

SNAM RETE GAS

# Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2022-2031





# Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2022-2031

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 il suo "purpose" per il quale esiste. Per identificarlo, 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 verso l'esterno**. Oggi più che mai, è imprescindibile avere una visione e un raggio d'azione più ampi rispetto al passato, fondati 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, uniti ai suoi valori fondanti e al ruolo che il Gruppo vuole ricoprire nel percorso verso la transizione energetica sono gli elementi fondanti del percorso che **Snam ha compiuto per identificare 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 (idrogeno, biometano, 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 lo strumento di programmazione di Snam Rete Gas, coerente con la strategia presentata al mercato e agli stakeholder e 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 regionale del gas naturale di proprietà di Snam Rete Gas.

Il Piano ha come obiettivo principale quello di favorire lo sviluppo e l'adeguamento della rete di trasporto, affinché essa continui a rappresentare un asset di riferimento per il sistema energetico del paese, consolidando la propria centralità nel garantire un approvvigionamento di energia sicuro, flessibile e competitivo e contribuendo alla riduzione delle emissioni. In particolare, il Piano è stato elaborato in coerenza con l'evoluzione attesa del mercato e mira a cogliere gli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti, di integrazione tra mercati a livello europeo, di sviluppo della liquidità del mercato italiano del gas e di decarbonizzazione dei consumi energetici.

In questo Piano, per la prima volta, vengono inoltre descritti gli interventi previsti per avviare la trasformazione della rete di trasporto del gas naturale in una rete multi-vettoriale, in grado di trasportare indifferentemente gas naturale, green gases e idrogeno, per rispondere alle sfide della transizione energetica e accelerare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, sempre più stringenti nel panorama europeo e nazionale. Il disegno della nuova rete di trasporto idrogeno propone un percorso di adeguamento e trasformazione degli asset di trasporto che ne garantisca la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza e costituisca al tempo stesso un volano per lo sviluppo armonico di offerta e domanda dell'idrogeno.

Le iniziative descritte nel Piano sono coerenti 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 3 e approfonditi nel Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2021) pubblicato 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 iniziative aventi carattere innovativo, descritte nell'allegato "Interventi sulla transizione energetica".

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 e sicurezza del sistema di trasporto 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 della rete di trasporto del gas naturale

Il primo capitolo descrive il processo di pianificazione della rete di trasporto gas, il quadro legislativo e regolatorio di riferimento e gli stakeholders coinvolti.

## **2** Il sistema infrastrutturale gas

Il secondo capitolo descrive il sistema infrastrutturale gas nel contesto europeo ed italiano e le caratteristiche della rete di trasporto del gas naturale in Italia.

## **3** Scenari Energetici

Il terzo capitolo richiama gli scenari di evoluzione della domanda e offerta di gas naturale in Italia, utilizzati ai fini della valutazione degli interventi mediante Analisi Costi Benefici.

## **4** Necessità e logiche di intervento

Il quarto capitolo descrive le necessità e le logiche di intervento sul sistema di trasporto del gas naturale in relazione all'evoluzione attesa degli scenari.

## **5** Interventi sulla rete di trasporto del gas naturale

Il quinto capitolo è la sezione distintiva del documento: descrive la spesa complessiva e i principali progetti previsti nel Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas.

## **6** Interventi per la transizione energetica

Il sesto capitolo descrive lo sviluppo della rete di trasporto dell'idrogeno nella prospettiva della transizione energetica.

## **7** I benefici per il sistema paese

Il settimo capitolo descrive i benefici che i progetti e le iniziative del Piano apportano al sistema energetico italiano e la metodologia utilizzata per effettuare le Analisi Costi Benefici.



# Indice

La nostra missione	3
Executive summary	4
Capitoli del Piano	5
<b>1 / Il processo di pianificazione</b>	<b>13</b>
1.1 / Contesto e quadro Legislativo e Regolatorio	14
1.1.1 Disposizioni comunitarie	14
1.1.2 Disposizioni nazionali	17
1.2 / Framework di riferimento per la predisposizione del Piano	18
1.2.1 Perimetro del Piano	18
1.2.2 Obiettivi del Piano Decennale	19
1.2.3 Criteri di definizione del Piano Decennale	20
1.2.4 Processo di elaborazione del Piano Decennale	21
1.3 / Stakeholders engagement	22
1.3.1 Altri TSO e Utenti della Rete	23
1.3.2 Coordinamento con gli altri operatori	24
1.3.3 Istituzioni nazionali ed europee	25
1.3.4 Altri stakeholders	25
<b>2 / Il sistema infrastrutturale gas</b>	<b>27</b>
2.1 / Contesto Europeo	28
2.1.1 Le infrastrutture gas europee	28
2.1.2 Priorità europee e progetti di interesse comune (PIC)	29
2.2 / Contesto Italiano	31
2.2.1. La rete di trasporto di Snam Rete Gas	31
2.2.2 Altre reti di trasporto	35
2.2.3 Stoccaggio	36
2.2.4 Rigassificazione	36

<b>3 / Scenari energetici</b>	<b>39</b>
3.1 / Contesto internazionale e scenari energetici	40
3.2 / Consuntivi di domanda e offerta di gas in Italia	42
3.2.1 Consumi primari energetici in Italia	42
3.2.2 Domanda di gas naturale	43
3.2.3 Offerta di gas naturale	43
3.2.4 Capacità di trasporto	45
3.3 / Gli scenari nel Piano di sviluppo: scenari congiunti Snam-Terna	48
3.3.1 Proiezioni di domanda e offerta di gas nel periodo 2020-2040	48
3.3.2 Contesto macroeconomico e commodity negli scenari	49
3.3.3 Previsioni di domanda gas	49
3.3.4 Previsioni di offerta di gas	50
3.3.5 Domanda di punta per la definizione del fabbisogno infrastrutturale	51
3.4 / Coerenza scenari di domanda con altri scenari italiani ed europei	53
3.5 / Long-term strategy Italia	54
<b>4 / Necessità e logiche di intervento</b>	<b>57</b>
4.1 / Rete di trasporto del gas naturale	58
4.1.1 Disponibilità di capacità di trasporto a lungo termine	58
4.1.2 Procedura di capacità incrementale	59
4.1.3 Congestioni nella rete di trasporto	60
4.1.4 Mantenimento e sostituzione della rete di trasporto	61
4.2 / La rete di trasporto multivettoriale	62
4.2.1 Evoluzione del quadro normativo e contesto europeo	62
4.2.2 Strategia nazionale idrogeno – linee guida preliminari	63
4.2.3 Integrazione dell'idrogeno con le infrastrutture di trasporto esistenti	63
4.2.4 Scenari di domanda e produzione di idrogeno	64
4.2.5 Il ruolo dello stoccaggio di idrogeno	65

<b>5 / Interventi sulla rete di trasporto del gas naturale</b>	<b>67</b>
5.1 / Dimensione degli interventi	68
5.2 / Criteri di progettazione e tutela dell'ambiente	69
5.3 / Interventi di Sviluppo	70
5.3.1 Sviluppo – Progetti di Rete Nazionale	70
5.3.2 Sviluppo – Progetti di Rete Regionale	80
5.3.3 Progetti di allacciamento	82
5.4 / Interventi di sostituzione e sicurezza	83
5.4.1 Sostituzione e sicurezza – Progetti di Rete Nazionale	85
5.4.2 Sostituzione e sicurezza – Progetti di Rete Regionale	85
5.5 / Interventi di mantenimento	86
5.6 / Altri interventi	86
5.7 / Virtual Pipeline Sardegna	87
5.8 / Coerenza con Piano Decennale ENTSG	87
 <b>6 / Interventi per la transizione energetica</b>	 <b>91</b>
6.1 / Il disegno della rete di trasporto dell'idrogeno	92
6.2 / Impatti sulla rete di trasporto del gas naturale	95
6.3 / La rete di trasporto europea	96
6.4 / Blending H2 nella rete di trasporto gas naturale	98
6.5 / Sector Coupling con elettrolizzatori "Network Related Function"	99
 <b>7 / I benefici per il sistema Paese e la metodologia di riferimento</b>	 <b>103</b>
7.1 / Benefici del sistema gas	104
7.2 / Metodologia ACB	106
7.2.1 Scenari di domanda	106
7.2.2 Assunzioni	106
7.3 / Determinazione dei benefici	108
7.3.1 Determinazione dei benefici per i progetti di Rete Nazionale	108
7.3.2 Determinazione dei benefici per i progetti di Rete Regionale	111
7.3.3 Programmi di simulazione	111
7.4 / Determinazione dei costi	114

# Legenda Acronimi

Acronimo	Descrizione Acronimo
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
B $\text{Sm}^3$	Miliardi di Standard Metri Cubi
$\text{CO}_2$	Anidride Carbonica
DN	Diametro nominale
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GWh	Gigawattora (Miliardi di Wattora = Milioni di Kilowattora)
MiTE	Ministero Della Transizione Ecologica
M $\text{Sm}^3$	Milioni di Standard Metri Cubi
PCI	Potere Calorifico Inferiore
PCS	Potere Calorifico Superiore
PIC	Progetto di interesse comune
$\text{Sm}^3$	Standard Metri Cubi
TWh	Terawattora (Mille Miliardi di Wattora = Miliardi di Kilowattora)
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (Piano Decennale ENTSOG)







1 /

Il processo di  
pianificazione

# 1.1 /

## Contesto e quadro Legislativo e Regolatorio

Il presente documento descrive il Piano Decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale di Snam Rete Gas. Il piano decennale è lo strumento deputato a proporre alle autorità preposte le misure atte a garantire l'adeguatezza del sistema del trasporto e la sicurezza di approvvigionamento del Paese. L'elaborazione del piano decennale è un adempimento previsto dalla normativa comunitaria europea, che è stata declinata nella normativa nazionale recependone i contenuti e rendendoli attuativi in base al D. Lgs. 93/2011, modificato dalla L. 115/2015. Ne risulta che il piano decennale, elaborato da ogni operatore del trasporto, costituisce un importante strumento di pianificazione per il sistema gas ed energia del sistema Paese.

Nel presente capitolo viene rappresentato il quadro legislativo e regolatorio e il contesto per l'elaborazione del Piano con una descrizione del perimetro del documento, degli obiettivi e dei criteri che sono alla base della pianificazione infrastrutturale di Snam Rete Gas. Viene infine descritto il processo tramite il quale vengono coinvolti tutti i principali stakeholder della rete di trasporto del gas.

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 i 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. L'effettiva realizzazione delle infrastrutture descritte nel perimetro del Piano corrente è subordinata alla decisione d'investimento di Snam Rete Gas e al contesto regolatorio e contrattuale.

Sulla base delle disposizioni legislative vigenti, il Piano Decennale di sviluppo della rete di trasporto gas viene aggiornato annualmente.

### 1.1.1 Disposizioni comunitarie

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 elaborato una revisione del "Terzo Pacchetto energia" (Direttiva N. 2009/73/Ce e Regolamento N. 715/2009), pubblicando il 15 dicembre 2021<sup>1</sup> una proposta di un nuovo quadro per decarbonizzare i mercati del gas, promuovere l'idrogeno e ridurre le emissioni di metano.

### 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 transeuropee, 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 per il mercato del gas è stata pubblicata il 15 dicembre 2021.

---

<sup>1</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/IP\\_21\\_6682](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/IP_21_6682)

## 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.

### 1.1.2 Disposizioni nazionali

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 351/2016/R/gas, 689/2017/R/gas e 468/2018/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. I contenuti del documento sono stati aggiornati con la delibera 539/2020/R/gas.

# 1.2 / Framework di riferimento per la predisposizione del Piano

## 1.2.1 Perimetro del Piano

Il Piano descrive l'evoluzione programmata della rete di trasporto nazionale e regionale di proprietà di Snam Rete Gas nel periodo compreso tra l'anno 2022 e l'anno 2031.

Gli interventi descritti nel piano afferiscono sia alla rete nazionale e che alla rete regionale di trasporto e sono di varia natura e finalità: in particolare, essi sono rivolti allo sviluppo della rete per il supporto all'evoluzione del mercato del gas (creazione di nuova capacità sui punti di entrata e di uscita della rete), al mantenimento delle condizioni di sicurezza e della disponibilità del servizio di trasporto gas, al miglioramento dei livelli di servizio, all'efficientamento e alla riduzione degli impatti ambientali.

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

La trasformazione della rete di trasporto gas nell'ambito del processo di transizione energetica ha assunto una grande rilevanza in ambito europeo e il disegno per la creazione di una rete italiana di trasporto idrogeno è descritto per la prima volta nel presente Piano. Il contesto sempre più sfidante relativo alla decarbonizzazione del sistema energetico accentua la centralità delle infrastrutture nel loro ruolo di produzione e trasporto dei nuovi vettori energetici verdi. Il piano descrive di conseguenza come la trasformazione della rete di Snam Rete Gas e il mantenimento della sua centralità potranno stimolare e guidare la transizione energetica già a partire dal 2030.

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



## 1.2.2 Obiettivi del Piano Decennale

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.:

- 1. Efficienza del mercato** - sviluppare un mercato integrato con gli altri mercati, supportando il collegamento di aree periferiche e favorendo concorrenza e diversificazione, in particolare
  - **Integrare il mercato** grazie agli interventi che abbiano la finalità di migliorare il funzionamento del mercato energetico e di diminuire il costo della bolletta energetica con la creazione di nuova capacità di trasporto e il rispetto degli accordi internazionali che permettano l'integrazione del mercato nazionale con quello di altri Paesi. Una importante fattispecie di tali interventi riguarda gli interventi che favoriscano l'interazione fra sistemi energetici (e.g. sistema elettrico con sistema gas), ossia il Sector coupling
  - **Metanizzare aree non servite e soddisfare nuova domanda**, con interventi che rendano fruibile gas, ivi inclusi i green gases, ai territori non ancora raggiunti dalla rete di trasporto o che siano funzionali a garantire un incremento di consumi in settori tradizionali o in nuovi settori di consumo
  - **Favorire concorrenza, competizione e liquidità delle fonti di approvvigionamento**, con interventi che incrementino la diversificazione e la competizione fra le fonti di approvvigionamento, sviluppando la concorrenza, incrementando la liquidità del mercato anche mediante la possibilità di integrare nuove fonti di approvvigionamento sia tradizionali che riferite ai green gases
- 2. Sicurezza degli approvvigionamenti e qualità del servizio** – garantire la sicurezza e la resilienza della rete nazionale di trasporto del gas naturale, assicurando elevati livelli di qualità del servizio con interventi per
  - Rafforzare la resilienza del sistema
  - Supportare la flessibilità infrastrutturale
  - Favorire la continuità della fornitura
  - Risolvere le congestioni
  - Promuovere la qualità del servizio erogato con interventi che ne migliorino la qualità per gli utenti della rete e gli altri stakeholder rafforzando gli standard di sicurezza e la qualità dei servizi forniti agli utenti
- 3. Sostenibilità ambientale** - integrare i mercati energetici e adottare tecnologie sempre più low carbon ed efficienti che consentano di ridurre l'impatto ambientale e supportare il processo di decarbonizzazione promuovendo il fuel switching con interventi per
  - Ridurre le emissioni di gas ad effetto serra e di gas inquinanti
  - Integrare le FER elettriche e green gases
  - Incrementare l'efficienza energetica

### 1.2.3 Criteri di definizione del Piano Decennale

La formazione del Piano Decennale di Snam risponde a tre criteri che guidano la scelta degli interventi:

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

Tali criteri sono trasversali e coerenti ai driver e agli obiettivi di Piano precedentemente descritti.

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

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 la comunità e per gli azionisti parte integrante e necessaria del proprio modello di business, presentando progetti che abbiano una validità anche sul lungo termine.

#### 2. Efficienza industriale e finanziaria

Il modello di crescita a cui Snam Rete Gas si riferisce prevede un'elevata efficienza industriale e finanziaria dei progetti che vengono proposti. Gli obiettivi precedentemente elencati sono perseguiti mediante un'attenta selezione dei progetti che vengono proposti finalizzata a valutare fra le varie alternative possibili quella che ottimizzi sia l'aspetto funzionale e di esercizio della rete, sia l'aspetto prettamente economico. In tale modo viene assicurato che le soluzioni proposte siano quelle che massimizzano il valore dell'asset anche nell'ottica del funzionamento del sistema energetico. Questo aspetto risulta essere particolarmente determinante nel contesto attuale, che considerando la transizione energetica in atto, richiede un'analisi approfondita delle infrastrutture esistenti in relazione al loro futuro utilizzo in modo tale da prevedere un'evoluzione della rete che supporti il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del Paese mediante la realizzazione di asset efficienti e ottimizzati.

#### 3. Coerenza e conformità con il 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 ENTSG 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.

## 1.2.4 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 d'Amministrazione per approvazione, a valle delle seguenti attività:

- Definizione degli scenari di domanda e offerta: gli scenari sono definiti in collaborazione con il trasportatore di energia elettrica. Gli scenari elaborati e pubblicati sono declinati sui punti di prelievo in previsioni di domanda giornaliera. Vengono inoltre definite le esigenze di supply sulla base della situazione descritta negli scenari europei costruiti nel processo di redazione del piano decennale europeo, anche mediante simulazioni effettuate con il modello di mercato
- Definizione di nuove esigenze: vengono considerate le nuove richieste di capacità sui punti di entrata e di uscita della rete nazionale che sono raccolte mediante i canali previsti dalla normativa vigente (Incremental capacity, Open Season, richieste di allacciamento, coordinamento con gli operatori interconnessi, etc.). Vengono inoltre determinati gli interventi necessari per mantenere la piena efficienza e la sicurezza della rete di trasporto
- Dimensionamento delle infrastrutture: mediante le simulazioni idrauliche viene testata l'efficienza dei progetti presentati nei piani precedenti e vengono dimensionate le infrastrutture necessarie a soddisfare le esigenze di capacità rilevate. Viene quindi definito il costo di ogni intervento e la tempistica di realizzazione. Gli interventi vengono sottoposti all'analisi dei costi e dei benefici secondo quanto previsto dalla normativa in vigore
- Pianificazione: Viene elaborato il piano che prevede l'integrazione in un unico insieme organico di tutti i progetti allo studio.
- Approvazione: Il piano viene presentato al Consiglio di Amministrazione per l'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 come 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.

La condivisione dei risultati del piano decennale con tutti i soggetti interessati è garantita dal processo definito dalla normativa in vigore che prevede che l'Autorità sottoponga i piani decennali di tutti i trasportatori italiani a un processo di consultazione pubblica durante il quale possono essere presentate osservazioni relative alle assunzioni e ai progetti contenuti nei piani stessi. Tale processo è aperto e organizzato in maniera non discriminatoria in modo che chiunque lo ritenga necessario possa esprimere il proprio parere o richiedere eventuali chiarimenti.

Nel corso del periodo di consultazione, sotto indicazione dell'autorità, Snam organizza delle sessioni di presentazione dei piani decennali dando l'opportunità a tutti gli operatori delle reti di trasporto di presentare il contenuto del proprio documento. In tale sede è predisposta una sessione di domande e risposte aperta a tutti i partecipanti all'evento.

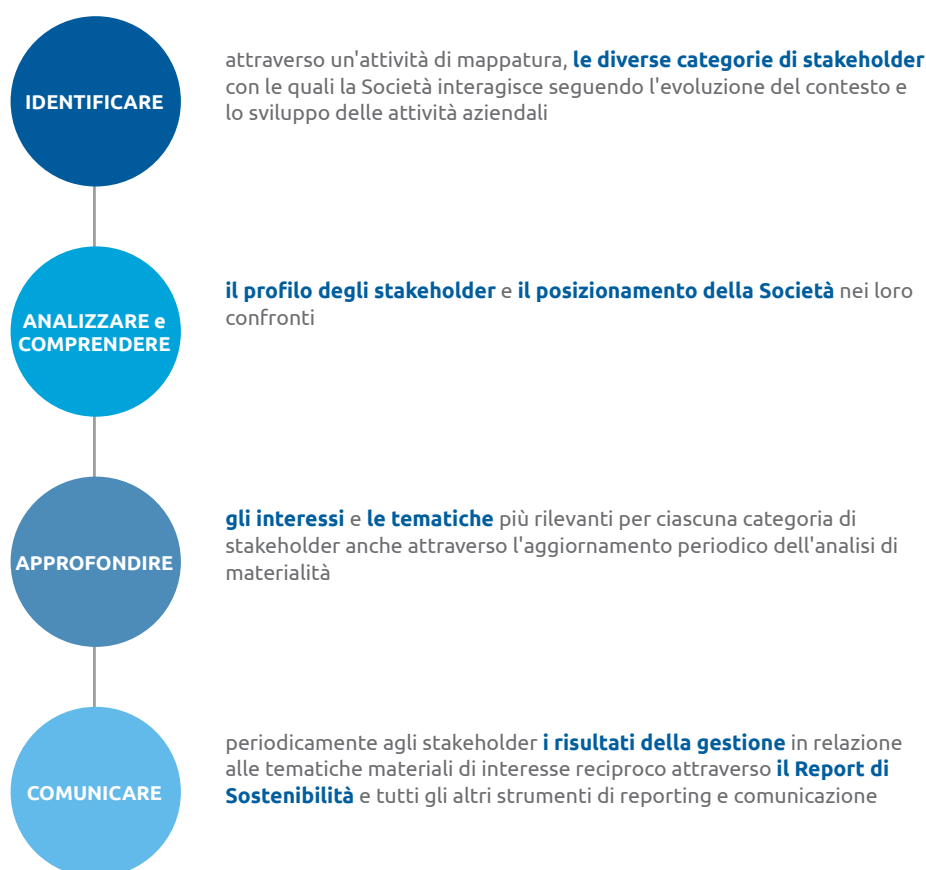
I risultati della consultazione, siano essi osservazioni raccolte dall'Autorità o chiarimenti richiesti durante il workshop di presentazione del piano insieme alle relative risposte sono raccolti in un unico documento che viene pubblicato dall'Autorità sul proprio sito.

## 1.3 / Stakeholders 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.

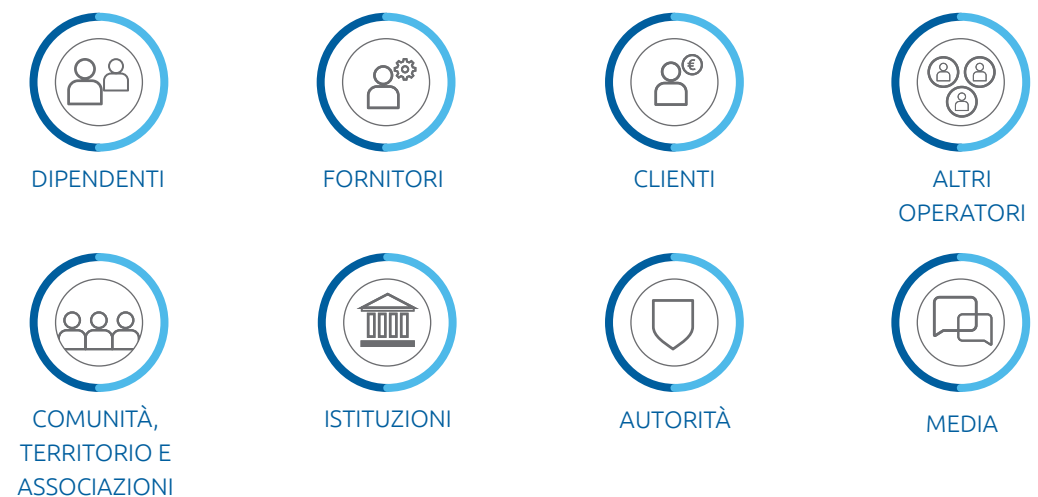
Snam approccia le attività di stakeholder engagement in un'ottica di ascolto e inclusione di tutti gli interlocutori, instaurando un dialogo continuo, leale e trasparente, accrescendo la fiducia reciproca e servendo al meglio i processi decisionali del Gruppo.

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 e il 2021, si sono concentrate in particolare sui temi della transizione energetica, 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**



### 1.3.1 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.

## 1.3.2 Coordinamento con gli altri operatori

### Altri Trasportatori della Rete Regionale

Snam rete gas si coordina opportunamente con gli operatori delle reti di trasporto interconnesse nazionali ed estere.

Snam Rete Gas promuove un'attività di coordinamento con i gestori delle altre reti di trasporto interconnesse a valle con la rete di Snam al fine di:

- identificare la necessità e definire la soluzione tecnica di eventuali opere di potenziamento sulla propria rete che si rendessero necessarie a fronte di nuovi progetti di sviluppo programmati sulle reti di altri gestori;
- segnalare eventuali sovrapposizioni tra gli interventi di sviluppo previsti dai diversi gestori

### Utenti della rete di trasporto

Snam Rete Gas promuove più volte all'anno incontri con i propri clienti in occasione dei quali vengono rappresentate tematiche legate alla gestione della rete e ai processi commerciali che ne sono alla base. Tali eventi costituiscono punti di contatto fondamentali per avere una maggiore consapevolezza delle esigenze degli utenti della rete che possono essere tenute in conto nell'ambito di sviluppo della rete gas. L'anno si è concluso con 4 workshop commerciali esclusivamente in modalità digitale, garantendo comunque la necessaria interattività e varietà dei temi trattati.

I Workshop rappresentano infatti un'occasione unica per Snam per incontrare i propri clienti e discutere/approfondire alcuni temi «caldi» con il mercato e, ancora più importante, danno loro la possibilità di interagire su temi di bilanciamento, settlement, conferimento e servizi stoccaggio, trasporto e GNL e di presentare e discutere nuove Delibere e normative che hanno impatti sulle attività commerciali.

In continuità con l'impegno di Snam di monitorare il grado di soddisfazione dei propri clienti, anche per il 2021 sarà loro proposta un'indagine di Customer Satisfaction, inviata all'inizio del mese di gennaio 2022.

In aggiunta, per poter monitorare il grado di soddisfazione dei propri clienti, è stata introdotta anche un'indagine di Customer Satisfaction che Snam invia ai propri clienti il giorno successivo a ogni singolo evento e il cui valore medio è stato di 8,6 su una scala da 0 a 10.

## 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 2021 sono riepilogate in Allegato.

### 1.3.3 Istituzioni nazionali ed europee

#### Istituzioni Europee

Snam Rete Gas partecipa attivamente alle attività previste dalla normativa europea riguardo alla pianificazione comunitaria delle reti di trasporto del gas. In particolare oltre a garantire il proprio contributo in tutte le fasi di elaborazione del TYNDP, Snam Rete Gas partecipa al processo di selezione dei progetti di interesse comune. Inoltre Snam Rete Gas garantisce una partecipazione attiva nelle consultazioni per la definizione dei regolamenti europei.

#### 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.

#### MiTE

Analogamente Snam Rete Gas mantiene un coordinamento continuo con il MiTE, autorità competente in materia di sicurezza delle forniture (ai sensi del regolamento EU 2017/1938). In tale ottica fornisce il proprio supporto al ministero per definire le attività necessarie per garantire la security of supply, partecipando attivamente alle attività di predisposizione della normativa a riguardo oltre che mediante incontri dedicati.

#### Enti locali

Snam Rete Gas ritiene fondamentale mantenere un rapporto costante con le amministrazioni statali, regionali e locali per soddisfare richieste informazioni circa le 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.

### 1.3.4 Altri stakeholders

#### 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.

#### Fornitori

Dal 2013 è inoltre 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. I fornitori sono costantemente coinvolti e aggiornati sulle strategie e l'operato di Snam attraverso questionari e workshop online.





# 2 / Il sistema infrastrutturale gas

# 2.1 /

## Contesto Europeo

### 2.1.1 Le infrastrutture gas europee

La rete europea del gas è un'infrastruttura altamente interconnessa in grado di garantire una capacità di importazione di circa 2180 MSm<sup>3</sup> giorno di gas naturale, equivalenti a 24 TWh giorno di energia<sup>2</sup>, tramite una rete di gasdotti internazionali interconnessi con la Norvegia, la Russia, l'Algeria, la Libia e l'Azerbaijan, e i numerosi impianti di ricevimento e rigassificazione di GNL (Gas Naturale Liquefatto) in cui approdano le navi metaniere provenienti dai principali Paesi produttori di GNL, tra cui Algeria, Nigeria, Qatar e Stati Uniti. I 21 terminali di rigassificazione europei assicurano una capacità di rigassificazione di circa 620 MSm<sup>3</sup> giorno (circa 1/3 della capacità di importazione giornaliera), equivalenti a 7 TWh giorno, con una capacità complessiva di stoccaggio di circa 9,4 milioni di metri cubi liquidi di GNL, equivalenti a circa 64 TWh di energia<sup>3</sup>.

La rete del gas europea è costituita da circa 200.000 km di gasdotti e dispone di 9.500 MW di potenza installata nelle centrali di compressione del gas, assicurando fra i paesi membri le capacità di interconnessione necessarie per la copertura del mercato e per garantire adeguati livelli di flessibilità e di diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento.

Il sistema gas europeo infine può contare su un ampio sistema di stoccaggio, con 150 siti di stoccaggio sotterraneo, per una capacità di stoccaggio complessiva di circa 110 BSm<sup>3</sup> di gas naturale, equivalenti a 1.170 TWh. Il sistema di stoccaggio Europeo è in grado di accumulare gas naturale, tipicamente nei mesi primaverili, estivi e autunnali, con una capacità di iniezione massima giornaliera di circa 1.180 MSm<sup>3</sup>, equivalenti a circa 13 TWh, e di restituirlo nei mesi invernali con una capacità massima di erogazione giornaliera pari a circa 2040 MSm<sup>3</sup>, equivalenti a circa 22 TWh<sup>4</sup>. Se si considerasse anche l'Ucraina, i volumi di stoccaggio aumenterebbero di 30 BSm<sup>3</sup>, equivalenti a circa 330 TWh, fino ad un totale complessivo di 140 BSm<sup>3</sup>, equivalenti a circa 1480 TWh, pari a quasi il doppio della domanda italiana 2021.

L'elevato livello di interconnessione della rete gasdotti e la grande capacità di stoccaggio costituiscono i principali vantaggi competitivi del sistema gas Europeo rispetto al sistema gas del Far East, la cui domanda soprattutto nei mesi invernali costituisce ormai da diversi anni il principale driver di prezzo del gas a livello globale, in particolare per quanto riguarda il GNL.

La grande capacità di stoccaggio di gas naturale e l'elevata interconnessione della rete gasdotti Europea costituiscono inoltre un elemento chiave per il processo di decarbonizzazione dell'economia Europea, che potrà continuare a sviluppare le proprie fonti rinnovabili e perseguire una sempre maggiore penetrazione dell'energia elettrica nei settori del trasporto e del riscaldamento civile, a condizione che venga mantenuta una capacità di produzione termoelettrica a gas adeguata e diffusa sul territorio, a presidio della sicurezza e della continuità delle forniture elettriche.

