell'interconnessione virtuale che comprende:

- Adeguamento graduale dei terminali di Panigaglia e Livorno
- 2 bettoline per il trasporto del GNL dai rigassificatori italiani a quelli localizzati in Sardegna
- 3 impianti rigassificatori posti rispettivamente a Portovesme, Porto Torres e Oristano

Gli interventi relativi alla Virtual Pipeline Sardegna sono previsti entrare in esercizio fra il 2023 e il 2025 quindi in tempo per garantire l'approvvigionamento dalla prima fase del progetto Enura S.p.A., il trasportatore di gas della regione.

Figura 16: Virtual Pipeline Sardegna



Gli investimenti per la Virtual Pipeline di competenza di SNAM ammontano a circa 328 M€. Tali investimenti, unitamente a quelli di competenza degli altri soggetti coinvolti, sono stati considerati nell'analisi dei costi e dei benefici elaborata in coordinamento con la società Enura SpA e presentata nel relativo Piano Decennale a cui si rimanda.



5 / Framework analisi costi benefici

5.1 / Metodologia ACB

5.1.1 Metodologia

L'analisi Costi-Benefici è stata eseguita tenendo conto del documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" approvato dall'ARERA con la Delibera 230/2019/R/Gas e dei successivi aggiornamenti del documento stesso e della relativa appendice così come pubblicato sul sito Snam.

L'analisi Costi-Benefici è obbligatoria per ogni progetto classificato superiore ai 25 M€ per la rete nazionale e ai 5 M€ per la rete regionale. Per ogni progetto è prevista una scheda di intervento ad hoc negli allegati al Piano, che rappresenta i seguenti tre indicatori chiave:

- **B/C** – Rapporto Benefici attualizzati su Costi attualizzati
- **VAN** – Valore Attuale Netto dei flussi attualizzati
- **Payback period** – Anno in cui i flussi attualizzati consentono di ripagare l'investimento

I risultati sono riportati nelle schede specifiche di ogni intervento all'interno degli allegati al Piano.

5.1.2 Scenari di domanda

Gli indicatori previsti dalla metodologia ACB sono testati in almeno due scenari contrastanti.

Nel presente Piano, in accordo con l'elaborazione già presentata nel "Documento di Descrizione degli Scenari 2020" e con quanto descritto al capitolo 2, sono stati prodotti tre scenari contrastanti denominati "Centralized" (CEN), "Business-As-Usual" (BAU) e "National Trend" (NT), richiesto formalmente da ARERA a Snam e Terna a novembre 2020.

Ogni scenario presenta diverse assunzioni rispetto a (i) domanda gas, (ii) scenario infrastrutturale europeo e (iii) prezzi delle fonti energetiche.

5.1.3 Assunzioni

Assunzioni sulla domanda gas

Le proiezioni di domanda gas sono state dettagliate sia per l'Italia che per il resto dell'Europa.

Ai fini dell'analisi è stata utilizzata per l'Italia la domanda gas prevista nel documento di descrizione degli scenari.

Per il resto d'Europa, la domanda gas assunta coincide con quella fornita da ENTSG nel Piano decennale (TYNDP). In particolare nello scenario BAU la domanda gas coincide con i dati dello scenario Sustainable Transition (ST) (la domanda europea eccetto l'Italia cresce fino a 387 Bcm fino al 2030 per poi mantenersi pressoché stabile), mentre nello scenario NT-Italia coincide con

i dati dello scenario National Trends (la domanda europea eccetto l'Italia cresce fino a 388 Bcm nel 2025 per calare poi a circa 349 Bcm al 2030 e 336 Bcm al 2040) e nello scenario CEN coincide con i dati dello scenario Global Ambition (la domanda europea eccetto l'Italia cresce fino a 388 Bcm nel 2025 e rimane stabile fino al 2030, per calare poi a circa 356 Bcm al 2040)."

Assunzioni sullo scenario infrastrutturale

In tutti gli scenari si assume una stessa configurazione infrastrutturale.

In Europa l'infrastruttura simulata è quella prevista da ENTSOG nel Piano decennale del 2020 (TYNDP 2020) e definita come infrastruttura low, che afferisce a tutte le infrastrutture con decisione di investimento intrapresa.

Relativamente allo scenario infrastrutturale considerato sono da mettere in evidenza le seguenti assunzioni:

- la riduzione della capacità in entrata a Wallbach, punto di interconnessione tra Germania e Svizzera, in conseguenza della indisponibilità di una delle due linee del gasdotto TENP.
- Per quanto concerne l'Italia sono state considerate tutte le infrastrutture esistenti inclusa la disponibilità delle seguenti fonti:
 - nuovo sito di stoccaggio di Cornegliano Laudense a partire dal 2019;
 - interconnessione TAP dal 2020.

Assunzioni prezzi fonti energetiche

Le fonti energetiche utilizzate per l'analisi sono: energia elettrica, carbone, greggio e CO₂. I prezzi delle fonti energetiche, da cui dipendono i prezzi del gas in quanto a esse indicizzati, sono quelli definiti all'interno del documento di descrizione degli scenari. Per lo scenario NT sono stati usati i prezzi indicati da ENTSOG.

5.2 / Determinazione dei benefici

5.2.1 Determinazione dei benefici per i progetti di Rete Nazionale

Progetti con obiettivo generale di diversificazione delle fonti di approvvigionamento e security of supply

I benefici individuati per questa categoria di interventi sono i seguenti:

- **B1 variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura:** si è considerata la variazione di social welfare per i diversi scenari contrastanti
- **B3d Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption:** si è determinata l'interruzione infrastrutturale del nodo di Baumgarten, con un conseguente annullamento del flusso di gas sui punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, nel mese di febbraio per i diversi scenari contrastanti.

Per la determinazione dei benefici relativi a questi progetti si sono svolte analisi, in particolare utilizzando il modello per la definizione dei flussi e dei prezzi all'ingrosso del gas. Si sono svolte simulazioni a partire dal 2020 con intervalli quinquennali. Per il calcolo degli indicatori economici si è proceduto linearizzando i benefici fra un anno di analisi e il successivo. Dopo il 2040 i benefici sono stati considerati costanti. Al fine di far apprezzare i benefici dei progetti proposti nel Piano Decennale, in scenari anche molto differenti fra loro, Snam Rete Gas ha svolto le simulazioni nell'ambito del contesto europeo.

Tenendo conto dell'incertezza sulla futura disponibilità delle fonti di approvvigionamento, per ogni contrasting scenario, si è inoltre deciso di presentare una sensitivity che permetta di tenere in considerazione questo parametro che può avere effetti importanti sul prezzo del gas e sulla composizione degli scenari di supply.

Sono stati elaborati 3 differenti configurazioni di supply: SUD, NORD ed EQUILIBRATO.

Le analisi sono state condotte assumendo determinate evoluzioni dell'offerta in relazione ai maggiori produttori di gas da cui l'Italia e l'Europa importano, ossia Russia, Algeria e Europa del Nord (Norvegia e Paesi Bassi). Per quanto riguarda l'approvvigionamento dall'Azerbaijan, si è assunto un valore fisso per tutti gli scenari di supply pari a circa 10 Bcm¹⁰.

Le configurazioni analizzate tengono conto del potenziale massimo e minimo di esportazione indicati da ENTSOG nel TYNDP 2020 e sono state definite in modo da favorire nello scenario SUD l'import dall'Algeria, mentre in quello NORD l'importazione da Nord Europa assumendo una maggiore disponibilità di gas russo (ed una minore di gas algerino).

- **Configurazione EQUILIBRATO:** potenzialità della produzione russa pressoché stabile e paragonabile a quella a oggi disponibile, algerina leggermente in calo. I valori utilizzati sono corrispondenti a un valore medio rispetto ai potenziali massimi e minimi definiti nel TYNDP 2020 di ENTSOG (Algeria mediamente intorno ai 35 Bcm scendendo fino a 30 Bcm al 2040, Russia mediamente 170 Bcm). La domanda interna all'Europa, compreso il mare del nord, tiene conto dell'interruzione della produzione dal campo di Groeningen dal 2022 in avanti. In questa configurazione la produzione Europea scende a circa 60 Bcm nel 2030 per poi risalire fino a circa 70 Bcm nel 2040. Per quanto riguarda il GNL, sono stati considerati i valori medi riportati nel TYNDP di ENTSOG.

10 Nel TYNDP 2020 sono previsti 10 Bcm nello scenario di minimo supply dall'Azerbaijan.

- **Configurazione SUD:** potenzialità massima della produzione algerina (circa 45 Bcm), minima per la produzione russa e per la produzione del Mare del Nord ed europea (50 Bcm nel 2030, 45 Bcm nel 2040). Per quanto riguarda il GNL, sono stati considerati i valori medi riportati nel TYNDP di ENTSOG.
- **Configurazione NORD:** potenzialità massima della produzione russa (206 Bcm nel 2030, 206 nel 2040), del Mare del Nord ed Europea (93 nel 2030, 86 nel 2040), minima per quanto riguarda l'Algeria (13 Bcm al 2030 stabile fino al 2040). Per quanto riguarda il GNL, sono stati considerati i valori medi riportati nel TYNDP di ENTSOG.

Per lo scenario BAU, essendo uno scenario in cui la domanda gas sia Italiana che Europea cresce fino al 2040 (fino a circa 80 Bcm in Italia e 380 Bcm nel resto d'Europa) è stato necessario impostare una configurazione di supply che massimizzi la disponibilità del gas (massima disponibilità dalla Russia, produzione europea e del Mare del Nord pari a quella della configurazione Nord, media domanda GNL in estremo oriente e media disponibilità in Algeria) per garantire la copertura del mercato italiano.

Progetti con obiettivo generale di sostenibilità

La valutazione di questi progetti, in particolare delle Centrali Dual Fuel, è stata effettuata in due fasi distinte.

In una prima fase, il profilo di compressione delle centrali di spinta è stato determinato coerentemente agli scenari di flusso (elaborati tramite il modello di simulazione dei prezzi gas). L'attività di compressione è stata allocata preferenzialmente sulle nuove macchine elettriche (caratterizzate da maggiore efficienza energetica) nel rispetto dei loro vincoli tecnici, con il fine esclusivo di minimizzare il consumo primario di energia e le emissioni in atmosfera.

In esito a questa prima fase di analisi, si sono determinati i seguenti benefici:

- **B5: Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO₂:** Si è determinata la possibile riduzione di emissioni della CO₂ derivanti dall'utilizzo delle macchine elettriche, tecnologia maggiormente efficiente sia in termini di emissioni in loco che di emissioni a livello del sistema paese. La valorizzazione è stata effettuata mediante i valori pubblicati nell'appendice informativa dei criteri applicativi dell'analisi costi benefici.
- **B6: Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO₂:** Si è determinata la possibile riduzione di emissioni di NOX e CH₄ derivanti dall'utilizzo delle macchine elettriche, tecnologia maggiormente efficiente sia in termini di emissioni in loco che di emissioni a livello del sistema paese. La valorizzazione è stata effettuata mediante i valori pubblicati nell'appendice informativa dei criteri applicativi dell'analisi costi benefici.
- **B8: Riduzione dei costi di compressione:** Si sono determinati i potenziali benefici come riduzione del gas utilizzato a livello di sistema per effettuare il lavoro di compressione (ipotizzando una produzione elettrica con un'efficienza pari a quella media del parco di generazione italiano) valorizzandoli con il prezzo della materia prima pubblicato nel documento di descrizione degli scenari.

La seconda parte dell'analisi, effettuata a valle dell'ottimizzazione di consumi energetici ed emissioni, ha valutato il potenziale contributo degli elettrocompressori al sistema elettrico in un contesto di sector coupling, mediante il seguente beneficio:

- **B9: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico:** L'attività di compressione delle nuove macchine elettriche corrisponde a domanda flessibile che può essere utilizzata per fornire servizi di bilanciamento a scendere, riducendo i volumi approvvigionati da Terna sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento. Il beneficio di flessibilità è stato quindi quantificato come il potenziale risparmio per l'approvvigionamento a mercato delle risorse di regolazione.
Fermo restando che il trattamento regolatorio più opportuno per l'eventuale messa a disposizione e valorizzazione di tali servizi sul mercato del bilanciamento elettrico dovrà essere oggetto di valutazione da parte dell'Autorità, per la determinazione del beneficio si è ipotizzato un modello che simuli il sector coupling tale per cui il contributo alla regolazione nel Mercato di Bilanciamento da parte degli elettrocompressori avvenga in maniera residuale rispetto alle scelte di massimizzazione dei benefici di combustibile ed emissioni (B5, B6 e B8) e in modo tale da non generare alcun profitto per Snam Rete Gas.
L'analisi ha considerato esclusivamente i volumi di regolazione terziaria a scendere sul Mercato del Bilanciamento, escludendo: i) servizi più pregiati quali la regolazione secondaria (che presenta caratteristiche di attivazione particolari rispetto a cui la performance dei compressori andrebbe approfondita dal punto di vista tecnico) e ii) servizi di programmazione su MSD ex-ante, in quanto gli elettrocompressori rappresentano risorse pronte che possono operare in prossimità del tempo reale senza previa attivazione.
Considerando che i volumi di bilanciamento zonali sono generalmente approvvigionati da più impianti per garantire una maggiore affidabilità del sistema elettrico, la quota parte di volumi fornita da ciascun elettrocompressore è stata limitata alla percentuale massima di volumi di bilanciamento forniti dal singolo impianto, valutata su dati storici.

Per valorizzare i volumi di bilanciamento a scendere potenzialmente risparmiati grazie all'utilizzo dei compressori è stata utilizzata una stima dei prezzi di bilanciamento a scendere futuri basata sui prezzi MGP negli scenari Terna-SNAM, a cui sono state applicate le distribuzioni degli spread storici tra i prezzi MGP e MB rispetto ai volumi accettati, elaborate in base alle offerte degli impianti abilitati alla partecipazione a MB e non classificati come unità essenziali ai fini della sicurezza del sistema elettrico. Si è inoltre assunto che il futuro ingresso di nuove tecnologie di flessibilità non impatti significativamente sulla distribuzione degli spread tra i prezzi MGP e quelli MB a scendere rispetto allo storico, data la bassa variabilità dei prezzi a scendere¹¹.

I benefici sono stati determinati per tre scenari (Centralized, Business-As-Usual and National Trend Italia), tenendo conto delle assunzioni descritte nel documento di descrizione degli scenari, tenendo conto delle assunzioni descritte nel documento di descrizione degli scenari, analizzando in particolare gli anni di riferimento. Per il calcolo degli indicatori economici si è proceduto linearizzando i benefici fra un anno di analisi e il successivo.

5.2.2 Determinazione dei benefici per i progetti di Rete Regionale

Per i progetti di rete regionale sono stati utilizzati i seguenti parametri:

- **B2 variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili:** determinato considerando le richieste di allacciamento in essere sulla porzione di rete considerata, tenendo conto dei prezzi dei combustibili pubblicati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici. Per determinate situazioni locali ritenute significativamente discordanti da una situazione media nazionale si è effettuata un'analisi di dettaglio.
- **B3n Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali:** determinato secondo i principi riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici, per gli scenari contrastanti Centralized, National Trend Italia e Business-As-Usual.

¹¹ Si prevede un impatto più significativo sugli spread MGP – MB a salire, che potrebbero subire una contrazione rispetto alle dinamiche storiche per effetto di una maggiore concorrenza.

- **B3d Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption:** determinato secondo i principi riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici, per gli scenari contrastanti Centralized, National Trend Italia e Business-As-Usual.
- **B5 Riduzione effetti negativi associati a emissioni di CO₂:** determinato conseguentemente al beneficio B2 secondo i parametri riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici.
- **B6 Riduzione effetti negativi associate a emissioni non CO₂:** determinato conseguentemente al beneficio B2 secondo i parametri riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici.

5.2.3 Programmi di simulazione

Per la determinazione delle capacità e per le analisi relative al calcolo dei benefici sono stati usati i seguenti programmi di simulazione:

Simulazione idraulica della rete

Il programma utilizzato è **SIRE 2000**. È un applicativo custom utilizzato per il calcolo delle capacità incrementali di trasporto dei singoli progetti, e per la determinazione degli effetti sulla rete, di indisponibilità infrastrutturali o di domanda di picco, relativamente a investimenti che coinvolgono porzioni circoscritte del mercato gas prevalentemente riferite alla rete regionale.

Definizione dei flussi e dei prezzi all'ingrosso del gas

Il programma utilizzato è un applicativo commerciale sviluppato dalla società Afry, denominato **Pegasus 4**. Il programma è stato utilizzato con il fine di determinare proiezioni di dispacciamento e di prezzo all'ingrosso gas in Italia e nel resto d'Europa per la determinazione dei benefici B1 e B3 relativi a investimenti che hanno impatto sulle fonti di approvvigionamento italiane, quindi sviluppi della rete nazionale dei gasdotti. **Pegasus 4** è un modello paneuropeo e statunitense che permette di simulare con granularità giornaliera numerose zone di mercato del mondo. Tali simulazioni si basano sull'interazione tra offerta e domanda su base giornaliera in 31 zone, consentendo di avere un elevato dettaglio in termini di output. Il modello, inoltre, include nelle simulazioni le tariffe di trasporto, i flussi di GNL, i flussi in iniezione/erogazione in/da stoccaggio e i profili meteorologici, e quindi di domanda, rendendo i risultati delle analisi quanto più aderenti alla realtà. **Pegasus 4** è un modello di ottimizzazione basato su una tecnica di programmazione lineare (LP), che permette di trovare una soluzione di ottimo economico per la fornitura di gas a livello globale per ciascun anno di analisi. La soluzione è soggetta a una serie di vincoli, come capacità dei gasdotti, dei terminali GNL, capacità di interconnessione e limiti di iniezione/erogazione degli stoccaggi, nonché di vincoli contrattuali di prelievo di medio/lungo termine. Il modello consente inoltre di modificare le variabili di input creando scenari ad hoc, opportunamente tarati sulla base delle ipotesi più attendibili. In particolare, lo strumento consente di aggiungere o modificare infrastrutture gas, stimando l'impatto di tali modifiche sul mercato nazionale ed europeo. Gli output del modello sono il risultato di una complessa elaborazione di numerosi input contenuti in un database multidimensionale (tempo, costi, capacità, ecc.) basato anche su parametri macroeconomici e climatici (ad esempio temperature). Nel caso in oggetto sono stati estratti dal modello **Pegasus 4** le proiezioni di flusso agli entry/exit point italiani e i prezzi gas all'ingrosso in Italia.

Simulazione del mercato elettrico

Per le simulazioni del sistema elettrico Snam Rete Gas si è avvalsa della collaborazione di Ref-e che ha utilizzato i propri modelli di simulazione del mercato elettrico. In particolare, Ref-e ha utilizzato il modello proprietario Elfo++ per la simulazione del dispacciamento elettrico a valle del Mercato del Giorno Prima (MGP) e sulla fase di programmazione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). La stima dei volumi scambiati sul Mercato del Bilanciamento e dei prezzi di offerta sul mercato dei servizi ancillari è stata effettuata utilizzando rispettivamente un modello a reti neurali e un modello a statistica descrittiva (basato sullo studio della distribuzione storica dei prezzi accettati).

Simulazione di MGP

La simulazione di MGP è stata condotta con Elfo++ a partire dai fondamentali degli scenari di riferimento per il sistema elettrico italiano definiti da Terna-Snam e ipotizzando una condizione di concorrenza perfetta.