2 I dati comprendono anche i valori della United Kindom (UK) = 290 MSm<sup>3</sup>/g pari a circa 3 TWh/g

3 I dati comprendono anche i valori di UK pari a 2 terminali per una capacità di rigassificazione di circa 40 MSm<sup>3</sup>/g equivalenti a 40 GWh/g e a 48 bcm/a equivalenti a 234 TWh/a per una capacità di stoccaggio di 9,4 milioni di M<sup>3</sup> liquidi equivalenti a 14 TWh

4 I dati comprendono anche i valori di UK pari a 8 impianti, per una capacità di stoccaggio complessiva di circa 1620 MSm<sup>3</sup> di gas naturale, equivalenti a 17 TWh, con una capacità di iniezione massima giornaliera di circa 77 MSm<sup>3</sup>, equivalenti a circa 830 GWh, e di restituire il gas naturale accumulato nei mesi invernali con una capacità massima di erogazione giornaliera pari a circa 110 MSm<sup>3</sup>, equivalenti a circa 1190 GWh

### 2.1.2 Priorità europee e progetti di interesse comune (PIC)

Il Regolamento 2013/347/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013 descrive le linee guida in materia di infrastrutture energetiche transeuropee, con lo scopo di facilitare lo sviluppo e l'interoperabilità delle reti dell'energia tra Stati membri e permettere il raggiungimento degli obiettivi europei di competitività, sostenibilità e sicurezza degli approvvigionamenti.

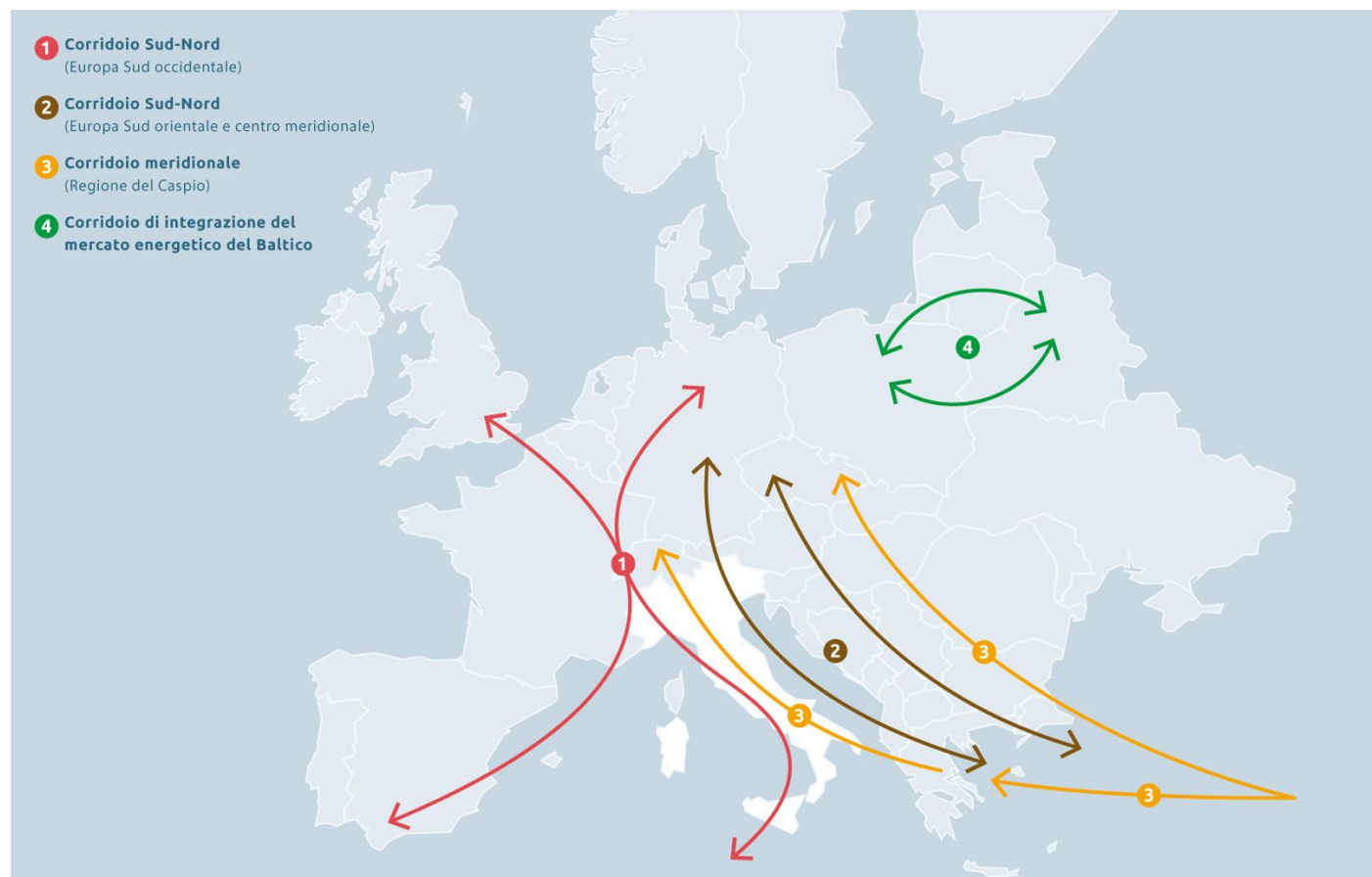
Il Regolamento definisce i "corridoi" ad alta priorità delle reti energetiche e fornisce le modalità per la selezione dei Progetti di Interesse Comune (PIC), necessari per lo sviluppo di tali corridoi prioritari, e le misure volte a favorirne la realizzazione.

Il Regolamento prevede quattro corridoi gas prioritari:

1. **Interconnessione Sud-Nord in Europa Occidentale ("NSI West Gas")**
2. **Interconnessione Sud-Nord in Europa centro-orientale e sud-orientale ("NSI East Gas")**
3. **Corridoio Sud ("Southern Gas Corridor – SGC")**
4. **Piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico ("BEMIP Gas")**

L'Italia è coinvolta in tre dei quattro Corridoi Prioritari (NSI West Gas, NSI East Gas e SGC).

**Figura 2: Priorità europee di infrastrutture del gas naturale**



(Fonte: Snam su Commissione Europea)

Sono individuati come Progetti di Interesse Comune (PIC) quelli 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 climateranti. I PIC sono accompagnati da uno «status di priorità» a livello nazionale, grazie al quale possono beneficiare di procedure di autorizzazione più efficienti e di un trattamento regolatorio incentivante. Tali progetti hanno inoltre la possibilità di accedere a finanziamenti europei.

Il 19 novembre 2021 la Commissione Europea ha adottato la quinta lista di progetti di interesse comune (PIC). La lista contiene 98 PIC, di cui 20 riferiti al settore del gas naturale, tra i quali figurano per l'Italia 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 seguito 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.

**Tabella 1: 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
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

Tra i PIC già realizzati figurano il potenziamento dell'interconnessione tra Italia, Germania e Francia attraverso la Svizzera (conclusa nel 2018), per la realizzazione di flussi fisici bidirezionali e il Trans Adriatic Pipeline (TAP), collegato alla rete nazionale gasdotti mediante il gasdotto "Interconnessione TAP", entrato in esercizio a fine 2020. Quest'ultimo progetto in particolare ha consentito all'Italia di accedere a una nuova fonte competitiva di gas naturale, accrescendo la sua diversificazione delle fonti di approvvigionamento con benefici in termini di competitività e riduzione dei prezzi energetici sia in Italia che in Europa.

Nel dicembre 2020 la Commissione Europea ha avviato un processo di aggiornamento del Regolamento 347/2013 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 norme dovrebbe avvenire ad inizio 2022 e la successiva lista PCI seguirà l'iter amministrativo e le disposizioni previste dal nuovo Regolamento.

## 2.2 / Contesto Italiano

Il sistema infrastrutturale gas italiano è costituito da una rete di trasporto di oltre 35.000 chilometri di gasdotti, 13 impianti di stoccaggio del gas naturale attivi, 3 terminali di ricevimento e rigassificazione di GNL e una rete di distribuzione di oltre 260.000 km di lunghezza. Il sistema nel suo complesso è gestito da 9 operatori di trasporto, 3 operatori di stoccaggio, 3 operatori di rigassificazione e 194 operatori di distribuzione.

Questo sistema assicura la copertura di una domanda di gas naturale mediamente superiore a 70 BSm<sup>3</sup> annui, equivalenti a 770 TWh di energia, a cui corrisponde un volume di gas movimentato annuo di oltre 990 TWh (pari a oltre 90 BSm<sup>3</sup>), considerando anche i volumi immessi e destinati allo stoccaggio. Negli inverni più rigidi, quale quello del 2012 caratterizzato da temperature invernali particolarmente rigide, il sistema gas soddisfa un fabbisogno giornaliero di oltre 450 MSm<sup>3</sup>, equivalenti a circa 5 TWh di energia. Anche se nei prossimi anni, come vedremo nel successivo capitolo 3 dedicato agli scenari, la domanda annua di gas naturale in Italia è attesa in leggera diminuzione, i picchi giornalieri sono attesi sostanzialmente invariati, e la capacità del sistema gas di soddisfarli è e sarà un elemento chiave della flessibilità energetica italiana.

Nei seguenti paragrafi si riporta una descrizione della rete di trasporto gas di Snam Rete Gas, delle reti di altri operatori, dei siti di stoccaggio e rigassificazione.

### 2.2.1 La 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 32.683 km di gasdotti in esercizio in alta e media pressione (circa il 93% dell'intero sistema di trasporto) e 13 centrali di compressione, per complessivi 961 MW di potenza installata.

La rete italiana è interconnessa con la rete di trasporto austriaca a Tarvisio, con la rete di trasporto slovena a Gorizia, con la rete di trasporto svizzera a Passo Gries, a sua volta interconnessa a nord con la Germania e a ovest con la Francia, con i gasdotti sottomarini trans-mediterranei a Mazara, con il gasdotto sottomarino Greenstream a Gela e con il gasdotto TAP a Melendugno. La rete si sviluppa lungo tre principali direttrici di trasporto, sud/nord, est e nord ovest, che collegano i gasdotti di importazione dal Nord Africa e dall'Azerbaijan, dalla Russia e dal Nord Europa, con le principali aree di mercato e i siti di stoccaggio.

La rete Snam Rete Gas, configurata dal punto di vista regolatorio come un unico sistema Entry-Exit, consente l'inversione dei flussi di gas nelle principali direttrici di trasporto ed è in grado di far fronte alle esigenze di bilanciamento orario in qualsiasi condizione di domanda prevista, ovviamente con il necessario supporto dello stoccaggio che costituisce un elemento di fondamentale importanza nel bilanciamento fisico della rete.

**Figura 3: Snam Rete Gas – Infrastruttura di rete**



La rete di trasporto del gas garantisce una capacità massima di entrata dai punti di importazione e di produzione nazionali pari a circa 400 MSm<sup>3</sup> giorno, equivalenti a 4,4 TWh giorno, e una capacità massima di esportazione verso nord e nord est di circa 45 MSm<sup>3</sup>/g, equivalenti a circa 500 GWh giorno.

La rete è stata realizzata in modo tale che nessuna sua parte, o impianto, risulti critica per il sistema di approvvigionamento. Infatti, molte delle linee di importazione sono state negli anni scorsi duplicate o triplicate per far fronte alle esigenze di nuova capacità di trasporto. Nelle centrali di compressione sono inoltre adottati criteri di scorta per quanto riguarda le unità di compressione e la potenza disponibile, in modo da assicurare la potenza necessaria al trasporto nelle diverse configurazioni di domanda e importazione.

La gestione delle attività di esercizio e di bilanciamento fisico della rete è assicurata dalla Sala Controllo del Centro di Dispacciamento di Snam Rete Gas, che è presidiata h24 ogni giorno dell'anno e che assicura il controllo da remoto degli impianti, dei gasdotti e delle centrali di compressione. La sala controllo si avvale di un complesso sistema di supervisione, controllo e acquisizione dati (SCADA) real time e di una rete di telemetria ad elevata affidabilità di funzionamento, grazie alla ridondanza dei sistemi utilizzati e a vie di trasmissione multiple e diversificate. La gestione della rete sul territorio nazionale è assicurata grazie al presidio di 8 Distretti gestionali, 48 Centri di Manutenzione, 13 Centrali di compressione.

La tabella seguente riporta i dati relativi alla rete di trasporto di Snam Rete Gas al 31 dicembre 2021 e per i tre anni precedenti.

**Tabella 2: Lunghezza della rete di trasporto di Snam Rete Gas**

DATI IN KM	2018	2019	2020	2021	VAR % 2021 VS 2020
Rete nazionale	9.613	9.643	9.564	9.571	0,07%
Rete regionale	22.928	23.000	22.998	23.112	0,50%
<b>TOTALE</b>	<b>32.541</b>	<b>32.643</b>	<b>32.562</b>	<b>32.683</b>	<b>0,37%</b>

Tutti i valori sono approssimati alle unità.

La rete di trasporto di Snam Rete Gas comprende i circa 30 punti di interconnessione con le reti di trasporto nazionali e regionali di altre Società di trasporto operanti sul territorio italiano, gli impianti o nodi di smistamento e oltre 500 impianti di riduzione della pressione, che consentono di regolare il flusso del gas naturale nei gasdotti e assicurano il collegamento tra reti operanti a diversi regimi di pressione.

La rete nazionale è costituita dai gasdotti di grande diametro che collegano i punti di entrata (gasdotti di importazione, impianti di rigassificazione e siti di produzione nazionale) con i punti di interconnessione alla rete di trasporto regionale e ai siti di stoccaggio. La rete nazionale include inoltre i nodi di smistamento e le centrali di compressione.

La rete regionale, che comprende i relativi impianti di riduzione della pressione, 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.

## Rete nazionale di gasdotti

Al 31 dicembre 2021 la rete nazionale di Gasdotti di Snam Rete Gas si estende per 9.571 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 trans-mediterranee, 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.

Fanno parte dell'infrastruttura di Snam Rete Gas anche 13 impianti di compressione che hanno lo scopo di aumentare la pressione del gas nelle condotte per riportarla al valore necessario per assicurare il trasporto del gas. 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 2021 la potenza installata è pari a 961 MW in 13 centrali.



## Rete regionale di gasdotti

La rete di trasporto regionale, che si estende per 23.112 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, per l'immissione in rete di gas proveniente da produzioni di gas di origine fossile o di biometano e per la riconsegna del gas ad altre reti di trasporto tramite i rispettivi punti di interconnessione.

### 2.2.2 Altre reti di trasporto

Oltre a Snam Rete Gas, esistono altri 8 operatori che svolgono attività di trasporto gas in Italia.

In particolare, due di essi eserciscono una parte della rete nazionale di trasporto:

- SGI - Società Gasdotti Italia S.p.a.: La rete di proprietà di SGI consta di circa 1400 km di gasdotti, di cui 400 km facenti parte della rete nazionale, dislocati principalmente in Italia centrale e meridionale. Le principali direzioni di sviluppo della rete SGI sono 2, la prima si estende in territorio Marchigiano e Abruzzese lungo la costa adriatica, la seconda interconnette alcuni territori compresi tra Lazio e Puglia, attraversando la Campania e il Molise. Oltre all'infrastruttura principale, SGI gestisce anche alcune reti di piccola entità posizionate in Campania, Basilicata, Molise, Calabria, Sicilia e Veneto che raccolgono il gas proveniente da alcuni campi di produzione.
- Infrastrutture Trasporto Gas S.p.a.: la rete di trasporto di Infrastrutture Trasporto Gas è composta da poco più di 80 km facenti parte della rete nazionale dei gasdotti ed è composta da un metanodotto che collega il terminale di rigassificazione di Cavarzere con la rete di proprietà di Snam Rete Gas.

Gli altri operatori che gestiscono reti di trasporto possiedono esclusivamente rete regionale e sono interconnessi alla rete di trasporto di Snam Rete Gas da cui approvvigionano il gas che trasportano fino ai loro punti di riconsegna. Di seguito vengono elencati tutti i trasportatori:

- Retragas S.r.l.: rete di circa 400 km in Lombardia, Trentino Alto Adige e Piemonte
- Energie Rete Gas S.r.l.: rete di circa 90 km in Piemonte e Valle d'Aosta
- Metanodotto Alpino S.r.l.: rete di circa 75 km in Piemonte
- Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas: rete di circa 40 km in Lombardia
- GP Infrastrutture Trasporto S.r.l.: rete di circa 40 km in Emilia-Romagna
- Netenergy Service S.r.l.: rete di circa 35 km di rete in Molise

Oltre agli operatori elencati, altre due società si sono costituite come gestori della rete trasporto con l'obiettivo di sviluppare il trasporto di gas naturale in zone non ancora metanizzate:

- Enura S.p.a.<sup>5</sup>: la società sta sviluppando un progetto di metanizzazione della Sardegna per un totale di circa 380 km di rete nazionale e circa 190 km di rete regionale<sup>6</sup>
- Gasdotti Alpini S.r.l.: la società sta sviluppando un progetto per la metanizzazione di alcune aree della provincia di Trento per un totale di circa 300 km di rete regionale

<sup>5</sup> Enura è una Società partecipata di Snam (55% delle azioni), la quale Snam controlla anche SRG al 100%

<sup>6</sup> I chilometri di rete indicati sono quelli per i quali è stata presentata la valutazione di impatto ambientale, ai quali è necessario aggiungere ulteriori circa 20 km di rete nazionale, 40 km di rete regionale e ulteriori 50 km di allacciamenti previsti dal progetto di metanizzazione della Sardegna

### 2.2.3 Stoccaggio

In Italia sono presenti tredici 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 2021/22 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. Le infrastrutture di stoccaggio e i relativi operatori sono descritti di seguito:

- Stogit<sup>7</sup>: è il maggior operatore attivo nello stoccaggio di gas naturale in Italia e uno dei maggiori operatori a livello europeo con 9 concessioni operative, per uno spazio di stoccaggio utilizzabile di circa 16,5 BSm<sup>3</sup> di cui circa 4,5 di stoccaggio strategico
- Edison Stoccaggio: società attiva nello stoccaggio di gas naturale in Italia, con 3 impianti con un volume di working gas pari a circa 1 BSm<sup>3</sup>, di cui 140 MSm<sup>3</sup> adibiti a riserva strategica.
- Ital Gas Storage: società che gestisce il sito di stoccaggio di Cornegiano Laudente avente circa 1 BSm<sup>3</sup> di volume.

### 2.2.4 Rigassificazione

L'attività di rigassificazione in Italia è esercita mediante tre terminali di GNL:

- l'impianto di Panigaglia (della società GNL Italia), operativo a partire dall'inizio dagli anni '70, ha una capacità di stoccaggio di circa 100.000 m<sup>3</sup> liquidi di GNL e una capacità di rigassificazione di circa 3,5 BSm<sup>3</sup> annui e 10,5 MSm<sup>3</sup>/g;
- l'impianto situato al largo di Porto Levante (della società Adriatic LNG), operativo dalla seconda metà del 2009, con una capacità di stoccaggio di circa 250.000 m<sup>3</sup> liquidi di GNL e una capacità di rigassificazione pari a 8 BSm<sup>3</sup> di gas naturale l'anno e fino a 26,4 MSm<sup>3</sup>/g;
- il terminale off-shore OLT di Livorno, con una capacità di stoccaggio di 137.500 m<sup>3</sup> liquidi di GNL e una capacità di 3,75 BSm<sup>3</sup> annui e 15,0 MSm<sup>3</sup>/g. L'impianto è operativo dal 2013.

---

7 Stogit è controllata al 100% da Snam che controlla anche SRG al 100%





# 3 / Scenari energetici

## 3.1 / 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" del 2018, l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 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 40-55% 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, con la pubblicazione del pacchetto "Fit for 55", la Commissione UE ha proposto di elevare il target di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> 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.

## 3.2 /

# Consuntivi di domanda e offerta di gas in Italia

Gli scenari di domanda e offerta nazionali sono descritti nel “Documento di descrizione degli scenari (DDS 2021)”, redatto 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.

### 3.2.1 Consumi primari energetici in Italia

I consumi primari di energia indicano quanta energia è messa a disposizione di un Paese o per essere consumata direttamente o per essere trasformata in prodotti derivati da mandare successivamente al mercato del consumo finale o per essere trasformati in energia elettrica (ad esempio il gas utilizzato nelle centrali termoelettriche per produrre elettricità). Le fonti di energia secondaria sono tutte forme di energia che sono ottenute a partire da una fonte primaria. L'importante ruolo che ricopre il gas naturale traspare dall'andamento dei consumi primari di energia, in cui anche nel 2020 di calo complessivo dei consumi, ha mantenuto livelli in linea con gli anni precedenti coprendo circa il 40% dei consumi primari di energia.

Nel 2020, per il terzo anno consecutivo, è diminuita la disponibilità energetica lorda del Paese che si è attestata a 143.552 migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio (Ktep), equivalenti a circa 1670 TWh. Rispetto al dato 2019 (158.086 Ktep, equivalenti a circa 1840 TWh) ha registrato una flessione del 9,2%, con una diminuzione del PIL, in termini reali, dell'8,9%. La diminuzione della disponibilità energetica, in termini di variazione percentuale dell'anno 2020 rispetto all'anno 2019, si è manifestata in tutti i settori: -26,8% nei combustibili solidi; -16,1% nel petrolio e prodotti petroliferi; -15,6% nell'energia elettrica; -4,4% nel gas naturale; -1,6% nelle rinnovabili e bioliquidi; -0,6% nei rifiuti non rinnovabili.

Tra gli anni 2019 e 2020, la composizione percentuale delle fonti energetiche ha registrato un aumento del contributo del gas naturale (dal 38,5% al 40,6%), delle rinnovabili e dei bioliquidi (dal 18,7% al 20,2%) e dei rifiuti non rinnovabili (dallo 0,7% allo 0,8%) mentre è diminuito quello del petrolio e dei prodotti petroliferi (dal 35,8% al 33,1%), dei combustibili solidi (dal 4,1% al 3,3%) e dell'energia elettrica (dal 2,1% all'1,9%).

**Tabella 3: Domanda di energia primaria (TWh)**

TWH	2016	2017	2018	2019	2020	% 2020 RISPETTO AL TOTALE
Solidi *	142	122	113	89	69	4%
Gas	674	713	690	706	676	40%
Prodotti petroliferi **	661	669	667	658	552	33%
Rinnovabili	302	334	340	342	337	20%
Energia elettrica	37	37	44	38	32	2%
<b>TOTALE</b>	<b>1.820</b>	<b>1.881</b>	<b>1.857</b>	<b>1.838</b>	<b>1.669</b>	

Tutti i valori sono approssimati alle unità.

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

\*\* Include i bunkeraggi

Fonte: Bilancio Energetico Nazionale ARERA ([https://www.arera.it/it/dati/bilancio\\_en.htm](https://www.arera.it/it/dati/bilancio_en.htm)) –

Nei piani precedenti si era utilizzato il Bilancio Energetico pubblicato dal MISE



### 3.2.2 Domanda di gas naturale

La domanda di gas in Italia nel 2021 è stata pari a 806,2 TWh (76,2 miliardi di metri cubi) in crescita di circa 51,8 TWh (4,9 miliardi di metri cubi; +6,8%) rispetto al 2020 per la crescita dei prelievi in tutti i settori di consumo.

Il maggiore responsabile della crescita dei consumi è il settore residenziale e terziario, +21,2 TWh (pari a 2 miliardi di metri cubi; +7,2%), condizionato sia da una climatica complessivamente più fredda rispetto al 2020 che ha sostenuto i consumi per riscaldamento, sia da una ripresa dei consumi del settore terziario, impattati pesantemente dalle misure di lockdown nel 2020.

In decisa ripresa anche il settore termoelettrico, +15,9 TWh (pari a 1,5 miliardi di metri cubi; +6,1%), che, dopo il forte calo subito nel 2020, è stato favorito sia dal recupero della domanda elettrica (+17%), sia dal persistere della maggiore competitività della generazione termoelettrica da gas naturale, con conseguente calo della generazione termoelettrica da carbone (-38%). Anche il settore industriale ha visto nel 2021 una crescita dei consumi, + 14,8 TWh (pari a 1,4 miliardi di metri cubi; +9,5%), attribuibile ad una ripresa della produzione industriale dopo il forte calo subito lo scorso anno a causa della crisi innescatasi per Covid-19, con una ripresa dell'indice di produzione industriale (IPI) nel periodo gennaio-novembre del 12,4% rispetto al 2020, superando i livelli di consumo pre-Covid.

**Tabella 4: Domanda di gas naturale in Italia per usi finali**

TWH	2017	2018	2019	2020	2021	VAR % 2021 VS 2020
Residenziale e terziario	307	307	296	285	307	+7,2%
Termoelettrico	275	254	285	264	285	+6,1%
Industria	159	159	159	159	169	+9,5%
Altri settori	21	21	21	21	21	+14,1 %
Consumi e perdite	32	21	21	21	21	-11,8%
<b>TOTALE DOMANDA</b>	<b>793</b>	<b>772</b>	<b>782</b>	<b>751</b>	<b>804</b>	<b>+6,8%</b>

Tutti i valori sono approssimati alle unità.

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas, nel 2021 la domanda giornaliera massima di gas è stata di 4131,5 GWh/g (390,5 Mm<sup>3</sup>/g), corrispondente al 12/01/2021. I maggiori contributi alla punta sono legati ai prelievi del settore civile, attraverso le reti di distribuzione, che hanno registrato un prelievo massimo di 2414,4 GWh/g (228,2 Mm<sup>3</sup>/g) il 18/1/2021, in condizioni di temperature non particolarmente rigide, a fronte di un massimo storico del 2012 di 3205,7 GWh/g (303 Mm<sup>3</sup>/g), in occasione della punta di freddo eccezionale. Rispetto ai prelievi giornalieri di gas del settore termoelettrico si osserva una punta di circa 1294 GWh/g (122,3 Mm<sup>3</sup>/g) il 21/12/2021, saturando la capacità conferita al settore, in concomitanza dei giorni più freddi dell'anno e per una riduzione delle importazioni elettriche da Nord che ha favorito il ricorso alla generazione nazionale.

### 3.2.3 Offerta di gas naturale

Si precisa che i dati riportati nel presente paragrafo si basano su bilanci provvisori e non consuntivati alla data di redazione del Piano.

L'offerta di gas naturale in Italia nel 2021 è stata pari a 800 TWh, equivalenti a circa 76 miliardi di metri cubi, in aumento di circa 6 miliardi di metri cubi (+7%) rispetto al 2020.

Le importazioni di gas naturale nel 2020 sono state pari a 770 TWh, equivalenti a circa 73 miliardi di metri cubi, rappresentando circa il 96% dell'offerta totale, con un aumento del fabbisogno da importazione rispetto all'anno precedente del 10% circa, pari in valore assoluto a circa 70 TWh, equivalenti a 6,5 miliardi di metri cubi.

La tabella sottostante riporta l'evoluzione delle importazioni di gas naturale nel 2018-2021 distinguendo tra importazioni via Pipeline e Importazioni di GNL.

**Tabella 5: Importazioni di gas naturale in Italia**

TWH	2018	2019	2020	2021	VAR % 2021 VS 2020
Importazioni via pipeline	623,8	602,6	560,4	665,0	19%
Importazioni GNL	95,2	148,0	137,4	103,2	-25%
<b>TOTALE IMPORTAZIONI</b>	<b>718,9</b>	<b>750,7</b>	<b>697,8</b>	<b>768,2</b>	<b>10%</b>

La produzione nazionale nel 2021 è stata pari a circa 33 TWh, equivalenti a 3,1 miliardi di metri cubi, registrando una riduzione di circa 18%, 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 2018-2021.

**Tabella 6: Utilizzo della rete nel periodo 2018-2021**

TWH	2018	2019	2020	2021	VAR % 2021 VS 2020
Tarvisio importazione	314	316	300	307	2%
Mazara del Vallo	181	108	127	224	76%
Passo Gries importazione	82	117	91	23	-75%
Gela	48	60	48	34	-28%
Melendugno importazione	0	0	0	76	-
Gorizia importazione	0	0	0	0	-
Cavarzere (GNL)	71	84	72	77	7%
Panigaglia (GNL)	10	25	26	11	-58%
Livorno (GNL)	12	38	35	15	-57%
<b>TOTALE IMPORTAZIONI</b>	<b>717</b>	<b>749</b>	<b>699</b>	<b>768</b>	<b>10%</b>
Produzioni nazionali *	54	48	40	33	-18%
Saldo netto prelievi/emissioni stoccaggio **	-4	-15	10	15	62%
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ DI GAS NATURALE</b>	<b>767</b>	<b>781</b>	<b>749</b>	<b>816</b>	<b>9%</b>
Riconsegna al mercato nazionale	756	772	740	793	7%
Totale esportazioni	4	4	4	16	275%
Consumi ed emissioni Snam Rete Gas	3	2	2	3	65%
Gas non contabilizzato e altre variazioni	2	3	3	5	47%
<b>TOTALE PRELIEVI DI GAS NATURALE</b>	<b>765</b>	<b>781</b>	<b>750</b>	<b>817</b>	<b>9%</b>
Gas immesso su rete regionale di altri operatori ***	0	0	0	0	-
Totale esportazioni	4	4	4	16	275%
Altri consumi ****	7	7	8	4	-53%
<b>TOTALE OFFERTA ITALIA</b>	<b>769</b>	<b>786</b>	<b>754</b>	<b>805</b>	<b>7%</b>

Tutti i valori sono approssimati alle unità.

\* 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

### 3.2.4 Capacità di trasporto

La capacità di trasporto continua e interrompibile a inizio anno termico 2021-2022, relativa ai punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, è pari a 3842 GWh/g, equivalenti a 384 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 circa 290 GWh/g, equivalenti a 32,1 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 circa 293 GWh/g di capacità interrompibile, equivalenti a 26,9 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.

Inoltre il sistema gas mette a disposizione una capacità continua di esportazione di circa 500 GWh/d a cui è possibile sommare circa 240 GWh/d di capacità interrompibile a Melendugno.

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

**Tabella 7: Capacità del trasporto gas in import**

GWH/GIORNO	ANNO TERMICO 2018-2019			ANNO TERMICO 2019-2020			ANNO TERMICO 2020-2021			ANNO TERMICO 2021-2022		
	Continua	Interrompibile	TOTALE	Continua	Interrompibile	TOTALE	Continua	Interrompibile	TOTALE	Continua	Interrompibile	TOTALE
<b>Punti di entrata</b>												
Mazara del Vallo *	1.165	42	1.207	1.150	45	1.195	1.138	30	1.168	1.137	51	1.188
Gela *	499	42	541	440	44	484	420	29	450	476	50	526
Melendugno *	0	0	0	0	0	0	487	30	517	487	51	538
<b>TOTALE SUD</b>	<b>1.393</b>	<b>84</b>	<b>1.477</b>	<b>1.371</b>	<b>89</b>	<b>1.460</b>	<b>1.365</b>	<b>89</b>	<b>1.454</b>	<b>1.389</b>	<b>152</b>	<b>1.541</b>
Panigaglia (GNL)	147	0	147	147	0	147	148	0	148	147	0	147
Cavarzere (GNL)	290	0	290	290	0	290	289	0	289	290	0	290
Livorno (GNL)	167	0	167	165	0	165	164	0	164	165	0	165
<b>TOTALE CENTRO</b>	<b>604</b>	<b>-</b>	<b>604</b>	<b>603</b>	<b>0</b>	<b>603</b>	<b>601</b>	<b>0</b>	<b>601</b>	<b>601</b>	<b>-</b>	<b>601</b>
Passo Gries	639	58	697	635	58	694	640	59	699	640	59	698
Tarvisio	1.150	66	1.216	1.149	64	1.213	1.150	64	1.214	1.170	73	1.243
Gorizia	20	31	52	21	30	51	21	30	52	42	10	52
<b>TOTALE NORD</b>	<b>1.809</b>	<b>155</b>	<b>1.964</b>	<b>1.806</b>	<b>153</b>	<b>1.958</b>	<b>1.812</b>	<b>153</b>	<b>1.965</b>	<b>1.852</b>	<b>141</b>	<b>1.993</b>
<b>CAPACITÀ TOTALE</b>	<b>3.806</b>	<b>239</b>	<b>4.045</b>	<b>3.780</b>	<b>241</b>	<b>4.021</b>	<b>3.778</b>	<b>243</b>	<b>4.020</b>	<b>3.842</b>	<b>293</b>	<b>4.135</b>

Tutti i valori sono approssimati alle unità.

\* 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.

Tabella 8: Capacità di trasporto in export

GWH/GIORNO	ANNO TERMICO 2018-2019			ANNO TERMICO 2019-2020			ANNO TERMICO 2020-2021			ANNO TERMICO 2021-2022		
	Continua	Interrompibile	TOTALE	Continua	Interrompibile	TOTALE	Continua	Interrompibile	TOTALE	Continua	Interrompibile	TOTALE
Punti di entrata												
Passo Gries	433	0	433	428	0	428	431	0	431	432	0	432
Tarvisio	194	0	194	193	0	193	193	0	193	193	0	193
<b>CAPACITÀ MASSIMA CONTEMPORANEA (PASSO GRIES + TARVISIO)</b>	<b>432</b>	<b>0</b>	<b>432</b>	<b>428</b>	<b>0</b>	<b>428</b>	<b>431</b>	<b>0</b>	<b>431</b>	<b>432</b>	<b>0</b>	<b>432</b>
Gorizia	48	0	48	47	0	47	47	0	64	48	0	48
Bizzarone, San Marino	17	0	17	17	0	17	17	0	17	17	0	17
Melendugno	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	236
<b>CAPACITÀ TOTALE</b>	<b>497</b>	<b>0</b>	<b>497</b>	<b>492</b>	<b>0</b>	<b>492</b>	<b>495</b>	<b>0</b>	<b>512</b>	<b>497</b>	<b>236</b>	<b>733</b>

Tutti i valori sono approssimati alle unità.

Tabella 9: Capacità massime utilizzate nel periodo 2018-2021

	GWH/GIORNO	2018	2019	2020	2021
IMPORTAZIONI	Tarvisio	1.257,4	1.214,4	1.246,7	1.247,7
	Mazara del Vallo	842,4	676,1	831,3	777,0
	Melendugno	0,0	0,0	10,0	301,5
	Passo Gries	509,6	574,6	618,0	445,6
	Gela	261,9	251,0	272,8	159,3
	Gorizia	21,5	32,2	10,7	10,7
	Cavarzere (GNL)	307,1	296,1	296,1	300,5
	Panigaglia (GNL)	124,4	135,7	135,7	124,4
	Livorno (GNL)	164,6	164,6	164,6	175,6
	Hub stoccaggio Stogit (erogazione)	1.273,4	1.240,7	1.284,3	1.273,4
	Hub stoccaggio Edison (erogazione)	95,2	95,2	95,2	95,2
	Hub stoccaggio Italgas storage (erogazione)	0,0	21,7	21,7	21,7
	Produzioni nazionali (dato aggregato)	1.62,7	151,8	119,3	108,4
ESPORTAZIONI	Tarvisio	96,7	75,2	0,0	0,0
	Passo Gries	43,4	32,5	32,5	325,3
	Gorizia	21,5	0,0	0,0	10,7
	Bizzarone	10,5	10,5	10,5	10,5
	San Marino	0,0	0,0	0,0	0,0
	Hub stoccaggio Stogit (iniezione)	1.121,0	968,7	881,6	1.023,1
	Hub stoccaggio Edison (iniezione)	74,0	74,0	74,0	74,0
	Hub stoccaggio Italgas storage (iniezione)	32,6	32,6	10,9	21,7
	Aree di prelievo	4.367,6	4.269,4	3.963,6	4.171,1

**Tabella 10: Capacità massime impegnate nel periodo 2018-2021**

	<b>GWH/GIORNO</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>IMPORTAZIONI</b>	Tarvisio	1.241,3	1.214,4	1.214,4	1.243,4
	Mazara del Vallo	797,4	861,9	784,5	733,5
	Passo Gries	536,3	561,0	591,1	436,0
	Gela	325,6	241,8	268,7	153,7
	Gorizia	20,4	25,8	21,5	25,8
	Melendugno	0,0	0,0	9,7	275,1
	Cavarzere (GNL)	262,2	262,2	236,4	278,4
	Panigaglia (GNL)	63,4	133,3	129,0	63,4
	Livorno (GNL)	161,2	161,2	161,2	122,5
	Hub stoccaggio Stogit (erogazione)	1.392,8	1.392,8	1.353,1	1.218,7
	Hub stoccaggio Edison (erogazione)	94,6	94,6	94,6	174,1
	Hub stoccaggio Italgas storage (erogazione)	16,1	21,5	21,5	26,9
	Produzioni nazionali & biometano (dato aggregato)	211,7	212,8	202,0	148,3
<b>ESPORTAZIONI</b>	Tarvisio	107,5	75,2	10,7	116,1
	Passo Gries	64,5	53,7	21,5	182,7
	Gorizia	21,5	0,0	0,0	11,8
	Bizzarone	10,7	10,7	10,7	8,6
	San Marino	0,0	0,0	0,0	4,3
	Melendugno	0,0	0,0	0,0	14,0
	Hub stoccaggio Stogit (iniezione)	1.107,0	1.107,0	1.074,7	894,2
	Hub stoccaggio Edison (iniezione)	75,2	75,2	75,2	80,6
	Hub stoccaggio Italgas storage (iniezione)	32,2	32,2	10,7	17,2
	Punti di riconsegna	4.675,0	4.546,1	4.911,5	4.766,4

## 3.3 /

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

### 3.3.1 Proiezioni di domanda e offerta di gas nel periodo 2020-2040

In ottemperanza alle delibere 468/18/R/gas e 539/2020/R/gas per il settore gas, Snam ha predisposto in coordinamento con Terna il documento recante il set informativo e la descrizione degli scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2022 - 2031.

Gli scenari di riferimento sono stati individuati al fine di consentire l'analisi di possibili evoluzioni tra loro differenti e, ove possibile, contrastanti, come di seguito rappresentato:

- National Trend Italia (NT Italia)<sup>8</sup>: scenario sviluppato da Snam e Terna coerentemente allo scenario National Trends (NT ENTSOs), unitamente ad alcuni necessari affinamenti e aggiornamenti, in particolare sulla reference grid e sul settore della generazione elettrica.
- Global Ambition<sup>9</sup>: scenario elaborato dagli ENTSOs (nell'ambito del TYNDP 2020) nel rispetto degli obiettivi di contenimento della temperatura entro 1,5 °C previsti dall'accordo di Parigi, con una visione più centralizzata del sistema energetico, dove oltre allo sviluppo delle rinnovabili assume rilevanza il contributo dei gas decarbonizzati, in particolare idrogeno e biometano.

Tali scenari sono coerenti con gli obiettivi ambientali previsti per l'Italia dal PNIEC e per l'Europa dal "Clean energy for all Europeans package" (ottobre 2017)<sup>10</sup>.

Per ciascuno scenario viene fornito il set informativo relativamente a prezzi delle commodities, della CO<sub>2</sub>, della domanda e dell'offerta di gas per gli anni 2025-2030 e 2040. I due scenari si differenziano negli anni 2030 e 2040 mentre per l'anno 2025 si è assunto un unico valore di "best estimate" coincidente con il NT Italia per entrambi gli scenari in linea con quanto effettuato a livello europeo. L'anno di riferimento storico assunto come raccordo per gli scenari è il 2020.

Per una trattazione più esaustiva e dettagliata sia del processo di elaborazione degli scenari che dei risultati ottenuti si rimanda al "Documento di Descrizione degli Scenari"<sup>11</sup>.

8 Lo scenario "NT Italia" è stato pubblicato a febbraio 2021 ed è consultabile al link [https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi\\_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd\\_2021\\_2030/SCENARIO-NATIONAL-TREND-ITALIA\\_def.pdf](https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2021_2030/SCENARIO-NATIONAL-TREND-ITALIA_def.pdf)

9 Lo scenario "Global Ambition" è stato pubblicato a luglio 2020 nel documento ENTSOs "TYNDP 2020 Scenario Report" ed è consultabile al link <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

10 Gli obiettivi del nuovo pacchetto UE "Fit-for-55" di luglio 2021 saranno recepiti nel prossimo Documento di Descrizione degli Scenari che Terna e Snam predisporranno nel corso del 2022 relativamente ai piani di sviluppo 2023

11 Consultabile al seguente link: [www.snam.it/it/trasporto/Processi\\_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/index.html](http://www.snam.it/it/trasporto/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/index.html)

### 3.3.2 Contesto macroeconomico e commodity negli scenari

Si sono adottati per gli scenari NT Italia e Global Ambition gli stessi prezzi utilizzati dagli ENTSOs e pubblicati nel documento ENTSOs "TYNDP 2020 Scenario Report".

I due scenari NT Italia e Global Ambition hanno lo stesso andamento dei prezzi per le commodities energetiche, mentre si differenziano per i costi di emissione di CO<sub>2</sub>, con lo scenario Global Ambition che adotta valori più alti rispetto allo scenario NT Italia.

Per le analisi di approvvigionamento del gas naturale si è considerato il prezzo del gas al PSV e agli hub europei ottenuto con un modello di ottimizzazione economica dei flussi di gas che copre la domanda di gas dello scenario considerato mettendo in concorrenza le fonti di importazione per il mercato europeo (Russia/Norvegia/Nord Africa/GNL/Azerbaijan) considerando lo scenario di prezzi petroliferi di cui sopra.

Nella tabella seguente si riportano i valori delle principali commodities energetiche, del gas al PSV e del prezzo della CO<sub>2</sub>.

**Tabella 11: Previsione dei prezzi delle commodity**

REAL 2019		2025		2030		2040	
		GA	NT	GA	NT	GA	NT
Brent	\$/bbl	114		118		142	
Coal	\$/t	126		136		229	
Gas (PSV)	€/MWh	22,9		20,4	21,7	19,7	23,8
CO <sub>2</sub>	€/t	24		36	28	82	77

### 3.3.3 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.

I due scenari si differenziano negli anni 2030 e 2040 mentre per l'anno 2025<sup>12</sup> si è assunto un unico valore di "best estimate" coincidente con il NT Italia per entrambi gli scenari in linea con quanto effettuato a livello europeo.

La domanda totale di gas, espressa in metri cubi equivalenti di gas naturale, nello scenario Global Ambition rimane più alta rispetto allo scenario NT Italia in ragione del maggior contributo del biometano e dell'idrogeno, conseguente ad una riduzione dei consumi finali meno marcata rispetto allo scenario NT Italia ed anche alla minore elettrificazione degli usi finali.

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 659 TWh. Lo scenario GA si attesta sui 773,2 TWh. Anche il contributo dei gas verdi è differente negli scenari, circa 11 TWh nel NT Italia e circa 45 TWh nello scenario GA.

Al 2040 la domanda di gas rimane superiore al 2030 per lo scenario NT Italia raggiungendo i 654 TWh, grazie alla crescita dei gas verdi che raggiungono circa 87 TWh. Nello scenario GA la domanda di gas scende leggermente rispetto al 2030 e si attesta al 2040 a circa 690 TWh, con un contributo dei gas verdi che raggiunge i 123 TWh.

<sup>12</sup> La domanda per i due scenari GA e NT al 2025 è la stessa

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

**Tabella 12: Proiezioni di domanda di gas naturale e gas verdi in Italia**

TWH	2025	2030		2040	
	NT-GA	GA	NT	GA	NT
<b>GAS TOTALE</b>	<b>762,3</b>	<b>773,2</b>	<b>659,0</b>	<b>689,6</b>	<b>653,9</b>
<b>GAS NATURALE</b>	<b>756,0</b>	<b>728,5</b>	<b>648,1</b>	<b>566,7</b>	<b>566,7</b>
<b>GAS VERDI</b>	<b>6,3</b>	<b>44,7</b>	<b>10,9</b>	<b>122,9</b>	<b>87,1</b>
Biometano	6,34	35,9	10,6	98,3	74,0
Idrogeno	0,00	8,7	0,34	24,6	13,1

### 3.3.4 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 nell'ipotesi di diminuzione della produzione nazionale.

Per l'Italia, al fine di valutare diversi scenari di approvvigionamento, sono state definite opzioni contrastanti che derivano dai tre scenari di disponibilità denominati "Equilibrato", "Sud" e "Nord", fornendo un set di tre combinazioni di copertura. Nella tabella seguente sono indicati i valori massimi e minimi per i punti di importazione via metanodotto e per totale di importazione di GNL come somma dei tre terminali presenti in Italia entro cui ricadono i flussi di importazione nelle differenti configurazioni analizzate.

Gli scenari considerati ricadono all'interno dei range riportati in tabella.

**Tabella 13: Massimi e minimi per punto di importazione per gli anni 2025, 2030 e 2040**

TWH	2025		2030		2040	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
Passo Gries	0,0	31,7	0,0	10,6	0,0	31,7
Tarvisio	296,0	338,3	285,5	317,2	137,4	306,6
Mazara del Vallo	84,6	232,6	84,6	243,2	42,3	285,5
Gela	52,9	52,9	31,7	63,4	31,7	63,4
TAP	74,0	84,6	74,0	95,2	74,0	74,0
LNG	116,3	137,4	63,4	126,9	21,1	95,2

Nell'elaborazione degli scenari di flusso si considera la possibilità di un'esportazione dall'Italia verso i mercati Europei attraverso le interconnessioni abilitate al Reverse Flow, per una capacità complessiva di 470 GWh/g.



In particolare, i flussi di esportazione più consistenti si verificano nella configurazione Sud che prevede volumi in uscita fino a circa 105 TWh in virtù della consistente disponibilità di gas da sud, come già sopra descritto.

### 3.3.5 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 e orari 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 modellata la distribuzione temporale dei prelievi nel corso dell'anno. Gli scenari giornalieri e orari 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 e orari vengono ottenuti modulando lo scenario annuale attraverso coefficienti propri di ciascun punto di riconsegna, elaborati partendo dalle serie storiche dei prelievi stessi.

Per valutare particolari situazioni di criticità sulla rete di trasporto del gas vengono simulati scenari 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 per gli anni 2025, 2030 e 2040 per gas naturale e biometano,

**Tabella 14: Domanda giornaliera di gas in condizione di freddo eccezionale (picco)**

TWH	2025	2030		2040	
	NT	GA	NT	GA	NT
<b>DOMANDA DI PICCO</b>	<b>4.789</b>	<b>5.001</b>	<b>4.367</b>	<b>4.567</b>	<b>4.324</b>
Civile	2.696	3.034	2.305	2.463	2.178
Industria	455	550	444	381	433
Termoelettrico	1.448	1.184	1.385	1.554	1.533
Altro	190	233	233	169	180

Tutti i valori sono approssimati alle unità.

**Tabella 15: Domanda giornaliera di gas media estiva (fuori picco)**

TWH	2025	2030		2040	
	NT	GA	NT	GA	NT
<b>DOMANDA DI PICCO</b>	<b>1.554</b>	<b>1396</b>	<b>1.174</b>	<b>1.216</b>	<b>1.195</b>
Civile	296	338	254	275	233
Industria	381	476	359	328	359
Termoelettrico	782	423	423	507	507
Altro	95	159	137	106	95

Tutti i valori sono approssimati alle unità.

## 3.4 /

# 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 ENTSOG 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 ENTSOG 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 ENTSOG e ENTSO-E concordino i principali parametri che caratterizzano ciascuno scenario secondo la rispettiva storylines 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"<sup>13</sup> 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. Lo scenario National Trend-Italia è allineato allo scenario National Trend presentato nel contesto della redazione del TYNDP 2020.

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. Lo scenario Global Ambition presentato nel presente piano decennale ricalca lo scenario sviluppato da ENTSO-G e ENTSO-E nel contesto del TYNDP 2020.

13 [2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/](https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/)

## 3.5 /

# 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 gennaio<sup>14</sup>, 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 CO<sub>2</sub> e con l'eventuale ricorso a forme di stoccaggio geologico e riutilizzo della CO<sub>2</sub> (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 energetico complessivo coprendo una quota non inferiore al 33%. In tale scenario, il gas naturale è previsto attestarsi intorno a circa 33 TWh (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 99 TWh) sostenuto dallo sviluppo del biogas e del relativo upgrade in biometano da utilizzare sia negli usi finali che nel settore di generazione elettrica.

Secondo la LTS inoltre, l'idrogeno entrerà in modo preponderante nel mix energetico con 9,5-14 Mtep (111-163 TWh), e cioè fino a 21% dei consumi di energia.

Tuttavia, è 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 di altri settori come il civile e la mobilità, come indicato per esempio in un recente studio di Ambrosetti<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> 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

<sup>15</sup> Studio “H<sub>2</sub> Italy 2050: una filiera nazionale dell'idrogeno per la crescita (ambrosetti.eu): <https://www.ambrosetti.eu/>

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”.

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 compresi nuovi siti di stoccaggio (sia attraverso l'adattamento dei depositi esistenti che il ricorso a nuovi siti e depositi).

Inoltre, il potenziale riutilizzo della 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 riallocare in maniera efficiente la produzione di idrogeno con maggiori risorse naturali, e quindi a minor costo, nelle 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 di idrogeno verde come uno degli elementi di novità).



4 /

## Necessità e logiche di intervento

# 4.1 /

## Rete di trasporto del gas naturale

### 4.1.1 Disponibilità di capacità di trasporto a lungo termine

Snam Rete Gas ha predisposto il Piano di lungo termine della capacità di trasporto, che evidenzia i valori della stessa 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**

GWH/GIORNO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Mazara del Vallo *	1.142	1.142	1.142	1.142	1.142	1.142	1.142	1.142	1.142	1.142	1.120	1.120
Gela *	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	426	426
Melendugno *	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487	819	819
<b>TOTALE SUD (MAX CONTEMPORANEA) **</b>	<b>1.395</b>	<b>1.395</b>	<b>1.395</b>	<b>1.395</b>	<b>1.395</b>	<b>1.395</b>	<b>1.395</b>	<b>1.395</b>	<b>1.395</b>	<b>1.395</b>	<b>1.661</b>	<b>1.661</b>
GNL Panigaglia	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
GNL Cavarzere	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285
GNL Livorno	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
<b>TOTALE CENTRO</b>	<b>597</b>	<b>597</b>	<b>597</b>	<b>597</b>	<b>597</b>	<b>597</b>	<b>597</b>	<b>597</b>	<b>597</b>	<b>597</b>	<b>597</b>	<b>597</b>
Passo Gries	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640
Tarvisio	1.171	1.171	1.171	1.171	1.171	1.171	1.171	1.171	1.171	1.171	1.171	1.171
Gorizia	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
<b>TOTALE NORD</b>	<b>1.854</b>	<b>1.854</b>	<b>1.854</b>	<b>1.854</b>	<b>1.854</b>	<b>1.854</b>	<b>1.854</b>	<b>1.854</b>	<b>1.854</b>	<b>1.854</b>	<b>1.854</b>	<b>1.854</b>
<b>CAPACITÀ TOTALE</b>	<b>3.846</b>	<b>3.846</b>	<b>3.846</b>	<b>3.846</b>	<b>3.846</b>	<b>3.846</b>	<b>3.846</b>	<b>3.846</b>	<b>3.846</b>	<b>3.846</b>	<b>4.111</b>	<b>4.111</b>

Tutti i valori sono approssimati alle unità.

\* Capacità di trasporto massima che comprende la capacità concorrente

\*\* 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**

GWH/GIORNO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Passo Gries	434	434	434	434	434	434	434	434	434	434	434	434	434
Tarvisio	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193
<b>CAPACITÀ MASSIMA CONTEMPORANEA (PASSO GRIES + TARVISIO)</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>430</b>
Gorizia	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Bizzarone, San Marino	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
Nuova interconnessione con Malta	0	0	0	0	0	0	58	58	58	58	58	58	58
<b>CAPACITÀ TOTALE</b>	<b>494</b>	<b>494</b>	<b>494</b>	<b>494</b>	<b>494</b>	<b>494</b>	<b>552</b>	<b>552</b>	<b>552</b>	<b>552</b>	<b>552</b>	<b>552</b>	<b>552</b>

Tutti i valori sono approssimati alle unità.



### 4.1.2 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. Tali fabbisogni infrastrutturali possono essere avviati solo nel momento in cui i relativi progetti 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 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 congiuntamente e pubblicano i documenti di valutazione delle richieste ricevute (DAR), nei quali viene formulata la decisione relativa ai progetti di capacità incrementale. 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 norma, la capacità incrementale riferita al progetto viene offerta al mercato 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 deve contenere:

- 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 2021 è stato avviato il terzo ciclo dei processi di capacità incrementale con la raccolta, entro il 30 agosto 2021, delle richieste non vincolanti di capacità. Il 25 ottobre 2021 sono state pubblicate le Relazioni di valutazione della domanda di capacità incrementale (DAR) con le quali si è data evidenza dell'intenzione di procedere con le fasi successive e quindi di avviare la fase progettuale coordinata, per quanto riguarda la creazione in Italia di nuova capacità di trasporto presso il punto di interconnessione di Melendugno in coordinamento con gli operatori interconnessi, Trans Adriatic Pipeline e DESFA.

Nel corso dei primi mesi del 2022 si svolgerà il processo di consultazione pubblica con la raccolta delle osservazioni da parte dei soggetti interessati. Tali commenti saranno recepiti durante la predisposizione della Project Proposal, che verrà condivisa con le Autorità di regolazione coinvolte ai fini dell'approvazione.

### 4.1.3 Congestioni nella rete di trasporto

La rete di trasporto negli ultimi anni ha notevolmente migliorato le proprie caratteristiche di flessibilità e resilienza, grazie al completamento di due importanti progetti infrastrutturali, il progetto “Supporto al mercato nord – ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri”, entrato in esercizio a Settembre 2018 e il progetto “Interconnessione TAP”, entrato in esercizio a fine 2020.

Il progetto “Supporto al mercato nord – ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri” ha incrementato la capacità di trasporto sulla direttrice est ovest della Pianura Padana, permettendo il completo disaccoppiamento dell’area di mercato del nord ovest dalla presenza di flussi fisici in ingresso a Passo Gries e migliorando le dinamiche di utilizzo degli stoccaggi ubicati in Pianura Padana, che sono essenziali per garantire il bilanciamento fisico della rete nei mesi invernali, in un’area che vale la pena ricordare vale quasi il 70% della domanda annua di gas naturale a livello nazionale. Questo progetto ha inoltre consentito di mettere a disposizione una discreta capacità di export fisico a Passo Gries, che è stata utilizzata per la prima volta nel corso del 2021 (arrivando a raggiungere circa 330 GWh giorno, 30 MSm<sup>3</sup> giorno, il 30 dicembre 2021) e che, qualora utilizzata per periodi significativi, potrà contribuire alla copertura dei costi del sistema italiano, attraverso il pagamento delle tariffe di trasporto in esportazione.

Ancor più strategico dal punto di vista della diversificazione delle fonti di approvvigionamento e della competitività dei prezzi sul mercato italiano, è stato il completamento del progetto “Interconnessione TAP”, che ha permesso il collegamento del gasdotto internazionale TAP interconnesso presso il nuovo punto di entrata di Melendugno con la direttrice di trasporto sud/nord. Il gasdotto TAP nel corso del 2021 ha trasportato in Italia circa 6,8 BSm<sup>3</sup>, equivalenti a circa 75 TWh di energia, migliorando le dinamiche differenziali (spread) di prezzo tra il punto di scambio virtuale italiano PSV e quello olandese TTF e apportando benefici particolarmente importanti, anche alla luce dell’eccezionale crescita dei prezzi del gas naturale sui mercati europei, che ha caratterizzato la seconda parte del 2021 e l’inizio del corrente anno.

Allo stato attuale, la maggiore congestione nella rete di trasporto rimane quella sulla direttrice di trasporto da sud, come si evince dalla tabella delle capacità continue di importazione del paragrafo precedente. Infatti, pur disponendo di una capacità complessiva di 2,1 TWh giorno (equivalenti a 191 MSm<sup>3</sup> giorno), pari alla somma delle singole capacità in ognuno dei punti di entrata da Sud (Mazara, Gela e Melendugno), la rete è in grado di assicurare il trasporto verso l’area della Pianura Padana pari a 1,4 TWh giorno (126 MSm<sup>3</sup> giorno), con una congestione del 34% che viene gestita da Snam Rete Gas mediante offerta di capacità competitiva (competitive capacity auction).

Per questo motivo sono stati pianificati i progetti “Potenziamento per nuove importazioni da sud - Linea Adriatica” e “Metanodotto Matagiola – Massafra” che, congiuntamente, sono funzionali alla realizzazione di nuova capacità di trasporto da sud, qualora gli esiti delle aste di capacità dovessero condurre a un incremento della capacità contrattualizzata sul lungo termine nei tre punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno o in funzione di nuovi punti di entrata nel centro/sud Italia.

Un'altra congestione, seppur di minor entità, si rileva nel trasporto dei flussi di gas provenienti dal sito di stoccaggio di Fiume Treste sempre lungo la direttrice sud/nord. In taluni scenari di trasporto da sud, infatti, le elevate pressioni medie che si instaurano lungo tale direttrice rendono più difficoltoso l'ingresso e il pieno smaltimento delle erogazioni dal campo di Fiume Treste, con una possibile limitazione della capacità del sistema di stoccaggio, di sfruttare a pieno la propria punta di erogazione in condizioni invernali.

Gli altri progetti di sviluppo, "Ulteriori potenziamenti da sud" e "Potenziamenti da nord est" sono stati individuati per creare la capacità di trasporto necessaria a nuovi possibili punti di entrata da sud e da est. Allo stato attuale la realizzazione di tali nuovi possibili punti è programmata fuori dall'orizzonte di piano.

A livello di rete regionale, molte delle congestioni ubicate prevalentemente nelle aree della pianura padana sono state progressivamente indirizzate con la pianificazione degli interventi di sviluppo della rete regionale, descritti nel capitolo successivo.

#### 4.1.4 Mantenimento e sostituzione della rete di trasporto

Come evidenziato nel DCO 616/2021/R/GAS, sulla base delle informazioni trasmesse dalla stessa Snam Rete Gas nell'ambito del Rapporto di monitoraggio, a fine 2020 circa 9.300 km di metanodotti risultavano completamente ammortizzati e, in assenza di interventi di sostituzione, la lunghezza dei gasdotti completamente ammortizzati raggiungerebbe oltre 10.000 km nel 2023 e circa 14.650 km nel 2030.

La programmazione e la realizzazione delle opere necessarie per il mantenimento dei gasdotti e degli impianti, al fine di assicurare il servizio di trasporto gas mediante un sistema sicuro, efficiente ed in linea con le moderne tecnologie costruttive, è il principale compito del gestore della rete di trasporto e viene assolto mediante la definizione di un sentiero efficiente di interventi di sostituzione, che tenga conto di tutti i possibili impatti derivanti dal verificarsi di malfunzionamenti dell'infrastruttura nel contesto in cui essa è ubicata.

In tale quadro, gli interventi di mantenimento e sostituzione descritti nel capitolo successivo sono pianificati con il fine di preservare l'infrastruttura dalla sua naturale obsolescenza e di adattarla alle modifiche del territorio, di salvaguardare e migliorare i livelli di continuità e qualità del servizio di trasporto e i livelli di tutela dell'ambiente, adeguando al contempo la rete gasdotti ai nuovi vettori energetici. Il tipo, la dimensione e la priorità di tali interventi si basano sugli esiti delle attività continue di ispezione, monitoraggio, controllo e salvaguardia e sulle conseguenti valutazioni di "asset integrity", che sono aggiornate ogni anno e che costituiscono il presupposto per i nuovi progetti da pianificare.

## 4.2 /

# La rete di trasporto multivettoriale

Snam Rete Gas, convinta della rilevanza che l'idrogeno avrà nella transizione energetica e del ruolo strategico delle infrastrutture di trasporto gas nel sistema energetico nazionale ed europeo, ha avviato le analisi per far evolvere gradualmente la rete di trasporto del gas naturale in una rete multi-vettoriale. La rete multivettoriale sarà in grado di trasportare indifferentemente gas naturale, miscele di gas naturale e idrogeno e idrogeno puro, attraverso un processo di adeguamento e trasformazione degli asset di trasporto che garantisca sicurezza, affidabilità ed efficienza.

Nei paragrafi successivi vengono descritti i presupposti, i vincoli e gli scenari alla base del disegno della rete di trasporto multivettoriale, per la cui descrizione si rimanda al successivo capitolo 6.