Elfo++ è uno strumento di simulazione del mercato dell'energia (su un orizzonte temporale di medio-lungo termine) che consente sia la simulazione del market coupling europeo sia la simulazione del mercato nazionale (preimpostando in input gli scambi cross border). L'obiettivo principale di **Elfo++** è la valutazione dell'influenza di un determinato scenario di mercato atteso, costituito dall'insieme dei parametri e vincoli del sistema elettrico e delle eventuali strategie di offerta dei concorrenti, sul prezzo spot dell'energia e sui volumi accettati (approccio deterministico). **Elfo++** simula un mercato liberalizzato in cui le società di produzione competono offrendo la propria produzione di energia elettrica direttamente in borsa o stipulando contratti bilaterali con i consumatori. A tal fine, **Elfo++** implementa, su un orizzonte annuale e con dettaglio orario, la soluzione ottima sul mercato elettrico dell'energia, caratterizzato da un system marginal price e da un sistema zonale di gestione delle congestioni sulla rete di trasmissione. **Elfo++** effettua una programmazione ottima (con l'obiettivo di minimizzare il costo sostenuto dal sistema per coprire la domanda di energia elettrica) su base oraria del parco di generazione idroelettrico a serbatoio e termoelettrico (assumendo priorità di dispacciamento per le produzioni rinnovabili) attraverso due fondamentali step di calcolo:

- **Unit Commitment:** durante questa fase, **Elfo++** determina lo stato orario ON/OFF di ciascuna unità termoelettrica sulla base di un ordine di merito economico (basato sui costi variabili di generazione) delle unità di produzione e rispettando i vincoli del sistema elettrico. La soluzione tiene in considerazione i costi di accensione e spegnimento delle unità termoelettriche e ne rispetta la flessibilità caratteristica (ovvero la frequenza delle manovre di accensione e spegnimento sostenibili dagli impianti, in modo dipendente dalla tecnologia di generazione).
- **Dispacciamento:** durante questa fase, **Elfo++** determina il diagramma di produzione orario di ciascuna unità termoelettrica in coordinamento con il dispacciamento idroelettrico e nel rispetto dei vincoli del sistema elettrico.
- **Determinazione del System Marginal Price:** la costruzione delle offerte potenza/prezzo da sottoporre al mercato spot per tutti i gruppi termoelettrici è affrontata partendo dai risultati dello unit commitment (in genere eseguito a minimi costi), che determina uno scenario di base da cui, differenziando le eventuali strategie di mark-up sui costi variabili di generazione per ciascun impianto, si innesca la formulazione delle offerte. Quindi, al mercato spot sono presentate le offerte orarie potenza/prezzo dei gruppi termici, in funzione della strategia adottata da ciascun impianto. L'energia idroelettrica è offerta a prezzo nullo secondo le quantità fissate dal dispacciamento idroelettrico eseguito attraverso la procedura programmazione a minimi costi (il che è equivalente a una allocazione delle produzioni idriche di tipo peak shaving, compatibilmente con i vincoli di min/max accumulo dei serbatoi idrici). La determinazione del prezzo orario zonale avviene attraverso la simulazione del matching fra domanda e offerta e compatibilmente con i vincoli di scambio fra le zone di mercato.

Simulazione di MSD

La simulazione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento è stata condotta nell'ambito degli scenari di riferimento per il sistema elettrico italiano definiti da Terna-Snam con la seguente metodologia:

- **1: Simulazione dei volumi di MSD attraverso una simulazione dedicata di Elfo++.**
La simulazione dei volumi sulla fase di programmazione di MSD, condotta con **Elfo++**, è implementata come differenza fra il dispacciamento ottimo del sistema elettrico nel rispetto dei principali vincoli di sicurezza e il dispacciamento a valle del MGP.
I requisiti di sicurezza tenuti in considerazione sono relativi alle bande rotanti di riserva primaria, secondaria e terziaria definiti, sulla base delle regole del Codice di Rete, a livello zonale. La partecipazione al MSD è assunta, secondo la disciplina del dispacciamento attualmente in essere, per tutti gli impianti programmabili di taglia rilevante e ipotizzando il contributo dello storage.

- 2: Simulazione dei volumi MB utilizzando un modello a rete neurale**
 Per la simulazione dei volumi è stata utilizzata un modello a rete neurale *feed-forward* che consente di cogliere le relazioni storicamente significative fra i volumi orari zionali accettati su MSD e i volumi orari zionali accettati su MB.
 Gli input usati per addestrare la rete neurale sono i volumi di MSD calcolati mediante backtest di Elfo++ per gli anni 2018-2019 (escludendo il 2020 per le sue dinamiche straordinarie) e i volumi MB orari zionali storici per il medesimo orizzonte temporale.
 La rete neurale è applicata ai volumi zionali orari MSD risultanti dalla simulazione di Elfo++ per ottenere la stima dei volumi orari zionali di MB.
- 3: Simulazione dei prezzi di MSD attraverso un modello statistico**
 Poiché il MSD è un mercato pay-as-bid dall'analisi storica si evince una distribuzione di prezzi accettati rispetto ai volumi approvvigionati da Terna. Partendo da tale evidenza, i prezzi di MSD, sia per la fase ex ante sia per il Mercato del Bilanciamento, sono stati stimati a livello zonale applicando ai prezzi orari di MGP simulati con Elfo++ i differenziali storicamente osservabili fra i prezzi zionali di MSD e di MGP.

5.2.4 Modalità di determinazione della capacità di trasporto

Le capacità di trasporto nei Punti di Entrata, di Uscita e di Riconsegna della rete di trasporto sono definite nel capitolo 2 del Codice di Rete, ove sono descritte anche le modalità con cui tali capacità sono determinate da Snam Rete Gas. Le capacità di trasporto nei Punti di Entrata, interconnessi con l'estero o con terminali GNL, sono determinate mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto, definendo i flussi in entrata e in uscita nella rete e verificando il rispetto dei vincoli di esercizio della rete. I dati di input delle simulazioni sono costituiti dai valori di portata giornaliera e/o di pressione nei Punti di Entrata, e dai valori di portata giornaliera e/o di pressione nei punti di Uscita/Riconsegna. I risultati delle simulazioni sono costituiti dai valori di pressione nei punti di Uscita/Riconsegna, dai valori di portata e di pressione del gas in transito nei vari tratti della rete e dai valori delle grandezze caratteristiche (ad es. la potenza e il numero di giri) del funzionamento delle centrali di compressione.

Le capacità di trasporto nei punti di Entrata possono essere messe a disposizione degli utenti con servizi di trasporto di tipo continuo o di tipo interrompibile. Le capacità di trasporto di tipo continuo sono calcolate in modo tale che il valore di capacità risultante è garantito in ogni situazione e in ogni periodo dell'Anno Termico. Tali capacità sono messe a disposizione per un orizzonte temporale pluriennale.

Oltre alle capacità di trasporto di tipo continuo, sono calcolate e messe a disposizione, su base annua, le capacità di trasporto di tipo interrompibile, il cui valore è determinato facendo ricorso a vincoli di esercizio meno severi di quelli utilizzati per il calcolo delle capacità di tipo continuo.

Le capacità di trasporto nei Punti di Uscita interconnessi con l'estero sono determinate con modalità analoghe a quelle utilizzate per i Punti di Entrata, tenendo conto della necessità di garantire le capacità di trasporto nei Punti di Uscita senza compromettere l'alimentazione dei mercati collegati alla rete in Italia. Le capacità di trasporto nei Punti di Uscita interconnessi con l'estero sono messe a disposizione su base annua.

Di seguito si riportano alcune informazioni sull'intero processo di definizione delle capacità di trasporto sulla rete Snam Rete Gas, incluse le caratteristiche tecniche del sistema di simulazione.

Programmi di simulazione della rete

Il sistema informatico utilizzato per le simulazioni di trasporto è costituito da un insieme di programmi rivolti alla simulazione, in regime stazionario, di reti magliate e di centrali di compressione. Il sistema attualmente utilizzato, denominato **SIRE2000**, è stato prodotto su specifiche di Snam Rete Gas.

L'interazione con il sistema da parte degli operatori di Snam Rete Gas avviene mediante un'interfaccia grafica che consente l'input dei dati necessari nel sistema e l'analisi dei risultati della simulazione.

Le principali caratteristiche del sistema permettono di:

- modellizzare la rete, rappresentandola con tratti di metanodotto e punti di calcolo che corrispondono, nel modello, a elementi fisici quali i nodi principali di connessione tra le condotte, i punti di stacco di derivazioni o di reti di distribuzione, i cambi di diametro o di profilo altimetrico delle condotte. I punti di calcolo sono posti pure in corrispondenza dell'aspirazione e della mandata delle centrali di compressione, dei Punti di Entrata interconnessi con i metanodotti di importazione, con i terminali GNL, con i campi di produzione, e infine con le interconnessioni con i campi di stoccaggio;
- concentrare i flussi di gas, in entrata e in uscita dalla rete, nei punti di calcolo;
- simulare la rete per calcolare le seguenti grandezze, risolvendo un sistema di equazioni di trasporto secondo formule e modelli riconosciuti dalla letteratura scientifica e dalle associazioni tecniche del gas:
 - pressione, temperatura e composizione del gas nei punti di calcolo;
 - portata e composizione del gas in ogni tratto di metanodotto;
 - portata in transito negli impianti di regolazione/riduzione della pressione localizzati lungo la rete, per verificarne la compatibilità rispetto alla capacità nominale dell'impianto;
 - punti di funzionamento delle centrali di compressione;
- utilizzare un modello relativo alle centrali di compressione, basato su:
 - applicazione del criterio di controllo caratteristico della centrale per la ripartizione della portata tra le unità;
 - simulazione realistica del punto di funzionamento di compressori e turbine, grazie all'utilizzo di un modello matematico che descrive le curve caratteristiche delle singole macchine, risultanti dalle rilevazioni in campo (ove disponibili) o dalle curve attese fornite dai costruttori; tale simulazione consente, con buona approssimazione, la determinazione del perimetro di funzionamento delle centrali basato sulle effettive curve limite (antisurge, minimo e massimo numero di giri, massima potenza);
 - calcolo delle grandezze caratteristiche delle unità di compressione, basato sul modello delle macchine (ad esempio: consumo di gas, potenza richiesta dal compressore, potenza fornita dalla turbina, numero di giri).

I modelli di calcolo utilizzati adottano le seguenti principali equazioni di base:

- calcolo delle perdite di carico: Equazione di Fergusson;
- equazione di stato per il calcolo di Z e dei fattori derivati: Equazione Redlich-Kwong;
- calcolo del friction factor: Equazione di Colebrook;
- calcolo della viscosità: Metodo di Dean-Stiel.

Vincoli di esercizio

Pressioni di consegna

Le pressioni minime contrattuali di consegna nei Punti di Entrata, concordate con gli operatori interconnessi alla rete di trasporto già in fase di dimensionamento degli impianti di interconnessione, sono pubblicate sul sito Internet di Snam Rete Gas, in accordo a quanto stabilito dal Codice di Rete.

I valori delle pressioni di consegna attualmente in vigore sono i seguenti:

Tabella 22: Vincoli di pressione contrattuale

PUNTO DI ENTRATA	PRESSIONE MINIMA CONTRATTUALE (BAR REL)
Tarvisio	52,5
Gorizia	64
Passo Gries *	49/52
Mazara del Vallo	75
Gela	70
Melendugno	74,5
Panigaglia	70
Livorno	80
Cavarzere	70

* Pressione riferita alla stazione di misura di Masera (52 bar rel. per flussi tra 0 – 400.000 Nm³/h e 49 bar rel. per flussi superiori a 400.000 Nm³/h).

Pressioni massime nei metanodotti

La pressione in un metanodotto non può mai essere superiore alla massima pressione di esercizio del metanodotto prevista dalla normativa vigente, cioè la pressione dichiarata all'autorità Competente VVF), valore generalmente coincidente con la pressione di progetto della condotta.

Nelle simulazioni di trasporto si considerano pressioni massime nei metanodotti inferiori di 1 bar rispetto alla massima pressione operativa, al fine di evitare il superamento di tale valore per effetto di variazioni altimetriche o di regimi transitori di trasporto. Alcuni tratti dei metanodotti a valle dei punti di entrata di Passo Gries e Tarvisio, costruiti nei primi anni '70 e quasi interamente duplicati o triplicati con nuove linee, sono eserciti con una massima pressione operativa più bassa.

Pressioni minime nei metanodotti

I vincoli di pressione minima nei metanodotti tengono conto:

- delle pressioni minime di funzionamento delle centrali di compressione, incrementate per tenere conto delle fluttuazioni di pressione della rete nel corso della giornata o in presenza di transitori;
- dei rapporti di compressione delle centrali di compressione, che nella rete di trasporto Snam Rete Gas assumono valori compresi tra 1,4 e 1,5 (70/50 bar rel. sulla rete di trasporto con CPI di 70 bar rel.; 75/50 bar rel. sulla rete di trasporto con CPI di 75 bar rel.);
- della necessità di mantenere un livello minimo di pressione ai terminali delle reti che si dipartono dai nodi e dalla rete di trasporto, in modo da far fronte ai picchi di prelievo che altrimenti tenderebbero a svuotare le condotte nelle ore di punta (il quantitativo di gas contenuto nei metanodotti è infatti direttamente proporzionale alla pressione);

- delle pressioni minime di riconsegna agli stoccaggi, incrementate per tenere conto delle fluttuazioni di pressione nel corso della giornata o in presenza di transitori;
- delle pressioni minime di ingresso degli impianti di riduzione/regolazione della pressione;
- delle pressioni minime garantite nei punti di consegna.

I vincoli di pressione minima nei metanodotti sono imposti all'ingresso delle centrali di compressione e nei principali nodi della rete di trasporto, in modo che in qualsiasi altro punto della rete simulata la pressione risulti sempre superiore ai valori minimi desiderati.

La pressione minima è pari a 49 bar rel. nei nodi di Mortara e Sergnano e a 54 bar rel. nel nodo di Minerbio. Per quanto riguarda le pressioni minime in ingresso alle centrali di compressione, si considerano valori di 49 bar rel.

Funzionamento delle centrali di compressione

Nelle simulazioni di trasporto è previsto il funzionamento delle centrali di compressione entro i seguenti parametri:

- potenza di centrale, definita come la somma delle potenze erogate dalle turbine in funzione, inferiore al $95\pm 1\%$ della potenza massima disponibile (MW);
- numero di giri di compressore e turbina, inferiore al $100\pm 1\%$ dei giri nominali (RPM).

I campi di funzionamento sopra definiti consentono di mantenere dei margini di sicurezza che, tenendo conto delle approssimazioni insite nella simulazione del funzionamento delle unità, permettono di far fronte alle condizioni operative che si possono verificare nella realtà (principalmente i fenomeni transitori legati alle fluttuazioni giornaliere del trasporto).

Ai fini dell'affidabilità del sistema di trasporto nelle condizioni operative ordinarie, in ogni centrale è mantenuto a scorta un numero di unità di compressione tale da garantire che la somma delle potenze delle unità di scorta risulti maggiore o uguale alla potenza di ciascuna delle unità in funzione.

Ad esempio, in una centrale costituita da due unità di compressione di potenza nominale di 10 MW e due unità di compressione di potenza nominale di 25 MW, la massima potenza nominale per la quale risulta sempre garantita la scorta è 45 MW.

Altre limitazioni nella gestione delle centrali sono conseguenti: alla mappatura dei compressori installati, che delimita il campo di prevalenze/portate ammesse per ogni macchina, ai coefficienti di riduzione della potenza erogata dalle turbine e dell'efficienza dei compressori, che tengono conto dell'invecchiamento delle macchine, alle perdite di carico localizzate in corrispondenza dei filtri, dell'air cooler e delle tubazioni di centrale.

Vincoli sulla rete di trasporto regionale

Nell'ambito delle verifiche idrauliche sulla rete di trasporto regionale, quali indicatori significativi del grado di "saturazione" della rete vengono considerati i seguenti parametri in uno scenario di massimo trasporto (temperature estreme):

- la caduta di pressione (o perdita di carico) lungo una condotta: le perdite di carico in una condotta sono considerate critiche per la continuità del servizio di trasporto quando inducono una pressione al punto terminale della condotta pari al 70% di quella al suo inizio;
- la velocità del gas lungo le condotte: velocità troppo elevate inducono fenomeni di vibrazione e rumore negli impianti; si assume quale valore limite di riferimento per i potenziamenti una velocità pari a 20 m/s;
- la portata in transito negli impianti di regolazione/riduzione della pressione: la portata oraria in transito negli impianti di riduzione della pressione deve essere inferiore alla massima portata nominale degli impianti.

Flussi in entrata e in uscita nella rete

La definizione dei flussi di gas in entrata e in uscita nella rete è effettuata sulla base dei criteri generali di seguito descritti.

Punti di Riconsegna

I prelievi di gas dai Punti di Riconsegna non sono costanti durante l'anno ma soggetti a variazioni stagionali (ad esempio la diversa incidenza tra estate e inverno dei prelievi per il riscaldamento o il comportamento stagionale di alcuni settori dell'industria); pertanto la stima dei relativi flussi in uscita è effettuata elaborando molteplici scenari, che rappresentano la previsione di portata giornaliera caratteristica, per i diversi periodi dell'anno, di ciascun Punto di Riconsegna.

Punti di Entrata e Uscita della rete nazionale interconnessi con l'estero

Le capacità di trasporto continue sono calcolate con uno scenario di prelievo estivo, che costituisce lo scenario più gravoso per i Punti di Entrata da sud e da nord-est in quanto è caratterizzato da prelievi inferiori rispetto agli altri scenari. In questo scenario, infatti, il gas immesso nei Punti di Entrata deve essere trasportato per lunghe distanze verso i campi di stoccaggio situati nelle aree nordoccidentali, nordorientali e centrali dell'Italia. Le capacità di trasporto (continue e interrompibili) calcolate con questo scenario possono pertanto essere garantite in qualsiasi altro momento dell'anno. Per il Punto di Entrata di Passo Gries, situato in prossimità degli stoccaggi e di importanti poli di prelievo, l'effetto di stagionalità sul trasporto è meno accentuato e pertanto deve essere verificato ogni volta quale scenario permette di garantire la capacità di trasporto continua in qualsiasi momento dell'anno.

Le capacità di trasporto interrompibili sono determinate sia con gli scenari estivi che con gli scenari invernali.

Le capacità di trasporto dei Punti di Uscita di Passo Gries, Tarvisio e Gorizia sono calcolate con uno scenario di prelievo invernale che costituisce lo scenario più gravoso. Infatti, in tale scenario, sulle infrastrutture di trasporto devono transitare, oltre ai quantitativi di gas destinati all'esportazione, anche quelli destinati al mercato locale che, in inverno, risultano maggiori rispetto a quelli previsti negli altri periodi dell'anno. Le capacità di trasporto calcolate con questo scenario possono pertanto essere garantite in qualsiasi altro momento dell'anno.

Campi di stoccaggio e di produzione nazionale

I campi di stoccaggio sono caratterizzati da flussi in uscita dalla rete negli scenari estivi e da flussi in entrata nella rete negli scenari invernali. Negli scenari estivi si considera un flusso in uscita verso i campi di stoccaggio pari a $60 \text{ MSm}^3/\text{giorno}$. Tale valore è coerente con l'ipotesi di immissione in stoccaggio, nel periodo estivo, di un volume totale di gas rappresentativo di una campagna di ricostituzione degli stoccaggi conseguente a un inverno particolarmente rigido.

Negli scenari invernali si considera un flusso in entrata dagli stoccaggi in grado di compensare la differenza tra i flussi in entrata (importazioni e produzioni nazionali) e i flussi in uscita (punti di riconsegna ed esportazioni) nella rete, tenendo conto delle capacità di erogazione e dei dati storici di portata in erogazione di ogni singolo campo.

I flussi in entrata alla rete di trasporto dai campi di produzione nazionale sono determinati a partire dalle previsioni fornite dagli operatori dei campi di produzione sul volume annuo di produzione e dei volumi di produzione di ogni singolo campo risultanti dai dati storici, ipotizzando produzioni costanti durante l'anno.

5.3 / Determinazione dei costi

Per tutti i progetti sono stati utilizzati i costi determinati come indicato nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi-Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” approvato dall’ARERA con la Delibera 230/2019/R/Gas e pubblicato sul sito Snam.



Allegati

Per quanto concerne le informazioni di cui all'art. 2.1dbis), 2.1f), 3.1 c) e 7.1bis) della Delibera 468/2018/R/gas, si rimanda agli allegati pubblicati sul sito Snam.

Allegato I.a

—

Schede Progetto
di Sviluppo Nazionale

Potenziamento per nuove importazioni da Sud

Informazioni sul contesto di riferimento

Il progetto riguarda la creazione di nuova capacità di trasporto nei punti di entrata del Sud Italia. Le informazioni sul contesto di riferimento considerate nel Piano sono descritte nel “Documento di descrizione degli scenari (DDS 2020)” e nel Documento “Scenario National Trend Italia” (gennaio 2021) redatti in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

Analisi della domanda e dell'offerta

Analisi della domanda

Le assunzioni effettuate sulla domanda gas per l'analisi del progetto sono descritte nel Documento di descrizione degli scenari (DDS 2020)” e del Documento “Scenario National Trend Italia” (gennaio 2021) redatti in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

Analisi dell'offerta

Il progetto riguarda la creazione di nuova capacità di trasporto nei punti di entrata del Sud Italia. Il gas in ingresso dal nuovo punto sarà disponibile per tutto il mercato italiano, pertanto si ritiene opportuno rifarsi a quanto già espresso nel Documento di descrizione degli scenari (DDS 2020)” e nel Documento “Scenario National Trend Italia” (gennaio 2021) redatti in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam e al dettaglio dato nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di Snam. L'infrastruttura interconnessa al progetto di Snam Rete Gas è inserita nel contesto delle infrastrutture europee del gas e, per apprezzarne i benefici in maniera corretta è necessario valutarla in tale contesto. Le assunzioni fatte sono anch'esse riepilogate nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di Snam Rete Gas.

Elementi informativi del progetto

Denominazione intervento

Pot. Nuove importazioni da Sud

Codice identificativo intervento

COD. SRG: IT_SRG_RN_04, IT_SRG_RN_05 e IT_SRG_RN_14
TYNDP ENTSG: TRA-N-007 e TRA-N-1195

Opere principali e accessorie

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_RN_04_a	Met. Sulmona – Foligno	1200	170	-	75	principale
IT_SRG_RN_04_b	Met. Foligno – Sestino	1200	114	-	75	principale
IT_SRG_RN_04_c	Met. Sestino – Minerbio	1200	141	-	75	principale
IT_SRG_RN_04_d	Centrale di Sulmona	-	-	33	-	principale
IT_SRG_RN_05	Met. Matagiola – Massafra	1400	80	-	75	principale
IT_SRG_RN_14	Imp. di regolazione di Moliterno	-	-	-	75	accessoria

Obiettivo generale dell'intervento

- sicurezza dell'approvvigionamento
- concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento

Obiettivi specifici	<ul style="list-style-type: none">• resilienza del sistema• risoluzione congestioni• flessibilità infrastrutturale• continuità della fornitura• sviluppo della concorrenza, competizione e liquidità• disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento									
Categoria principale intervento	Potenziamento di interconnessione con l'estero esistente									
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2014-2023 per IT_SRG_RN_04, Piano Decennale 2016-2025 per IT_SRG_RN_14 Piano Decennale 2016-2025 per IT_SRG_RN_05									
Incremento delle capacità di trasporto	<table><tr><th>PUNTO DELLA RETE IMPATTATO</th><th>DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)</th><th>INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM3/G]</th></tr><tr><td>Il progetto permette l'incremento della capacità complessiva dei punti di entrata da Sud</td><td>Entrata</td><td>24 MSm3/g</td></tr><tr><td>Il progetto permette inoltre l'incremento della capacità massima in Puglia</td><td>Entrata</td><td>30 MSm3/g *</td></tr></table> <p>* la capacità massima dei punti di entrata in Puglia sarà di 74 MSm3/g</p>	PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM3/G]	Il progetto permette l'incremento della capacità complessiva dei punti di entrata da Sud	Entrata	24 MSm3/g	Il progetto permette inoltre l'incremento della capacità massima in Puglia	Entrata	30 MSm3/g *
PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM3/G]								
Il progetto permette l'incremento della capacità complessiva dei punti di entrata da Sud	Entrata	24 MSm3/g								
Il progetto permette inoltre l'incremento della capacità massima in Puglia	Entrata	30 MSm3/g *								
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto	(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative) La Linea Adriatica consente di potenziare le capacità della direttrice di importazione da Sud. Il metanodotto Matagiola – Massafra è correlato invece a infrastrutture di trasporto nuove o esistenti con approdo in Puglia									
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Non applicabile									
Indicazione dello stato dell'intervento	Pianificazione e progettazione									

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RN_04a	05/07/2006	19/02/2007	20/06/2011	01/2024	31/01/2005	14/03/2011	01/2027	06/2028
IT_SRG_RN_04b	05/07/2006	19/02/2007	19/05/2014	01/2025	31/01/2005	16/05/2011	01/2027	06/2028
IT_SRG_RN_04c	05/07/2006	19/02/2007	25/01/2012	12/05/2015	15/03/2005	09/12/2008	01/2027	06/2028
IT_SRG_RN_04d	18/07/2005	25/09/2006	21/06/2011	07/03/2018	31/01/2005	07/03/2011	10/2023	03/2026
IT_SRG_RN_05	06/2021	12/2021	07/2022	03/2025	07/2022	01/2025	01/2026	06/2028
IT_SRG_RN_14	2021	06/2021	03/2022	12/2024	NA	NA	4/2026	6/2028

Localizzazione intervento



Benefici

Totale benefici periodo di analisi di 25 anni

Costi

Benefici monetari

Totale benefici periodo di analisi



Analisi costi / benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" secondo i dettagli riportati nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM.

		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]
IT_SRG_RN_04_a	Met. Sulmona – Foligno	520
IT_SRG_RN_04_b	Met. Foligno – Sestino	390
IT_SRG_RN_04_c	Met. Sestino – Minerbio	465
IT_SRG_RN_04_d	Centrale di Sulmona	190
IT_SRG_RN_05	Met. Matagiola – Massafra	305
IT_SRG_RN_14	Imp. di regolazione di Moliterno	3

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2020 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
1.873	67	1.873	2,0

		BAU [B€]	CEN [B€]	NT [B€]
● B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	NORD: -	NORD: 8,0	NORD: 7,5
		EQ: 2,3	EQ: 3,9	EQ: 3,9
		SUD: -	SUD: 7,0	SUD: 6,5
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	NORD: -	NORD: 2,2	NORD: 0,6
		EQ: 2,8	EQ: 0	EQ: 0
		SUD: -	SUD: 0	SUD: 0
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 a emissioni di CO ₂			
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO ₂			
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			

Benefici qualitativi

La disponibilità della centrale di compressione di Sulmona garantisce un incremento delle portate trasportabili provenienti dall'erogazione dello stoccaggio di Fiume Treste. Lo sfruttamento della piena capacità erogativa di punta dello stoccaggio di Fiume Treste mette a disposizione del sistema italiano una maggiore flessibilità che permette un contenimento dei prezzi in caso di eventi caratterizzati da una domanda di punta giornaliera significativa.

Indicatori di performance

ANALISI 1° STADIO					ANALISI 2° STADIO				
		VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD			VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
BAU	NORD	-	-	-			-	-	-
	EQU	1.179	1,9	7 anni			1.179	1,9	7 anni
	SUD	-	-	-			-	-	-
CEN	NORD	3.768	3,8	3 anni			3.768	3,8	3 anni
	EQU	644	1,5	7 anni			644	1,5	7 anni
	SUD	1.916	2,4	7 anni			1.916	2,4	7 anni
NT	NORD	2.634	2,9	4 anni			2.634	2,9	4 anni
	EQU	682	1,5	7 anni			682	1,5	7 anni
	SUD	1.739	2,3	6 anni			1.739	2,3	6 anni

Sensitivity fattori critici (switching value)

CAPEX + OPEX			CODG	ANNO EE
BAU	NORD	-	-	-
	EQU	+80%	Non critico	+ 9 anni
	SUD	-	-	-
CEN	NORD	Non critico	Non critico	+14 anni
	EQU	+50%	Non critico	+5 anni
	SUD	Non critico	Non critico	+13 anni
NT	NORD	Non critico	Non critico	+13 anni
	EQU	+50%	Non critico	+ 6 anni
	SUD	Non critico	Non critico	+12 anni

Indicatori quantitativi

			2025	2030	2040
BAU	N-1	Inerziale	104	106	105
		Con il progetto	104	112	111
	IRDI	Inerziale	1.819	1.819	1.819
		Con il progetto	1.819	1.764	1.764
	CEN	Inerziale	108	118	132
		Con il progetto	108	124	139
CEN	N-1	Inerziale	108	118	132
		Con il progetto	108	124	139
	IRDI	Inerziale	1.819	1.819	1.819
		Con il progetto	1.819	1.764	1.764
	NT	Inerziale	108	118	122
		Con il progetto	108	125	128
NT	IRDI	Inerziale	1.819	1.819	1.819
		Con il progetto	1.819	1.764	1.764

Centrali Dual Fuel

Informazioni sul contesto di riferimento

Il progetto permette di sostituire i turbocompressori più inquinanti e prossimi al termine della vita utile con macchine più efficienti sotto il punto di vista del consumo di energia primaria e con un minore impatto ambientale in termini di emissioni di gas a effetto serra e altre emissioni inquinanti. Per quanto riguarda la centrale di Malborghetto le due macchine oggetto di sostituzione devono essere dismesse per le prescrizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale a causa delle emissioni inquinanti troppo elevate. L'intervento consente inoltre di preservare le capacità esistenti sui punti di entrata della rete nazionale. Le informazioni sul contesto di riferimento considerate nel Piano sono descritte nel Documento di descrizione degli scenari (DDS 2020)" e nel Documento "Scenario National Trend Italia" (gennaio 2021) redatti in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

Analisi della domanda e dell'offerta

Analisi della domanda

Le assunzioni effettuate sulla domanda gas per l'analisi del progetto sono descritte nel Documento di descrizione degli scenari (DDS 2020)" e nel Documento "Scenario National Trend Italia" (gennaio 2021) redatti in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

Analisi dell'offerta

Si ritiene opportuno rifarsi a quanto già espresso nel Documento di descrizione degli scenari (DDS 2020)" e nel Documento "Scenario National Trend Italia" (gennaio 2021) redatti in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam e al dettaglio dato nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM.

Elementi informativi del progetto

Denominazione intervento

Centrali dual fuel

Codice identificativo intervento

COD. SRG: IT_SRG_RN_18
TYNDP ENTSG: ETR-F-599 (solo per IT_SRG_RN_18 a)

Opere principali e accessorie

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_RN_18 a	Centrale Malborghetto	-	-	24	75	principale
IT_SRG_RN_18 b	Centrale Messina	-	-	24	75	principale
IT_SRG_RN_18 c	Centrale Poggio Renatico	-	-	15	75	principale
IT_SRG_RN_18 d	Centrale Istrana	-	-	25	75	principale
IT_SRG_RN_18 e	Centrale Montesano	-	-	25	75	principale
IT_SRG_RN_18 f	Centrale Gallese	-	-	25	75	accessoria

Obiettivo generale dell'intervento

- integrazione del mercato
- sicurezza dell'approvvigionamento
- sostenibilità ambientale

Obiettivi specifici

- Integrazione con il mercato UE
- resilienza del sistema
- flessibilità infrastrutturale
- continuità della fornitura
- Riduzione emissioni CO₂
- Riduzione emissioni altri inquinanti
- Integrazione FER elettriche
- Efficienza energetica

Categoria principale intervento

Sostituzione infrastrutture esistenti

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2019-2028 per IT_SRG_RN_18 a/b/c
Piano Decennale 2021-2030 per IT_SRG_RN_18 d/e/f

Incremento delle capacità di trasporto

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM3/G]
Tutti i punti di entry	Entrata	Nel caso in cui le macchine non venissero sostituite, si avrebbe una diminuzione della capacità di entry dai punti esistenti di circa 40 MSm3/g

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto

(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Non applicabile

Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Non applicabile

Indicazione dello stato dell'intervento

Realizzazione

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RN_18	2018-2022	2019-2023	2020 -2025	2021-2026	2020 – 2025	2021-2026	2022-2027	2024-2028

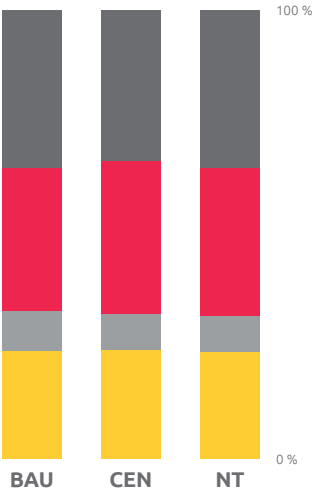
Localizzazione intervento



Benefici
 Totale benefici periodo di analisi di 25 anni

Costi

Benefici monetari
 Totale benefici periodo di analisi



Benefici monetari aggiuntivi

Analisi costi / benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” secondo i dettagli riportati nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di SNAM.

		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]	OPEX SINGOLI PROGETTI [M€/ANNO]
IT_SRG_RN_18 a	Centrale Malborghetto	92	0,05
IT_SRG_RN_18 b	Centrale Messina	80	0,05
IT_SRG_RN_18 c	Centrale Poggio Renatico	59	0,11
IT_SRG_RN_18 d	Centrale Istrana	80	0,05
IT_SRG_RN_18 e	Centrale Montesano	80	0,11
IT_SRG_RN_18 f	Centrale Gallese	80	0,05

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2020 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
471	9,2	471	0,42

		BAU [M€]	CEN [M€]	NT [M€]
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 a emissioni di CO ₂	263	207	210
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO ₂	95	68	70
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico			
B8	Riduzione dei costi di compressione	351	291	292
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	388	288	310

Considerando nello scenario controfattuale di sostituire le macchine obsolete con nuovi turbocompressori (cfr. art. 4 del. 539/2020/R/gas) in luogo a elettrocompressori, si ottiene nei tre scenari un beneficio aggiuntivo pari a **389 M€** riconducibile ai costi risparmiati con gli elettrocompressori in termini di CAPEX e OPEX rispetto ai nuovi turbocompressori

Benefici qualitativi

Il progetto rappresenta un contributo importante verso la decarbonizzazione e una maggiore efficienza del sistema energetico. L'incremento di efficienza degli elettrocompressori consentirà di soddisfare i fabbisogni di compressione del gas con un minore consumo di energia primaria. Questo permetterà una riduzione significativa dei costi di compressione e, allo stesso tempo, diminuirà le emissioni di gas climalteranti e altri inquinanti locali, con una riduzione delle esternalità negative a essi associati. In ottica di sector coupling, i nuovi elettrocompressori rappresenteranno una risorsa aggiuntiva di flessibilità per il sistema elettrico e potranno fornire risorse di bilanciamento sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, riducendo i costi dei servizi di rete e contribuendo a un'integrazione più efficiente della generazione rinnovabile. I compressori elettrici inoltre garantiscono una maggiore flessibilità di utilizzo soprattutto per quanto riguarda i bassi carichi che, data la variabilità delle condizioni di trasporto, costituisce un valore aggiunto.

Indicatori di performance

	ANALISI 1° STADIO			ANALISI 2° STADIO		
	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
BAU	593	2,7	3 anni	593	2,7	3 anni
CEN	472	2,4	3 anni	472	2,4	3 anni
NT	485	2,4	3 anni	485	2,4	3 anni

Sensitivity fattori critici (switching value)

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
BAU	Non critico	N.A.	+ 7 anni
CEN	+135%	N.A.	+6 anni
NT	Non critico	N.A.	+6 anni

Indicatori quantitativi

			2025	2030	2040
BAU	N-1	Inerziale		non applicabile	
		Con il progetto			
	IRDI	Inerziale			
		Con il progetto			
CEN	N-1	Inerziale		non applicabile	
		Con il progetto			
	IRDI	Inerziale			
		Con il progetto			
NT	N-1	Inerziale		non applicabile	
		Con il progetto			
	IRDI	Inerziale			
		Con il progetto			

Allegato I.b

—

Schede Progetto
di Sviluppo Regionale

Potenziamento Metanodotto Boltiere – Bergamo

Elementi informativi relativi all'intervento

Elementi informativi del progetto

L'esistente Metanodotto Boltiere – Bergamo DN200 (8") assicura il servizio di trasporto a un consistente bacino d'utenza comprendente 12 punti di riconsegna interconnessi con clienti finali e 11 punti di riconsegna interconnessi con reti di distribuzione, tra i quali la città di Bergamo.

A fronte degli impegni assunti da Snam Rete Gas in termini di capacità di trasporto, la struttura sopra citata risulta al limite rispetto ai criteri di affidabilità e flessibilità richiesti nella gestione delle reti di trasporto.

Il progetto di potenziamento consentirà di incrementare la capacità di trasporto della rete regionale interessata al servizio del bacino d'utenza sopra descritto, ripristinando assetti di trasporto in linea con gli standard di affidabilità e flessibilità richiesti e di disporre di adeguati margini per far fronte a eventuali sviluppi del mercato locale del gas, nel medio-lungo periodo. Le nuove realizzazioni permetteranno infine di sostituire le strutture esistenti, realizzate tra il 1961 e il 1971.

Denominazione intervento

Elementi informativi del progetto

Potenziamento Metanodotto Boltiere – Bergamo

Codice identificativo intervento

COD. SRG: IT_SRG_RR_0062

Obiettivo generale dell'intervento

Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio

Obiettivi specifici

Resilienza del sistema, flessibilità infrastrutturale / Continuità e affidabilità del servizio

Categoria principale intervento

Potenziamento rete esistente

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2014-2023

Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso

Incremento della capacità di trasporto della rete

(ove applicabile)

Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità

Nr. 23 Punti di Riconsegna

(ove applicabile)

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto

(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Non applicabile

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Non applicabile

Indicazione dello stato dell'intervento

In costruzione

Avanzamento rispetto al piano decennale precedente

In ritardo per cause esogene

Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_0062a	Met. Osio Sopra – Stezzano	Principale	400	6,2	24	Pianificato	In costruzione
IT_SRG_RR_0062b	Impianto di riduzione di Osio Sopra (pot. 120.000 Sm ³ /h)	Principale	-	-	64/24	Pianificato	In esercizio
IT_SRG_RR_0062c	Altre opere connesse	Accessorie	100 ÷ 400	2,0	24	Pianificato	In costruzione

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RR_0062	lug-01	nov-09	mar-16	nov-18	na	na	lug-19	giu-21

Localizzazione intervento



Benefici

Totale benefici periodo di analisi di 25 anni

Analisi costi / benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” secondo i dettagli riportati nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di Snam.