### 4.2.1 Evoluzione del quadro normativo e contesto europeo

L'obiettivo della Commissione Europea di ridurre del 55% entro il 2030 le emissioni di gas serra rispetto al 1990, raggiungendo la neutralità carbonica nel 2050, può essere raggiunto solo con lo sviluppo, sinergico e coordinato, di tutte le tecnologie disponibili e in fase di sviluppo. La produzione di energia rinnovabile, l'incremento dell'efficienza dei processi produttivi e degli edifici pubblici e privati, la transizione energetica dei settori hard to abate e del trasporto terrestre, marittimo e aereo, rappresentano sfide da risolvere per raggiungere l'obiettivo di contenere l'aumento delle temperature entro il 2050.

Nella transizione energetica, l'idrogeno costituirà un vettore energetico di primaria importanza, come indicato dalla strategia europea per l'idrogeno, pubblicata a luglio 2020<sup>16</sup>. In particolare, le linee d'azione della strategia europea individuano la realizzazione di un'infrastruttura europea di trasporto dell'idrogeno come requisito chiave per interconnettere il mercato europeo e collegarlo alle principali aree di produzione. Gli investimenti previsti sono suddivisi in 3 fasi:

- fino al 2024, verrà supportata l'installazione di almeno 6 GW di elettrolizzatori e la produzione fino a 1 milione di tonnellate di idrogeno verde;
- dal 2025 al 2030, l'idrogeno dovrà entrare a far parte del sistema integrato di energia, con una potenza di 40 GW di elettrolisi e 10 milioni di tonnellate di idrogeno verde;
- dal 2030, l'idrogeno verde inizierà ad essere sfruttato su larga scala nei settori hard-to-abate.

Inoltre, diversi Paesi, non solo in Europa, hanno declinato obiettivi specifici di realizzazione di capacità di produzione di idrogeno e hanno stanziato o stanno pianificando fondi per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno. L'Italia, nelle linee guida per la strategia nazionale idrogeno, ha previsto un percorso di sviluppo della produzione e dell'utilizzo dell'idrogeno, descritto nel paragrafo successivo.

In questo quadro di riferimento la revisione al TEN-e, pubblicata a dicembre 2020 e sottoscritta da 22 Paesi comunitari, identifica 3 corridoi prioritari per l'idrogeno e lo sviluppo degli elettrolizzatori: (i) un corridoio che colleghi i Paesi dell'Europa occidentale, (ii) uno per connettere i Paesi dell'Europa centrale e meridionale, e (iii) uno per interconnettere i Paesi che si affacciano sul Mar Baltico. I progetti dedicati all'idrogeno potranno essere inseriti tra i progetti di interesse comune europeo (PCI), garantendo così i fondi necessari al loro sviluppo e completamento, a condizione che contribuiscano agli obiettivi strategici dell'UE, coinvolgano diversi paesi comunitari e prevedano investimenti privati da parte dei beneficiari.

16 [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf)

L'Italia è inclusa nei primi due corridoi e, grazie alla sua posizione al centro del Mediterraneo e alle sue infrastrutture di trasporto gas interconnesse con il Nord Africa, con la Grecia, con l'Austria e la Slovenia, con la Svizzera, la Francia e il nord Europa, oltre che alla grande capacità di stoccaggio di gas naturale, potrebbe ricoprire un ruolo strategico nello sviluppo di un mercato Europeo dell'idrogeno.

### 4.2.2 Strategia nazionale idrogeno – linee guida preliminari

Nelle linee guida preliminari della strategia nazionale italiana sull'idrogeno, pubblicate a novembre 2020, vengono quantificati in 10 miliardi di euro tra il 2020 e il 2030 gli investimenti dedicati all'intera filiera dell'idrogeno. L'obiettivo fissato dal Governo è di raggiungere una penetrazione dell'idrogeno negli usi finali del 2% entro il 2030, pari a circa 24 TWh nel 2020.

Il PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) riconosce all'idrogeno un ruolo di primo piano, allocando 3,6 miliardi di euro di fondi per favorire la penetrazione dell'idrogeno verde nei settori dell'energia, dell'industria e dei trasporti. Lo stesso PNRR, per favorire la penetrazione dell'idrogeno verde nei settori dell'energia, dell'industria e dei trasporti, evidenzia la necessità sia dell'aggiornamento delle regole tecniche per consentire il trasporto, lo stoccaggio e l'utilizzo del vettore energetico in sicurezza, che la riduzione delle barriere regolatorie.

### 4.2.3 Integrazione dell'idrogeno con le infrastrutture di trasporto esistenti

L'analisi di adeguatezza della rete di Snam Rete Gas, allo stato attuale quasi completata, evidenzia la sostanziale idoneità di circa il 99%<sup>17</sup> dei gasdotti esistenti al trasporto di miscele di idrogeno fino al 100%, a valle di interventi localizzati, quali ad esempio la sostituzione di alcuni componenti e/o la riduzione della pressione massima di esercizio su alcune sezioni di gasdotto.

Ai fini della definizione delle caratteristiche tecniche per il trasporto di idrogeno allo stato gassoso in condotte di acciaio, la normativa riconosciuta a livello internazionale è il codice americano ASME1 B31.12.

Il trasporto di miscele di H<sub>2</sub> fino al 100% può essere effettuato senza alcuna sostanziale modifica dei gasdotti, a condizione che sia applicata una riduzione della pressione di trasporto, che può arrivare fino al 50% per i gasdotti di diametro maggiore. Tale approccio minimizza gli interventi sui gasdotti esistenti, ma richiede maggiori interventi sulle centrali di compressione, il cui numero e potenza unitaria aumentano con il diminuire della pressione di esercizio dei gasdotti.

Il trasporto di miscele di H<sub>2</sub> fino al 100% può avvenire altresì a pressioni sostanzialmente invariate rispetto a quelle utilizzate per il gas naturale, a condizione che siano verificate le caratteristiche dei componenti dei gasdotti da "riconvertire". Questa verifica può evidenziare la necessità di sostituzione di alcuni di questi elementi, con un costo stimato complessivo pari a circa il 20% del costo di nuove realizzazioni.

17 [https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/investor\\_relations/presentazioni/2021/2021\\_2025\\_Strategic\\_Plan.pdf](https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/investor_relations/presentazioni/2021/2021_2025_Strategic_Plan.pdf)

Il disegno della rete di trasporto  $H_2$ , descritto nel successivo capitolo 6, consente il trasporto dei volumi necessari a soddisfare la domanda di idrogeno prevista fino al 2040 mantenendo la pressione di esercizio invariata.

Oltre alla verifica dell'adeguatezza della propria rete gasdotti al trasporto di idrogeno, Snam Rete Gas collabora con il Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco e con le università di Roma, Padova, Pisa e Torino, per definire una nuova regola tecnica per il trasporto di idrogeno mediante condotte interrate, che costituisca il necessario riferimento normativo nazionale in analogia con quanto sviluppato nei decenni scorsi per il trasporto del gas naturale.

Snam Rete Gas inoltre partecipa all'iniziativa europea  $H_2$ GAR (Hydrogen Gas Asset Readiness) insieme ad alcuni dei principali operatori di trasporto gas europei, tra i quali la tedesca OGE, la francese GRTgaz e la spagnola Enagas, per sviluppare un approccio comune nel riutilizzo delle infrastrutture esistenti e una normativa europea alternativa a quella americana descritta precedentemente.

#### 4.2.4 Scenari di domanda e produzione di idrogeno

Nella pianificazione degli scenari ENTSG, in particolare nello scenario Global Ambition (GA), si prevede lo sviluppo di una domanda europea di idrogeno già a partire dal 2030, con un deciso incremento nel 2040. In questo scenario in Italia si stima una domanda di idrogeno al 2030 pari a 28 TWh (2,6 BSm<sup>3</sup> eq.) all'anno che cresce a 77 TWh (7,3 BSm<sup>3</sup> eq.) nel 2040.

In particolare, le regioni che si prevede avranno la domanda di idrogeno più elevata al 2030 sono Emilia-Romagna (grazie alle industrie hard-to-abate e chimica), Puglia (in virtù della presenza di poli industriali importanti come quello dell'acciaio e della raffinazione). Al 2040, al consumo di idrogeno in Emilia-Romagna e a quello della Puglia si sommerà la domanda della Lombardia, con utilizzo prevalente nelle industrie hard-to-abate. A questa domanda si aggiungerà poi il consumo di idrogeno da parte del settore dei trasporti, pari a 2,8 TWh nel 2030 e circa 20 TWh nel 2040. La domanda di idrogeno nei trasporti sarà in primis guidata dal trasporto commerciale seguita dalla mobilità pubblica (tratte ferroviarie non elettrificate e bus pubblici locali).

In questo scenario, nella prima fase di penetrazione dell'idrogeno, considerando il profilo dei consumi tipico dei settori industriali, la variazione della domanda di idrogeno a livello stagionale sarà contenuta, con variazioni prevalentemente concentrate su orizzonti temporali più brevi (mensile/settimanale), analogamente a quanto già oggi riscontrabile nella domanda di gas naturale di tali settori. Una maggiore penetrazione dell'idrogeno in settori come il civile o della generazione elettrica, tuttavia, cambierebbero in modo significativo il profilo di domanda tra estate e inverno, incrementando conseguentemente la necessità di stoccaggio stagionale.

Per quanto riguarda la produzione di idrogeno, si ipotizza un mix di produzione diversificato. La produzione di idrogeno verde sarà garantita sia da produzioni nazionali, concentrate prevalentemente nel Sud Italia in virtù di una maggiore disponibilità di risorse naturali, migliore efficienza e di conseguenza minori costi di produzione, sia da importazione di idrogeno verde dal Nord Africa, sfruttando l'infrastruttura di importazione esistente. Alla produzione nazionale e all'importazione di idrogeno verde, potranno aggiungersi produzioni nazionali di idrogeno blu con cattura e sequestro della  $CO_2$  in funzione dell'evoluzione del contesto normativo e delle tecnologie.

#### 4.2.5 Il ruolo dello stoccaggio di idrogeno

Lo stoccaggio di idrogeno in Italia, analogamente a quanto già avviene per il gas naturale, continuerà ad avere un ruolo predominante di modulazione stagionale, accumulando il surplus di idrogeno verde prodotto nei mesi di maggiore irraggiamento solare (fluttuazione leggermente meno marcata ma comunque presente anche per la quota che si ipotizza importare dal Nord Africa) e restituendolo nei mesi invernali.

Oltre al tradizionale ruolo di modulazione stagionale, si prevede che lo stoccaggio di idrogeno sia chiamato a fornire servizi di modulazione su orizzonti più brevi, mensili e settimanali, per far fronte almeno in parte sia alla variabilità e intermittenza della produzione di idrogeno verde che alla variabilità della domanda sopra descritta.

Una prima stima del fabbisogno di stoccaggio è attualmente in corso di valutazione e dovrà tenere conto di diversi elementi, quali la capacità di modulazione del line pack della rete idrogeno, la potenzialità degli impianti di produzione di idrogeno blu e il loro possibile contributo alla modulazione della produzione nazionale e, infine, le potenzialità offerte dall'integrazione dei settori gas ed elettrico in una logica di sviluppo del sector coupling.





5 /

Interventi sulla rete  
di trasporto del gas  
naturale

## 5.1 / Dimensione degli interventi

Il Piano Decennale 2022-31 prevede una spesa complessiva di 12 miliardi di euro, di cui circa 2,2 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	2022	2023	2024	2025	2026	TOT 22-31
Interventi di sviluppo	105	177	205	223	251	2.177
Interventi di mantenimento	252	329	280	267	320	2.391
Interventi per sicurezza	426	500	490	498	705	5.932
Altro	187	229	172	109	183	1.501
<b>TOTALE</b>	<b>970</b>	<b>1.236</b>	<b>1.147</b>	<b>1.097</b>	<b>1.458</b>	<b>12.002</b>

Tutti i valori sono approssimati alle unità.

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.

## 5.2 / Criteri di progettazione e tutela dell'ambiente

Snam Rete Gas progetta le proprie opere in base alle normative vigenti e alle “best practices” tecniche, tenendo in massimo conto i 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, nonché le aree fortemente antropizzate. Nella fase di progettazione preliminare dei gasdotti vengono sempre valutate diverse alternative di tracciato, tra le quali viene scelta la soluzione migliore in termini di sicurezza di esercizio, sostenibilità ambientale ed efficienza. 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 contenga “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.

## 5.3 / Interventi di sviluppo

I progetti di sviluppo sono relativi alla realizzazione di nuove infrastrutture o al potenziamento di infrastrutture esistenti e comportano un impatto diretto sulla capacità di trasporto dei punti di entrata e di uscita della rete o ingenerano altri 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.

### 5.3.1 Sviluppo – Progetti di Rete Nazionale

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.

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.

Per il dimensionamento degli interventi e il calcolo della capacità di trasporto ad essi correlata, Snam Rete Gas 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**

CATEGORIA	PROGETTO	ENTRATA IN ESERCIZIO	COSTO A V.I. [M€]	IMPEGNO PIANO [M€]	APPROVATO
Sviluppo	Linea Adriatica	2034 (FUORI PIANO)	2.388	513	NO FID/FID *
	Centrali Dual Fuel	2024/2030	881	881	NO FID/FID
	Potenziamenti Importazioni Da Nord - Est	FUORI PIANO	827	-	NO FID
	Ulteriori Potenziamenti A Sud	FUORI PIANO	4.832		NO FID
	Interconnessione con Malta	2026	8	8	NO FID
	Virtual Pipeline Sardegna	2024/2027	404	404	FID

Tutti i valori sono approssimati alle unità.

\* La Centrale di Sulmona è l’unica parte del progetto che risulta FID

**Figura 4: Principali Progetti di Sviluppo nell'arco temporale del Piano**



## 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. A tal fine 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 MSm<sup>3</sup>/g, equivalenti a 266 GWh/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 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 dei volumi di gas in erogazione dal campo di stoccaggio di Fiume Treste in alcuni scenari di trasporto, caratterizzati da alti flussi di gas proveniente da sud.

Lo sfruttamento della piena capacità di punta di erogazione dello stoccaggio di Fiume Treste mette a disposizione del sistema italiano una maggiore flessibilità, che potrebbe permettere la copertura della domanda di gas e/o un contenimento dei prezzi in caso di mercato del gas particolarmente corto. La Centrale di Sulmona, oltre ad aumentare la flessibilità della rete italiana, permetterebbe inoltre di evitare costi di sostituzione su altre centrali di compressione del sistema di trasporto, in una logica di funzionamento alternativo ad altre centrali ubicate a sud.

La "Linea Adriatica" è inclusa nel TYNDP 2020 di ENTSOG, nella lista dei progetti che sono stati inseriti nel TYNDP 2022 e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-7. 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 e nella quinta lista pubblicata il 19 novembre 2021 (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, anche se l'entrata in esercizio complessiva del progetto è programmata per l'anno 2034, fuori orizzonte di Piano. 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 5: 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 MSm<sup>3</sup>/g, equivalenti a circa 820 GWh/d, 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 2022 con il codice identificativo TRA-N-1195 ed è stato incluso nella quarta lista presentata dalla Commissione il 31 ottobre 2019 e nella quinta lista pubblicata il 19 novembre 2021 (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 6: Metanodotto Matagiola-Massafra**





## Centrali di compressione Dual Fuel

Snam Rete Gas ha pianificato l'installazione, nelle centrali di compressione, di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori più vecchi, sui quali sarebbe comunque necessario intervenire per il mantenimento della potenza di compressione necessaria.

Nell'ottica di preservare la piena funzionalità della rete di trasporto gas anche in caso di mancanza dell'alimentazione elettrica si è deciso, per il momento, di adottare 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 con i turbocompressori alimentati a gas naturale. Il progetto rappresenta un contributo importante verso la decarbonizzazione del processo industriale di trasporto gas e una sua maggiore efficienza. Sfruttando l'incremento di efficienza degli elettrocompressori e massimizzandone l'utilizzo si soddisferanno i fabbisogni di compressione del gas con un minore consumo di energia. Questo permetterà una riduzione significativa dei costi di compressione e, allo stesso tempo, una diminuzione delle emissioni di gas climalteranti e di altri inquinanti locali, con una conseguente 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 creando l'opportunità di ridurre 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 e il funzionamento intermittente, contribuendo a rendere il sistema gas ancora più reattivo e pronto a soddisfare le richieste del mercato, in un contesto di crescente aumento della variabilità delle condizioni di trasporto.

Nella pianificazione degli interventi inizialmente è stata data precedenza alle centrali che, in condizioni di normale esercizio, assicurano un elevato numero di ore di funzionamento. Successivamente gli interventi sono stati estesi a tutte le centrali di compressione, con l'obiettivo di installare un elettrocompressore in ogni centrale di compressione, in sostituzione di turbocompressori ormai giunti o in prossimità di giungere al termine della vita utile.

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

Dorsale di importazione da nord est (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 nord (PdE Passo Gries):

- Centrale di Masera (potenza installata ad oggi 24 MW+12 MW di scorta): installazione di un elettrocompressore da 12 MW nella centrale di Masera in sostituzione di un'unità esistenti 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.
- Centrale di compressione di Enna (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 Melizzano (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 Tarsia (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 Terranuova (potenza installata a oggi 30 MW + 12 MW di scorta): sostituzione di un turbocompressore a gas da 10 MW con un elettrocompressore da 12 MW.

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

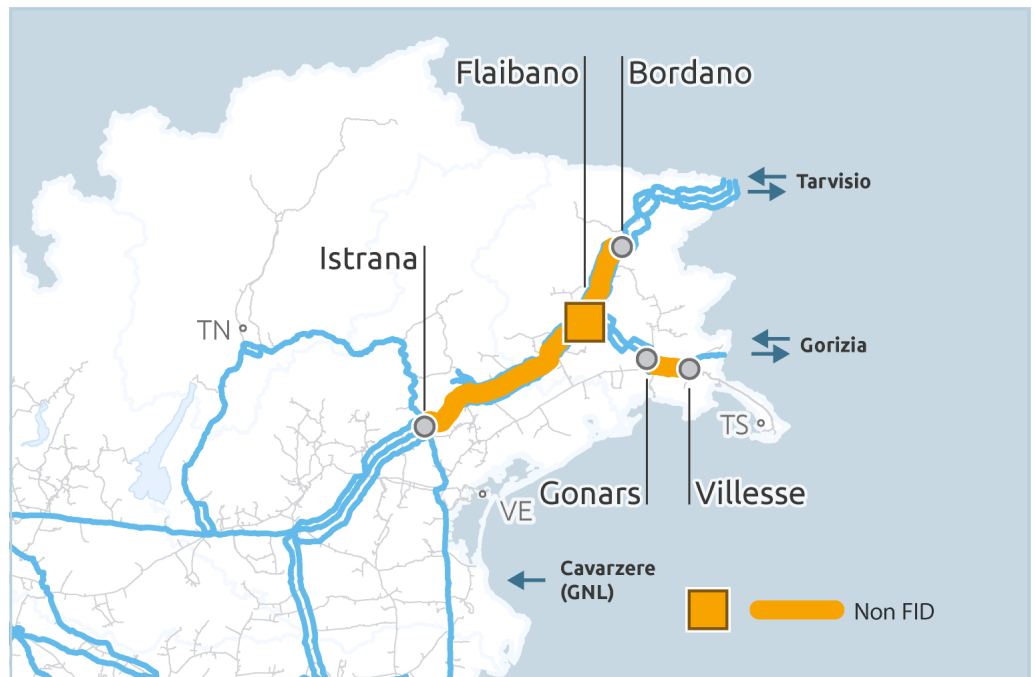
**Figura 7: Centrali Dual Fuel**



### Potenziamenti Importazioni da Nord-Est

Il progetto prevede la posa di nuovi gasdotti per l'incremento della capacità di trasporto da Est ed è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2022 e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-8. 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 8: Potenzimenti importazioni da Nord-Est**



### 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 2022 e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-9.

Le attività realizzative del progetto "Ulteriori Potenzimenti 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.

**Figura 9: Ulteriori potenziamenti a Sud**



### Interconnessione Malta

Il progetto di connessione di Malta alla rete Europea del gas, proposto dal Governo Maltese, è stato incluso nelle prime 4 liste dei Progetti di Interesse Comune e risulta confermato anche nella 5° 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 correlato 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 58 GWh/g. Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta all'esito della procedura di capacità incrementale tuttora in corso.

**Figura 10: Interconnessione con Malta**



### 5.3.2 Sviluppo – Progetti di Rete Regionale

La rete regionale è costituita da infrastrutture di estensione interregionale, regionale e locale, spesso magliate, interconnesse in uno o più punti con la rete nazionale.

Il potenziamento e lo sviluppo della rete regionale si prefigge i seguenti obiettivi:

- aumentare la capacità di trasporto esistente, allo scopo di sostenere nel medio lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale registrati, previsti o richiesti in una determinata area; tale incremento consente di sostenere nei momenti di maggior domanda le pressioni ai terminali delle reti presso i punti di riconsegna, evitando situazioni di sofferenza e brusche cadute di pressione al variare, anche minimo, della portata di gas;
- estendere la rete a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto.

Ai fini del dimensionamento degli interventi di potenziamento, viene considerata la domanda di picco in condizioni climatiche invernali, che tiene conto del fabbisogno relativo al riscaldamento civile.

Le soluzioni tecniche individuate tengono ovviamente conto di possibili sinergie con esigenze di adeguamento o sostituzione di asset già esistenti, al fine di ottimizzare i costi complessivi e ridurre i tempi di realizzazione e gli impatti sul territorio.

Le principali opere di potenziamento e di estensione della rete regionale sono elencate nella seguente tabella e descritte nelle schede riepilogative dell'allegato II b.

Si segnala in particolare che nel corso del 2021 sono entrati in esercizio i metanodotti Boltiere – Bergamo e Mornico al Serio – Travagliato.

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

CATEGORIA	PROGETTO	ENTRATA IN ESERCIZIO	COSTO A V.I. [M€]	IMPEGNO PIANO [M€]	APPROVATO
<b>Sviluppo</b>	Reana del Roiale – Campoformido	2029	32	32	NO FID
	Desio – Biassono	2022	16	2	FID
	Ravenna Fiumi Uniti	2022	6	3	FID
	Mornico al Serio – Travagliato	2021	37	1	FID
	Boltiere – Bergamo	2021	18	0	FID

Tutti i valori sono approssimati alle unità.

### Coordinamento con altri Trasportatori della Rete Regionale

Come descritto nel [paragrafo 1.3.2](#) del presente documento, Snam Rete Gas promuove un'attività di coordinamento con i gestori delle altre reti di trasporto interconnesse a valle con la rete di Snam.

Di seguito viene riportata una sintesi delle principali evidenze di questa attività.

### Progetto di metanizzazione del Trentino

Due gestori, Retragas e Gasdotti Alpini, hanno comunicato la volontà di metanizzare l'area delle Valli Giudicarie in Trentino. I due progetti, seppur diversi, presentano alcune sovrapposizioni come anche evidenziato nei commenti pervenuti in fase di consultazione del Piano Decennale 2021. Snam Rete Gas si è resa disponibile ad adeguare la propria rete, in funzione della configurazione infrastrutturale che verrà infine autorizzata.

I due progetti sono di seguito descritti:

#### Progetto di Retragas

Nell'ambito del coordinamento con il gestore del trasporto di Rete Regionale Retragas, era stata avviata un'analisi congiunta finalizzata a valutare le esigenze di interventi infrastrutturali sulla rete di trasporto di Snam Rete Gas che si sarebbero rese necessarie nell'ipotesi di nuovametanizzazione del Trentino Occidentale da Retragas.

In occasione della presentazione del Piano Decennale 2021-30, Retragas ha comunicato l'intenzione di modificare il proprio progetto rispetto a quanto presentato nei piani precedenti, allineandolo alla nuova bozza del Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 della provincia autonoma di Trento (PEAP). Il progetto modificato prevede la realizzazione di due tratti che partendo da Tione arrivano rispettivamente alla zona di Madonna di Campiglio e alla zona di Comano. In questa nuova configurazione del progetto di Retragas, al momento non sono necessari interventi di potenziamento della rete Snam Rete Gas.

#### Progetto di Gasdotti Alpini

Gasdotti Alpini ha chiesto, nel corso del 2021, un coordinamento con Snam Rete Gas per la definizione degli investimenti necessari 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. Gli interventi necessari sulla rete di trasporto Snam Rete Gas prevedono la riconversione "commerciale" di due punti di riconsegna esistenti fra Snam Rete Gas e la rete di distribuzione che saranno convertiti in punti di interconnessione e la realizzazione di due ulteriori nuovi punti di interconnessione. Snam Rete Gas, nel corso del 2021, ha emesso offerta di allacciamento per la realizzazione dei suddetti due nuovi punti.

### Progetti di Energie Rete Gas

I progetti di Energie Rete Gas relativi al Metanodotto di trasporto Garfagnana e al Metanodotto di trasporto della Valsesia, sulla base delle previsioni di mercato indicate nei precedenti Piani Decennali, comportano degli interventi di potenziamento della rete di Snam Rete Gas a monte di due nuovi punti di interconnessione da realizzare.

Energie Rete Gas ha successivamente comunicato a Snam una nuova ipotesi dei prelievi previsti nei due suddetti punti di interconnessione, sostanzialmente inferiori rispetto a quelli indicati nel Piano Decennale 2021-30 di Energie Rete Gas.

A fronte delle suddette informazioni Snam Rete Gas ha rivisto le soluzioni tecniche di potenziamento derivanti dagli scenari indicati nel precedente Piano. Le soluzioni tecniche individuate, la cui stima di costo è già stata comunicata a Energie Rete Gas, e la programmazione temporale delle opere potranno essere meglio definite, nell'ambito del processo di coordinamento in atto, sulla base della successiva pianificazione delle effettive esigenze in termini di picchi orari della domanda e delle ipotesi di build-up della domanda stessa.

Si segnala inoltre che è in fase di studio una diversa ipotesi di interconnessione fra le due reti che ridurrebbe la necessità di investimento da parte di Snam Rete Gas.

L'avvio dei suddetti progetti, che Snam inserirà a piano come investimenti di potenziamento e la cui ACB è a carico dell'operatore interconnesso, potrà avvenire solo a valle della valutazione positiva da parte delle autorità competenti e della formalizzazione di specifici accordi tra le parti (tra cui la richiesta formale di realizzazione dei due nuovi punti di interconnessione).

### Altri progetti Retragas

Retragas ha comunicato a Snam la volontà di potenziare il punto di interconnessione esistente tra la rete Snam e la rete Retragas in località Marcheno, in termini di incremento della portata

e di maggior pressione di riconsegna del gas presso tale punto. Snam ha anticipato a Retragas che le prestazioni richieste richiedono un potenziamento della rete Snam a monte la cui stima d'investimento è già stata comunicata a Retragas. L'avvio del suddetto progetto, che Snam inserirà a piano come investimento di potenziamento una volta individuata la soluzione tecnica, e la cui ACB è a carico dell'operatore interconnesso, potrà avvenire solo a valle della valutazione positiva da parte delle autorità competenti e della formalizzazione di specifici accordi tra le parti.

### 5.3.3 Progetti di allacciamento

Snam Rete Gas è tenuta ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema 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".

La procedura che descrive le modalità di richiesta, valutazione, accettazione e realizzazione di nuovi allacciamenti è descritta nel Capitolo 6 del Codice di Rete di Snam Rete Gas.

I nuovi allacciamenti alla rete esistente sono funzionali alla riconsegna del gas a nuovi siti industriali, a reti di distribuzione o reti di trasporto di terzi, ovvero alla consegna del gas proveniente da nuove produzioni nazionali o da produzioni di biometano.

I progetti di allacciamento a nuovi punti di riconsegna sono dimensionati, analogamente a quanto avviene per i progetti di potenziamento, sulla base della domanda di picco in condizioni climatiche invernali, che tiene conto del fabbisogno relativo al riscaldamento civile.

Per i nuovi punti di immissione da nuove produzioni nazionali o da produzioni di biometano, vengono invece considerate le condizioni di minima domanda, normalmente ricadenti nei mesi estivi, al fine di verificare i volumi minimi di assorbimento in rete. Al fine di aumentare tali volumi minimi e rendere più efficiente il collegamento alla rete di trasporto dei nuovi punti di produzione di biometano, sono allo studio degli interventi di reverse flow da realizzare presso le cabine di riduzione della pressione, descritti nell'Allegato "Interventi sulla Transizione Energetica".

Nel Piano decennale sono previsti circa 880 allacciamenti, per un investimento complessivo di 370 M€. 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 circa 500 allacciamenti per un impegno complessivo nell'arco di Piano pari a 123 M€.

#### Allacciamenti di impianti di produzione di Biometano

Il Biometano è una fonte rinnovabile programmabile che può essere immessa 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. Gli allacciamenti a impianti di biometano sono circa 140 per un impegno complessivo nell'arco di Piano pari a 122 M€.

#### Altri allacciamenti

Tale raggruppamento include tutti gli altri allacciamenti previsti nell'arco di Piano e sono circa 240 per un impegno economico di 125 M€.



## 5.4 / Interventi di sostituzione e sicurezza

Oltre ai progetti di sviluppo della rete, Snam Rete Gas provvede a programmare e realizzare le opere necessarie per il mantenimento dei gasdotti 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 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.

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 un servizio sicuro, economico e sostenibile di approvvigionamento energetico;
- mantenere, salvaguardare e possibilmente migliorare i livelli di tutela dell'ambiente, riducendo le emissioni di gas climalteranti, favorendo l'integrazione delle fonti rinnovabili 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, con priorità dettate da fini di sicurezza ed integrità del sistema di trasporto. Su tutti gli altri gasdotti che hanno raggiunto o sono in procinto di raggiungere la vita utile di ammortamento, 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 sostituzione ad oggi individuati.