Costi

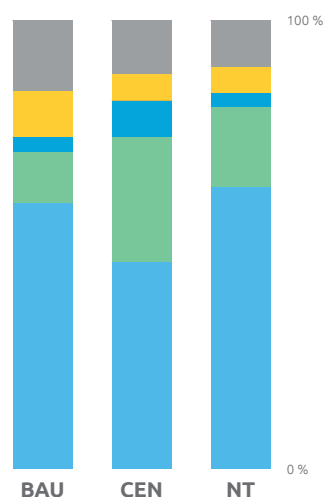
		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]
IT_SRG_RR_0062a	Met. Osio Sopra – Stezzano	9,5
IT_SRG_RR_0062b	Impianto di riduzione di Osio Sopra (pot. 120.000 Sm3/h)	4,7
IT_SRG_RR_0062c	Altre opere connesse	3,1

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2020 [M€]	CAPEX TOTALI (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
17,3	16	16,4	0,030

Analisi di domanda

		2025 [MMC/G]	2040 [MMC/G]
BAU	Domanda di punta Eccezionale	1,64	1,59
	Domanda di punta Normale	1,36	1,38
	Sostituzione combustibile	Un nuovo punto di riconsegna per un volume di 2,3 MSm3/anno	
CEN	Domanda di punta Eccezionale	1,6	1,4
	Domanda di punta Normale	1,35	1,3
	Sostituzione combustibile	Un nuovo punto di riconsegna per un volume di 5,0 MSm3/anno	
NT	Domanda di punta Eccezionale	1,65	1,48
	Domanda di punta Normale	1,34	1,25
	Sostituzione combustibile	Un nuovo punto di riconsegna per un volume di 2,5 MSm3/anno	

Benefici monetari Totale benefici periodo di analisi



		BAU [M€]	CEN [M€]	NT [M€]
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	52	23	42
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-	-	-
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	10	14	12
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	3	4	2
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 a emissioni di CO ₂	9	3	4
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO ₂	14	6	7
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	-	-	-

Indicatori di performance

	ANALISI 1° STADIO			ANALISI 2° STADIO		
	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
BAU	15	1,9	2029	15	1,9	2029
CEN	38	3,3	2026	37	3,2	2026
NT	25	2,5	2027	25	2,5	2028

Sensitivity Switching Value 2° Stadio

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
BAU	94%	Non critical	+10 anni
CEN	Non critical	Non critical	+15 anni
NT	Non critical	Non critical	+11 anni

Metanodotto Mornico al Serio – Travagliato

Elementi informativi relativi all'intervento

Elementi informativi del progetto

Il metanodotto DN500 (20") Mornico al Serio – Travagliato si sviluppa per circa 25 km, e si inserisce nell'ambito di un più ampio programma di potenziamento della Rete Regionale in Lombardia realizzando una nuova linea di trasporto da Azzano Mella (BS) a Zanica (BG). In quest'ambito, il tratto Mornico al Serio – Travagliato rappresenta il completamento dell'intera struttura sopra descritta.

L'opera consentirà di ripristinare adeguati assetti di trasporto in linea con i criteri di affidabilità e flessibilità richiesti.

Consentirà inoltre di fronteggiare eventuali sviluppi dei consumi di gas naturale, nel medio-lungo termine, nelle province di Brescia e Bergamo.

Denominazione intervento

Elementi informativi del progetto

Metanodotto Mornico al Serio – Travagliato

Codice identificativo intervento

COD. SRG: IT_SRG_RR_0067

Obiettivo generale dell'intervento

Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio

Obiettivi specifici

-

Categoria principale intervento

Potenziamento rete esistente

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2014-2023

Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso

Incremento della capacità di trasporto della rete regionale della Lombardia

(ove applicabile)

Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità

Non applicabile

(ove applicabile)

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto

(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Non applicabile

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Non applicabile

Indicazione dello stato dell'intervento

In costruzione

Avanzamento rispetto al piano decennale precedente

In ritardo per cause esogene

Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_0067a	Met. Mornico al Serio – Travagliato: tratto Mornico al Serio – Chiari	Principale	500	11,4	75	Pianificato	In esercizio
IT_SRG_RR_0067b	Met. Mornico al Serio – Travagliato: tratto Chiari – Travagliato	Principale	500	13,5	75	Pianificato	In costruzione

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RR_0067	dic-03	lug-15	mag-18	ott-18	na	na	feb-20	2021

Localizzazione intervento



Benefici

Totale benefici periodo di analisi di 25 anni

Analisi costi / benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” secondo i dettagli riportati nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di Snam.

Costi

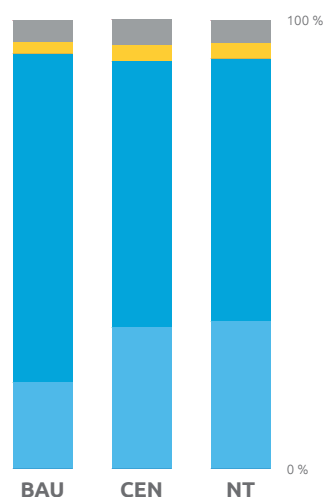
		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]
IT_SRG_RR_0067a	Met. Mornico al Serio – Travagliato: tratto Mornico al Serio – Chiari	-
IT_SRG_RR_0067b	Met. Mornico al Serio – Travagliato: tratto Chiari – Travagliato	-

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2020 [M€]	CAPEX TOTALI (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
33,3	30,1	31,2	0,080/anno

Analisi di domanda

		2025 [MMC/G]	2040 [MMC/G]
BAU	Domanda di punta Eccezionale	NA	NA
	Domanda di punta Normale	9,7	9,2
	Sostituzione combustibile	Offerta di allacciamento accettata per un nuovo punto di riconsegna CNG per un volume di 2,3 MSm3/anno	
CEN	Domanda di punta Eccezionale	NA	NA
	Domanda di punta Normale	9,4	8,4
	Sostituzione combustibile	Offerta di allacciamento accettata per un nuovo punto di riconsegna CNG per un volume di 2,3 MSm3/anno	
NT	Domanda di punta Eccezionale	NA	NA
	Domanda di punta Normale	9,2	8,5
	Sostituzione combustibile	Offerta di allacciamento accettata per un nuovo punto di riconsegna CNG per un volume di 2,3 MSm3/anno	

Benefici monetari Totale benefici periodo di analisi



		BAU [M€]	CEN [M€]	NT [M€]
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	23	24	38
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	88	64	68
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 a emissioni di CO ₂	3	4	4
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO ₂	6	6	6
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	-	-	-

Indicatori di performance

	ANALISI 1° STADIO			ANALISI 2° STADIO		
	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
BAU	48	2,7	2026	46	2,5	2027
CEN	36	2,3	2027	34	2,1	2028
NT	45	2,6	2027	43	2,4	2027

Sensitivity Switching Value 2° Stadio

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
BAU	Non critical	-82%	+11 anni
CEN	Non critical	-79%	+9 anni
NT	Non critical	Non critical	+12 anni

Metanodotto Desio – Biassono

Elementi informativi relativi all'intervento

Elementi informativi del progetto

La rete di trasporto regionale esistente costituita dai metanodotti DN200 (8") Vimercate – Biassono e Lissone – Biassono, dello sviluppo totale di circa 21 km, unitamente al potenziamento già realizzato DN300 (12") del metanodotto Vimercate – Biassono di circa 6 km, assicurano il servizio di trasporto per un consistente bacino d'utenza composto da 27 punti di riconsegna, di cui 15 interconnessi con clienti finali e 12 interconnessi con reti di distribuzione. Considerando gli attuali impegni di capacità di trasporto, i suddetti metanodotti e alcune strutture da essi derivate risultano al limite rispetto ai criteri di affidabilità e flessibilità richiesti nella gestione delle reti di trasporto.

In tale contesto, la realizzazione del metanodotto Desio – Biassono consentirà di incrementare la capacità della rete regionale interessata, ripristinando assetti di trasporto in linea con gli standard di affidabilità e flessibilità richiesti, con adeguati margini per far fronte a eventuali esigenze aggiuntive di capacità di trasporto nel medio-lungo periodo.

Elementi informativi del progetto

Denominazione intervento

Metanodotto Desio – Biassono

Codice identificativo intervento

COD. SRG: IT_SRG_RR_0070

Obiettivo generale dell'intervento

Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio

Obiettivi specifici

-

Categoria principale intervento

Potenziamento rete esistente

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2014-2023

Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso

Incremento della capacità di trasporto della rete regionale

(ove applicabile)

Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità

Nr. 27 Punti di Riconsegna

(ove applicabile)

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto

(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Non applicabile

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Non applicabile

Indicazione dello stato dell'intervento

In costruzione

Avanzamento rispetto al piano decennale precedente

Ritardo per cause esogene (ottenimento permessi)

Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_0070a	Met. Desio – Biassono	Principale	400	4,4	12	Pianificato	In costruzione
IT_SRG_RR_0070b	Altre opere connesse	Accessorie	100 ÷ 500	0,4	12	Pianificato	In costruzione

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RR_0070	gen-07	set-16	lug-17	lug-19	na	na	ago-20	set-21

Localizzazione intervento



Benefici

Totale benefici periodo di analisi di 25 anni

Analisi costi / benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” secondo i dettagli riportati nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di SNAM.

Costi

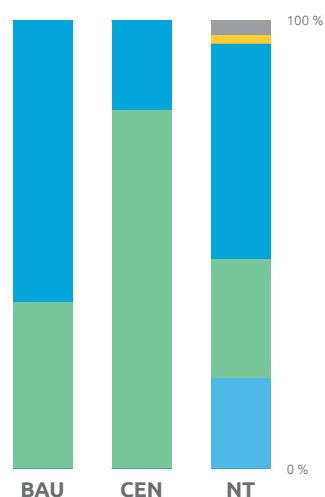
		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]
IT_SRG_RR_0070a	Met. Desio – Biassono	12,1
IT_SRG_RR_0070b	Altre opere connesse	1,7

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2020 [M€]	CAPEX TOTALI (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
13,8	5,2M€	13,4	0,020/anno

Analisi di domanda

		2025 [MMC/G]	2040 [MMC/G]
BAU	Domanda di punta Eccezionale	1,68	1,62
	Domanda di punta Normale	1,41	1,44
	Sostituzione combustibile	NA	
CEN	Domanda di punta Eccezionale	1,64	1,43
	Domanda di punta Normale	1,41	1,31
	Sostituzione combustibile	NA	
NT	Domanda di punta Eccezionale	1,69	1,52
	Domanda di punta Normale	1,39	1,30
	Sostituzione combustibile	Un nuovo punto di riconsegna per un volume annuo di 0,5 MSm3	

Benefici monetari Totale benefici periodo di analisi



		BAU [M€]	CEN [M€]	NT [M€]
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	-	-	8,4
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-	-	-
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	13	8	11
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	22	2	20
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 a emissioni di CO ₂	-	-	0,8
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO ₂	-	-	1,4
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	-	-	-

Indicatori di performance

	ANALISI 1° STADIO			ANALISI 2° STADIO		
	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
BAU	10	1,8	2030	9	1,7	2030
CEN	6	1,5	2030	6	1,5	2031
NT	14	2,1	2028	14	2,1	2028

Sensitivity Switching Value 2° Stadio

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
BAU	74%	-42%	+7 anni
CEN	46%	-31%	+4 anni
NT	non critico	-68%	+10 anni

Potenziamento Rete di Ravenna Fiumi Uniti

Elementi informativi relativi all'intervento

Elementi informativi del progetto

L'esistente metanodotto Derivazione per Ravenna Fiumi Uniti DN150/125 (6"/5"), dello sviluppo totale di circa 10 km, assicura il servizio di trasporto a 3 punti di riconsegna interconnessi con clienti finali e 1 punto di riconsegna interconnesso con rete di distribuzione (2a presa della città di Ravenna). Quest'ultimo è ubicato al terminale della struttura di trasporto sopra descritta ed è il punto di maggior prelievo di gas. Considerando gli attuali prelievi, l'esistente derivazione risulta al limite rispetto ai criteri di affidabilità e flessibilità richiesti nella gestione delle reti di trasporto.

La realizzazione del progetto Potenziamento Rete di Ravenna fiumi Uniti consentirà di incrementare la capacità di trasporto della rete regionale interessata, ripristinando assetti di trasporto in linea con gli standard di affidabilità e flessibilità richiesti e con adeguati margini di capacità per far fronte a eventuali esigenze nel medio-lungo periodo.

Le nuove realizzazioni permetteranno infine di sostituire le strutture esistenti, nei tratti interessati, per la maggior parte realizzate nel 1956.

Denominazione intervento

Elementi informativi del progetto

Potenziamento Rete di Ravenna Fiumi Uniti

Codice identificativo intervento

COD. SRG: IT_SRG_RR_0085

Obiettivo generale dell'intervento

Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio

Obiettivi specifici

-

Categoria principale intervento

Potenziamento rete esistente

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2014-2023

Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso

Incremento della capacità di trasporto della rete regionale

(ove applicabile)

Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità

Nr. 4 Punti di Riconsegna

(ove applicabile)

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto

(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Non applicabile

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Subordinato al metanodotto in progetto Ravenna Mare – Ravenna Terra

Indicazione dello stato dell'intervento

Progettazione esecutiva e approvvigionamenti

Avanzamento rispetto al piano decennale precedente

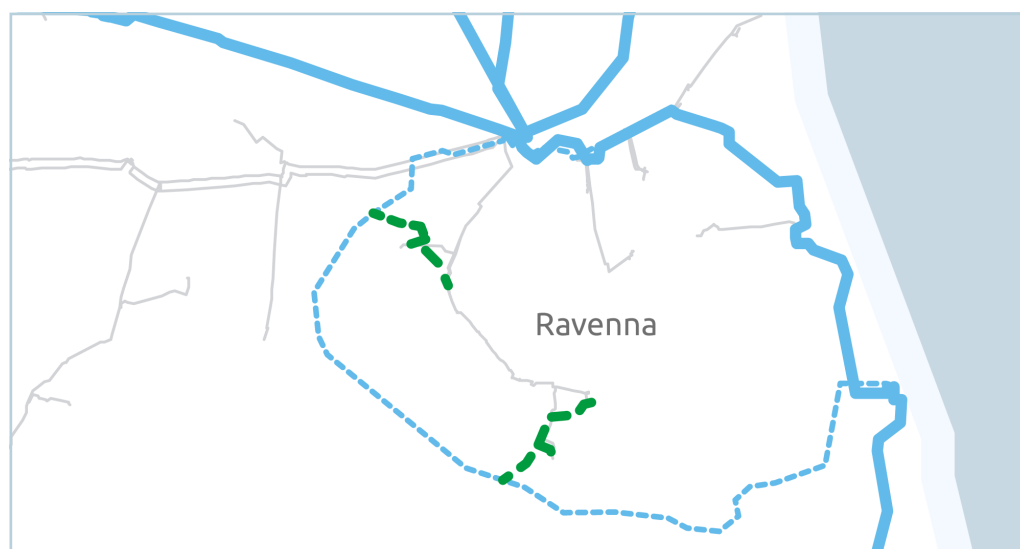
Ritardo per cause esogene (ottenimento permessi)

Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_0085a	Rif. All. comune di Ravenna 2a presa	Principale	200	3,2	12	Pianificato	Progettazione esecutiva e approvvigionamenti
IT_SRG_RR_0085b	Altre opere connesse	Principale	100	4,4	12	Pianificato	Progettazione esecutiva e approvvigionamenti

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RR_0085	mag-14	giu-14	mag-18	giu-20	dic-17	ott-19	gen-21	lug-21

Localizzazione intervento



Benefici

Totale benefici periodo di analisi di 25 anni

Analisi costi / benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” secondo i dettagli riportati nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di SNAM.

Costi

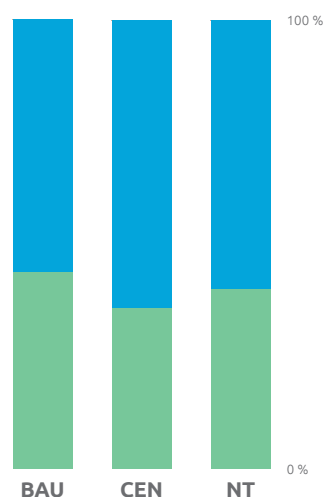
		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]
IT_SRG_RR_0085a	Rif. All. Comune di Ravenna 2a presa	2,2
IT_SRG_RR_0085b	Altre opere connesse	4,7

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2020 [M€]	CAPEX TOTALI (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
6,9	2,0	6,8	0,020/anno

Analisi di domanda

		2025 [MMC/G]	2040 [MMC/G]
BAU	Domanda di punta Eccezionale	0,49	0,47
	Domanda di punta Normale	0,36	0,37
	Sostituzione combustibile	NA	
CEN	Domanda di punta Eccezionale	0,48	0,42
	Domanda di punta Normale	0,36	0,33
	Sostituzione combustibile	NA	
NT	Domanda di punta Eccezionale	0,49	0,44
	Domanda di punta Normale	0,35	0,33
	Sostituzione combustibile	NA	

Benefici monetari Totale benefici periodo di analisi



		BAU [M€]	CEN [M€]	NT [M€]
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	7	5	6
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	9	9	9
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 a emissioni di CO ₂	-	-	-
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO ₂	-	-	-
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	-	-	-

Indicatori di performance

	ANALISI 1° STADIO			ANALISI 2° STADIO		
	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
BAU	4	1,6	2031	4	1,6	2031
CEN	3	1,4	2032	3	1,4	2032
NT	3	1,5	2031	3	1,5	2031

Sensitivity Switching Value 2° Stadio

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
BAU	59%	-37%	+5 anni
CEN	42%	-30%	+3 anni
NT	49%	-33%	+4 anni

Metanodotto Reana del Roiale – Campoformido

Elementi informativi relativi all'intervento

Elementi informativi del progetto

L'esistente rete regionale dell'area è oggetto di un piano di declassamento che di fatto ne riduce le potenzialità e i margini di trasporto.
L'opera di potenziamento in oggetto si rende pertanto necessaria per ripristinare adeguati margini di capacità di trasporto della rete, tali da consentire anche il consistente incremento della capacità richiesto da un importante gruppo industriale.
L'opera consentirà inoltre di sostituire circa 15 km della rete esistente interessata, realizzata nel 1969 e 1985

Denominazione intervento

Metanodotto Reana del Roiale – Campoformido

Codice identificativo intervento

COD. SRG: IT_SRG_RR_0379

Obiettivo generale dell'intervento

Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio

Obiettivi specifici

-

Categoria principale intervento

Potenziamento rete esistente

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2019-2028

Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso

Incremento della capacità di trasporto della rete regionale

(ove applicabile)

Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità

Non applicabile

(ove applicabile)

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto

(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Non applicabile

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Non applicabile

Indicazione dello stato dell'intervento

Pianificato

Avanzamento rispetto al piano decennale precedente

Pre-Fattibilità

Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_0379a	Met. Reana del Roiale – Campoformido	Principale	500	16,0	75	Pianificato	Pre-fattibilità

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RR_0379	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2026

Localizzazione intervento



Benefici
Totale benefici periodo
di analisi di 25 anni

Costi

Analisi costi / benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” secondo i dettagli riportati nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di SNAM.

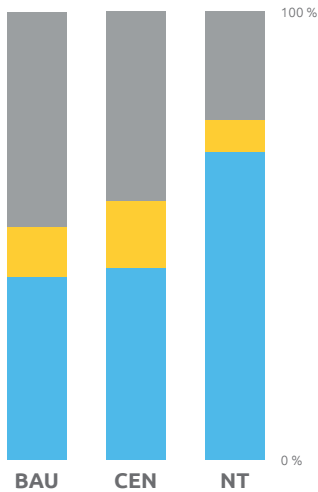
CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]	
IT_SRG_RR_0379a	Met. Reana del Roiale – Campoformido
	26,1

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2020 [M€]	CAPEX TOTALI (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
26,1	0,0	26,1	0,064/anno

Analisi di domanda

Il progetto considera lo sviluppo di nuova domanda sulla base delle informazioni raccolte e delle interlocuzioni avviate con i clienti industriali dell’area (volume annuo incrementale di 12 MSm3/a)

Benefici monetari
Totale benefici periodo
di analisi



		BAU [M€]	CEN [M€]	NT [M€]
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	69	82	229
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 a emissioni di CO ₂	19	29	24
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO ₂	81	81	81
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	-	-	-

Indicatori di performance

	ANALISI 1° STADIO			ANALISI 2° STADIO		
	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
BAU	67	4,5	2030	67	4,5	2030
CEN	78	5,0	2030	78	5,0	2030
NT	150	8,8	2028	150	8,8	2028

Sensitivity Switching Value 2° Stadio

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
BAU	Non critical	Non significativo	+18 anni
CEN	Non critical	Non significativo	+18 anni
NT	Non critical	Non significativo	+19 anni

Allegato II.a

—

Schede Progetto
di Mantenimento

Schede di Progetto relative all'area di Genova

Sono di seguito presentate le schede di dettaglio di progetti finalizzati a incrementare la resilienza della rete funzionale al trasporto di gas verso l'area di Genova. Le attività sono in linea con gli obiettivi del protocollo siglato a novembre 2018 da Snam con CDP, Fincantieri, Gruppo Ferrovie dello Stato e Terna con il Comune di Genova e la Regione Liguria, a sostegno della ripresa economica del capoluogo e dell'area metropolitana duramente colpite dal crollo del Ponte Morandi.