PROGETTO	ENTRATA IN ESERCIZIO	COSTO A V.I. [M€]	IMPEGNO PIANO [M€]	APPROVATO
Livorno – Piombino	2027	269	257	FID
Spina di Genova	2026	47	46	FID
Recanati – Chieti	2025	544	461	FID
Ravenna – Recanati	2025	458	316	FID
Rimini – Sansepolcro	2022	250	68	FID
S. Salvo – Biccari	2023	209	140	FID
Gagliano – Termini Imerese 1a fase	2021	97	17	FID
Sestri Levante – Recco	2025	254	234	In valutazione
Pieve di Soligo – S. Polo di Piave	2022	50	20	FID
Ravenna Mare – Ravenna Terra	2023	55	26	FID
Mestre – Trieste	2022	192	109	FID
Foligno – Gallese	2025	312	302	FID
Recanati – Foligno	2024	255	229	FID
Sansepolcro – Foligno	2027	211	208	FID
Sansepolcro – Terranuova	2025	138	133	FID
Chieti – Rieti	2025	269	258	FID
Gagliano – Termini Imerese 2a fase	2024	160	152	FID
Campodarsego – Castelfranco	2022	37	10	FID
Tortona – Alessandria – Asti – Torino	2029	252	252	NO FID
Vitinia – Cisterna – Gaeta	2029	343	343	NO FID
Poggiofiorito	2027	65	65	NO FID
Corte – Torino a Chivasso	2026	30	30	NO FID
Gallese – Vitinia	2028	273	273	NO FID
Rete Reggiana – Modenese	2028	281	281	NO FID
Sestri Levante	2027	177	177	NO FID
Fornovo – Langhirano – Traversetolo	2028	73	73	NO FID
Rete di Bassano	2027	59	59	NO FID
Der. Livorno	2027	42	42	NO FID
Terranuova – Montelupo	2029	261	261	NO FID
Rete di Lucera	2027	31	31	NO FID
Piombino- Grosseto	2028	43	43	NO FID
Catania- Augusta	2028	65	65	NO FID
Cellole - Melizzano	2030	130	130	NO FID
Der. per Pavullo	2028	36	34	FID
Der. per Siena	2028	90	89	FID

Tutti i valori sono approssimati alle unità.

Oltre agli interventi di sostituzione sono compresi nel piano anche altri interventi, di diversa natura e di minor impatto economico, che vengono effettuati per garantire il mantenimento delle condizioni di sicurezza della rete. Tali progetti riguardano generalmente interventi provvisori necessari per la riduzione della pressione di esercizio delle reti (declassamenti), attuabili là dove le condizioni siano tali da garantire comunque la domanda di gas, oppure interventi necessari per garantire il consolidamento geologico delle aree attraversate dai gasdotti.

### 5.4.1 Sostituzione e sicurezza – Progetti di Rete Nazionale

I principali progetti di sostituzione sono relativi alla rete di trasporto in centro Italia e in Piemonte e interessano gasdotti il cui tracciato attraversa aree fortemente urbanizzate e/o territori geologicamente complessi, interessati da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni.

Gli interventi individuati consentono di aumentare la sicurezza di importanti metanodotti che, oltre a collegare grosse aree di mercato, garantiscono flessibilità e, in alcuni casi, ridondanza alla dorsale italiana di trasporto del gas.

**Figura 11: Principali interventi di sostituzione**



### 5.4.2 Sostituzione e sicurezza – Progetti di Rete Regionale

Oltre ai progetti di rete nazionale sono stati identificati alcuni progetti di sostituzione e riassetto della rete regionale, su gasdotti che hanno terminato la loro vita utile economico-tecnica e che hanno condizioni di posa che non garantiscono un esercizio idoneo soprattutto nel medio/lungo termine.

## 5.5 / Interventi di mantenimento

Nel piano vengono inoltre considerati i progetti di mantenimento, che riguardano il rinnovo e la conservazione, in condizioni di esercizio adeguate, delle infrastrutture di trasporto. Queste attività non presentano significative differenze tra rete nazionale e rete regionale e riguardano principalmente:

- Rinnovo di parti o componenti, finalizzate a contrastare il naturale invecchiamento degli asset e a mantenere la rete adeguata ai più moderni standard (sostituzione di rivestimenti ammalorati, sostituzione di elementi ausiliari del metanodotto quali ad esempio la strumentazione di misura e controllo o le apparecchiature per la protezione del metanodotto dalle corrosioni, realizzazione o rifacimento di opere di protezione spondale e di consolidamento dei terreni di posa, ecc.);
- Attività ispettive per la rilevazione di eventuali anomalie (e.g. ispezioni pig), valutazione degli esiti delle ispezioni rispetto a soglie di accettabilità, eventuali riparazioni o sostituzioni di piccoli tratti di gasdotto;
- Realizzazione di varianti per la modifica del tracciato di gasdotti esistenti, finalizzate al superamento di interferenze dovute alla realizzazione di nuove infrastrutture o giustificate dall'evoluzione del contesto di antropizzazione delle aree di posa originarie.

## 5.6 / Altri interventi

In tale categoria sono inseriti tutti gli interventi su asset fisici diversi dalla rete gas, relativi ad esempio alla digitalizzazione, ai sistemi informativi, agli immobili e agli automezzi.

Il Piano riporta 1159 interventi di questa categoria per un impegno economico nell'arco del Piano pari a circa 1.5 B€.

## 5.7 / 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 2024 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 12: Virtual Pipeline Sardegna**

Gli investimenti per la Virtual Pipeline di competenza di SNAM ammontano a circa 400 M€ e sono relativi alla realizzazione dei terminali di Portovesme e Porto Torres. E' inoltre in corso di valutazione l'utilizzo dei terminali esistenti e/o in progetto di Oristano e un loro eventuale sviluppo per completare la virtual pipeline. Per quanto riguarda il trasporto dagli impianti di Panigaglia e Livorno fino ai terminali sardi sono in corso di valutazione varie alternative, fra le quali un noleggio a lungo termine delle bettoline. 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.

## 5.8 /

# 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 l'edizione 2020 del TYNDP è stata sviluppata sulla base di scenari energetici elaborati e condivisi con ENTSG, 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 fabbisogni infrastrutturali in considerazione delle evoluzioni attese di domanda e offerta a livello comunitario. Il documento include una valutazione dei progetti candidati a PIC mediante un'analisi costi-benefici a livello di sistema energetico europeo, la cui metodologia è stata 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 nonché i gradi di dipendenza da un'unica fonte di approvvigionamento e di diversificazione degli approvvigionamenti.

ENTSG ha pubblicato la bozza del TYNDP 2020 il 25 novembre 2020, cui è seguito un processo di consultazione pubblica che si è concluso il 15 gennaio 2021. Il documento 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 fornisce una rappresentazione delle 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 documento finale, che tiene conto anche delle indicazioni fornite da ACER, è stato pubblicato il 13 luglio 2021.

Risultano inoltre già avviate le attività legate alla predisposizione del TYNDP 2022. In particolare è in fase conclusiva il processo di costruzione degli scenari energetici<sup>18</sup>, sviluppati come da precedente edizione in maniera congiunta da ENTSG e ENTSG, attraverso l'identificazione di tre storylines che delineano differenti evoluzioni del sistema energetico. Inoltre, il 18 ottobre 2021 ENTSG ha annunciato l'apertura del processo di raccolta dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2022, conclusosi lo scorso 12 Novembre.


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.

18 Il documento draft degli scenari è pubblicato al seguente link: <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2022>









## 6 / Interventi per la transizione energetica

## 6.1 / Il disegno della rete di trasporto dell'idrogeno

Il progetto della rete di trasporto di idrogeno prevede una rete di gasdotti in grado di collegare le produzioni nazionali di idrogeno prevalentemente ubicate al Sud ed ulteriori volumi provenienti dal Nord Africa con le principali aree di consumo italiane fino ai punti di interconnessione con le reti estere, mediante dorsali di trasporto e le loro derivazioni principali, in gran parte ubicate lungo corridoi esistenti.

**Figura 13: Backbone Italiana per il trasporto di H<sub>2</sub>**



Le dorsali e le principali derivazioni verso le aree di consumo e produzione nazionale costituiscono la prima fase di sviluppo di una rete idrogeno dedicata, in grado di accompagnare la transizione del mercato del gas naturale verso il trasporto di idrogeno verde e blu.

Il progetto della rete idrogeno prevede il ricorso, ove tecnicamente fattibile, al “repurposing” di gasdotti esistenti, descritto nel precedente paragrafo 4.2.3. Ove questo non è ritenuto fattibile, è stata prevista la realizzazione di nuovi gasdotti.

La rete costituita dalle dorsali e dalle principali derivazioni si estende per complessivi 2800 km da Mazara a Tarvisio e Passo Gries, con diametri compresi tra DN 750 e DN 1200 per l’infrastruttura principale e diametri compresi fra DN 400 e DN 600 per il repurposing. La lunghezza complessiva dei gasdotti per i quali si prevede il “repurposing” è di circa 1800 km, ad un costo medio di 0.6 M€/km, mentre per quanto riguarda le nuove realizzazioni, si prevede una lunghezza complessiva di circa 1000 km al costo medio di 2 M€/km.

Di seguito la descrizione della rete di trasporto idrogeno nelle sue componenti principali.

La **dorsale da Sud**, di diametro variabile tra DN 1200 e DN 1050, si sviluppa per circa 1520 km dal punto di entrata di Mazara del Vallo (TP) fino al nodo di Minerbio (BO).

La prima sezione, da Mazara del Vallo fino a Melizzano (BN) scorre attraversando la Sicilia fino a Messina per poi attraversare Calabria e Campania.

Nella sezione intermedia tra Melizzano e Gallese (VT) è stato previsto il tracciato ubicato più a est, che si trova in posizione favorevole, sia per minimizzare la distanza dal sito di stoccaggio di Fiume Treste e dalla rete di trasporto di SGI, che per limitare il numero e la lunghezza dei ricollegamenti alla rete del gas naturale. In questa sezione nel tratto tra Sulmona (AQ) e Gallese, l’infrastruttura risulta essere costituita da un’unica tubazione e pertanto è stata prevista la realizzazione di un nuovo gasdotto dedicato, per garantire la continuità del trasporto.

Nell’ultima sezione, da Gallese a Minerbio, il tracciato della rete idrogeno coincide con il tracciato dell’infrastruttura di importazione dal sud Italia, attraversando Umbria, Toscana e parte dell’Emilia Romagna.

Sulla dorsale da sud sono previste due centrali di compressione  $H_2$ , ognuna con potenza indicativa di 25MW, ubicate a Messina e Gallese. Il numero di centrali di compressione  $H_2$  lungo la dorsale da sud e la loro potenza unitaria, potrebbe variare in relazione ai valori massimi di pressione ammessi per il trasporto dell’idrogeno, attualmente in fase di valutazione.

La **dorsale Est**, di diametro variabile tra DN 850 e DN 1050, si estende per una lunghezza di circa 340 km da Minerbio fino a Tarvisio, predisposta per la futura interconnessione con uno dei gasdotti TAG che attraversano l'Austria fino allo snodo di Baumgarten al confine con la Slovacchia. La dorsale sarà composta di un primo tratto di gasdotto, da Minerbio (BO) a Zimella (VR), per cui è previsto il "repurposing" e da un secondo tratto per cui invece è prevista la realizzazione ex novo, in rifacimento di un gasdotto esistente fino a Malborghetto (UD), per poi proseguire fino al confine con l'Austria a Tarvisio con un altro tratto di gasdotto "repurposed". Su questa dorsale al momento non si prevedono centrali di compressione  $H_2$ .

La **dorsale Ovest**, di diametro variabile tra DN 750 e DN 1200, si estende per una lunghezza di circa 410 km da Poggio Renatico (FE) fino al confine con la Svizzera a Passo Gries (VB), collegando i nodi di Cortemaggiore (PC), Ripalta (CR) e Mortara (PV) e prevedendo il "repurposing" di gasdotti esistenti. Anche su questa dorsale al momento non si prevedono centrali di compressione  $H_2$ .

Le derivazioni principali, di diametro variabile tra DN 400 e DN 600, si estendono complessivamente per una lunghezza di circa 530 km mediante il rifacimento di gasdotti esistenti o la costruzione di nuovi gasdotti. Queste derivazioni costituiscono il primo collegamento tra la rete nazionale di trasporto  $H_2$  e i principali centri di consumo e/o produzione dell'idrogeno, a valle dei quali verrà realizzata la rete di trasporto regionale. Il disegno della rete regionale sarà sviluppato, in fasi successive, sulla base dell'evoluzione di domanda e produzione di  $H_2$  e gas naturale/biometano nel tempo e sul territorio, secondo criteri di sicurezza, efficienza degli investimenti e modularità delle scelte progettuali, oltre che naturalmente in coerenza con lo sviluppo del quadro regolatorio.

## 6.2 / Impatti sulla rete di trasporto del gas naturale

In gran parte del suo sviluppo, il tracciato della nuova rete di trasporto di idrogeno coincide con quello dei gasdotti esistenti, come descritto al paragrafo precedente. La riconversione a idrogeno di parte delle infrastrutture di trasporto gas esistenti presuppone che quelle rimanenti siano in grado di assolvere alla loro funzione primaria in ogni scenario di trasporto futuro, in particolare per quanto riguarda la copertura della domanda, i requisiti di adeguatezza infrastrutturale e i livelli di affidabilità del servizio richiesti.

Tali verifiche, eseguite mediante simulazioni di trasporto in diversi scenari di domanda e approvvigionamento, hanno tenuto conto sia degli sviluppi infrastrutturali pianificati da Snam Rete Gas, sia di un contesto alternativo in cui tali sviluppi infrastrutturali non dovessero essere realizzati.

Nel contesto definito dal presente Piano, le verifiche eseguite dimostrano che, sulla base degli scenari di domanda e approvvigionamento pubblicati da Snam e brevemente richiamati al capitolo 3, gli impatti sul trasporto del gas naturale derivanti dalla riconversione di parte delle infrastrutture al trasporto dell'idrogeno sono perfettamente compatibili con lo sviluppo previsto per la domanda di gas naturale.

Nel caso in cui gli investimenti infrastrutturali previsti dal presente Piano non dovessero essere realizzati, invece, vi sarebbero impatti sull'adeguatezza del sistema e sui livelli di affidabilità del servizio la cui entità dipenderà in modo significativo dall'evoluzione della domanda gas.

## 6.3 / La rete di trasporto europea

L'iniziativa European Hydrogen Backbone (EHB) coinvolge un gruppo di oltre venti operatori di infrastrutture gas<sup>19</sup>, fra cui Snam, che condividono il disegno di una rete pan-Europea di gasdotti dedicati al trasporto di idrogeno.

EHB ha pubblicato un documento nell'aprile 2021<sup>20</sup>, presentando una nuova versione della rete di trasporto europea aggiornata ed estesa, rispetto a quella già pubblicata a luglio 2020<sup>21</sup>. Più specificamente, sono state definite le fasi intermedie di sviluppo delle infrastrutture idrogeno per il 2030, 2035 e 2040.

I principali risultati dello studio sono i seguenti:

- Entro il 2030, la rete europea sarà composta inizialmente da 11.600 km di gasdotti dedicati;
- L'infrastruttura dell'idrogeno potrà quindi crescere fino a diventare una rete paneuropea, con una lunghezza di circa 40.000 km entro il 2040. È previsto un ulteriore sviluppo della rete anche dopo il 2040;
- I gasdotti "repurposed" copriranno circa il 70% della rete europea, mentre quelli di nuova costruzione ne costituiranno circa il 30%.

---

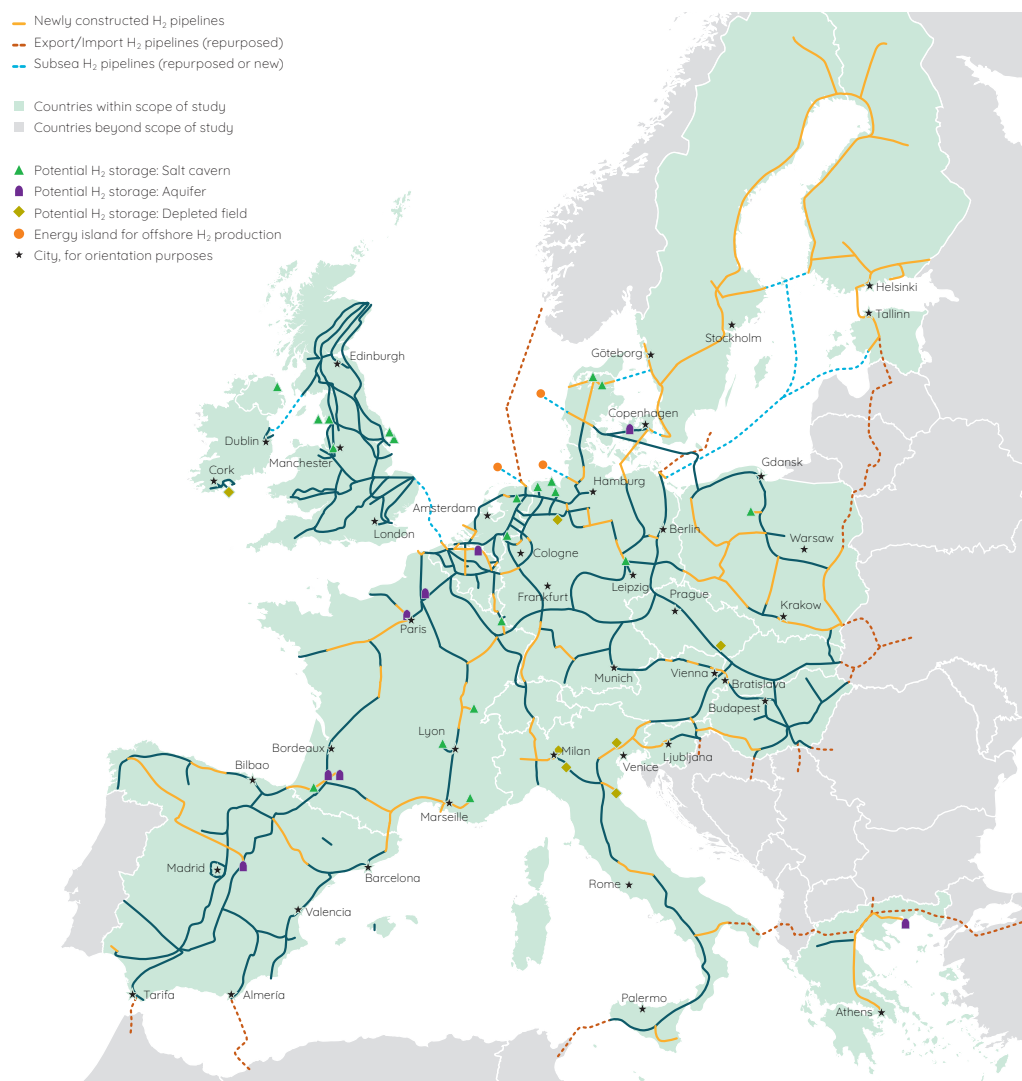
19 Le società che partecipano all'iniziativa sono Creos, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxys, Gas Connect Austria, Gasgrid Finland, Gasunie, GAZ-SYSTEM, Gas Networks Ireland, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Plinovodi, TAG, Teréga, Snam, Swedegas

20 [https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone\\_April-2021\\_V3.pdf](https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V3.pdf)

21 [https://gasforclimate2050.eu/sdm\\_downloads/european-hydrogen-backbone/](https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/)

Di seguito una rappresentazione della rete europea di trasporto idrogeno al 2040.

**Figura 14: Backbone Europea dell'idrogeno al 2040<sup>22</sup>**



È comunque previsto un aggiornamento delle mappe dell'EHB nel corso del 2022.

Per la corretta rappresentazione aggiornata della rete di trasporto italiana si rimanda alla [figura 13](#).

Si sottolinea che la rete italiana H<sub>2</sub> di Snam descritta nel paragrafo 6.1 avrebbe un ruolo chiave nel progetto di una rete Europea integrata permettendo anche un utilizzo dell'infrastruttura per esportare idrogeno verso il resto dell'Europa.

<sup>22</sup> [https://gasforclimate2050.eu/sdm\\_downloads/extending-the-european-hydrogen-backbone/](https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/extending-the-european-hydrogen-backbone/)



## 6.4 / Blending H<sub>2</sub> nella rete di trasporto gas naturale

L'immissione nella rete di trasporto del gas naturale di percentuali variabili di idrogeno (il cosiddetto "blending") costituisce un'opportunità per anticipare la decarbonizzazione parziale dei consumi finali di gas naturale e per contribuire allo sviluppo della produzione di idrogeno, in particolare da fonti rinnovabili e in particolare da overgeneration, in una logica di "sector coupling".

In particolare, l'immissione nella rete di trasporto del gas naturale di idrogeno prodotto a partire da over generation elettrica, consentirebbe di trasferire una quota di energia elettrica rinnovabile nel sistema gas, riducendo il fabbisogno energetico equivalente di gas naturale e permettendone lo stoccaggio nel periodo estivo.

Ovviamente, occorre valutare con gli impatti che le miscele di idrogeno e gas naturale possono avere sulle apparecchiature di utilizzo finale, sia residenziali che industriali. Uno studio realizzato da Marcogaz nell'ottobre 2019 (Overview of available test results and regulatory limits for Hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use), sui possibili limiti massimi accettabili dalle attuali apparecchiature, indica un limite del 5% per numerose utenze e del 2% per i serbatoi CNG (compressed natural gas) delle autovetture a metano di più vecchia concezione.

Attualmente sono in corso diversi studi e progetti pilota, sia in Europa che nel mondo, per valutare quali siano i limiti superiori di accettabilità della percentuale di idrogeno miscelato al gas naturale, il cui esito potrà essere utilizzato per indirizzare la revisione della normativa di riferimento e accompagnare lo sviluppo del "blending" verso la sua massima applicabilità.

Nel contesto italiano, il principale riferimento normativo che si ritiene possa, eventualmente, recepire le indicazioni verso una massima percentuale volumetrica di idrogeno in blending nel gas naturale, è il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18/05/2018, recante la "Regola tecnica sulle caratteristiche chimico fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile".



## 6.5 / Sector Coupling con elettrolizzatori “Network Related Function”

In una logica di sector coupling tra i settori gas ed elettrico, la conversione di overgeneration da fonti rinnovabili in idrogeno, da immettere nella rete di trasporto gas mediante blending in una prima fase e, successivamente, in una rete di trasporto dedicata all'idrogeno, costituisce una linea di azione complementare a quella rappresentata dagli accumuli elettrici e ai pompaggi, i quali continueranno ad assicurare le loro necessarie funzioni al sistema elettrico.

La produzione di idrogeno da overgeneration è caratterizzata infatti da due benefici esclusivi:

- è in grado di garantire la conservazione dell'energia prodotta in eccesso per periodi temporali molto lunghi, secondo il ciclo stagionale dello stoccaggio;
- di agire sulla decarbonizzazione delle filiere associate al gas naturale, senza rilevanti interventi aggiuntivi sulla rete di trasporto elettrica o gas.

Come riportato nel documento Piano di Sviluppo 2021 di Terna (rielaborazione dello scenario NT Italia), in cui viene analizzata la redistribuzione delle FER, per circa 15 GW, dal nord verso il sud e le isole, sulla base dell'effettiva evoluzione delle domande di connessione alla rete elettrica dei nuovi impianti di produzione, si prevede un significativo incremento della overgeneration non recuperabile dagli accumuli e stoccaggi già pianificati, in modo particolare nelle regioni meridionali e insulari.

In particolare, l'overgeneration che si genererà potrà essere di due tipi:

- Nel primo caso finché il carico residuo complessivo risulta non negativo, si possono generare volumi di overgeneration solo laddove, per effetto di congestioni di norma locali, nelle aree relative il bilancio domanda-offerta è tale da impedire il pieno sfruttamento delle risorse rinnovabili. Potremmo identificare questa tipologia come “OG da congestione”;
- Nel secondo caso si genera overgeneration da “assenza di domanda”, qualora anche in presenza di disponibilità di trasporto sufficiente, la intensità della produzione da fonti non programmabili non può interamente essere assorbita dal profilo di domanda, neppure a distanza sull'intero territorio nazionale.

Sulla base di quanto sopra descritto, Snam Rete Gas ha stimato i livelli di overgeneration attesi in Puglia e Sicilia, pari rispettivamente a 2,6 TWh e 1,3 TWh al 2030<sup>23</sup>.

La conversione di parte di questa overgeneration in idrogeno può essere realizzata mediante elettrolizzatori con funzioni cosiddette “network-related”, realizzabili da subito e con una potenza iniziale ottimizzata in modo tale che percentuale di blending nella rete gas non superi il 2%.

Con il futuro sviluppo della rete di trasporto di idrogeno, le taglie di questi elettrolizzatori con funzioni “network-related” potranno essere incrementate, massimizzando il recupero della overgeneration disponibile localmente e immettendo idrogeno direttamente nella rete di trasporto dedicata.

---

23 Al 2040 sono previste quote crescenti di overgeneration pari a 7,3 TWh in Puglia e 4,1 TWh in Sicilia

Con l'obiettivo di avviare la produzione di idrogeno nel sud Italia su scala industriale, sfruttando l'overgeneration residuale (quella altrimenti soggetta a curtailment) e massimizzando i vantaggi in termini di decarbonizzazione derivanti dal blending realizzato in prossimità dei punti di importazione, sono stati individuati due progetti per la realizzazione di elettrolizzatori con "network-related function", ubicati in Puglia e in Sicilia da sviluppare in 2 fasi:

- La prima fase prevede l'installazione di due elettrolizzatori in Puglia e in Sicilia con taglia leggermente inferiore a 100 MW in prossimità dei metanodotti dedicati all'importazione da Melendugno e Mazara/Gela affinché l'idrogeno prodotto possa essere miscelato nella rete a gas (blending) con i volumi in ingresso fino a una percentuale massima del 2% in volume.
- La seconda fase si svilupperà per favorire il recupero dei volumi crescenti di overgeneration previsti dagli scenari e richiederà l'installazione di circa ulteriori 1,4 GW di elettrolizzatori in prossimità dei nodi della rete elettrica maggiormente congestionati.

Per ulteriori dettagli si rimanda alle schede progetto presentate nel documento "Schede di intervento", capitolo "Interventi sulla transizione energetica".

In aggiunta a quanto sopra delineato, si sottolinea che il posizionamento di elettrolizzatori in aree caratterizzate da alta penetrazione delle rinnovabili consente di bilanciare meglio tale produzione, fornendo di fatto un servizio di decongestionamento e di conseguenza riducendo, anche significativamente, la intensità e la frequenza di probabili servizi di ridispacciamento (e i relativi costi) che il gestore di rete è costretto a operare al fine di assicurare assetti zionali stabili e massimizzazione della produzione da rinnovabili.





7 /

I benefici per il sistema  
Paese e la metodologia  
di riferimento

## 7.1 / Benefici del sistema gas

Il gas naturale è stato elemento fondamentale e volano della crescita economica del Paese e ha garantito energia a costi contenuti e a basso impatto ambientale, spiazzando progressivamente combustibili più inquinanti, quali i prodotti petroliferi e il carbone, nei settori industriali e di produzione termoelettrica ad alta intensità energetica.

In Italia, il gas naturale ha avuto più recentemente un ruolo fondamentale nel portare la traiettoria delle emissioni del settore elettrico lungo la direzione auspicata, grazie al proprio ruolo crescente, che oggi sfiora il 70% della produzione termoelettrica, percentuale quasi doppia rispetto a quella mondiale (36%) e più che doppia rispetto alla media europea, a sostituzione dei derivati del petrolio nel primo decennio e del carbone negli anni più recenti. Negli ultimi 20 anni, l'Italia ha visto un calo di quasi il 40% delle emissioni nel settore elettrico, a fronte di un incremento medio mondiale del 43,8% nello stesso intervallo temporale<sup>24</sup>.

Il ruolo del gas naturale e delle nuove centrali di cogenerazione sarà cruciale anche per la stabilizzazione del sistema elettrico in un contesto caratterizzato da una sempre maggiore penetrazione delle fonti di energia rinnovabile non programmabile, a condizione che si sappia riconoscere e ridurre la vulnerabilità di un sistema europeo e italiano in cui gran parte del fabbisogno di energia è soddisfatto dalle importazioni di gas naturale. Anche alla luce della crisi di prezzo del gas che si è verificata nel 2021 e che potrebbe continuare anche nel 2022, appare evidente come la diversificazione delle fonti di approvvigionamento e il perseguimento dell'unione energetica europea, attraverso il potenziamento delle reti di trasporto, il pieno utilizzo dei sistemi di stoccaggio e l'adozione di politiche comuni di prevenzione delle crisi, saranno nei prossimi decenni la vera sfida per il raggiungimento sostenibile degli obiettivi di decarbonizzazione e per una sicurezza energetica che non sia (solo) basata sulla produzione nucleare o termoelettrica a carbone.

In questo contesto, la rete gas potrà svolgere una importante doppia funzione di supporto alla decarbonizzazione, da una parte garantendo la capacità di trasporto necessaria al funzionamento delle centrali cogenerative a gas di ultima generazione, deputate alla salvaguardia del sistema elettrico (in futuro anche avvalendosi di sistemi di CCS), dall'altra accogliendo e trasportando biometano e metano sintetico, che contribuiranno alla decarbonizzazione dei processi e degli utilizzi non elettrificati.

In futuro, con lo sviluppo della rete idrogeno, la rete gas troverà infine la sua dimensione multi-vettoriale, assicurando ancora nei decenni successivi la sicurezza energetica, in un contesto che tutti auspichiamo possa essere pienamente decarbonizzato e meno vulnerabile alle oscillazioni dei mercati internazionali del gas naturale.

Il piano decennale di Snam Rete Gas ha quindi come obiettivo principale quello di favorire lo sviluppo e l'adeguamento della rete, affinché essa continui a rappresentare un asset di riferimento per il sistema energetico del paese, consolidando la propria centralità nel garantire un approvvigionamento di energia sicuro, flessibile e competitivo e contribuendo alla riduzione delle emissioni.

---

24 <https://www.rivistaenergia.it/2020/12/la-partita-del-gas-e-ancora-tutta-da-giocare/>

Il piano prevede investimenti sulle infrastrutture del gas naturale che sono necessari affinché la rete mantenga, e nel caso accresca, il proprio livello di sicurezza, affidabilità e flessibilità. Oltre ai benefici di sicurezza riconducibili agli interventi di sostituzione e mantenimento, gli altri benefici apportati dal piano sono conseguenti all'incremento di capacità sui punti di entrata e di uscita della rete, alla risoluzione delle congestioni che assicurano l'accesso a fonti di approvvigionamento diversificate, a nuove aree raggiunte dal gas naturale o aree già raggiunte la cui domanda è prevista in aumento.

Dal punto di vista dei benefici ambientali, gli interventi descritti nel piano, inclusi quelli relativi alla creazione di una rete di trasporto di idrogeno, consentiranno la riduzione delle emissioni dirette di CO<sub>2</sub> in atmosfera di oltre 10 Mton/anno a partire dal 2030.

## 7.2 / Metodologia ACB

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"<sup>25</sup> 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.

### 7.2.1 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 2021" e con quanto descritto al capitolo 2, sono stati prodotti 2 scenari contrastanti denominati "Global Ambition" (GA) e "National Trend" (NT), quest'ultimo 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.