Si riportano di seguito le schede dei progetti "Sestri Levante - Recco" e "Rifacimento Derivazione Spina di Genova".

Metanodotto Sestri Levante – Recco

Elementi informativi relativi all'intervento

Elementi informativi del progetto

L'area del levante ligure compresa tra Genova e Sestri Levante è alimentata dalle seguenti infrastrutture: verso Genova, provenienti dal Piemonte, dai gasdotti Alessandria – Genova e Potenziamento Gavi – Pietralavezzara; verso Sestri Levante, proveniente dall'Emilia-Romagna, dalla Derivazione per Sestri Levante, alimentata a sua volta dal gasdotto Pontremoli – Parma. Tutte le utenze industriali e tutti i Comuni metanizzati comprese tra queste due località prelevano gas dalle suddette strutture. L'eventuale interruzione o anche solo la riduzione della capacità di trasporto dei gasdotti in parola provoca rilevanti impatti sulle utenze civili e industriali collegate. Sulla base di tale scenario sono state ricercate soluzioni per aumentare il livello di resilienza del sistema dei gasdotti dell'area del levante ligure e si è individuata la possibilità di collegare le infrastrutture esistenti con un nuovo gasdotto, da Sestri Levante a Recco, così da interconnettere le due reti, aumentando di conseguenza la garanzia della continuità dell'esercizio.

Grazie all'impiego delle moderne tecniche realizzative che potranno essere adottate per il nuovo gasdotto Sestri Levante – Recco DN400 (16"), si potranno superare aree dell'appennino ligure sensibili sotto l'aspetto idrogeologico, consentendo con maggior efficienza, sia la salvaguardia dell'ambiente sia la sicurezza del trasporto.

In particolare, in caso di indisponibilità dell'adduttore di rete funzionale all'area di Genova est e Recco, il nuovo progetto consentirà di approvvigionare la quasi totalità del mercato di picco giornaliero di un inverno normale. Analogamente, in caso di indisponibilità dell'adduttore di rete funzionale all'area di Sestri Levante, il nuovo progetto consentirà di approvvigionare la totalità del mercato di picco giornaliero di un inverno normale.

Si segnala che sono inoltre allo studio ulteriori opere infrastrutturali, di entità economica inferiore al progetto qui descritto, finalizzate a incrementare ulteriormente la resilienza della rete di trasporto dell'area genovese.

Elementi informativi del progetto

Denominazione intervento

Metanodotto Sestri Levante – Recco

Codice identificativo intervento

COD. SRC: RR_M0001

Obiettivo generale dell'intervento

Qualità del servizio

Obiettivi specifici

–

Categoria principale intervento

Rete Regionale

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2019-2028

Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso

Magliatura di rete regionale che incrementa l'affidabilità, la sicurezza e la continuità del servizio

(ove applicabile)

Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)	Non applicabile
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto	(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative) Non applicabile
Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Non applicabile
Indicazione dello stato dell'intervento	Autorizzazioni pubbliche
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	Autorizzazioni pubbliche

Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_M0001	Met. Sestri Levante – Recco	Principale	400	48,7	75	Pianificato	Autorizzazioni pubbliche

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RR_M0001	dic-17	feb-20	mar-21	nov-21	mag-19	mag-21	giu-22	ott-24

Localizzazione intervento



Analisi costi / benefici

Costi

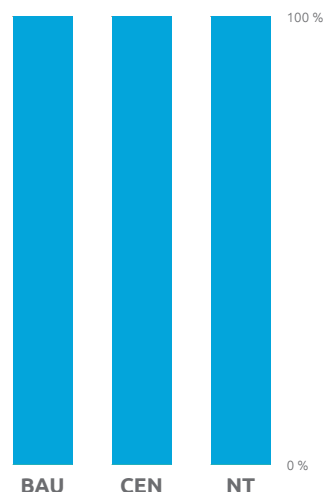
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2020 [M€]	CAPEX TOTALI (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
206,3	8,0	186,2	0,162/anno

Analisi di domanda

		2025 [MMC/G]	2040 [MMC/G]
BAU	Domanda media estiva	0,70	0,70
CEN	Domanda media estiva	0,66	0,54
NT	Domanda media estiva	0,71	0,52

Benefici *

Totale benefici periodo di analisi di 25 anni



		BAU [M€]	CEN [M€]	NT [M€]
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	362	303	304
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 a emissioni di CO ₂	-	-	-
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO ₂	-	-	-
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	-	-	-

* I benefici sono calcolati tenendo conto del caso controfattuale in cui il metanodotto esistente derivazione per Recco richieda attività di manutenzione tali da produrre interruzioni del trasporto; tali interruzioni è prevedibile che accadano principalmente nei periodi autunnali con eventuali ripercussioni anche nei periodi invernali, ma al fine di adottare un approccio conservativo nel calcolo dei benefici si è ipotizzata un'interruzione ogni anno nel periodo estivo. Si è inoltre considerata anche l'interruzione dello stesso metanodotto con probabilità 1 volta ogni 25 anni in condizioni di inverno normale (contributo massimo del nuovo metanodotto di 1,12 MSm3/g).

Indicatori di performance

	ANALISI 1° STADIO			ANALISI 2° STADIO		
	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
BAU	55	1,4	2035	37	1,2	2037
CEN	26	1,2	2037	7	1,0	2039
NT	28	1,2	2036	9	1,1	2038

Sensitivity Switching Value 2° Stadio

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
BAU	22%	-18%	+3 anni
CEN	4%	-4%	+1 anni
NT	6%	-5%	+1 anni

Metanodotto Rif. Derivaz. e Spina di Genova

Elementi informativi relativi all'intervento	Elementi informativi del progetto
	Il progetto rientra in un piano di ammodernamento di strutture di trasporto esistenti realizzate negli anni '50 e '60, aumentando la resilienza del sistema, incrementando nel contempo la capacità di trasporto per eventuali sviluppi futuri.
Denominazione intervento	Rif. Derivazione e Spina di Genova
Codice identificativo intervento	COD. SRG: IT_SRG_RR_M0002
Obiettivo generale dell'intervento	Qualità del servizio
Obiettivi specifici	
Categoria principale intervento	Rete Regionale
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2019-2028
Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)	Miglioramento dell'affidabilità, della sicurezza e della continuità del servizio
Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)	Non applicabile
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto	(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative) Non applicabile
Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Non applicabile
Indicazione dello stato dell'intervento	Pianificato

Avanzamento rispetto al piano decennale precedente

In valutazione

Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_M0002	Rif. Derivazione e Spina di Genova	Principale	500/600	15,0	24/12	Pianificato	In valutazione

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RR_M0002	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	set-26

Localizzazione intervento



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

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	7,4
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1954
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	2,47
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	4,6
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	3,3
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Continuità d'esercizio

Analisi costi / benefici				
Costi	CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2020 [M€]	CAPEX TOTALI (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
	31,9	0,0	31,9	0,055/anno

Analisi di domanda		2025 [MMC/G]	2040 [MMC/G]
BAU	Domanda media estiva	0,17	0,19
CEN	Domanda media estiva	0,16	0,15
NT	Domanda media estiva	0,32	0,26

Benefici *		BAU [M€]	CEN [M€]	NT [M€]
Totale benefici periodo di analisi di 25 anni				
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	88	73	128
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 a emissioni di CO ₂	-	-	-
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO ₂	-	-	-
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	-	-	-

* I benefici sono calcolati tenendo conto del caso controfattuale in cui il metanodotto esistente lungo la stessa direttrice richieda attività di manutenzione tali da produrre interruzioni del trasporto; tali interruzioni è prevedibile che accadano principalmente nei periodi autunnali con eventuali ripercussioni anche nei periodi invernali, ma al fine di adottare un approccio conservativo nel calcolo dei benefici si è ipotizzata un'interruzione ogni anno nel periodo estivo.

Indicatori di performance	ANALISI 1° STADIO			ANALISI 2° STADIO			
	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	
	BAU	20	1,9	2036	20	1,9	2036
	CEN	14	1,6	2037	14	1,6	2037
	NT	41	2,8	2032	41	2,8	2032

Sensitivity Switching Value 2° Stadio			
	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
BAU	88%	-47%	+9 anni
CEN	59%	-37%	+6 anni
NT	6%	-5%	+1 anni

Metanodotto Rifac. Livorno – Piombino

Elementi informativi relativi all'intervento	Elementi informativi del progetto
	Il rifacimento del metanodotto Livorno – Piombino si rende necessario al fine di ripristinare la capacità di trasporto, funzionale alla continuità del servizio per l'alimentazione del polo termoelettrico di Rosignano (LI), conseguente al declassamento della struttura esistente, realizzata nel 1970.
Denominazione intervento	Rifac. Livorno – Piombino
Codice identificativo intervento	COD. SRG: IT_SRG_RR_M0003
Obiettivo generale dell'intervento	Qualità del servizio
Obiettivi specifici	
Categoria principale intervento	Rete Regionale
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2019-2028
Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)	Miglioramento dell'affidabilità, della sicurezza e della continuità del servizio
Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)	Non applicabile
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto	(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative) Non applicabile
Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Non applicabile
Indicazione dello stato dell'intervento	Pianificato

Avanzamento rispetto al piano decennale precedente

Progettazione di base

Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_M0003	Rif. Metanodotto Livorno – Piombino	Principale	750	83,2	75	Pianificato	Progettazione di base

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RR_M0003	feb-21	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	ott-26

Localizzazione intervento



Analisi costi / benefici

Costi

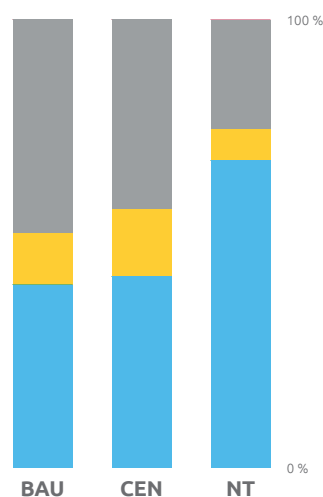
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2020 [M€]	CAPEX TOTALI (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
259,7	0,0	259,7	0,231/anno

Analisi di domanda

		2025 [MMC/G]	2040 [MMC/G]
BAU	Volume termoelettrico Mmc/a	476	566
CEN	Volume termoelettrico Mmc/a	508	494
NT	Volume termoelettrico Mmc/a	764	602

Benefici *

Totale benefici periodo di analisi di 25 anni



		BAU [M€]	CEN [M€]	NT [M€]
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	2.955	3.382	12.934
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 a emissioni di CO ₂	824	1.189	1.344
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO ₂	3.470	3.348	4.595
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	-	-	-

* I benefici sono calcolati tenendo conto del caso controfattuale in cui si prevede il declassamento del metanodotto esistente lungo la stessa direttrice; in tale configurazione non sarebbe più possibile trasportare gas verso le utenze termoelettriche connesse; ai fini del calcolo dei benefici si è ipotizzata un'alimentazione alternativa a olio combustibile.

Indicatori di performance

	ANALISI 1° STADIO			ANALISI 2° STADIO		
	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
BAU	3.452	19,5	2027	3.452	19,5	2027
CEN	3.832	21,5	2027	3.832	21,5	2027
NT	9.647	52,6	2027	9.647	52,6	2027

Sensitivity Switching Value 2° Stadio

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
BAU	Non critical	Non critical	+23 anni
CEN	Non critical	Non critical	+23 anni
NT	Non critical	Non critical	+24 anni

Allegato II.b

—

Schede Progetto
di Mantenimento
per Sicurezza

Metanodotto Foligno (fraz. Colfiorito) – Gallese

Finalità

Il metanodotto esistente Foligno – Gallese DN600/550 (24”/22”) attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti, attraversa le regioni Umbria e Lazio e garantisce il collegamento con i metanodotti della Rete Nazionale Ravenna – Chieti e il metanodotto Transmediterraneo. Mantenere tale importante connessione risulta necessaria al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell’area centrale del Paese.

L’opera si rende necessaria in quanto l’attuale tracciato interessa alcuni tratti urbanizzati e attraversa zone geologicamente complesse, interessate da importanti fenomeni d’instabilità dei terreni. L’impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, permettendo infine l’armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell’area.

Il nuovo metanodotto avrà uno sviluppo di circa 109 km,

interessando le Province di Perugia, Terni, Rieti e Viterbo e sarà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell’esistente; l’opera contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell’esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti.

Il metanodotto Foligno – Gallese alimenta direttamente 82 punti di riconsegna (di cui 30 interconnessi a reti cittadine, 39 a utenze industriali dirette, 11 a impianti per autotrazione e 2 impianti per la produzione di energia elettrica); consente inoltre l’alimentazione di 1 punto di interconnessione con reti di trasporto gestite da imprese terze. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell’anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 436 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RN_28	Metanodotto Foligno (fraz. Colfiorito) – Gallese	650	122,1	70

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
mag-19	giu-19	gen-22	set-22	mar-20	dic-21	ott-22	dic-24

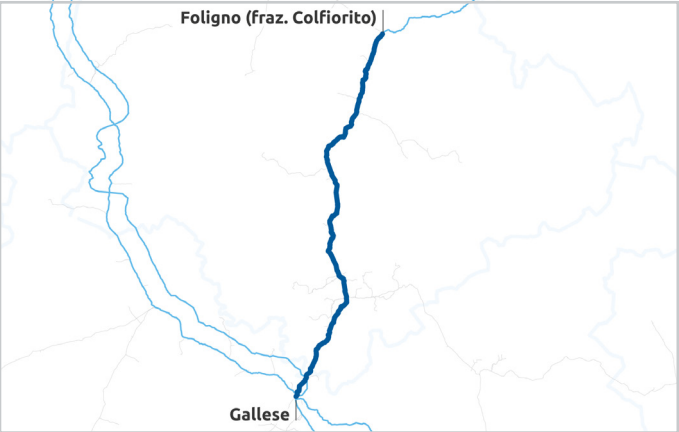


Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	122,1
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1971
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	12,50
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	5,14
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,4
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)	269,4
--------------------------	-------

Metanodotto Pieve di Soligo – S. Polo di Piave – Salgareda

Finalità

Snam Rete Gas ha previsto l'intera sostituzione del metanodotto esistente Pieve di Soligo – S. Polo Piave DN300 (12") con un metanodotto di pari diametro.

L'opera si rende necessaria in quanto questo gasdotto rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete, essi derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in cui esso è posato.

Il metanodotto esistente, nel tratto Pieve di Soligo – San Polo Piave (18,5 Km), garantisce l'alimentazione del mercato Bellunese oltre che la connessione con la rete nazionale della società S.G.I. sulla quale si trova lo stoccaggio di Collalto.

Il tratto S. Polo di Piave – Salgareda (17,4 km) garantisce l'alimentazione di parte delle Province di Treviso e Venezia.

Il tracciato del nuovo metanodotto, che verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente ricollegando tutte le utenze esistenti, si sviluppa interamente nel territorio della

Regione Veneto, per una lunghezza complessiva di 34,7 km, interessando i territori comunali di Vazzola, Mareno di Piave, Santa Lucia di Piave, Conegliano, Susegana e San Pietro di Feletto, tutti posti in provincia di Treviso.

Il metanodotto Pieve di Soligo – San Polo di Piave – Salgareda alimenta direttamente 16 punti di riconsegna (di cui 6 interconnessi a reti cittadine, 7 a utenze industriali dirette, 2 a impianti per autotrazione e 1 impianto di produzione di energia elettrica); consente inoltre l'alimentazione di 1 punto di interconnessione con reti di trasporto gestite da imprese terze. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 100 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RN_36	Met. Pieve di Soligo-San Polo di Piave-Salgareda	300	35,6	75

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
mag-17	mag-17	apr-18	feb-20	dic-17	set-19	mar-20	apr-22

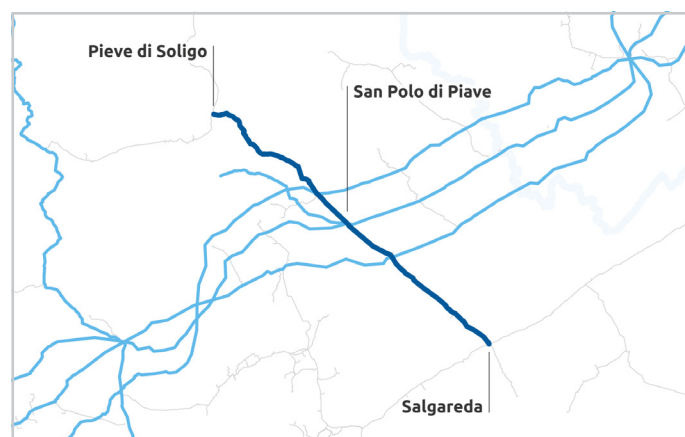


Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	35,6
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1970
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	3,11
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	1,93
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,3
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

50,8

Metanodotto Ravenna Mare – Ravenna Terra

Finalità

Il metanodotto esistente Ravenna Mare – Ravenna Terra 1° DN400/300 (16"/12"), attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti ha lunghezza pari a 16,0 km, si colloca interamente nella Regione Emilia Romagna e garantisce il travaso dei quantitativi di gas prodotti dalle numerose produzioni di gas naturale presenti al largo della costa adriatica verso il mercato del basso Veneto e verso il nodo e lo stoccaggio di Minerbio; mantenere tale importante connessione risulta necessaria al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema del centro Italia.

L'opera si rende necessaria al fine di delocalizzare in area non urbanizzata l'attuale gasdotto esistente, attualmente esercito in prima specie all'interno della zona industriale/portuale della città di Ravenna, caratterizzata da forte antropizzazione; l'intervento generale prevede anche il futuro esercizio in seconda specie del metanodotto esistente Ravenna Mare – Ravenna Terra 2° DN600 (24"), attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti.

Il metanodotto Ravenna Mare – Ravenna Terra alimenta direttamente 5 punti di riconsegna (di cui 4 interconnessi a utenze industriali dirette e 1 impianto di produzione di energia elettrica).

Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 63 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RN_37	Met. Ravenna Mare – Ravenna Terra	650	33,9	70

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
mag-17	mag-17	mag-18	feb-21	dic-17	ott-19	apr-21	set-24



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

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	33,9
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1955
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	1,96
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	5,8
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,6
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

47,2

Metanodotto Ravenna – Recanati

Finalità

Il metanodotto esistente Ravenna – Recanati DN650 (26") attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti attraversa le regioni Emilia Romagna e Marche e garantisce il collegamento tra i metanodotti della Rete Nazionale presenti nell'area dello stoccaggio di Ravenna a nord e lo stoccaggio di San Salvo a sud e fa da collettore per le numerose produzioni di gas naturale presenti al largo della costa adriatica. Mantenere tale importante connessione risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell'area centrale del Paese. L'opera si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato interessa tratti fortemente urbanizzati e geologicamente complessi, attraversando aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, permettendo infine l'armonizzazione delle pressioni di esercizio

e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area. Il nuovo metanodotto, verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando tutte le utenze esistenti. Il metanodotto Ravenna – Recanati alimenta direttamente 149 punti di riconsegna (di cui 72 interconnessi a reti cittadine, 36 a utenze industriali dirette, 38 a impianti per autotrazione e 3 a impianti di produzione di energia elettrica); consente inoltre l'immissione in rete di 3 campi di produzione nazionale. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 990 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RN_27	Met. RA-CH tratto Ravenna – Recanati	650/1050	214,3	70

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
giu-17	lug-19	apr-18	set-21	apr-18	apr-19	ott-21	gen-24



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

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	214,3
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1969
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	32,81
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	36,02
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	16,2
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

382,3

Metanodotto Recanati – Chieti

Finalità

Il metanodotto esistente Recanati – Chieti DN650 (26") attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti ha lunghezza pari a 150,1 km, attraversa le regioni Marche e Abruzzo e garantisce il collegamento con i metanodotti della Rete Nazionale a nord verso Ravenna, a Ovest verso Gallese e a sud verso Vasto; mantenere tale importante connessione risulta necessaria al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell'area centrale del Paese. L'opera si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato interessa tratti fortemente urbanizzati e geologicamente complessi, attraversando aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, permettendo infine l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area. Il nuovo metanodotto, di lunghezza pari a circa 154 km, verrà realizzato

da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti.

Il metanodotto Recanati – Chieti alimenta direttamente 107 punti di riconsegna (di cui 58 interconnessi a reti cittadine, 28 a utenze industriali dirette e 21 impianti per autotrazione); consente inoltre l'alimentazione di 2 punti di interconnessione con reti di trasporto gestite da imprese terze e l'immissione in rete di 6 campi di produzione nazionale.

Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 356 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RN_26	Met. RA-CH tratto Recanati – Chieti	650	176,6	70

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
dic-16	nov-18	nov-17	feb-21	nov-17	lug-20	set-21	giu-24

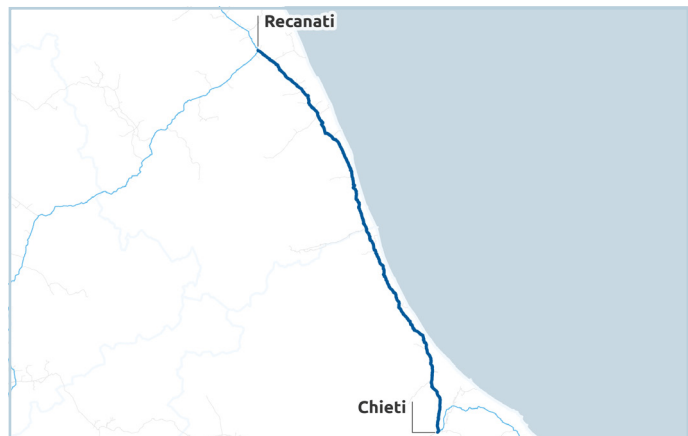


Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	176,6
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1960
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	15,01
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	37,5
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	16,0
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

418,6

Metanodotto Recanati – Foligno (Fraz. Colfiorito)

Finalità

Il metanodotto esistente Recanati – Foligno DN600 (24") attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti, attraversa le regioni Marche e Umbria e, unitamente al tratto successivo Foligno – Gallese, garantisce il collegamento tra i metanodotti della Rete Nazionale Ravenna – Chieti e il metanodotto Transmediterraneo. Mantenere tale importante connessione risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell'area centrale del Paese. L'opera si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato interessa tratti antropizzati e geologicamente complessi, attraversando aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, permettendo infine l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area. Il nuovo metanodotto avrà uno sviluppo di circa 78 km,

interessando le Province di Macerata e Perugia e sarà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente; l'opera contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti. Il metanodotto Recanati – Foligno alimenta direttamente 61 punti di riconsegna (di cui 31 interconnessi a reti cittadine, 20 a utenze industriali dirette, 10 a impianti per autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 174 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RN_31	Metanodotto Recanati – Foligno (fraz. Colfiorito)	650	99,4	70

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
mag-19	giu-19	mag-21	mag-22	mar-20	mag-21	giu-22	dic-23

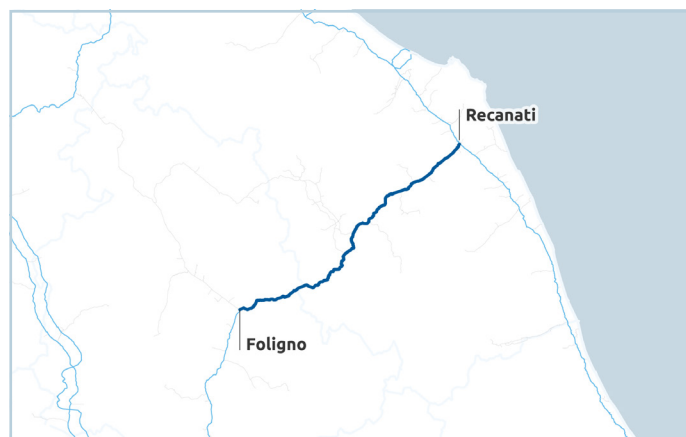


Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	99,4
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1971
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	5,35
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	10,7
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	5,9
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

222,7

Metanodotto Rimini – Sansepolcro

Finalità

Il metanodotto esistente Rimini – Sansepolcro DN650 (26”) attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti, attraversa le regioni Emilia Romagna, Marche e Toscana e garantisce il collegamento con i metanodotti della Rete Nazionale Ravenna – Chieti e Montelupo – Sansepolcro. Mantenere tale importante connessione risulta necessaria al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell’area centrale del Paese.

L’opera si rende necessaria in quanto l’attuale tracciato interessa alcuni tratti urbanizzati e attraversa zone geologicamente complesse, interessate da importanti fenomeni d’instabilità dei terreni. L’impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, permettendo infine l’armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell’area.

Il nuovo metanodotto verrà realizzato da Snam Rete Gas in

sostituzione dell’esistente e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell’esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti.

Il metanodotto Rimini – Sansepolcro alimenta direttamente 13 punti di riconsegna (di cui 7 interconnessi a reti cittadine, 2 a utenze industriali dirette, 4 a impianti per autotrazione); consente inoltre l’alimentazione di 1 punto di interconnessione con reti di trasporto gestite da imprese terze.

Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell’anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 45 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RN_29	Metanodotto Rimini – Sansepolcro	650/750	75,5	70

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
ago-15	gen-16	mag-17	dic-19	mag-17	mar-19	feb-20	ott-22



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

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	75,5
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1971
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	17,83
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	11,75
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	7,9
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)	239,9
--------------------------	-------

Metanodotto San Salvo – Biccari

Finalità

Il metanodotto esistente San Salvo – Biccari DN500 (20"), attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti ha lunghezza pari a circa 84 km, attraversa le regioni Abruzzo, Molise e Puglia e garantisce il collegamento tra i metanodotti della Rete Nazionale presenti nell'area dello stoccaggio di San Salvo a nord e il nuovo metanodotto Massafra – Biccari di recente realizzazione a sud; mantenere tale importante connessione risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell'area centro-meridionale del Paese.

L'opera si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato interessa tratti geologicamente complessi in aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni.

L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, permettendo infine l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area.

Il nuovo metanodotto, verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale tra le direttrici Sud-Nord e ricollegando tutte le utenze esistenti.

Il metanodotto San Salvo – Biccari alimenta direttamente 78 punti di riconsegna (di cui 54 interconnessi a reti cittadine, 17 a utenze industriali dirette, 3 a impianti per autotrazione e 4 impianti di produzione di energia elettrica); consente inoltre l'alimentazione di 2 punti di interconnessione con reti di trasporto gestite da imprese terze e l'immissione in rete di 1 campo di produzione nazionale. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 815 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RN_30	Metanodotto San Salvo – Biccari	650	102,7	75

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
giu-17	giu-18	mag-18	ott-20	dic-17	nov-19	gen-21	apr-23



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

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	102,7
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1968
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	8,82
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	8,57
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	5,6
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

226,2

Metanodotto Sansepolcro – Terranuova

Finalità

Il metanodotto esistente Sansepolcro – Terranuova DN600 (24") attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti, attraversa la regione Toscana e, in continuità con il metanodotto Rimini – Sansepolcro, garantisce il collegamento con i metanodotti della Rete Nazionale Ravenna – Chieti e Terranuova – Montelupo. Mantenere tale importante connessione risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell'area centrale del Paese. L'opera si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato interessa alcuni tratti urbanizzati e attraversa zone geologicamente complesse, interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, permettendo infine l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area. Il nuovo metanodotto, di lunghezza pari a circa 45 km, verrà

realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti. Il metanodotto Sansepolcro – Terranuova alimenta direttamente 12 punti di riconsegna (di cui 7 interconnessi a reti cittadine, 2 a utenze industriali dirette, 3 a impianti per autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 93 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RN_34	Metanodotto Sansepolcro – Terranuova	750	47,9	70

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
mag-19	gen-20	gen-22	dic-22	lug-20	giu-22	feb-23	ago-24



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

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	47,9
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1970
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	1,58
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	5,16
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,6
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

120,5

Metanodotto Terranuova – Montelupo

Finalità

Il metanodotto esistente Terranuova – Montelupo DN600 (24") attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti, attraversa la regione Toscana e garantisce il trasporto verso Firenze e le reti della parte nord della Toscana. Mantenere tale importante connessione risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell'area nord della regione Toscana.

L'opera si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato interessa tratti geologicamente complessi, attraversando aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, permettendo infine l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area. Il nuovo metanodotto, la cui soluzione tecnica è in corso di definizione, verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente, si svilupperà nella regione Toscana, nelle

province di Arezzo e Firenze e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti.

Il metanodotto Terranuova – Montelupo alimenta direttamente 11 punti di riconsegna (di cui 9 interconnessi a reti cittadine, e 2 a utenze industriali dirette). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 40 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RN_33	Metanodotto Terranuova – Montelupo	750	72,5	70

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	ott-27

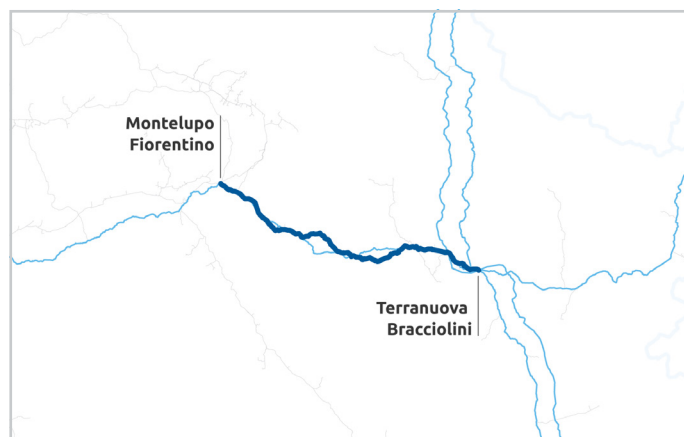


Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	72,5
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1970
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	3,97
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	23,7
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	9,0
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

183,9

Derivazione per Livorno

Finalità

Il metanodotto esistente Derivazione per Livorno DN250 (10"), attualmente inserito nella Rete Regionale Gasdotti, contribuisce all'alimentazione del mercato di Livorno.

Snam Rete Gas ha previsto la sostituzione del metanodotto sopra descritto, realizzato nel 1969 perché rientrante tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete che derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in cui esso è posato.

Il nuovo metanodotto, che verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente, si svilupperà interamente nel territorio della Regione Toscana e, oltre a ricollegare tutte le utenze esistenti e l'impianto di riduzione di Livorno, contribuirà a migliorare la flessibilità e la salvaguardia della sicurezza del trasporto e razionalizzerà le infrastrutture della zona.

Consentirà inoltre di garantire maggior supporto alle possibilità di erogazione del terminale GNL offshore.

Il metanodotto sopracitato alimenta direttamente, tramite

l'impianto di riduzione di Livorno, 18 punti di riconsegna (di cui 2 interconnessi a reti cittadine, 13 a utenze industriali dirette e 3 impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 87 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0394	Derivazione per Livorno	500	9,3	75

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	ott-26

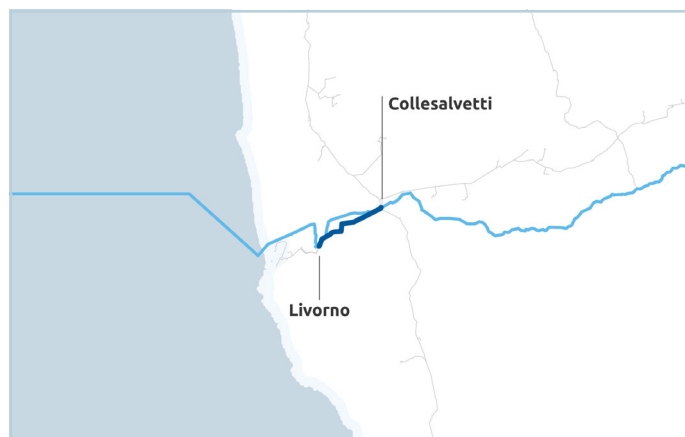


Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	9,3
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1969
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	0,21
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	4,1
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,3
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

27,2

Metanodotto Tortona – Alessandria – Asti – Torino

Finalità

Il metanodotto esistente Alessandria – Asti – Torino DN550/400 (22"/16") suddiviso tra Rete Nazionale e Rete Regionale Gasdotti, garantisce il servizio di trasporto per il mercato dell'area metropolitana di Torino ed è una linea di adduzione per le reti che si sviluppano nel basso Piemonte. Mantenere in esercizio tale importante struttura risulta necessario al fine di garantire maggiore flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso il mercato servito.

L'opera si rende necessaria in quanto questo gasdotto rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete. Essi derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in cui esso è posato.

Il nuovo progetto, il cui perimetro e soluzione tecnica sono ancora in corso di definizione, si svilupperà nella regione Piemonte, interessando le province di Alessandria, Asti e Torino; verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione all'esistente

metanodotto, salvaguardando per quanto possibile le varianti recentemente realizzate, e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti. Il metanodotto Alessandria – Asti – Torino alimenta direttamente e indirettamente 242 punti di riconsegna (di cui 111 interconnessi a reti cittadine, 105 a utenze industriali dirette, 18 a impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione, 8 a utenze per la produzione di energia elettrica); sono inoltre collegati 4 punti di consegna per l'immissione in rete di biometano e 3 punti di interconnessione con reti di trasporto gestite da imprese terze. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 2800 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_M0004	Met. Tortona – Alessandria – Asti – Torino	750	54	70/64

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	dic-25

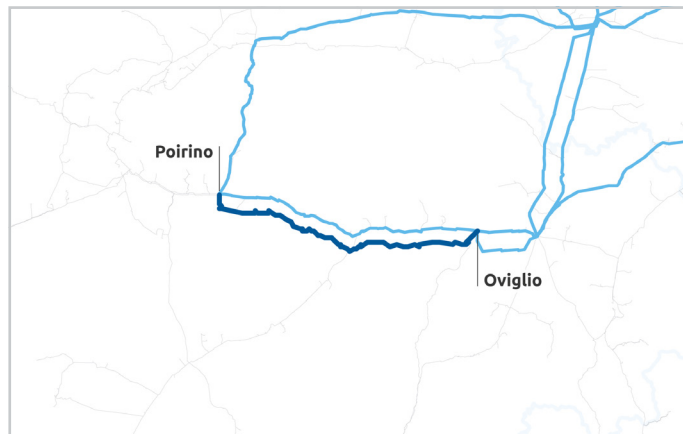


Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	54,0
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1971
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	12,61
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	15,3
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	11,2
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

104,7

Metanodotto Campodarsego – Castelfranco

Finalità

Snam Rete Gas ha previsto la sostituzione del metanodotto esistente Campodarsego – Castelfranco DN150 (6") con un metanodotto DN300/200 (12"/8").

L'opera si rende necessaria in quanto questo gasdotto rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete, essi derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in cui esso è posato.

Il metanodotto esistente Campodarsego – Castelfranco attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti ha una lunghezza di circa 19 km e garantisce l'alimentazione del mercato Nelle Province di Treviso e Padova.

Il tracciato del nuovo metanodotto, che verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente ricollegando tutte le utenze esistenti, si sviluppa nei territori delle Regioni Veneto per una lunghezza complessiva di circa 21 km da DN300 (12") e di 2,3 km da DN200 (8"), interessando i territori comunali

di Campodarsego, Borgoricco, Camposampiero e Loreggia in Provincia di Padova; Resana e Castelfranco Veneto in Provincia di Treviso.

Il metanodotto Campodarsego – Castelfranco garantisce il trasporto del gas per 13 punti di riconsegna (di cui 8 interconnessi a reti cittadine, 4 a utenze industriali dirette e 1 a impianti per autotrazione).

Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 103 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0383	Metanodotto Campodarsego – Castelfranco	300/200	33,8	75/24

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
mag-17	mag-17	mar-18	set-20	dic-17	set-19	nov-20	giu-22

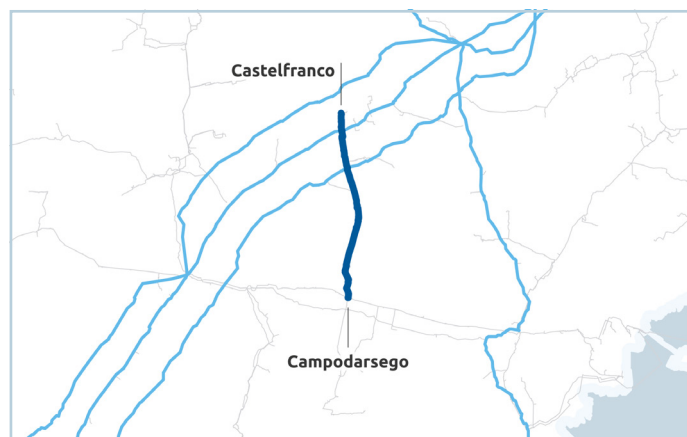


Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	33,8
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1967
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	1,28
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	2,0
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	0,9
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

34,5

Metanodotto Chieti – Rieti

Finalità

Il metanodotto esistente Chieti – Rieti DN400 (16") attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti, attraversa le regioni Abruzzo e Lazio e garantisce l'alimentazione del mercato nelle province di Chieti, L'Aquila e Rieti.

L'opera si rende necessaria in quanto l'attuale metanodotto interessa tratti geologicamente complessi, attraversando aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto.

Il nuovo metanodotto avrà uno sviluppo di circa 126 km, interessando le Province di Chieti, L'Aquila e Rieti e sarà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente; l'opera contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti.

Il metanodotto Chieti – Rieti alimenta direttamente 59 punti di

riconsegna (di cui 34 interconnessi a reti cittadine, 24 a utenze industriali dirette e 1 a impianti per autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 139 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0385	Metanodotto Chieti – Rieti	400	141,4	24

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
mag-19	giu-19	set-21	set-22	apr-20	gen-22	mar-23	mag-25

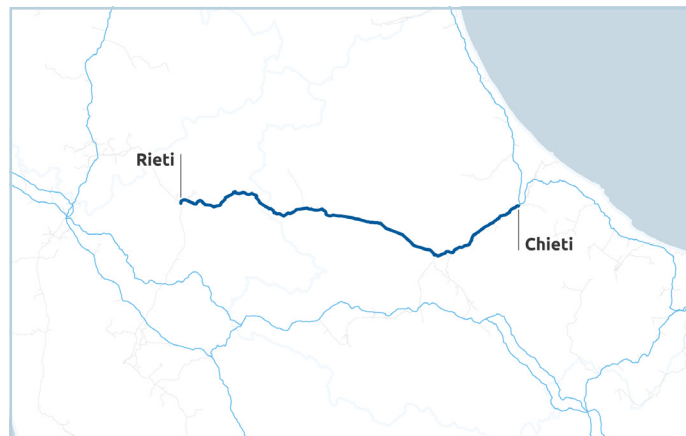


Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	141,4
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1962
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	21,48
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	1,2
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	0,64
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

232,5

Metanodotto derivazione per Sestri Levante

Finalità

Il metanodotto esistente Derivazione per Sestri Levante DN250 (10") attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti, garantisce il servizio di trasporto per il mercato di Sestri Levante. Mantenere tale importante struttura risulta necessario al fine di garantire maggiore flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso il mercato di Genova; è infatti prevista al terminale della Derivazione per Sestri Levante la partenza del metanodotto in progetto Sestri Levante – Recco che consentirà appunto di collegare la Derivazione per Sestri con la rete di Genova.