### 7.2.2 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 NT-Italia coincide con i dati dello scenario National Trends (la domanda europea eccetto l'Italia cresce fino a circa 4100 TWh nel 2025 per calare poi a circa 3690 TWh al 2030 e circa 3550 TWh al 2040) e nello scenario GA coincide con i dati dello scenario Global Ambition (la domanda europea eccetto l'Italia cresce fino a 4100 TWh nel 2025 e rimane stabile fino al 2030, per calare poi a circa 3760 TWh al 2040)".

---

<sup>25</sup> [https://www.snam.it/it/trasporto/Processi\\_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/piano\\_decennale\\_2022\\_2031/criteri.html](https://www.snam.it/it/trasporto/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/piano_decennale_2022_2031/criteri.html)



### Assunzioni sullo scenario infrastrutturale

In tutti gli scenari si assume una stessa configurazione infrastrutturale.

In Europa l'infrastruttura simulata è quella prevista da ENTSG 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.

### Assunzioni prezzi fonti energetiche

Le fonti energetiche utilizzate per l'analisi sono: energia elettrica, carbone, greggio e CO<sub>2</sub>. 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 entrambi gli scenari NT e GA sono stati usati i prezzi indicati da ENTSG.

## 7.3 / Determinazione dei benefici

### 7.3.1 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 simulazioni con intervalli quinquennali, utilizzando il modello per la definizione dei flussi e dei prezzi all'ingrosso del gas. 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 potenziale di supply pari a circa 106 TWh, equivalenti a circa 10 Bcm, ad eccezione dello scenario che riguarda l'iniziativa "Potenziamento per nuove importazioni da Sud" per cui si è ipotizzato un potenziale di supply di 210 TWh, equivalenti a circa 20 Bcm.

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 a circa 370 TWh, equivalenti a circa 35 Bcm, scendendo fino a 317 TWh, equivalenti a circa 30 Bcm, al 2040, Russia mediamente circa 1800 TWh, equivalenti a circa 170 Bcm). La domanda interna all'Europa, compreso il Mare del Nord, tiene conto dell'interruzione della produzione dal campo di Groningen dal 2022 in avanti. In questa configurazione la produzione Europea scende a circa 635 TWh, equivalenti a circa 60 Bcm, nel 2030, per poi risalire fino a circa 740 TWh, equivalenti a 70 Bcm, nel 2040. Per quanto riguarda il GNL, sono stati considerati

i valori medi riportati nel TYNDP di ENTSOG, valutando un incremento della domanda dell'estremo oriente di circa il 20%.

- **Configurazione SUD:** potenzialità massima della produzione algerina (circa 476 TWh, 45 Bcm), minima per la produzione russa e per la produzione del Mare del Nord ed europea (530 TWh nel 2030, 476 TWh nel 2040, rispettivamente equivalenti a 50 Bcm e 45 Bcm). Per quanto riguarda il GNL, sono stati considerati i valori medi riportati nel TYNDP di ENTSOG, valutando un incremento della domanda dell'estremo oriente di circa il 20%.
- **Configurazione NORD:** potenzialità massima della produzione russa (2.180 TWh nel 2030, 2.180 TWh nel 2040, equivalenti a circa 206 Bcm), del Mare del Nord ed Europea (983 TWh nel 2030, 910 TWh nel 2040, equivalenti rispettivamente a 93 e 86 Bcm circa), minima per quanto riguarda l'Algeria (137 TWh al 2030 stabile fino al 2040, equivalenti a circa 13 Bcm). Per quanto riguarda il GNL, sono stati considerati i valori medi riportati nel TYNDP di ENTSOG, valutando un incremento della domanda dell'estremo oriente di circa il 20%.

### 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).

Nei profili di compressione ottenuti dal modello di simulazione è stata considerata anche la probabilità che una volta ogni 10 anni, le macchine funzionino al carico massimo storico consuntivato per un periodo di tempo di massimo 2 mesi.

L'attività di compressione è stata allocata preferenzialmente sulle nuove macchine elettriche (caratterizzate da maggiore efficienza energetica) nel rispetto dei loro vincoli tecnici.

In particolare, al fine di raggiungere gli obiettivi net zero carbon di lungo termine, si è ipotizzato di alimentare le macchine elettriche con energia contrattualizzata con contratti Power Purchase Agreement (PPA) che garantiscano che gli elettrocompressori funzionano con rinnovabili a impatto zero, considerando i benefici correlati al minor impatto emissivo, ma anche i costi dei PPA.

La seconda parte dell'analisi, effettuata a valle dell'ottimizzazione di consumi energetici e delle emissioni, ha valutato il potenziale contributo degli elettrocompressori al sistema elettrico in un contesto di sector coupling: l'attività di compressione delle nuove macchine elettriche, ottimizzata in base ai flussi attesi su base giornaliera, si traduce in domanda flessibile che può essere distribuita a livello orario per massimizzare la riduzione dei volumi a scendere sul Mercato dei Servizi di Bilanciamento (MB) generando un beneficio economico dato dal costo evitato delle risorse di regolazione meno convenienti che sarebbe stato necessario approvvigionare per garantire la sicurezza del sistema elettrico.

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

- **B5- Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO<sub>2</sub>:** Si è determinata la possibile riduzione di emissioni della CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>:** Si è determinata la possibile riduzione di emissioni di NO<sub>x</sub> e CH<sub>4</sub> 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 energia contrattualizzata con contratti Power Purchase Agreement che garantiscano che gli elettrocompressori funzionino con rinnovabili a impatto zero) valorizzandoli con il prezzo della materia prima pubblicato nel documento di descrizione degli scenari.

In esito alla seconda fase di analisi, si è determinato il seguente beneficio:

**B9 - Fornitura di flessibilità al sistema elettrico:** fermo restando che il trattamento regolatorio più opportuno per l'eventuale messa a disposizione e valorizzazione di servizi di flessibilità verso il sistema elettrico da parte degli elettrocompressori dovrà essere oggetto di valutazione da parte dell'Autorità, per la determinazione del beneficio si è ipotizzato un modello di sector coupling in cui il contributo alla regolazione nel Mercato di Bilanciamento da parte degli elettrocompressori avvenga a valle della massimizzazione dei benefici di riduzione dei consumi di combustibile e delle emissioni ambientali (B5, B6 e B8). In particolare, l'energia di compressione giornaliera è stata distribuita, rispettando i vincoli tecnici delle macchine, nelle ore della giornata in cui, in base alle simulazioni dello scenario prospettico, si verificano i maggiori volumi attesi sul mercato zonale del bilanciamento a scendere.

L'analisi ha considerato esclusivamente i volumi di regolazione terziaria a scendere su MB, 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 sulla fase di programmazione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), in quanto gli elettrocompressori rappresentano risorse molto flessibili che possono essere regolate in prossimità del tempo reale.

Considerando che i volumi di bilanciamento zonali sono generalmente approvvigionati da più impianti per garantire una maggiore affidabilità del sistema elettrico e l'effetto derivante dalla collocazione degli elettrocompressori localizzati nella stessa zona di mercato, la quota parte di volumi di regolazione coperta dall'insieme di elettrocompressori situati in una certa zona di mercato è stata limitata alla percentuale massima di volumi di bilanciamento forniti storicamente da una singola unità di generazione ed è stata ripartita fra i singoli elettrocompressori in modo proporzionale alla loro potenza di compressione elettrica oraria.

Per valorizzare i volumi di bilanciamento a scendere potenzialmente evitati grazie all'utilizzo degli elettrocompressori è stata utilizzata una stima dei prezzi orari zonali su MB a scendere ottenuta applicando ai prezzi zonali sul Mercato del Giorno Prima (MGP) negli scenari di riferimento le distribuzioni storiche degli spread tra i prezzi zonali su MGP e MB rispetto ai volumi accettati, elaborate in base ai dati pubblicamente disponibili delle 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 scendere.

I benefici sono stati determinati per i due scenari del piano decennale (Global Ambition e National Trend Italia), secondo le assunzioni dettagliate nel documento di descrizione degli scenari. Per il calcolo degli indicatori economici a livello annuale si è proceduto interpolando linearmente i benefici stimati negli anni di riferimento 2020, 2025, 2030 e 2040.

### 7.3.2 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 Global Ambition e National Trend Italia.
- **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 Global Ambition e National Trend Italia.
- **B5 Riduzione effetti negativi associati a emissioni di CO<sub>2</sub>:** 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 associati a emissioni non CO<sub>2</sub>:** determinato conseguentemente al beneficio B2 secondo i parametri riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici.

### 7.3.3 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**, di cui si è usufruito 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

numeroso 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 di MGP e della fase di programmazione di MSD. La stima dei volumi e dei prezzi di offerta su MB a scendere è stata effettuata utilizzando rispettivamente un modello a reti neurali (addestrato considerando il dataset storico fino a fine 2020) e un modello a statistica descrittiva (basato sullo studio della distribuzione storica -fonte GME- dei prezzi accettati sul periodo 2016-settembre 2021).

### 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 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 zonale italiano (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 dei 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 tre 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 selezionata in fase di Unit Commitment 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 di 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 con la seguente metodologia:

1. **Simulazione della fase di programmazione di MSD con 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 con un modello a rete neurale.** Per la simulazione dei volumi su MB a scendere è stato utilizzato un modello a rete neurale feed-forward che consente di cogliere le relazioni storicamente significative fra i volumi orari zonali accettati su MSD e i volumi orari zonali accettati su MB. Gli input usati per addestrare la rete neurale sono i volumi di MSD calcolati mediante backtest di **Elfo++** per gli anni 2018-2020 e i volumi MB orari zonali storici per il medesimo orizzonte temporale. La rete neurale è stata applicata ai volumi zonali orari MSD risultanti dalla simulazione di **Elfo++** per ottenere la stima dei volumi orari zonali di MB.
3. **Simulazione dei prezzi su MB a scendere con un modello statistico.** Essendo il Mercato dei Servizi di Dispacciamento un sistema "pay-as-bid", dall'analisi storica è possibile estrarre una distribuzione di prezzi accettati rispetto ai volumi approvvigionati da Terna. Partendo dall'evidenza storica sul periodo 2016-settembre 2021, i prezzi su MB a scendere sono stati stimati a livello zonale applicando ai prezzi orari di MGP simulati con **Elfo++** i differenziali storicamente osservabili fra i prezzi zonali MGP e i prezzi su MB a scendere.

## 7.4 / 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 dalle successive modificazioni e pubblicato sul sito Snam.







SNAM RETE GAS

# Schede di intervento





## Schede di intervento

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

# Indice

<b>INTERVENTI SULLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE</b>	<b>5</b>
Allegato I – Modalità di determinazione della capacità di trasporto	7
Allegato II.a – Schede Progetto di Sviluppo Nazionale	15
Scheda 1: Potenziamento per nuove importazioni da Sud	16
Scheda 2: Dual Fuel	22
Scheda 3: Virtual Pipeline Sardegna	28
Allegato II.b – Schede Progetto di Sviluppo Regionale	33
Scheda 4: Potenziamento Rete di Ravenna Fiumi Uniti	34
Scheda 5: Metanodotto Reana del Roiale – Campoformido	38
Scheda 6: Metanodotto Desio – Biassono	42
Allegato III.a – Schede Progetto di Mantenimento	47
Scheda 7: Sestri Levante - Recco	49
Scheda 8: Spina di Genova	52
Scheda 9: Livorno - Piombino	56
Allegato III.b – Schede Progetto di Mantenimento per Sicurezza	61
Scheda 10: Metanodotto Recanati – Chieti	62
Scheda 11: Metanodotto Ravenna – Recanati	63
Scheda 12: Metanodotto Foligno (fraz. Colfiorito) – Gallese	64
Scheda 13: Metanodotto Rimini – Sansepolcro	65
Scheda 14: Metanodotto San Salvo – Biccari	66
Scheda 15: Metanodotto Recanati – Foligno (Fraz. Colfiorito)	67
Scheda 16: Metanodotto Terranuova – Montelupo	68
Scheda 17: Metanodotto Metanodotto Sansepolcro – Terranuova	69
Scheda 18: Metanodotto Pieve di Soligo – S. Polo di Piave – Salgareda	70
Scheda 19: Metanodotto Ravenna Mare – Ravenna Terra	71
Scheda 20: Metanodotto Mestre – Trieste	72
Scheda 21: Metanodotto Campodarsego – Castelfranco	73
Scheda 22: Metanodotto Gagliano – Termini Imerese 2a Fase	74
Scheda 23: Metanodotto Chieti – Rieti	75
Scheda 24: Variante Cortemaggiore – Torino a Chivasso	76
Scheda 25: Rete Vitinia – Cisterna – Gaeta	77
Scheda 26: Rete di Poggiofiorito	78

Scheda 27: Metanodotto Gallese – Vitinia	79
Scheda 28: Rete Bassa Reggiana – Modenese	80
Scheda 29: Metanodotto derivazione per Sestri Levante	81
Scheda 30: Rete di Fornovo – Langhirano – Traversetolo	82
Scheda 31: Rete di Bassano del Grappa	83
Scheda 32: Derivazione per Livorno	84
Scheda 33: Metanodotto Sansepolcro – Foligno	85
Scheda 34: Metanodotto Gagliano – Termini Imerese 1a Fase	86
Scheda 35: Rete di Lucera	87
Scheda 36: Rete di Piombino e Grosseto	88
Scheda 37: Catania - Augusta	89
Scheda 38: Melizzano-Cellole	90
Scheda 39: Derivazione per Pavullo	91
Scheda 40: Derivazione per Siena	92
Scheda 41: Metanodotto Tortona – Alessandria – Asti – Torino	93
<b>Allegato IV – Schede Progetti di Sviluppo entrati in esercizio nell’anno 2021</b>	<b>95</b>
Scheda 42: Potenziamento Metanodotto Boltiere – Bergamo	96
Scheda 43: Metanodotto Mornico al Serio – Travagliato	100
<b>Allegato V – Schede Progetto ricevute da Terzi</b>	<b>105</b>
Scheda 44: IGI Poseidon SA	106

## **INTERVENTI SULLA TRANSIZIONE ENERGETICA 111**

Scheda 1: Dorsale per il trasporto di idrogeno	112
Scheda 2: Elettrolizzatori Puglia	116
Scheda 3: Elettrolizzatori Sicilia	120
Altri interventi per la transizione energetica	124





# Interventi sulla rete di trasporto del gas naturale

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

—

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/oraria e/o di pressione nei Punti di Entrata, e dai valori di portata giornaliera/oraria 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 1: 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 Nm<sup>3</sup>/h e 49 bar rel. per flussi superiori a 400.000 Nm<sup>3</sup>/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 la pressione risulti sempre superiore ai valori minimi desiderati in qualsiasi altro punto della rete simulata.

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 un'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:

- 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 MSm<sup>3</sup>/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.



Allegato II.a

—

Schede Progetto  
di Sviluppo Nazionale

# Scheda 1: 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 “Scenari di Riferimento per il Piano di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2022-2031” (DDS 2021) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.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 “Scenari di Riferimento per il Piano di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2022-2031” (DDS 2021) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.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 a seguito della creazione di tale nuova capacità sarà disponibile per tutto il mercato italiano, pertanto si ritiene opportuno rifarsi a quanto già espresso nel DDS 2021 pubblicato 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-7 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	1.200	170	-	75	principale
IT_SRG_RN_04_b	Met. Foligno – Sestino	1.200	114	-	75	principale
IT_SRG_RN_04_c	Met. Sestino – Minerbio	1.200	141	-	75	principale
IT_SRG_RN_04_d	Centrale di Sulmona	-	-	33	-	principale
IT_SRG_RN_05	Met. Matagiola – Massafra	1.400	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"><li>• resilienza del sistema</li><li>• risoluzione congestioni</li><li>• flessibilità infrastrutturale</li><li>• continuità della fornitura</li><li>• sviluppo della concorrenza, competizione e liquidità</li><li>• disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento</li></ul>									
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	<p><b>(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)</b></p> <p>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 e alla capacità di trasporto necessaria per il loro collegamento con la direttrice di trasporto da Sud.</p>									
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	gen 2024	31/01/2005	14/03/2011	gen 2027	set 2033
IT_SRG_RN_04b	05/07/2006	19/02/2007	19/05/2014	gen 2025	31/01/2005	16/05/2011	gen 2027	lug 2034
IT_SRG_RN_04c	05/07/2006	19/02/2007	25/01/2012	12/05/2015	15/03/2005	09/12/2008	gen 2027	apr 2034
IT_SRG_RN_04d	18/07/2005	25/09/2006	21/06/2011	07/03/2018	31/01/2005	07/03/2011	ott 2028	mar 2031
IT_SRG_RN_05	giu 2023	dic 2023	lug 2025	mar 2028	lug 2025	gen 2028	gen 2029	giu 2034
IT_SRG_RN_14	2023	giu 2023	mar 2025	dic 2027	NA	NA	apr 2029	giu 2034

## 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	664
IT_SRG_RN_04_b	Met. Foligno – Sestino	498
IT_SRG_RN_04_c	Met. Sestino – Minerbio	619
IT_SRG_RN_04_d	Centrale di Sulmona	201
IT_SRG_RN_05	Met. Matagiola – Massafra	403
IT_SRG_RN_14	Imp. di regolazione di Moliterno	4

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
2.389	68	2.387	2,0

		NT [M€]		GA [M€]	
● B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	NORD:	6.100	NORD:	6.300
		EQ:	5.100	EQ:	4.500
		SUD:	6.830	SUD:	5.100
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:	1.800	NORD:	1.700
		EQ:	0	EQ:	36
		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 <sub>2</sub>				
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO <sub>2</sub>				
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 linea Adriatica permette di diversificare il corridoio della dorsale di importazione da Sud nel centro Italia, aumentando l’affidabilità del sistema di trasporto.

La centrale di compressione di Sulmona garantisce l’incremento dei volumi giornalieri provenienti dal sito di stoccaggio di Fiume Treste in fase di erogazione. Lo sfruttamento della piena capacità erogativa di punta dello stoccaggio di Fiume Treste mette a disposizione del sistema italiano una maggiore flessibilità, utilizzabile nei periodi caratterizzati da elevata domanda di punta giornaliera.

Indicatori di performance

ANALISI 1° STADIO					ANALISI 2° STADIO			
		VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD		VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
GA	NORD	1.890	2.5	7		1.888	2.4	7
	EQU	475	1.4	15		473	1.4	15
	SUD	654	1.5	15		652	1.5	15
NT	NORD	1.788	2.4	8		1.787	2.4	8
	EQU	670	1.5	14		668	1.5	14
	SUD	1.559	2.2	5		1.558	2.2	5

Sensitivity fattori critici (switching value)

CAPEX + OPEX			CODG	ANNO EE
GA	NORD	Non critico	Non critico	+11 anni
	EQU	50%	Non critico	+5 anni
	SUD	50%	Non critico	+5 anni
NT	NORD	Non critico	Non critico	+11 anni
	EQU	60%	Non critico	+6 anni
	SUD	Non critico	Non critico	+7 anni

Indicatori quantitativi

			2030	2040
GA	N-1	Inerziale	103	111
		Con il progetto	108	117
	IRDI	Inerziale	1.819	1.819
		Con il progetto	1.764	1.764
NT	N-1	Inerziale	118	118
		Con il progetto	125	125
	IRDI	Inerziale	1.819	1.819
		Con il progetto	1.764	1.764





# Scheda 2: Dual Fuel

## Informazioni sul contesto di riferimento

L'obiettivo del progetto è la sostituzione dei turbocompressori giunti al termine della vita utile e meno performanti dal punto di vista dell'efficienza e delle emissioni ambientali, con compressori elettrici, più efficienti, più flessibili e caratterizzati da zero impatto ambientale in termini di emissioni primarie di gas a effetto serra e altre emissioni inquinanti.

Il progetto prevede la sostituzione di 12 turbocompressori gas per un totale di 231 MW con 13 elettrocompressori, per un totale di 237 MW in 11 centrali di spinta della rete di trasporto (Malborghetto 2x12 MW sostituiscono 2x11 MW, Messina 2x12 MW sostituiscono 1x25 MW, Poggio Renatico 1x15 MW sostituisce 1x12 MW, Montesano 1x25 MW sostituisce 1x25 MW, Gallese 1x25 MW sostituisce 1x25 MW, Istrana 1x25 MW sostituisce 1x25 MW, Enna 1x25 MW sostituisce 1x25 MW, Tarsia 1x25 MW sostituisce 1x25 MW, Melizzano 1x25 MW sostituisce 1x25 MW, Terranuova Bracciolini 1x12 MW sostituisce 1x11 MW e Masera 1x12 MW sostituisce 1x11 MW).

Gli obiettivi del progetto sono:

- i.) il mantenimento dell'affidabilità di esercizio del sistema di trasporto, garantito dalla scorta di potenza in ogni centrale di compressione;
- ii.) il raggiungimento della neutralità carbonica dell'attività di trasporto del gas naturale;
- iii.) l'incremento dell'efficienza energetica dell'attività di trasporto del gas naturale;
- iv.) l'apporto di benefici di flessibilità al sistema elettrico, in ottica di sector coupling tra sistema gas e sistema elettrico. I nuovi elettrocompressori rappresenteranno infatti una risorsa aggiuntiva di flessibilità per il mercato del dispacciamento.

Gli obiettivi del progetto sono: i.) il mantenimento dell'affidabilità di esercizio del sistema di trasporto, garantito dalla scorta di potenza in ogni centrale di compressione; ii.) il raggiungimento della neutralità carbonica dell'attività di trasporto del gas naturale; iii.) l'incremento dell'efficienza energetica dell'attività di trasporto del gas naturale; iv.) l'apporto di benefici di flessibilità al sistema elettrico, in ottica di sector coupling tra sistema gas e sistema elettrico. I nuovi elettrocompressori rappresenteranno infatti una risorsa aggiuntiva di flessibilità per il mercato del dispacciamento.

Oltre agli obiettivi sopra descritti, i compressori elettrici garantiscono una maggiore flessibilità di utilizzo rispetto alle macchine a gas, soprattutto per quanto riguarda i bassi carichi e/o la necessità di funzionamento intermittente, in momenti diversi della giornata. Questo aspetto, considerata l'attesa crescente domanda di flessibilità delle condizioni di trasporto, derivanti dalle nomine infra-giornaliere e dalla crescente interdipendenza tra la domanda gas e la variabilità della produzione FER, costituisce un ulteriore valore aggiunto.

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 s.m.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 2021) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicato sul sito Snam.

### Analisi dell'offerta

Si ritiene opportuno rifarsi a quanto già espresso nel Documento di descrizione degli scenari (DDS 2021 redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicato 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 dual fuel di Malborghetto	-	-	24	75	principale
IT_SRG_RN_18 b	Centrale dual fuel di Messina	-	-	24	75	principale
IT_SRG_RN_18 c	Centrale dual fuel di Poggio Renatico	-	-	15	75	principale
IT_SRG_RN_18 d	Centrale dual fuel di Istrana	-	-	25	75	principale
IT_SRG_RN_18 e	Centrale dual fuel di Montesano	-	-	25	75	principale
IT_SRG_RN_18 f	Centrale dual fuel di Gallese	-	-	25	75	principale
IT_SRG_RN_18 g	Centrale dual fuel di Enna	-	-	25	75	principale
IT_SRG_RN_18 h	Centrale dual fuel di Tarsia	-	-	25	75	principale
IT_SRG_RN_18 i	Centrale dual fuel di Melizzano	-	-	25	75	principale
IT_SRG_RN_18 l	Centrale dual fuel di Terranuova Braciolini	-	-	12	75	principale
IT_SRG_RN_18 m	Centrale dual fuel di Masera	-	-	12	75	principale

### 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 CO<sub>2</sub>
- 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  
Piano Decennale 2022-2031 per IT\_SRG\_RN\_18 h/i/l/m

### Incremento delle capacità di trasporto

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM <sup>3</sup> /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 MSM <sup>3</sup> /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 complementarità 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	2018-2024	2019-2025	2020 -2026	2021-2027	2021-2027	2021-2027	2022-2029	2024-2030

Localizzazione intervento

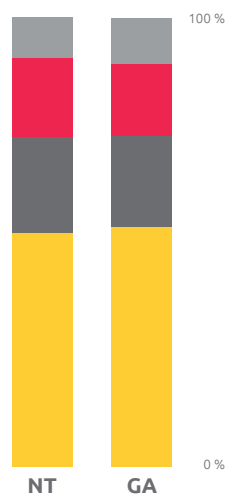


**Benefici****Totale benefici periodo di analisi di 25 anni****Costi****Analisi costi / benefici**

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€]	OPEX SINGOLI PROGETTI [M€/ANNO]
IT_SRG_RN_18 a	Centrale Malborghetto	125	0,05
IT_SRG_RN_18 b	Centrale Messina	90	0,11
IT_SRG_RN_18 c	Centrale Poggio Renatico	63	0,11
IT_SRG_RN_18 d	Centrale Istrana	81	0,05
IT_SRG_RN_18 e	Centrale Montesano	81	0,05
IT_SRG_RN_18 f	Centrale Gallese	81	0,05
IT_SRG_RN_18 g	Centrale dual fuel di Enna	80	0,05
IT_SRG_RN_18 h	Centrale dual fuel di Tarsia	80	0,05
IT_SRG_RN_18 i	Centrale dual fuel di Melizzano	80	0,05
IT_SRG_RN_18 l	Centrale dual fuel di Terranuova Bracciolini	60	0,05
IT_SRG_RN_18 m	Centrale dual fuel di Masera	60	0,05

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
881	20	881	0.7

**Benefici monetari****Totale benefici periodo di analisi**

		NT [M€]	GA [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 <sub>2</sub>	876	839
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO <sub>2</sub>	153	148
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico		
B8	Riduzione dei costi di compressione	313	203
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	362	321

Benefici monetari aggiuntivi

Considerando uno scenario controfattuale in cui i turbocompressori sono sostituiti con altri turbocompressori a gas (cfr. art. 4 del. 539/2020/R/gas), il beneficio in termini di costo evitato è pari a 760 M€.

Benefici qualitativi

Il progetto costituisce un contributo importante verso la decarbonizzazione del sistema di trasporto gas e, inoltre, l'incremento di efficienza degli elettrocompressori consentirà di soddisfare i fabbisogni di compressione con minori consumi di energia primaria. I benefici qualitativi attesi sono pertanto la riduzione dei costi di compressione e la riduzione delle emissioni di gas climalteranti e di altri inquinanti locali.

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 che, nell'evoluzione attesa di crescente interdipendenza tra settore gas e settore elettrico, costituisce un importante valore aggiunto.

Indicatori di performance

	ANALISI 1° STADIO			ANALISI 2° STADIO		
	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
GA	774	2,3	2 anni	774	2,3	2 anno
NT	865	2,4	1 anno	865	2,4	1 anno

Sensitivity fattori critici (switching value)

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
GA	Non critico	N.A.	+7 anni
NT	Non critico	N.A.	+8 anni

11-2206  
11-2206  
11-2206

# Scheda 3: Virtual Pipeline Sardegna

## Informazioni sul contesto di riferimento

Le informazioni sul contesto di riferimento considerate nel Piano sono descritte nel documento “Scenari di Riferimento per il Piano di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2022-2031” (DDS 2021) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.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 “Scenari di Riferimento per il Piano di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2022-2031” (DDS 2021) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam. Per quanto riguarda la domanda considerata nel presente documento si rimanda alle assunzioni riportate nel rispettivo paragrafo del piano del trasportatore Enura S.p.A.. In particolare si considera la sostituzione con gas naturale dei combustibili nel mercato residenziale (principalmente GPL, aria propanata e gasolio), il phase-out dal carbone delle due centrali termoelettriche di produzione regionali ubicate nei poli industriali di Portovesme e Porto Torres, l'alimentazione legata ad un'eventuale ripresa in esercizio del Polo dell'Alluminio di Portovesme, e una parziale sostituzione negli altri usi industriali, compresa la cogenerazione ad essi correlata, e dei trasporti.

### Analisi dell'offerta

Snam Rete Gas ha pianificato l'intervento in oggetto per assicurare l'auspicato approvvigionamento di gas alla regione, in coerenza con il Decreto-Legge n. 76 del 16 luglio 2020 che 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”*. La soluzione infrastrutturale pianificata risulta facilmente scalabile a seconda delle necessità e del build up della domanda gas.

## Elementi informativi del progetto

### Denominazione intervento

Virtual Pipeline Sardegna

### Codice identificativo intervento

COD. SRG: IT\_SRG\_RN\_23;  
COD. ENTSG: LNG – N-304

### Opere principali e accessorie

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_RN_23_a	FSRU Portovesme	-	-	-	75	principale
IT_SRG_RN_23_b	FSRU Porto Torres	-	-	-	75	principale



Gli investimenti per la Virtual Pipeline di competenza di SRG ammontano a circa 400 M€ e sono relativi alla realizzazione dei terminali di Portovesme e Porto Torres. E' inoltre in corso di valutazione l'utilizzo dei terminali esistenti e/o di quello in progetto di Oristano e un loro eventuale sviluppo per integrare la virtual pipeline. Per quanto riguarda il trasporto dagli impianti di Panigaglia e Livorno fino ai terminali sardi sono in corso di valutazione varie alternative, fra le quali un noleggio a lungo termine delle bettoline. 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.

Obiettivo generale dell'intervento	<ul style="list-style-type: none"><li>• metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda</li><li>• sostenibilità ambientale</li></ul>						
Obiettivi specifici	<ul style="list-style-type: none"><li>• Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree</li><li>• promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti</li><li>• riduzione emissioni di CO<sub>2</sub></li><li>• riduzione emissioni di altri inquinanti</li></ul>						
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2021-2030						
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 garantisce un collegamento virtuale fra i terminali di rigassificazione collocati nel mar Tirreno e la Sardegna</td><td>Entrata</td><td>La struttura è dimensionata garantire il trasporto dei quantitativi di domanda previsti dal piano Enura</td></tr></table>	PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM³/G]	Il progetto garantisce un collegamento virtuale fra i terminali di rigassificazione collocati nel mar Tirreno e la Sardegna	Entrata	La struttura è dimensionata garantire il trasporto dei quantitativi di domanda previsti dal piano Enura
PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM³/G]					
Il progetto garantisce un collegamento virtuale fra i terminali di rigassificazione collocati nel mar Tirreno e la Sardegna	Entrata	La struttura è dimensionata garantire il trasporto dei quantitativi di domanda previsti dal piano Enura					
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto	<p><b>(Con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative)</b></p> <p>La configurazione prevede l'approvvigionamento di gas dai terminali di rigassificazione esistenti collocati nel mar Tirreno</p>						
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Interventi di interconnessione con le infrastrutture di trasporto della rete di Enura						
Indicazione dello stato dell'intervento	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_RN_23 a	2021	2022	nov 2021	dic 2022	nov 2021	lug 2022	lug 2023	dic 2024
IT_SRG_RN_23 b	2021	2023	nov 2022	nov 2023	nov 2022	giu 2023	2024	2025

## Localizzazione intervento



### Analisi costi / benefici

L'analisi dei costi e dei benefici per il progetto è stata mutuata da quella del trasportatore Enura S.p.A. pertanto si rimanda al Piano Decennale Enura per un dettaglio della contabilizzazione dei benefici.

#### Costi

		CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]
<b>IT_SRG_RN_23_a</b>	<b>FSRU Portovesme</b>	238
<b>IT_SRG_RN_23_b</b>	<b>FSRU Porto Torres</b>	165

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
404	1.3	404	29,0



Allegato II.b

—

Schede Progetto di Sviluppo  
Rete Regionale

# Scheda 4: 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.

### Elementi informativi del progetto

#### Denominazione intervento

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**

In Costruzione

**Avanzamento rispetto al piano decennale precedente**

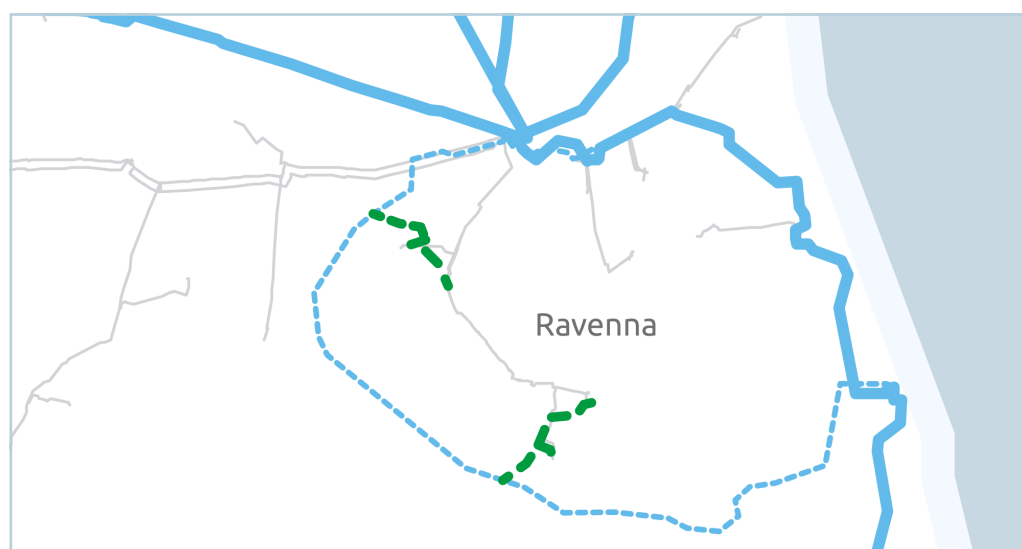
In avanzamento come da programma

#### Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	TIPOLOGIA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)	STATO DEL PROGETTO	STATO AVANZAMENTO
IT_SRG_RR_0085a	Rif. All. comune di Ravenna 2a presa	Principale	200	3,2	70	Pianificato	In costruzione
IT_SRG_RR_0085b	Altre opere connesse	Principale	100	4,4	70	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_0085	mag 2014	giu 2014	mag 2018	giu 2020	dic 2017	ott 2019	gen 2021	giu 2022

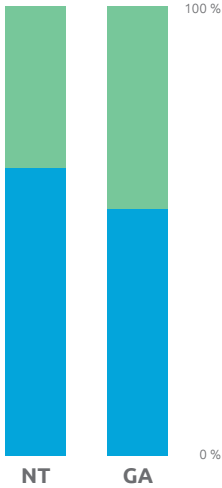
**Localizzazione intervento**



Benefici  
Totale benefici periodo  
di analisi di 25 anni  
Costi

Analisi di domanda

Benefici monetari  
Totale benefici periodo  
di analisi



Indicatori di performance

Sensitivity Switching Value  
2° Stadio

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_0085a	Rif. All. Comune di Ravenna 2a presa	2,2
IT_SRG_RR_0085b	Altre opere connesse	3,7

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
5,9	3	5,9	0,024/anno

		2025 [MM³/G]	2040 [MM³/G]
NT	Domanda di punta Eccezionale	0,49	0,44
	Domanda di punta Normale	0,35	0,33
	Sostituzione combustibile	NA	NA
GA	Domanda di punta Eccezionale	0,49	0,48
	Domanda di punta Normale	0,35	0,32
	Sostituzione combustibile	NA	NA

		NT [M€]	GA [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	6	7
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	9	8
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 <sub>2</sub>	-	-
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO <sub>2</sub>	-	-
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	-	-

ANALISI 1° STADIO				ANALISI 2° STADIO		
	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
NT	4	1,6	2034	4	1,6	2034
GA	4	1,7	2033	4	1,7	2033

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
NT	64%	-39%	+ 7 anni
GA	77%	-41%	+ 7 anni





# Scheda 5: 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.

### Elementi informativi del progetto

#### 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.	2029

Localizzazione intervento



Benefici  
Totale benefici periodo  
di analisi di 25 anni

Costi

Analisi costi / benefici

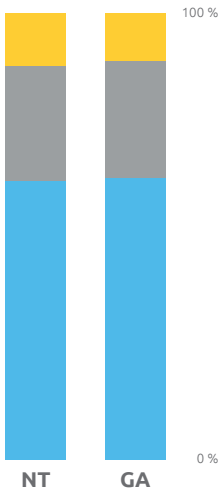
I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” secondo i dettagli riportati nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale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

CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]			
IT_SRG_RR_0379a Met. Reana del Roiale – Campoformido			31,9
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
31,9	0,0	31,9	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



		NT [M€]	GA [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	116	123
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 <sub>2</sub>	16	16
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO <sub>2</sub>	40	40
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
NT	60	3,8	2034	60	3,8	2034
GA	63	4,0	2034	63	4,0	2034

Sensitivity Switching Value  
2° Stadio

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
NT	Non critical	Non significativo	+ 16 anni
GA	Non critical	Non significativo	+ 16 anni



# Scheda 6: 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 complementarietà 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 esercizio

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 2007	set 2016	lug 2017	lug 2019	na	na	set 2019	gen 2022

Localizzazione intervento

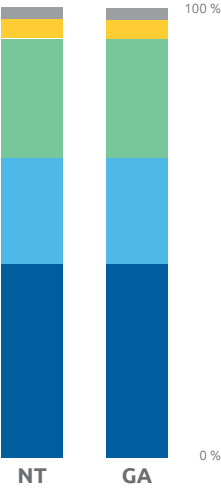


Benefici  
 Totale benefici periodo di analisi di 25 anni

Costi

Analisi di domanda

Benefici monetari  
 Totale benefici periodo di analisi



Indicatori di performance

Sensitivity Switching Value  
 2° Stadio

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_0070a	Met. Desio – Biassono
IT_SRG_RR_0070b	Altre opere connesse

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
15,7	14	14,0	0,015/anno

		2025 [MM³/G]	2040 [MM³/G]
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 0,69 MSm³	
GA	Domanda di punta Eccezionale	1,69	1,63
	Domanda di punta Normale	1,39	1,25
	Sostituzione combustibile	Un nuovo punto di riconsegna per un volume annuo di 0,69 MSm³	

		NT [B€]	GA [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	11,5	12,1
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-	-
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	10,9	11,0
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	19,6	19,6
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 <sub>2</sub>	1,2	1,2
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO <sub>2</sub>	1,9	1,9
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	-	-

	ANALISI 1° STADIO			ANALISI 2° STADIO		
	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
NT	16	2,2	2031	14	1,9	2032
GA	16	2,2	2031	14	1,9	2032

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
NT	93%	-70%	+10 anni
GA	95%	-71%	+10 anni







Allegato III.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".

# Scheda 7: Sestri Levante – Recco

<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	<div> <b>Elementi informativi del progetto</b> </div> <p>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 i Comuni metanizzati compresi tra queste due località prelevano gas dalle suddette strutture. L'eventuale interruzione o anche solo la riduzione della capacità di trasporto di tali strutture di trasporto provocano rilevanti impatti sulle utenze civili (comprendenti di ospedali e utenze sensibili) 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.</p> <p>Le aree dell'appennino ligure, sensibili sotto l'aspetto idrogeologico e di particolare pregio naturalistico, dovranno essere superate mediante tecniche realizzative che prevedono ampio ricorso a trivellazioni e micro tunneling.</p> <p>Il progetto, in caso di indisponibilità dell'adduttore di rete funzionale all'area di Genova est e Recco, consentirà di approvvigionare la totalità del mercato di picco giornaliero invernale. 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 invernale.</p> <p>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.</p>
<b>Denominazione intervento</b>	<div> <b>Elementi informativi del progetto</b> </div> <p>Metanodotto Sestri Levante – Recco</p>
<b>Codice identificativo intervento</b>	COD. SRG: RR_M0001
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b>	Qualità del servizio
<b>Obiettivi specifici</b>	–
<b>Categoria principale intervento</b>	Rete Regionale
<b>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</b>	Piano Decennale 2019-2028
<b>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso</b>	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	49.9	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 2017	feb 2020	mar 2021	nov 2021	mag 2019	mag 2021	giu 2022	Set 2025

Localizzazione intervento



## Analisi costi / benefici

### Costi

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
253,8	18,0	248,0	0,162/anno

I costi del progetto sono aumentati, a seguito della definizione del dettaglio della progettazione con particolare riferimento alle tecniche realizzative dell'intervento. L'aumento di costo e la riduzione dei volumi di domanda attesi, nel contesto del mercato servito dalla nuova infrastruttura, porterebbero ad un'analisi con benefici inferiori ai costi (B/C=0,7). Pertanto, il progetto è in corso di rivalutazione, anche mediante l'utilizzo di tecniche realizzative diverse e/o la possibilità di ricorrere a finanziamenti a fondo perduto. I risultati dell'analisi sono riportati con un range che tiene in considerazione i possibili esiti della rivalutazione.

### Analisi di domanda

		2025 [MM³/G]	2040 [MM³/G]
<b>NT</b>	Domanda media estiva	0,14	0,12
	Domanda di punta Normale	1,21	1,00
<b>GA</b>	Domanda media estiva	0,14	0,13
	Domanda di punta Normale	1,21	1,08

### Benefici \*

Totale benefici periodo di analisi di 25 anni



		NT [M€]	GA [M€]
<b>B1</b>	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-	-
<b>B2m</b>	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree	-	-
<b>B2t</b>	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-	-
<b>B3n</b>	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-	-
<b>B3d</b>	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	260	274
<b>B4o</b>	Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	-	-
<b>B4p</b>	Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	-	-
<b>B5</b>	Riduzione esternalità negative associate a emissioni di CO <sub>2</sub>	-	-
<b>B6</b>	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO <sub>2</sub>	-	-
<b>B7</b>	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico	-	-
<b>B8</b>	Riduzione dei costi di compressione	-	-
<b>B9</b>	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 frequenti e programmate, tali da produrre interruzioni del trasporto ogni anno nel periodo estivo. Si è inoltre considerata l'interruzione non programmata dello stesso gasdotto, con probabilità di accadimento di 1 volta ogni 25 anni in condizioni di inverno normale, per 30 gg consecutivi.

### Indicatori di performance

	ANALISI 1° STADIO			ANALISI 2° STADIO		
	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD
<b>NT</b>	-45/0	0,8 - 1,0	>=25	-50/0	0,7 - 1,0	>=25
<b>GA</b>	-38/0	0,8 - 1,0	>=25	-43/0	0,8 - 1,0	>=25

### Sensitivity Switching Value 2° Stadio

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
<b>NT</b>	Non applicabile	Non applicabile	Non applicabile
<b>GA</b>	Non applicabile	Non applicabile	Non applicabile

# Scheda 8: 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 e si pone l'obiettivo di aumentare la resilienza del sistema, incrementando nel contempo la capacità di trasporto per eventuali sviluppi futuri.
Denominazione intervento	Elementi informativi del progetto
	Rif. Derivazione e Spina di Genova
	COD. SRG: IT_SRG_RR_M0002
	Qualità del servizio
	Rete Regionale
	Piano Decennale 2019-2028
	Miglioramento dell'affidabilità, della sicurezza e della continuità del servizio
Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso	
(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 complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Non applicabile
Indicazione dello stato dell'intervento	Progettazione di base
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	7,1	24/12	Pianificato	Progettazione di dettaglio

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	apr 21	mag 21	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	mar 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]	2,5
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1956
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	0,25
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCCESSIVI A ENTRATA IN ESERCIZIO [M€]	4,52
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	3,43
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Continuità d'esercizio

Costi

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
46,8	1	45,6	0,030/anno

Analisi di domanda

	2025 [MM³/G]	2040 [MM³/G]	
NT	Domanda media estiva	0,31	0,25
	Domanda di punta Normale	0,88	0,77
GA	Domanda media estiva	0,31	0,26
	Domanda di punta Normale	0,88	0,81

Benefici \*

Totale benefici periodo di analisi di 25 anni

NT

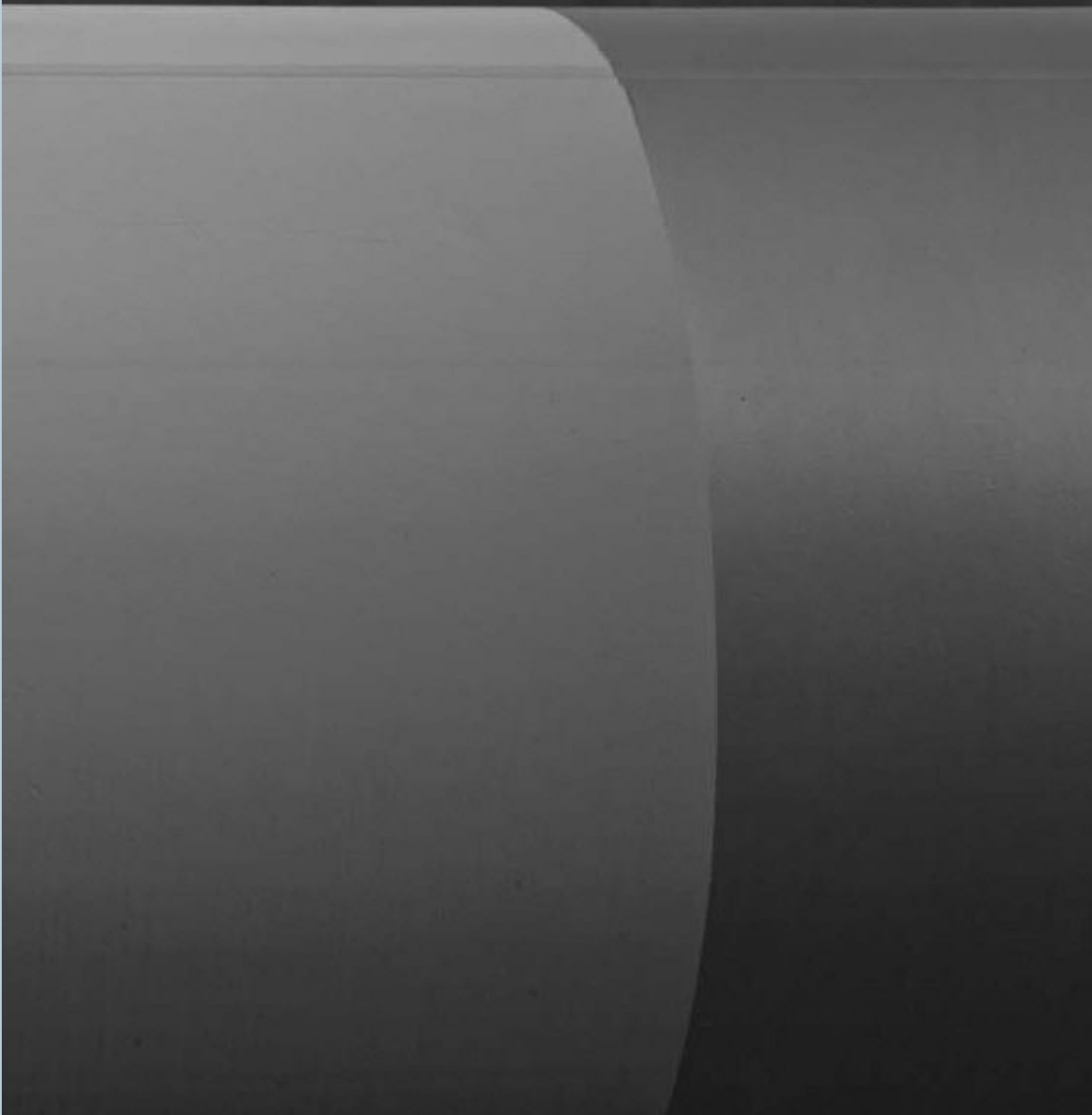
GA

100 %

0 %

		NT [M€]	GA [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	146	149
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 <sub>2</sub>	-	-
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO <sub>2</sub>	-	-
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	-	-

<



# Scheda 9: Livorno – Piombino

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

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	86,8	75	Pianificato	Progettazione di dettaglio

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 2021	mar 2021	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	mag 2027

Localizzazione intervento



Costi

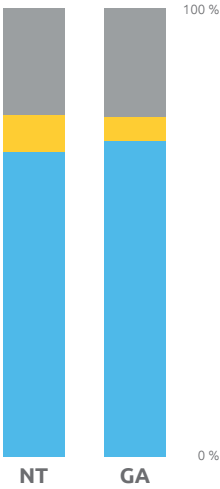
Analisi costi / benefici

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
269,4	13	265,9	0,231/anno

Analisi di domanda

		2025 [MM³/G]	2040 [MM³/G]
NT	Volume termoelettrico Mm³/a	764	602
GA	Volume termoelettrico Mm³/a	764	338

Benefici \*  
Totale benefici periodo di analisi di 25 anni



		NT [M€]	GA [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	12.163	8.445
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 <sub>2</sub>	1.551	979
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO <sub>2</sub>	4.281	2.867
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
NT	9.077	49,3	2028	9.074	48,5	2028
GA	6.443	35,3	2028	6.440	34,7	2028

Sensitivity Switching Value  
2° Stadio

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









Allegato III.b

—

Schede Progetto  
di Mantenimento  
per Sicurezza

# Scheda 10: 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 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, 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 2020/2021, è stato pari a circa 464 milioni di standard metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RN_26	Met. RA-CH tratto Recanati – Chieti	650	205,7	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 2016	dic 2017	nov 2017	feb 2021	nov 2017	lug 2020	lug 2022	feb 2025



### Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	205,7
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1960
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	15,01
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	34,68
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	16,7
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

543,55

# Scheda 11: 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 2020/2021, è stato pari a circa 1765 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
IT_SRG_RN_27	Derivazioni e Allacciamenti Ravenna Recanati	100/150/200	31	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 2017	set 2017	apr 2018	apr 2022	apr 2018	gen 2021	lug 2022	apr 2025



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	247
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1969
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	37.37
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	31.67
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	16.3
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

458

# Scheda 12: 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, unitamente al tratto successivo Recanati-Foligno, garantisce il collegamento tra i metanodotti della Rete Nazionale Ravenna–Chieti e il Gasdotto Trasmediterraneo. 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 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 una rete di trasporto gestita da un’impresa terza. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell’anno termico 2020/2021, è stato pari a circa 472 milioni di standard metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRC_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 2019	giu 2019	set 2022	giu 2023	mar 2020	dic 2022	ott 2023	nov 2025



### Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	122,9
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1971
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	12,50
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	5,16
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,4
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

312,3

# Scheda 13: 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 rete di trasporto gestita da impresa terza.

Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2020/2021, è stato pari a circa 54 milioni di standard 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 2015	gen 2016	mag 2017	dic 2019	mag 2017	mar 2019	feb 2020	ott 2022



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	85,5
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1971
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	17,83
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	6,44
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	6,4
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

250,0

# Scheda 14: 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 2020/2021, è stato pari a circa 926 milioni di standard metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRC_RN_30	Metanodotto San Salvo – Biccari	650	101,3	75

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
giu 2017	giu 2018	mag 2018	mag 2021	dic 2017	nov 2019	gen 2021	giu 2023



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	101,3
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1968
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	8,82
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	8,95
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	5,9
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€) 208,9

# Scheda 15: Metanodotto Recanati – Foligno (Fraz. Colfiorito)

## Finalità

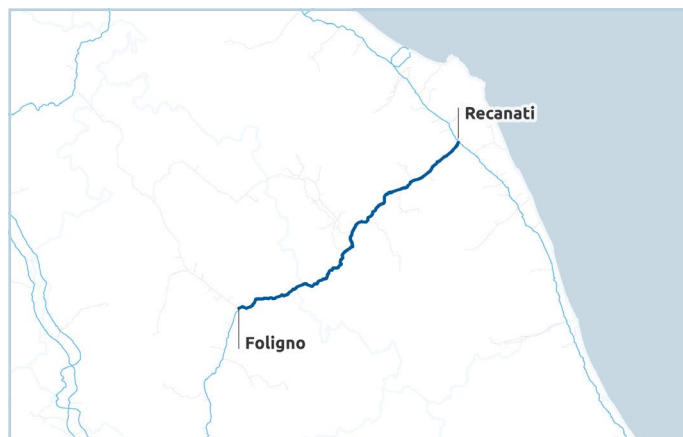
Il metanodotto esistente Recanati–Foligno DN600 (24”) attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti, attraversa le regioni Marche e Umbria e, unitamente al tratto successivo Foligno – Gallese, garantisce il collegamento tra i metanodotti della Rete Nazionale Ravenna–Chieti e il Gasdotto Transmediterraneo. 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 2020/2021, è stato pari a circa 249 milioni di standard 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 2019	giu 2019	mar 2022	dic 2022	mar 2020	mag 2021	mar 2023	nov 2024



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
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 SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	12.08
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	6.6
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

254,9

# Scheda 16: 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

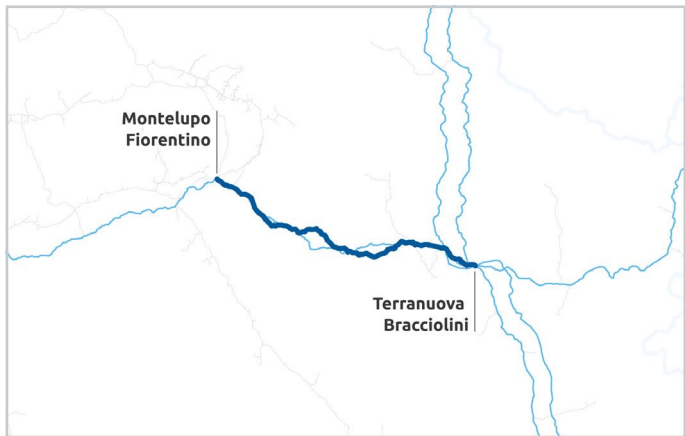
province di Arezzo e Firenze e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell’esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti.

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 2020/2021, è stato pari a circa 53 milioni di standard metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRC_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.	apr 2029



### Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
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 SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	23,75
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	7,9
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

261,3



# Scheda 17: Metanodotto Sansepolcro – Terranuova

## Finalità

Il metanodotto esistente Sansepolcro – Terranuova DN600 (24") attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti, attraversa la regione Toscana e, unitamente al metanodotto contiguo Rimini – Sansepolcro, garantisce il collegamento tra 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 2020/2021, è stato pari a circa 99 milioni di standard 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 2019	gen 2020	apr 2023	dic 2023	lug 2020	giu 2023	apr 2024	set 2025



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	478,5
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1970
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	1,58
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	5,19
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,6
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

137,9

# Scheda 18: Metanodotto Pieve di Soligo – S. Polo di Piave – Salgareda

## Finalità

Snam Rete Gas ha previsto la completa 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, derivanti 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

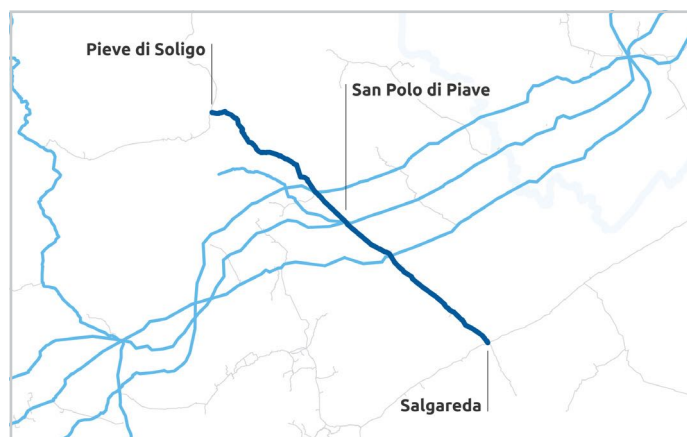
Regione Veneto, per una lunghezza complessiva di 34,7 km, interessando i territori comunali di Vazzola, Mareno di Piave, Santa Lucia di Piave, Conegliano, Susegana e San Pietro di Feltro, tutti posti in provincia di Treviso.

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 una rete di trasporto gestita da un’impresa terza. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita della rete, nel corso dell’anno termico 2020/2021, è stato pari a circa 110 milioni di standard metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRC_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
feb 2016	mag 2017	apr 2018	feb 2020	dic 2017	set 2019	mar 2020	apr 2022



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
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 SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	1,35
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,3
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

49,7

# Scheda 19: Metanodotto Ravenna Mare – Ravenna Terra

## Finalità

Il metanodotto esistente “Raddoppio Ravenna Mare – Ravenna Terra” DN600 (24”), 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; alimenta inoltre diverse significative utenze industriali nella zona. 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 tale gasdotto, attualmente esercito in prima specie all’interno della zona industriale/portuale della città di Ravenna, caratterizzata da forte antropizzazione; l’intervento generale prevede un ricollegamento dedicato in prima specie dal nodo di Ravenna Terra delle utenze industriali sopra citate ed il futuro esercizio in seconda specie del metanodotto, che

andrà a sostituire l’esistente metanodotto “Coll. Pozzi Agip Ravenna Mare Ravenna Terra”, posato lungo la medesima direttrice e di cui è programmata la rimozione.

Il metanodotto Ravenna Mare – Ravenna Terra alimenta direttamente 13 punti di riconsegna (di cui 9 interconnessi a utenze industriali dirette, 2 impianti di produzione di energia elettrica, 1 impianto per autotrazione e 1 interconnesso a reti di distribuzione). È inoltre collegato un impianto di estrazione del gas naturale.

Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell’anno termico 2020/2021, è stato pari a circa 1741 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 2017	mag 2017	mag 2018	feb 2021	dic 2017	ott 2019	mar 2020	giu 2023



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
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 SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	5,52
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,9
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

54,9

# Scheda 20: 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.

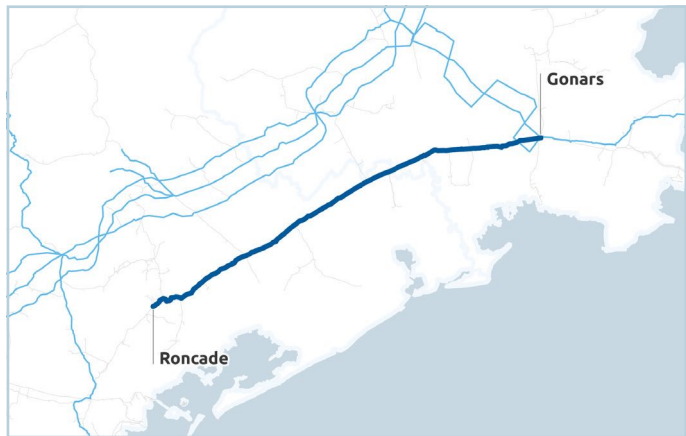
Il metanodotto esistente Mestre – Trieste è attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti e garantisce l'alimentazione del mercato delle Province di Treviso, Venezia, Udine e Trieste. Il tracciato del nuovo metanodotto, che verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente ricollegando 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 2020/2021, è stato pari a circa 634 milioni di standard metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRC_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 2017	mag 2017	mag 2018	ott 2020	dic 2017	nov 2019	gen 2021	dic 2022



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	119,4
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1968
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	21,57
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	6,21
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,8
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€) 192,0

# Scheda 21: 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

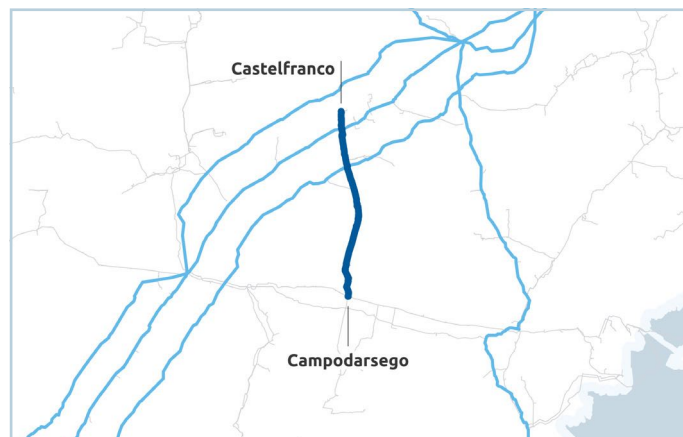
di Campodarsego, Borgoricco, Camposampiero e Loreggia in provincia di Padova; Resana e Castelfranco Veneto in provincia di Treviso.