L'opera si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato attraversa zone geologicamente complesse, interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, permettendo infine l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area.

Il nuovo metanodotto, la cui soluzione tecnica è ancora in corso di definizione, si svilupperà nelle regioni Emilia Romagna e Liguria, interessando rispettivamente le province di Parma e La Spezia e Genova; verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente, salvaguardando per quanto possibile le varianti recentemente realizzate, e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti.

Il metanodotto Derivazione per Sestri Levante alimenta direttamente 5 punti di riconsegna (di cui 3 interconnessi a reti cittadine, 1 a utenze industriali dirette e 1 impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 64 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0391	Metanodotto derivazione per Sestri Levante	400	39	75

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	set-26



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

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	39,0
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1976
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	12,39
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	4,0
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,0
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

142,7

Metanodotto Gagliano – Termini Imerese 1a Fase

Finalità

Snam Rete Gas ha previsto la parziale sostituzione del metanodotto esistente Gagliano – Termini Imerese nei tratti: Gagliano – Nicosia e Collesano – Sciara, con condotte rispettivamente da DN400 (16") e DN300 (12").

L'opera si rende necessaria in quanto questo gasdotto rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovo della propria rete, essi derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in cui esso è posato.

Il metanodotto esistente Gagliano – Termini Imerese attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti ha una lunghezza di circa 98 km e garantisce l'alimentazione del mercato delle Province di Enna e Palermo.

Il tratto DN400 del nuovo metanodotto, che verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente ricollegando tutte le utenze esistenti, si sviluppa nei territori della Regione Sicilia, per una lunghezza di circa 23 km, interessando i territori

comunal di Gagliano, Castelferrato, Cerami e Nicosia, tutti in Provincia di Enna.

Il tratto DN300, che sarà realizzato sempre in sostituzione dell'esistente, avrà uno sviluppo di circa 12 km, interessando i comuni di Sclafani Bagni, Cerda e Sciara, in Provincia di Palermo. Il metanodotto Gagliano – Termini Imerese garantisce il trasporto del gas per 12 punti di riconsegna (di cui 8 interconnessi a reti cittadine, 3 a utenze industriali dirette e 1 impianto di produzione di energia elettrica).

Il volume di gas complessivamente movimentato per i suddetti punti di riconsegna nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 19 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0396	Metanodotto Gagliano – Termini Imerese 1a Fase	400/300	45,3	24

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
apr-17	dic-18	dic-17	mar-20	dic-17	mar-19	apr-20	apr-22

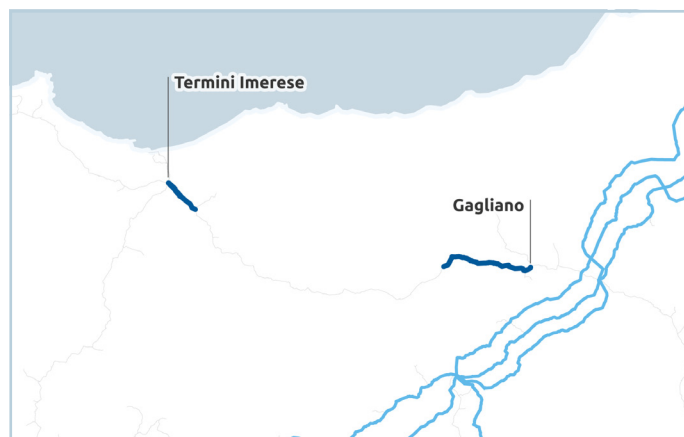


Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	45,3
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1965
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	15,92
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	5,1
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	3,0
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

92,7

Metanodotto Gagliano – Termini Imerese 2a Fase

Finalità

Snam Rete Gas ha previsto la completa sostituzione del metanodotto esistente Gagliano – Termini Imerese integrando quanto già previsto nella 1a fase, con la sostituzione dei tratti: Nicosia – Caltavuturo DN400, Caltavuturo – Collesano DN300 e Sciara – Termini Imerese DN400.

L'opera si rende necessaria in quanto questo gasdotto rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete, essi derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in cui esso è posato.

Il metanodotto esistente Gagliano – Termini Imerese attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti ha una lunghezza di circa 98 km e garantisce l'alimentazione del mercato delle Province di Enna, Caltanissetta e Palermo. I tratti DN400 del nuovo metanodotto, che verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente ricollegando tutte le utenze esistenti, si sviluppano nei territori della Regione

Sicilia, per una lunghezza di circa 51 km, interessando i territori comunali di Nicosia e Sperlinga in Provincia di Enna, Gangi, Blufi, Alimena, Bompietro, Petralia Sottana, Castellana Sicula, Polizzi Generosa, Caltavuturo, Sciara e Termini Imerese in Provincia di Palermo e Resuttano in Provincia di Caltanissetta.

Il tratto DN300, che sarà realizzato sempre in sostituzione dell'esistente, avrà uno sviluppo di circa 14 km, interessando i comuni di Caltavuturo e Sclafani Bagni in Provincia di Palermo. Il metanodotto Gagliano – Termini Imerese garantisce il trasporto del gas per 12 punti di riconsegna (di cui 8 interconnessi a reti cittadine, 3 a utenze industriali dirette e 1 impianto di produzione di energia elettrica).

Il volume di gas complessivamente movimentato per i suddetti punti di riconsegna nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 19 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0384	Metanodotto Gagliano – Termini Imerese 2a Fase	400/300	63	24

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
ago-19	n.d.	dic-20	giu-22	apr-20	set-21	ago-22	dic-23

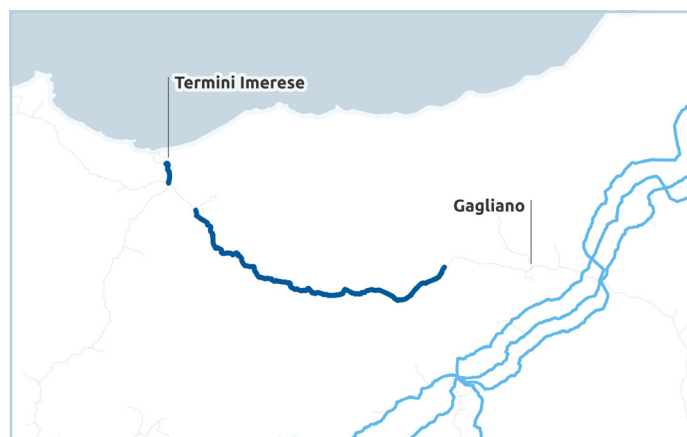


Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	63,0
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1965
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	2,22
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	5,4
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,6
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

141,8

Metanodotto Gallese – Vitinia

Finalità

Il metanodotto esistente Gallese – Vitinia DN550 (22") attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti, attraversa la regione Lazio e contribuisce a garantire il trasporto verso la città di Roma, unitamente al metanodotto DN750 (30") Maenza – Vitinia, al quale è collegato. Mantenere tale importante connessione in alta pressione risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema e in particolare di tutto il mercato di Roma.

L'opera si rende necessaria in quanto questo gasdotto rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete, essi derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in cui esso è posato. Il tracciato del gasdotto inoltre risulta essere caratterizzato anche da diversi tratti in aree urbanizzate.

Il nuovo metanodotto, la cui soluzione tecnica è ancora in corso di definizione, verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione

dell'esistente, si svilupperà nella regione Lazio, in provincia di Roma e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti.

Il metanodotto Gallese – Vitinia alimenta direttamente 36 punti di riconsegna (di cui 10 interconnessi a reti cittadine, 21 a utenze industriali dirette, 4 a impianti per autotrazione e 1 a impianti di produzione di energia elettrica). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 294 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0389	Metanodotto Gallese – Vitinia	750	93,5	70

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	ott-27

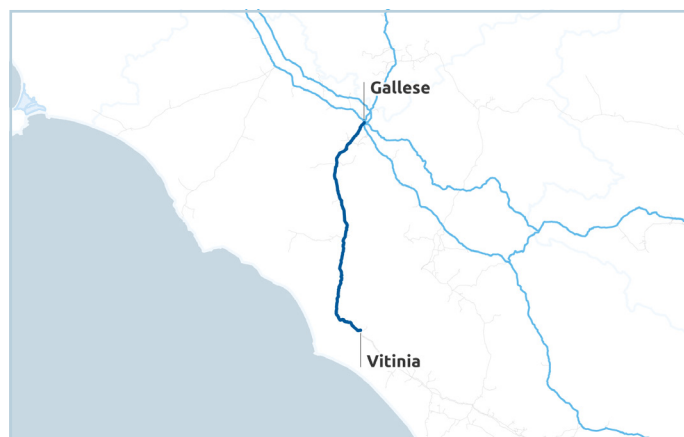


Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	93,5
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1971
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	8,89
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	17,8
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	10,7
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

212,7

Rete Vitinia – Cisterna – Gaeta

Finalità

La rete regionale a sud-est di Roma è composta principalmente da due linee: Marco Simone – Cisterna DN250 (10") e Vitinia – Cisterna – Gaeta DN500 (20") e garantisce il servizio di trasporto per il mercato dell'area a sud-est della capitale; mantenere tale importante struttura risulta necessario al fine di garantire maggiore flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso un mercato così importante.

I gasdotti sopra citati rientrano tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete, essi derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in cui esso è posato.

Il nuovo progetto prevede la razionalizzazione della rete i oggetto e al momento è ancora in fase di definizione, con l'obiettivo di perseguire la massima flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale.

Alla rete in oggetto sono collegati direttamente 203 punti di consegna/riconsegna (di cui 46 interconnessi a reti cittadine,

124 a utenze industriali dirette, 29 a impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione, 2 a utenze di produzione di energia elettrica e 2 a impianti di produzione ed immissione in rete di biometano). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 744 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0387	Rete Vitinia – Cisterna – Gaeta	500/400/250	262	75

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	ott-26



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

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	262,0
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1967
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	18,90
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	6,3
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,2
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

218,4

Metanodotto Mestre – Trieste

Finalità

Snam Rete Gas ha previsto la parziale sostituzione del metanodotto esistente Mestre – Trieste DN400 (16”) con un metanodotto di pari diametro, nel tratto da Roncade (TV) a Gonars (UD).

L’opera si rende necessaria in quanto questo gasdotto rientra tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovo della propria rete, essi derivano dall’analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in cui esso è posato.

Il metanodotto esistente Mestre – Trieste è attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti e garantisce l’alimentazione del mercato delle Province di Treviso, Venezia, Udine e Trieste.

Il tracciato del nuovo metanodotto, che verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell’esistente ricollegando tutte le utenze esistenti, si sviluppa nei territori delle Regioni Veneto e Friuli Venezia Giulia, per una lunghezza complessiva di circa 80 km.

Il metanodotto Mestre – Trieste garantisce il trasporto del gas per 62 punti di riconsegna (di cui 34 interconnessi a reti cittadine, 24 a utenze industriali dirette e 4 a impianti per autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell’anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 571 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0382	Metanodotto Mestre – Trieste	400	118	64

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
mag-17	ago-18	mag-18	ott-20	dic-17	nov-19	gen-21	dic-22

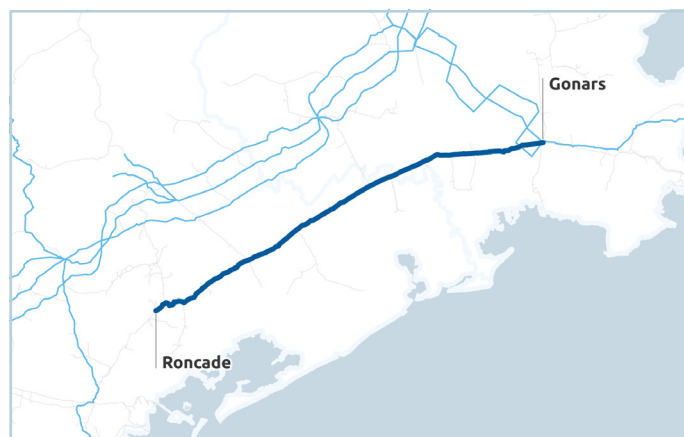


Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	118,0
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1968
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	21,57
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	6,4
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,8
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

175,7

Metanodotto Sansepolcro – Foligno

Finalità

Il metanodotto esistente Sansepolcro – Foligno DN250 (10”) attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti, garantisce il collegamento con i metanodotti della Rete Nazionale Rimini – Sansepolcro e Recanati – Foligno. Mantenere tale importante connessione risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell’area centrale del Paese.

L’opera si rende necessaria in quanto l’attuale tracciato interessa alcuni tratti urbanizzati e attraversa zone geologicamente complesse, interessate da importanti fenomeni d’instabilità dei terreni. L’impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, permettendo infine l’armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell’area.

Il nuovo metanodotto, di lunghezza pari a circa 96 km, si sviluppa per la maggior parte nella regione Umbria, in provincia

di Perugia e per una quota marginale nella regione Toscana in provincia di Arezzo; verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell’esistente e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell’esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti.

Il metanodotto Sansepolcro – Foligno alimenta direttamente 52 punti di riconsegna (di cui 24 interconnessi a reti cittadine, 16 a utenze industriali dirette, 11 a impianti per autotrazione e 1 a impianti di produzione di energia elettrica). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell’anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 408 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0395	Metanodotto Sansepolcro – Foligno	400	123	75

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
dic-20	n.d.	mag-22	apr-24	nov-21	ott-23	dic-24	set-26



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

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	123,0
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1972
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	4,91
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	7,0
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	4,5
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

193,6

Rete

Bassa Reggiana – Modenese

Finalità

Snam Rete Gas ha previsto la sostituzione di diversi gasdotti nell'area delle province di Reggio Emilia e Modena che si estendono verso il fiume Po, in particolare verso l'area di Suzzara, di Pegognaga e della provincia di Mantova, tutti gasdotti inseriti nella Rete Regionale di Snam Rete Gas. L'opera si rende necessaria in quanto i gasdotti coinvolti rientrano tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete, essi derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in cui esso è posato. La soluzione tecnica del nuovo progetto è in corso di definizione e ha come obiettivo di uniformare i diametri dei metanodotti allo scopo di perseguire l'ispezionabilità e la sicurezza degli stessi

I gasdotti sopracitati alimentano direttamente 97 punti di riconsegna (di cui 46 interconnessi a reti cittadine, 36 a utenze industriali dirette, 14 impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione e 1 a impianti di produzione di energia

elettrica). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 416 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0390	Rete Bassa Reggiana – Modenese	250	198,9	64

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	ott-27

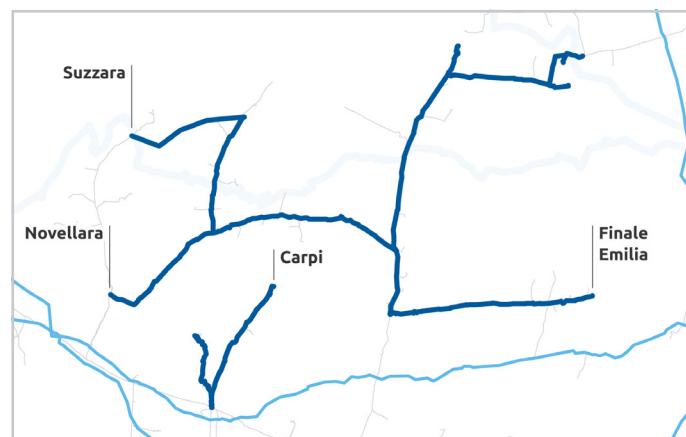


Tabella da compilare esclusivamente in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	198,9
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1966
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	16,19
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	20,9
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	9,1
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

188,2

Rete di Bassano del Grappa

Finalità

Snam Rete Gas ha previsto la razionalizzazione della rete di Bassano del Grappa, Marostica e S. Pietro in Gu e la messa in sicurezza del servizio di trasporto per questa porzione della rete regionale veneta.

L'opera si rende necessaria in quanto i gasdotti coinvolti rientrano tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete, essi derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in cui esso è posato. La soluzione tecnica del nuovo progetto è in corso di definizione e ha come obiettivo di perseguire l'ispezionabilità e la sicurezza del servizio di trasporto.

La rete di gasdotti sopracitata alimenta direttamente 38 punti di riconsegna (di cui 17 interconnessi a reti cittadine, 16 a utenze industriali dirette e 5 a impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti

di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 135 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0393	Rete di Bassano del Grappa	300	35,5	70/64

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	lug-26



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

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	35,5
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1961
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	3,01
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	2,9
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,5
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

46,9

Rete di Fornovo – Langhirano – Traversetolo

Finalità

Snam Rete Gas ha previsto la sostituzione di diversi gasdotti nell'area della parte provincia di Parma che si allunga verso l'appennino, in particolare le antenne verso le aree di Fornovo, Langhirano e Traversetolo e le loro interconnessioni, tutti gasdotti inseriti nella Rete Regionale Snam Rete Gas. L'opera si rende necessaria in quanto i gasdotti coinvolti rientrano tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete, essi derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in cui esso è posato. La soluzione tecnica del nuovo progetto è ancora in corso di valutazione e le opere che saranno definite, saranno realizzate da Snam Rete Gas in sostituzione dei metanodotti esistenti ricollegando tutte le utenze presenti e si svilupperanno interamente nel territorio della Regione Emilia Romagna

I gasdotti sopracitati alimentano direttamente 49 punti di

riconsegna (di cui 20 interconnessi a reti cittadine, 20 a utenze industriali dirette, 7 a impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione. Sono inoltre collegati due punti di consegna per l'immissione in rete di gas naturale/biometano. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 174 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0392	Rete di Fornovo – Langhirano – Traversetolo	vari	52,3	64

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	ott-26



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

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	52,3
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1965
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	6,87
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	5,5
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,5
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

51,9

Rete di Poggiofiorito

Finalità

La rete esistente di Poggiofiorito DN250 (10") inserita in Rete Regionale Gasdotti, è situata in Abruzzo, in provincia di Chieti ed è dedicata a soddisfare il mercato locale.

L'opera si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato della rete di Poggiofiorito interessa tratti geologicamente complessi, attraversando aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. La soluzione tecnica del nuovo progetto è ancora in corso di definizione e sarà sviluppata per accrescere la flessibilità e la sicurezza dell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale.

La rete di Poggiofiorito alimenta direttamente 12 punti di consegna/riconsegna (di cui 7 interconnessi a reti cittadine, 2

a utenze industriali dirette, 1 a impianto di distribuzione gas per autotrazione e 2 a impianti di estrazione di gas naturale). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 13 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0388	Rete di Poggiofiorito	250	23,9	70

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	ott-26



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

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	23,9
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1962
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	4,12
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	2,2
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,3
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

31,0

Variante Cortemaggiore – Torino a Chivasso

Finalità

L'opera in oggetto è una variante di circa 10 km al metanodotto Cortemaggiore – Torino (DN400 a 24 bar) nei pressi di Chivasso. Il metanodotto sopra citato svolge la funzione di alimentazione capillare al servizio del mercato di Torino e del suo comprensorio nord.

In questa zona il gasdotto attuale si trova stretto tra le aree abitate, il fiume Po e la confluenza del torrente Orco nel Po stesso.

La variante si rende necessaria proprio per difendere la condotta dalle dinamiche idrogeologiche erosive dell'area sopra descritta, a salvaguardia della sicurezza del trasporto. Il gasdotto sopracitato alimenta direttamente 12 punti di

riconsegna (di cui 4 interconnessi a reti cittadine, 6 a utenze industriali dirette e 2 a impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2019/2020, è stato pari a circa 104 milioni di metri cubi.

Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0386	Variante Cortemaggiore – Torino a Chivasso	400	9,8	24

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	mar-25



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

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi schede di dettaglio
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	9,8
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1950
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	9,72
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	1,1
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	0,7
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

27,8

Allegato III

—

Schede Progetti
di Sviluppo entrati
in esercizio
nell'anno 2020

Interconnessione TAP

Informazioni sul contesto di riferimento

L'intervento riguarda la costruzione dell'infrastruttura di collegamento fra il progetto Trans Adriatic pipeline e la rete esistente di trasporto di Snam Rete Gas. Le informazioni sul contesto di riferimento considerate nel Piano sono descritte nel "Documento di descrizione degli scenari (DDS 2020)" e nel Documento "Scenario National Trend Italia" (gennaio 2021) redatti in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

Analisi della domanda e dell'offerta

Analisi della domanda

Le assunzioni effettuate sulla domanda gas per l'analisi del progetto sono descritte nel Documento di descrizione degli scenari (DDS 2020)" e del Documento "Scenario National Trend Italia" (gennaio 2021) redatti in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

Analisi dell'offerta

Il progetto riguarda la creazione di un nuovo punto di interconnessione e il suo collegamento alla rete nazionale dei gasdotti esistente. Il gas in ingresso dal nuovo punto sarà disponibile per tutto il mercato italiano, pertanto si ritiene opportuno rifarsi a quanto già espresso nel Documento di descrizione degli scenari (DDS 2020)" e nel Documento "Scenario National Trend Italia" (gennaio 2021) redatti in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e sm.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam e al dettaglio dato nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM. L'infrastruttura interconnessa al progetto di Snam Rete Gas è inserita nel contesto delle infrastrutture europee del gas e, per apprezzarne i benefici in maniera corretta è necessario valutarla in tale contesto. Le assunzioni fatte sono anch'esse riepilogate nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM.

Elementi informativi del progetto

Denominazione intervento

Interconnessione TAP

Codice identificativo intervento

COD. SRG: IT_SRG_RN_02
TYNDP ENTSG: TRA-F-1193

Opere principali e accessorie

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_RN_02	Interconnessione TAP	1400	56	-	75	Principale

Obiettivo generale dell'intervento

- integrazione del mercato
- sicurezza dell'approvvigionamento
- concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento

Obiettivi specifici

- accordi internazionali
- resilienza del sistema
- flessibilità infrastrutturale
- continuità della fornitura
- sviluppo della concorrenza, competizione e liquidità
- disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento

Categoria principale intervento

Nuova interconnessione con l'estero

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2016-2025

Incremento delle capacità di trasporto

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM3/G]
Creazione di un nuovo punto di entrata a Melendugno (Puglia)	Entrata *	44,0 MSM3/g (tale capacità non aumenterà la capacità totale di importazione del sistema gas)

* Il progetto prevede capacità in uscita in controflusso

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto
(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Il progetto è naturalmente correlato all'infrastruttura TAP che consente nuova capacità di importazione dalle produzioni di gas Azeri. Tale fonte di approvvigionamento non è attualmente disponibile sul mercato italiano del gas.

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Non applicabile

Indicazione dello stato dell'intervento

Realizzazione completata

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
IT_SRG_RN_02	19/02/2015	13/04/2015	10/11/2015	21/05/2018	10/11/2015	22/09/2017	12/01/2019	15/11/2020

Localizzazione intervento


Benefici
Totale benefici periodo
di analisi di 25 anni

Costi

Benefici monetari
Totale benefici periodo
di analisi



Analisi costi / benefici

I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” secondo i dettagli riportati nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di Snam.

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2020 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
297,9	265	279,4	0,1

		BAU [B€]	CEN [B€]	NT [B€]
● B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	NORD: - EQ: 6,9 SUD: -	NORD: 3,7 EQ: 4,2 SUD: 3,5	NORD: 3,9 EQ: 3,4 SUD: 3,4
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	NORD: - EQ: 0,3 SUD: -	NORD: 2,6 EQ: 1,1 SUD: 0	NORD: 2,1 EQ: 0,3 SUD: 0,2
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 a emissioni di CO ₂			
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO ₂			
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			

Benefici qualitativi

TAP può favorire la riduzione del divario del prezzo del gas al PSV con i prezzi del Nord Europa (cosiddetto “spread TTF-PSV”).
Un ulteriore effetto netto in bolletta e sul Pil può verificarsi in quanto i corrispettivi pagati dagli «shipper» per il nuovo entry point «ripagano» il costo dell’infrastruttura superando il ricavo di Snam direttamente correlato all’infrastruttura.

Indicatori di performance

ANALISI 1° STADIO					ANALISI 2° STADIO		
		VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
BAU	NORD	-	-	-	-	-	-
	EQU	4.160	17,6	2	4.142	16,4	2
	SUD	-	-	-	-	-	-
CEN	NORD	3.803	16,1	1	3.784	15,0	1
	EQU	3.382	14,5	1	3.364	13,5	1
	SUD	2.181	9,7	1	2.163	9,0	1
NT	NORD	3.692	15,1	1	3.673	14,1	1
	EQU	2.345	10,0	1	2.326	9,3	1
	SUD	2.124	9,1	1	2.105	8,5	2

Sensitivity fattori critici (switching value)

		CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
BAU	NORD	-	-	-
	EQU	Non critico	Non critico	+23 anni
	SUD	-	-	-
CEN	NORD	Non critico	Non critico	+21 anni
	EQU	Non critico	Non critico	+20 anni
	SUD	Non critico	Non critico	+18 anni
NT	NORD	Non critico	Non critico	+22 anni
	EQU	Non critico	Non critico	+19 anni
	SUD	Non critico	Non critico	+18 anni

Indicatori quantitativi

			2025	2030	2040
BAU	N-1	Inerziale	104	106	105
		Con il progetto	104	106	105
	IRDI	Inerziale	2.139	2.139	2.139
		Con il progetto	1.819	1.819	1.819
CEN	N-1	Inerziale	108	118	132
		Con il progetto	108	118	132
	IRDI	Inerziale	2.139	2.139	2.139
		Con il progetto	1.819	1.819	1.819
NT	N-1	Inerziale	108	118	122
		Con il progetto	108	118	122
	IRDI	Inerziale	2.139	2.139	2.139
		Con il progetto	1.819	1.819	1.819

Informazioni di cui all'art. 3.4 Del. 468/2018/R/gas

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	IMMOBILIZZAZ. ENTRATE IN ESERCIZIO [M€]	IMMOBILIZZAZ. ANCORA IN CORSO [M€]	STIMA SPESA INVESTIMENTO RESIDUA [M€]	ANNO PREVISTO ENTRATA IN ESERCIZIO INVESTIMENTO RESIDUO
IT_SRG_RN_02	265	33	33	Nel 2020 l'opera è interamente entrata in esercizio. Tutte le code di costo successive verranno capitalizzate ogni mese

Metanizzazione Regione Calabria

Informazioni sul contesto di riferimento

Sull'intero territorio della Regione Calabria sono state realizzate le opere per il completamento della metanizzazione della Regione a seguito della stipula da parte delle imprese di distribuzione dei contratti di allacciamento alla rete di metanodotti di Snam Rete Gas. Tali opere, che prevedono la costruzione di metanodotti per circa 310 km complessivi, comprendono 17 adduttori al servizio di 62 punti di riconsegna. I progetti di cui alla presente scheda costituiscono l'ultima fase a oggi prevista del piano complessivo di metanizzazione della regione.

Elementi informativi del progetto

Denominazione intervento

Metanizzazione Regione Calabria

Codice identificativo intervento

COD. SRG: IT_SRG_RR_0073
COD. SRG: IT_SRG_RR_0074

Obiettivo generale dell'intervento

Metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda

Obiettivi specifici

Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree

Categoria principale intervento

Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate / estensione di rete

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano

Piano Decennale 2014-2023

Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso

Non applicabile

(ove applicabile)

Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità

Nr. 7 Nuovi Punti di Riconsegna

(ove applicabile)

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto

(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)

Non applicabile

Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Non applicabile

Indicazione dello stato dell'intervento

In esercizio

Avanzamento rispetto al piano decennale precedente

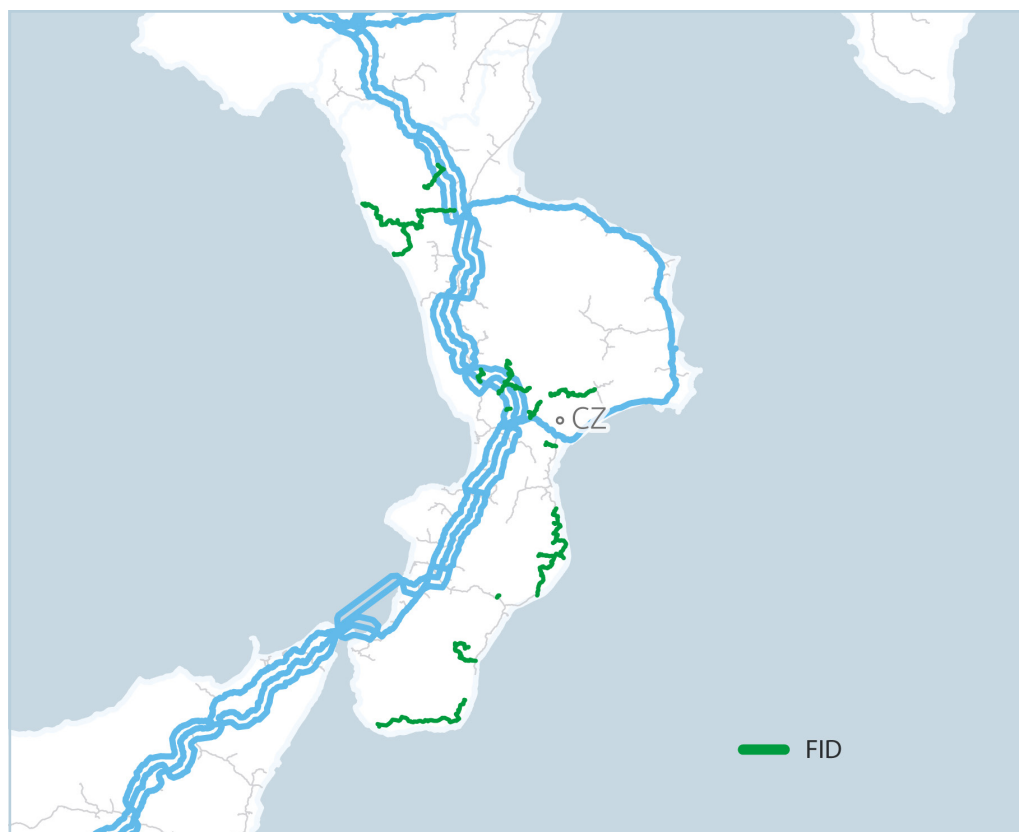
Concluso (in avanzamento come da programma)

Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_0073	Met. Sant'Andrea Ap. dello Jonio – Caulonia	Principale	300	51,3	24	Pianificato	In esercizio
IT_SRG_RR_0074	Diramazione per Stilo e Bivongi	Principale	150	4,7	24	Pianificato	In esercizio

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
mag-06	apr-17	mag-15	mar-18	ott-08	apr-09	gen-19	set-20

Localizzazione intervento



Analisi costi / benefici

Costi

		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]
IT_SRG_RR_0073	Met. Sant'Andrea Ap. dello Jonio - Caulonia	56,3
IT_SRG_RR_0074	Diramazione per Stilo e Bivongi	4,2

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2020 [M€]	CAPEX TOTALI (AL NETTO DI OPERE COMPENSATIVE ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
60,5	55,5	59,8	4,4

Analisi della domanda

Volume da richiesta di allacciamento 6,935 MSm³/anno

Benefici

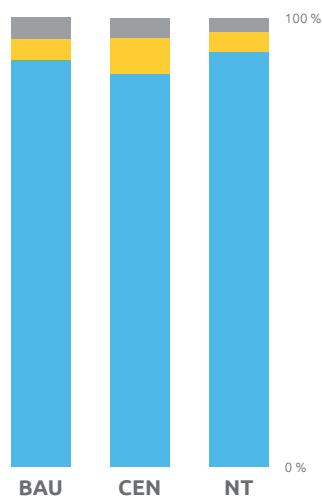
Prezzi:

La domanda gas sottesa all'investimento è stata considerata come switching di GPL e Gasolio per riscaldamento in percentuali proporzionali al consuntivo Calabria registrato da Istat per l'anno 2018. Il prezzo del gas considerato è quello pubblicato all'interno dell'appendice informativa ai criteri applicativi della metodologia ACB. Per quanto riguarda il prezzo dei prodotti petroliferi spiazzati si è utilizzato il prezzo pubblicato nel medesimo documento modificato tenendo conto del rapporto fra le ultime rilevazioni disponibili degli stessi prezzi in Calabria* e i corrispondenti prezzi medi italiani pubblicati dal MiSE. Tale analisi ha portato a considerare un prezzo in Calabria maggiorato del 20% rispetto alla media nazionale. CAPEX distribuzione: è stata applicata una tariffa di distribuzione derivata dai dati pubblicati da ARERA per la zona geografica di riferimento che è stata fattorizzata nel prezzo di fornitura del gas utilizzato nella valorizzazione dei benefici

* Camera di Commercio di Reggio Calabria

Benefici

Totale benefici periodo di analisi di 25 anni



		BAU [B€]	CEN [B€]	NT [B€]
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	95	98	146
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 a emissioni di CO ₂	5	9	7
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO ₂	5	5	5
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	-	-	-

Indicatori di performance

	ANALISI 1° STADIO			ANALISI 2° STADIO		
	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
BAU	10	1,2	2034	9	1,2	2034
CEN	13	1,2	2034	12	1,2	2034
NT	41	1,7	2030	40	1,7	2030

Sensitivity Switching Value 2° Stadio

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
BAU	15%	Non significativo	+2 anni
CEN	21%	Non significativo	+4 anni
NT	68%	Non significativo	+9 anni

Informazioni di cui all'art. 3.4 Del. 468/2018/R/gas

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	IMMOBILIZZAZ. ENTRATE IN ESERCIZIO [M€]	IMMOBILIZZAZ. ANCORA IN CORSO [M€]	STIMA SPESA INVESTIMENTO RESIDUA [M€]	ANNO PREVISTO ENTRATA IN ESERCIZIO INVESTIMENTO RESIDUO
IT_SRG_RR_0073	52	4	4	Nel 2020 l'opera è interamente entrata in esercizio. Tutte le code di costo successive verranno capitalizzate ogni mese
IT_SRG_RR_0074	3	1	1	Nel 2020 l'opera è interamente entrata in esercizio. Tutte le code di costo successive verranno capitalizzate ogni mese

Allegato IV

—

Schede Progetto
ricevute da terzi

IGI Poseidon SA

Informazioni società

Shareholders

Edison International Holding NV, DEPA SA

Denominazione progetto

Poseidon Pipeline

Tipo progetto

Metanodotto Onshore/Offshore

Descrizione progetto

Il gasdotto Poseidon è il tratto finale di un sistema di interconnessione Grecia- Italia che permetterà di collegare il sistema italiano ai volumi di gas disponibili nel Bacino del Levantino (Cipro e Israele) mediante il progetto di gasdotto EastMed (100% IGI Poseidon SA) e al confine turco/greco mediante un'estensione terrestre che attraversa la Grecia fino alla località di Kipi. Il progetto è composto da una sezione onshore che attraversa la Grecia da Kipi a Florovouni, con due stazioni di compressione, e una sezione offshore che attraverso il Mar Ionio fino al punto di approdo a Otranto dove sarà installato un terminale di ricezione e misura per poi collegarsi con il sistema nazionale di trasporto del gas italiano. La sezione offshore del progetto Poseidon è connessa a Florovouni con il progetto EastMed.

Localizzazione geografica progetto



	Dati tecnici
Lunghezza metanodotti	770 km onshore + 210 km offshore
Diametro metanodotti	812 mm per la sezione offshore e 1.219 mm per la sezione onshore
Potenza c.li di Compressione	c.a. 75 MW in Florovouni e c.a. 75 MW in Nea Messimvria
Nuova capacità PdE/PdU	<ul style="list-style-type: none"> 400804 MWh/g prima fase 633181 MWh/g seconda fase (PCS assunto 10,9 kWh/m³)
Volume annuo atteso	<ul style="list-style-type: none"> Fino a 12.000 MSm³/a prima fase Espandibile fino a 20.000 MSm³/a seconda fase
	Stato del progetto
Final Investment Decision	No
Fase del Progetto	Costruzione: No (sezione offshore, lato IT, avviate attività ante operam a Otranto) Ingegneria e permessi: Sì Pianificato / Allo studio: No
Data entrata in esercizio prevista	06-2023
	Benefici del progetto
Diversificazione degli approvvigionamenti	<p>Il progetto Poseidon è il tratto finale di un sistema di interconnessione Grecia – Italia che permetterà di collegare il sistema italiano ai volumi gas disponibili nel bacino del Mediterraneo Orientale grazie al progetto EastMed (100% IGI Poseidon SA) e ai volumi gas disponibili al confine turco/greco, mediante un'estensione terrestre in Grecia. La sezione offshore del progetto fa parte dei progetti PCI del Southern Gas Corridor con l'obiettivo di diversificare gli approvvigionamenti collegando il mercato europeo con i giacimenti del Mar Caspio, del Medio Oriente e del Mediterraneo Orientale.</p>
Flussi aggiuntivi	Il progetto consentirà flussi aggiuntivi per più del 10% della domanda italiana.
Inversione del flusso	<p>Il progetto Poseidon è in grado di fornire servizi di trasporto con flusso inverso del gas (reverse flow) dall'Italia alla Grecia. Oltre ad avvantaggiare la Grecia, l'Italia e altri mercati europei del gas grazie al flusso diretto attraverso la diversificazione di rotte e fonti, il Gasdotto Poseidon potrebbe costituire anche una garanzia supplementare di approvvigionamento alla Grecia e all'Europa Sud-orientale, consentendo la fornitura di gas dal mercato italiano.</p>

Altro

- Sono state completate tutte le attività ingegneristiche, le gare EPC&supply long lead items sono in fase di finalizzazione.
- Sezione Offshore: in corso attività ante operam presso Otranto.
- Sezione Onshore: studi autorizzativi in fase di finalizzazione.
- EastMed: nel 2018 è stata avviata la fase di progettazione denominata di Front End Engineering Design, attualmente in corso, insieme alle opportune procedure autorizzative.
- Il progetto permetterà il trasporto anche di quantitativi di idrogeno allo stato gassoso miscelato con gas naturale. Sono in corso approfondimenti e studi.

Regime TPA

TPA Regolato

No

Se TPA Regolato=NO:

Esenzione TPA

Ottenuta/Richiesta/Prevista

Allocazione Prioritaria

Ottenuta/Richiesta/Prevista

TYNDP ENTSG

Comunicato a ENTSG per TYNDP

Sì

Data ultimo aggiornamento

12/03/2020

Note

Eventuali informazioni aggiuntive utili per meglio definire il progetto