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 2020/2021, è stato pari a circa 111 milioni di standard 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 2017	mag 2017	mar 2018	set 2020	dic 2017	set 2019	nov 2020	giu 2022



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
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 SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	2,06
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	0,9
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

37,4

# Scheda 22: 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 6 punti di riconsegna interconnessi a reti cittadine.

Il volume di gas complessivamente movimentato per i suddetti punti di riconsegna nel corso dell’anno termico 2020/2021, è stato pari a circa 12 milioni di standard metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRC_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 2019	ago 2019	dic 2020	mar 2023	apr 2020	set 2022	mag 2023	set 2024



### Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
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 SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	5,4
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,6
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

160,4

# Scheda 23: 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.

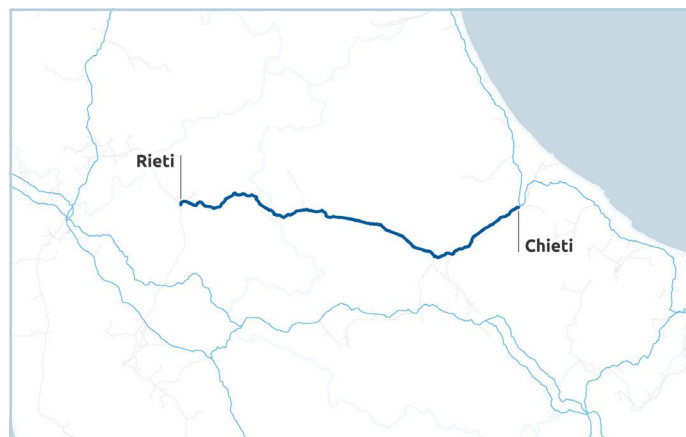
Il metanodotto Chieti – Rieti alimenta direttamente 59 punti di

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 2020/2021, è stato pari a circa 153 milioni di standard 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 2019	giu 2019	mar 2022	lug 2023	apr 2020	lug 2022	set 2023	nov 2025



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
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 SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	1,23
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	0,6
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

269,0

# Scheda 24: 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 proteggere 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 2020/2021, è stato pari a circa 145 milioni di standard metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0386	Variante Cortemaggiore – Torino a Chivasso	400	7,8	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.	ago 2026



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	7,8
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1952
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	0,07
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	1,12
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	0,7
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

29,5



# Scheda 25: 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 in

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 2020/2021, è stato pari a circa 950 milioni di standard metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0387	Rete Vitinia – Cisterna – Gaeta	500/400/250	200	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.	apr 2029



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	200,0
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1967
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	22,38
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	11,16
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	6,0
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

343,3

# Scheda 26: 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 2020/2021, è stato pari a circa 19 milioni di standard 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.	lug 2027



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	23,9
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1962
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	4,13
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	2,2
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,3
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

64,8

# Scheda 27: 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 2020/2021, è stato pari a circa 366 milioni di standard 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.	mag 2028



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
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 SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	14
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	8,1
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

272,8

# Scheda 28: 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.

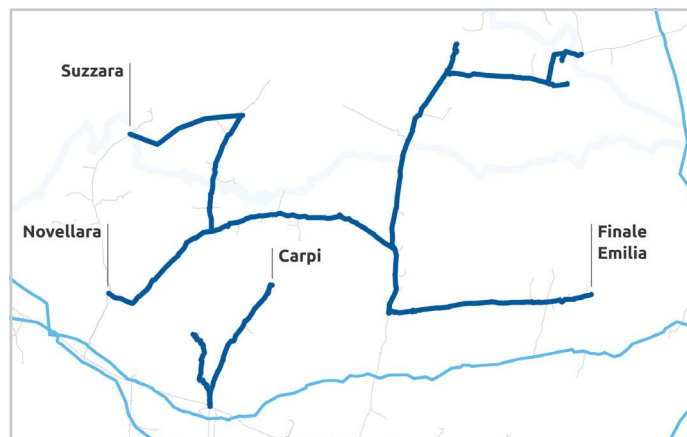
I gasdotti sopracitati alimentano direttamente 97 punti di riconsegna (di cui 46 interconnessi a reti cittadine, 36 a utenze industriali dirette, 14 impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione e 1 a impianti di produzione di energia

elettrica). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2020/2021, è stato pari a circa 573 milioni di standard metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRC_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.	dic 2028



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
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 SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	20,9
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	8,6
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

280,9

# Scheda 29: 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 2020/2021, è stato pari a circa 72 milioni di standard 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
dic 2021	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	set 2027



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	39,0
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1976
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	2,81
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	4,0
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1.9
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

176,7

# Scheda 30: 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 2020/2021, è stato pari a circa 231 milioni di standard 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.	apr 2028



### Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
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 SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	5,5
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,3
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

72,9

# Scheda 31: 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 2020/2021, è stato pari a circa 251 milioni di standard 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.	dic 2027



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
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 SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	2,9
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,5
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

58,6

# Scheda 32: 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.

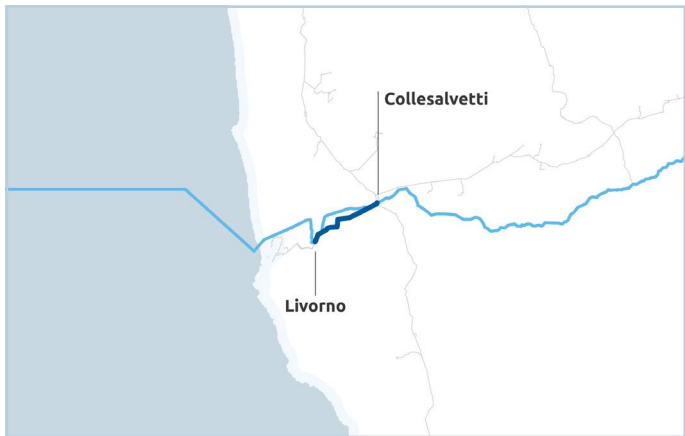
Consentirà inoltre di garantire maggior supporto alle possibilità di erogazione del terminale GNL offshore.

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 2020/2021, è stato pari a circa 99 milioni di standard 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.	giu 2027



### Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
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 SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	4,13
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,2
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€) 42,3



# Scheda 33: 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 2020/2021, è stato pari a circa 571 milioni di standard metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0395	Metanodotto Sansepolcro – Foligno	400	121,3	75

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
dic 2020	feb 2021	nov 2022	ott 2024	dic 2021	apr 2024	giu 2025	mag 2027



### Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	125,9
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1972
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	4,91
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	7,04
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	4,4
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

210,6

# Scheda 34: 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/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. 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 comunali di Gagliano, Castelferrato, Cerami e Nicosia, tutti in provincia di Enna.

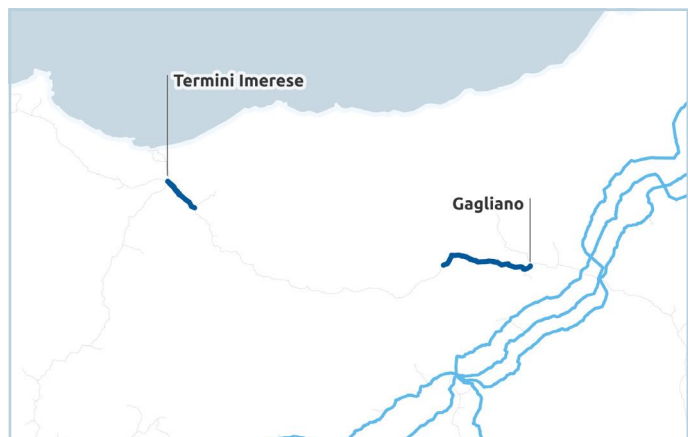
Il tratto DN300, che sarà realizzato sempre in sostituzione dell'esistente, avrà uno sviluppo di circa 12 km, interessando i comuni di Sclafani Bagni, Cerda e Sciara, in provincia di Palermo. Il metanodotto Gagliano – Termini Imerese garantisce il trasporto del gas per 12 punti di riconsegna (di cui 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 2020/2021, è stato pari a circa 18 milioni di standard 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 2017	dic 2018	dic 2017	mar 2020	dic 2017	mar 2019	apr 2020	dic 2021



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	46,5
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1965
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	15,92
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	4,89
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,9
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

97,0

# Scheda 35: Rete di Lucera

## Finalità

Snam Rete Gas ha previsto un riassetto della rete ad ovest di Foggia che alimenta in particolare il comune di Foggia stesso. L'opera prevede una sostituzione della linea che va ad alimentare il suddetto centro abitato ed un declassamento in seconda specie della parte di rete più a sud che serve le utenze minori tramite una interconnessione alle linee della medesima specie che provengono dalla regione Campania.

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.

Alla rete in oggetto sono collegati direttamente 9 punti di consegna/riconsegna (di cui 2 interconnessi a reti cittadine, 5

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 2020/2021, è stato pari a circa 47 milioni di metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0397	Rifacimento Rete di Lucera	300	20	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.	01/02/2027



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	20
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1969
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	1,97
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	0,54
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	0,43
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

30,5

# Scheda 36: Rete di Piombino e Grosseto

## Finalità

L’opera in oggetto prevede una razionalizzazione della rete Snam Rete Gas del grossetano. In particolare, i gasdotti coinvolti sono quelli di più piccolo diametro al servizio del mercato locale che prendono gas dalla più grande maglia di trasporto toscana.

Nel seguente progetto si andranno a rinnovare le condotte di alimentazione della zona di Piombino, su cui tra l’altro ci sono prospettive di futuro sviluppo dell’area portuale, e quelle che dalla costa portano il gas verso l’abitato di Grosseto.

Le opere sono inoltre pensate per permettere l’ispezionabilità interna mediante PIG di buona parte della rete dell’area.

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.

Alla rete in oggetto sono collegati direttamente 17 punti di consegna/riconsegna (di cui 5 interconnessi a reti cittadine, 8 a utenze industriali dirette, 2 a impianti di distribuzione del gas naturale per uso autotrazione e 2 a utenze 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 2020/2021, è stato pari a circa 118 milioni di metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0398	Rifacimento rete di Piombino e Grosseto	250	33	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.	01/04/2028

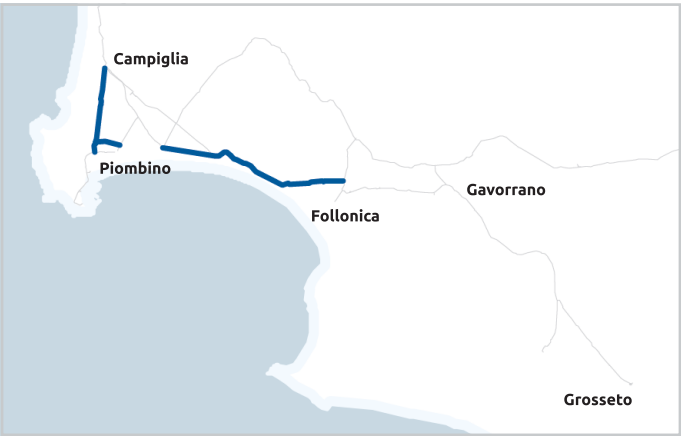


Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete	
COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	33
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1970
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	1,68
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	2,35
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,32
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

42,7

# Scheda 37: Catania – Augusta

## Finalità

L'investimento in esame va a completare la sostituzione dei tratti di vecchia tubazione di prima posa del gasdotto Catania-Augusta, gasdotto che tra l'altro contribuisce all'alimentazione dell'impiantistica industriale di Augusta passando tra le province di Catania e Siracusa.

Il gasdotto è stato oggetto di numerosi interventi di sostituzione tratti locali nel corso degli anni e con la presente opera si andrà inoltre ad uniformare la dimensione della tubazione e ad installare tutta l'impiantistica necessaria per permettere l'ispezionabilità interna mediante PIG.

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.

Il metanodotto Catania - Augusta alimenta direttamente 33 punti di riconsegna (di cui 2 interconnessi a reti cittadine, 26 a utenze industriali dirette, 3 a impianti per autotrazione e 2 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 2020/2021, è stato pari a circa 635 milioni di metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0399	Completamento Rifacimento Catania - Augusta	400	36	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.	31/12/2028



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	36
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1968
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	3,28
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	17,09
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,22
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

64,5

# Scheda 38: Melizzano – Cellole

## Finalità

Snam rete gas andrà a sostituire il gasdotto Tra la centrale di Melizzano e la zona di Cellole al confine tra la regione Campania e la regione Lazio. Il tratto di gasdotto in esame si sviluppa nella provincia di Caserta ed è di particolare importanza in quanto principalmente permette l'alimentazione delle utenze termoelettriche presenti in zona.

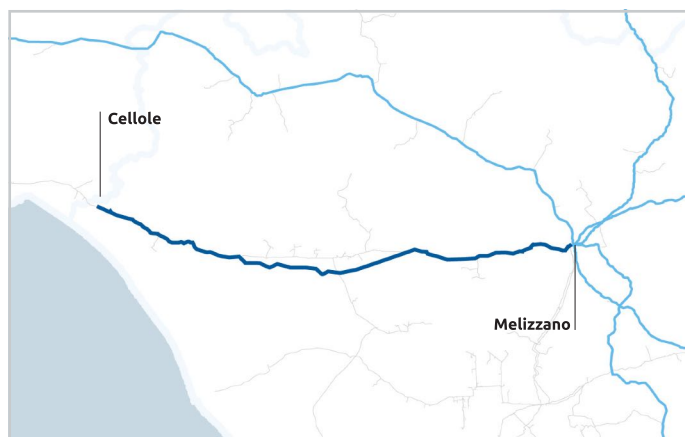
L'opera si rende necessaria in quanto i gasdotti coinvolti rientrano tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete, essi derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in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

Il metanodotto Benevento-Cisterna nel tratto tra la centrale di Melizzano e la zona di Cellole alimenta direttamente 46 punti di riconsegna (di cui 16 interconnessi a reti cittadine, 25 a utenze industriali dirette, 3 a impianti per autotrazione e 2 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 2020/2021, è stato pari a circa 473 milioni di metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0400	Rifacimento Melizzano - Cellole	500	55	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.	30/11/2030



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	55
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1965
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	3,74
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	6,64
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	3,98
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

130,0

# Scheda 39: Derivazione per Pavullo

## Finalità

L'opera in esame prevede il rifacimento del gasdotto Derivazione per Pavullo, in provincia di Modena, che tra altri va ad alimentare l'omonimo Comune. Il gasdotto si inerpica verso l'appennino ed in quanto tale è particolarmente influenzato da aspetti di instabilità idrogeologica.

All'interno dell'opera stessa si andrà anche a predisporre la linea per essere ispezionabile estendendone la caratteristica anche ad alcune linee più verso la pianura fino all'impianto di San Cesario.

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.

Il metanodotto derivazione per Pavullo alimenta direttamente 14 punti di riconsegna (di cui 7 interconnessi a reti cittadine e 7 a utenze industriali dirette). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2020/2021, è stato pari a circa 36 milioni di metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0401	Derivazione per Pavullo	150/250/300	35	64

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
22/03/2018	14/05/2018	03/09/2020	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	30/04/2028



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	35
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1976
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	2,06
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	2,95
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	1,09
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

36

# Scheda 40: Derivazione per Siena

## Finalità

L'investimento in esame va a sostituire il gasdotto Der. per Siena andando ad uniformare il diametro con la parte nord di più recente realizzazione. Il gasdotto si snoda tra le colline toscane, con le sue naturali instabilità derivate dal contesto idrogeologico, portando una alimentazione in alta pressione fino alla zona dell'abitato di Siena.

L'opera include la predisposizione dell'ispezionabilità interna mediante PIG non solo per quanto riguarda il gasdotto in rifacimento ma anche per quello che riguarda la sua prosecuzione verso sud in direzione Torrenieri. In questo modo sarà coperta da ispezionabilità tutta la bretella Nord-Sud che taglia in due la grande maglia di trasporto toscana.

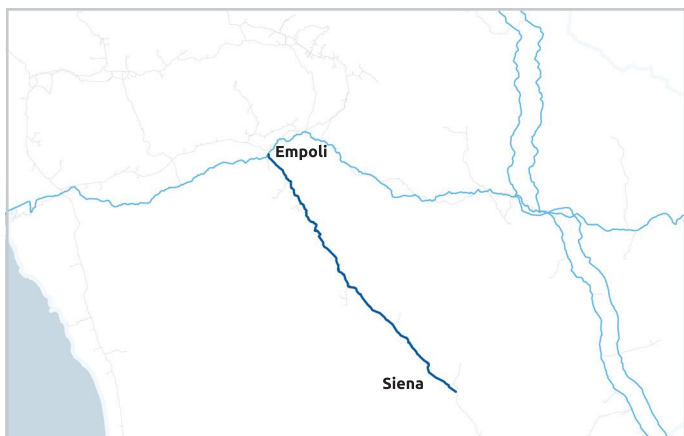
L'opera si rende necessaria in quanto i gasdotti coinvolti rientrano tra quelli su cui Snam Rete Gas sta attuando una campagna di interventi di miglioramento/rinnovamento della propria rete, essi derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in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

Il metanodotto derivazione per Siena alimenta direttamente 23 punti di riconsegna (di cui 12 interconnessi a reti cittadine, 5 a utenze industriali dirette e 6 a impianti per autotrazione). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2020/2021, è stato pari a circa 41 milioni di metri cubi.

## Elementi informativi del progetto

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	PRESSIONE (BAR)
IT_SRG_RR_0402	Derivazione per Siena	200/400	41	70

INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
11/02/2020	10/03/2020	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	30/12/2028



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	41
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1974
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	2,75
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	2,33
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	2,00
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

90



# Scheda 41: Metanodotto Tortona – Alessandria – Asti – Torino

## Finalità

Il metanodotto esistente Tortona - 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/rinnovo della propria rete. Essi derivano dall'analisi delle caratteristiche tecniche del metanodotto e delle condizioni del territorio in cui esso è posato.

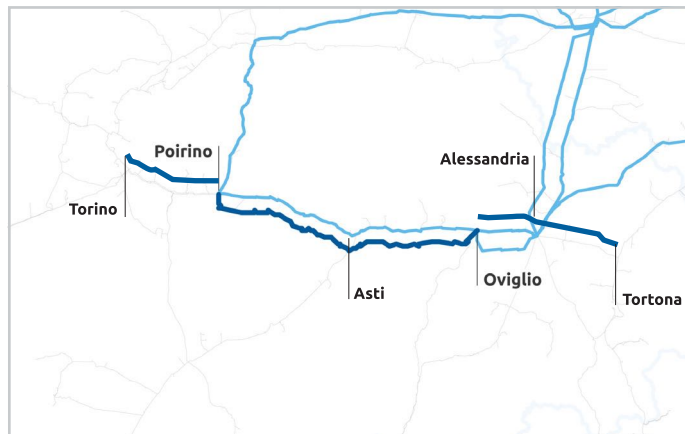
Il nuovo progetto, il cui perimetro e soluzione tecnica sono ancora in corso di definizione, si svilupperà nella regione Piemonte, interessando le province di Alessandria, Asti e Torino; verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione all'esistente

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 Tortona – 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 2020/2021, è stato pari a circa 3138 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	114,8	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 2029



## Tabella da compilare solo in caso di sostituzioni di tratti di rete

COD. IDENTIFICATIVO CESPITE	vedi sopra
LUNGHEZZA RETE OGGETTO DI SOSTITUZIONE [KM]	113,3
ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	1971
COSTO STORICO DI PRIMA ISCRIZIONE IN BILANCIO [M€]	17,98
COSTO STORICO INVESTIMENTI SUCC. A ENTRATA IN ESERC. [M€]	15,34
VITA UTILE REGOLATORIA RESIDUA [ANNI]	0
COSTI DISMISSIONE [M€]	10,0
MOTIVAZIONE INTERVENTO DI SOSTITUZIONE	Sicurezza

Costo a Vita Intera (M€)

251,9



## Allegato IV

—

Schede Progetti  
di Sviluppo entrati  
in esercizio  
nell'anno 2021

# Scheda 42: 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

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 esercizio

Avanzamento rispetto al piano decennale precedente

In esercizio

### Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera

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

CODICE	INIZIO PROGETTO	AVVIO PROGETT. DI DETTAGLIO	DATA PRES. AU	DATA OTTENIM. AU	DATA PRES. VIA	DATA OTTENIM. VIA	DATA INIZIO LAVORI	DATA EE
<a href="#">IT_SRG_RR_0062</a>	lug 2001	nov 2009	mar 2016	nov 2018	na	na	giu 2019	nov 2021

### 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_0062a	Met. Osio Sopra – Stezzano	10,2
IT_SRG_RR_0062b	Impianto di riduzione di Osio Sopra (pot. 120.000 Sm <sup>3</sup> /h)	4,7
IT_SRG_RR_0062c	Altre opere connesse	3,0

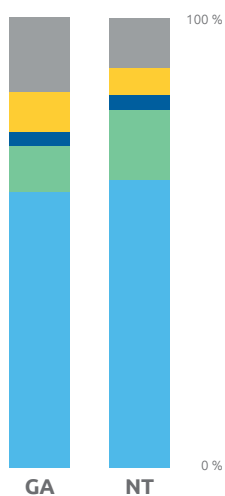
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
17,9	17,9	17,5	0,035

## Analisi di domanda

		2025 [MM <sup>3</sup> /G]	2040 [MM <sup>3</sup> /G]
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 3,4 MSm <sup>3</sup> /anno	
GA	Domanda di punta Eccezionale	1,65	1,59
	Domanda di punta Normale	1,34	1,19
	Sostituzione combustibile	Un nuovo punto di riconsegna per un volume di 3,4 MSm <sup>3</sup> /anno	

## Benefici monetari

### Totale benefici periodo di analisi



		NT [B€]	GA [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	55	58
B2t	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-	-
B3n	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	15	15
B3d	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	2	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 <sub>2</sub>	6	6
B6	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO <sub>2</sub>	9	9
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
<b>NT</b>	38	3,2	2028	37	3,1	2028
<b>GA</b>	39	3,3	2028	38	3,2	2028

Sensitivity Switching Value  
2° Stadio

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
<b>NT</b>	Non critico	Non critico	+ 15 anni
<b>GA</b>	Non critico	Non critico	+ 15 anni

# Scheda 43: 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.

### Elementi informativi del progetto

#### Denominazione intervento

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 complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Non applicabile



**Indicazione dello stato dell'intervento**

In esercizio

**Avanzamento rispetto al piano decennale precedente**

In esercizio

**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 esercizio

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 2003	lug 2015	mag 2018	ott 2018	na	na	feb 2020	dic 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 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
36,8	35	33,4	0,080/anno

## Analisi di domanda

		2025 [MM³/G]	2040 [MM³/G]
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	
GA	Domanda di punta Eccezionale	NA	NA
	Domanda di punta Normale	9,2	8,7
	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



		NT [B€]	GA [B€]
<b>B1</b>	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-	-
<b>B2m</b>	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree	37	39
<b>B2t</b>	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-	-
<b>B3n</b>	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-	-
<b>B3d</b>	Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption	68	71
<b>B4o</b>	Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	-	-
<b>B4p</b>	Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	-	-
<b>B5</b>	Riduzione esternalità negative associate a emissioni di CO <sub>2</sub>	4	4
<b>B6</b>	Riduzione esternalità negative associate a emissioni non CO <sub>2</sub>	6	6
<b>B7</b>	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico	-	-
<b>B8</b>	Riduzione dei costi di compressione	-	-
<b>B9</b>	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
<b>NT</b>	45	2,5	2028	42	2,2	2029
<b>GA</b>	48	2,6	2028	45	2,3	2029

### Sensitivity Switching Value 2° Stadio

	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO EE
<b>NT</b>	Non critico	-91%	+10 anni
<b>GA</b>	Non critico	-93%	+11 anni



Allegato V

—

Schede Progetto  
ricevute da Terzi

# Scheda 44: IGI Poseidon SA

## Informazioni società

### Shareholders

Edison International Shareholding SPA, DEPA International Project 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 al confine turco/greco mediante un'estensione terrestre che attraversa la Grecia fino alla località di Kipi e nel Bacino del Levantino (Cipro e Israele) mediante il progetto di gasdotto EastMed (100% IGI Poseidon SA). 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 attraversa il Mar Ionio fino al punto di approdo a Otranto, dove sarà installato il 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 con il progetto EastMed a Florovouni.

La società sta sviluppando l'interconnessione offshore in modo da consentire il trasporto, oltre che di gas naturale, di una percentuale di idrogeno fino ad un massimo del 100%.

IGI Poseidon sta procedendo con la stima delle emissioni di metano in ambiente lungo tutto il gasdotto al fine di individuare anticipatamente le possibili cause prevedendo, sin dalla fase di design, l'utilizzo delle migliori tecnologie ad oggi disponibili sul mercato per eliminarle o contenerle.

### Localizzazione geografica progetto



	<b>Dati tecnici</b>
<b>Lunghezza metanodotti</b>	770 km onshore + 210 km offshore
<b>Diametro metanodotti</b>	812 mm per la sezione offshore e 1.219 mm per la sezione onshore
<b>Potenza c.li di Compressione</b>	c.a. 75 MW in Florovouni e c.a. 75 MW in Nea Messimvria
<b>Nuova capacità PdE/PdU</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>400.804 MWh/g prima fase</li> <li>633.181 MWh/g seconda fase</li> <li>(PCS assunto 10,9 kWh/m<sup>3</sup>)</li> </ul>
<b>Volume annuo atteso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fino a 12.000 MSm<sup>3</sup>/a prima fase</li> <li>Espandibile fino a 20.000 MSm<sup>3</sup>/a seconda fase</li> </ul>
	<b>Stato del progetto</b>
<b>Final Investment Decision</b>	No
<b>Contratto di trasporto*</b>	Da stipulare
<b>Fase del Progetto</b>	<b>Costruzione:</b> No (sezione offshore, lato IT, avviate attività ante operam a Otranto) <b>Ingegneria e permessi:</b> Sì <b>Pianificato / Allo studio:</b> No
<b>Data entrata in esercizio prevista</b>	01-2026
	<b>Benefici del progetto</b>
<b>Diversificazione degli approvvigionamenti</b>	<p>Il progetto 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 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 ed ha l'obiettivo di diversificare gli approvvigionamenti collegando il mercato europeo con i giacimenti del Mar Caspio, del Medio Oriente e del Mediterraneo Orientale.</p>
<b>Flussi aggiuntivi</b>	Il progetto consentirà flussi aggiuntivi per più del 10% della domanda italiana.
<b>Inversione del flusso</b>	<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 Sudorientale, consentendo la fornitura di gas dal mercato italiano.</p>

## Altro

- Sono state completate tutte le attività ingegneristiche, le gare EPC&supply long tead items sono in fase di finalizzazione
- Sezione Offshore: in corso attività ante operam presso Otranto
- Sezione Onshore: studi autorizzativi in fase di finalizzazione Il progetto Poseidon è stato dichiarato come Progetto di Importanza Nazionale dalla Grecia
- IGI Poseidon sta procedendo con la stima delle emissioni di metano in ambiente di tutte le sezioni del progetto. Per il tratto offshore si utilizzerà un rivestimento delle tubazioni tale da garantire l'eliminazione di qualsiasi perdita o emissione in ambiente. Per il tratto onshore, durante la fase di design del Progetto sono state considerate ed implementate le best practice disponibili, prevedendo inoltre l'installazione delle tecnologie più recenti, performanti ed avanzate al fine di eliminare o, dove non possibile, minimizzare le emissioni di metano in ambiente. Per i terminali di ricezione, in aggiunta alle soluzioni tecniche più moderne ed efficienti, IGI Poseidon sta considerando l'introduzione di sistemi di monitoraggio continui per garantire, in caso di fuoriuscita, il pronto intervento e la risoluzione della causa della perdita.
- Il progetto permetterà il trasporto anche di quantitativi di idrogeno allo stato gassoso miscelato con gas naturale. Sono in corso approfondimenti e studi per consentire la trasportabilità di idrogeno fino al 100%.
- EastMed: nel 2018 è stata avviata la fase di progettazione denominata di Front End Engineering Design, attualmente in corso, insieme alle opportune procedure autorizzative, analisi di dettaglio della tratta offshore, verifica della documentazione tecnica da parte di ente certificatore e condivisione dei documenti con gli EPCI contractor selezionati per la fase di gara in corso relativa al dialogo competitivo.

## 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

10/12/2021

## Note

Eventuali informazioni aggiuntive utili per meglio definire il progetto



# IMPORTAZIONE NORD EUROPA

## MASERA TERMINALE

: 65.7 bar  
 : 600 KSm<sup>3</sup>/h  
 : 11.2 °C  
 : -50.0 °C  
 : 9045 KCal/Sm<sup>3</sup>  
 : 22385056.7 GJ/h

## GNL

### LA SPEZIA SRG

P : 62.2 bar  
 Q : 54 KSm<sup>3</sup>/h  
 TGAS : 15.5 °C  
 DENSITA' : 0.6 Kg/Sm<sup>3</sup>  
 PCS : 9692 KCal/Sm<sup>3</sup>  
 ENERGIA : 2175472.4 GJ/h

# IMPORTAZIONE ALGERIA

## MAZARA TERMINALE

P : 68.8 bar  
 : 2954 KSm<sup>3</sup>/h  
 : 11.5 °C  
 : -25.3 °C  
 : 9454 KCal/Sm<sup>3</sup>  
 : 115691009.8 GJ/h

Q TOTALE IMPORTAZIONI  
 9315 KSm<sup>3</sup>/h





# Interventi sulla transizione energetica

# Scheda 1: Dorsale per il trasporto di idrogeno

---

## Informazioni sul contesto di riferimento

---

Il progetto riguarda la predisposizione di una rete in grado di trasportare l'idrogeno prodotto in sud Italia e in Nord Africa fino alle principali aree di consumo.

La dorsale è stata sviluppata nell'ottica di riutilizzare per quanto possibile i gasdotti della rete di trasporto del gas naturale mediante le attività di "repurposing", che prevedono la verifica dell'idoneità dei gasdotti esistenti al trasporto di Idrogeno. Sono state inoltre effettuate le verifiche di trasporto e di copertura della domanda della rete di trasporto gas a valle della trasformazione, volte a garantire che il trasporto del gas naturale continui ad essere affidabile e sicuro, tenendo conto dell'evoluzione della domanda attesa nel medio/lungo termine.

I tratti di rete previsti per il trasporto di idrogeno sono elencati di seguito:

- **Dorsale Sud - Nord:** DN1200/1050, 1520 km. La dorsale collega il punto di entrata di Mazara del Vallo (TP) con il nodo di Minerbio presso Bologna. Tramite questa dorsale, il sistema italiano potrà ricevere l'idrogeno necessario alla decarbonizzazione delle attività industriali cosiddette hard to abate e di parte del settore civile e dei trasporti, prodotto da generazione fotovoltaica o comunque da fonti rinnovabili anche in Algeria e Tunisia. La dorsale sarà composta principalmente da tratti di rete riconvertiti per il trasporto di Idrogeno, a meno del tratto compreso fra Sulmona (AQ) e Oricola (AQ) per il quale è prevista la realizzazione ex novo.
- **Centrali di spinta:** 50 MW. 50 MW. È prevista la realizzazione di due centrali di spinta, ognuna con una potenza operativa di 25 MW posizionate lungo la dorsale Sud - Nord in corrispondenza di Messina e Gallese (VT)
- **Dorsale Est:** DN850-1050, 337 km. La dorsale est sarà composta da un gasdotto che da Minerbio (BO) arriverà fino a Zimella (VR) e successivamente Malborghetto e Tarvisio, con la previsione di riutilizzare gasdotti esistenti riconvertiti ad H2 e, in parte, realizzati ex novo.
- **Dorsale Ovest:** DN750-1200, 410 km. La dorsale Ovest partendo da Poggio Renatico (FE) si estenderà fino a Cortemaggiore (PC), arrivando a Ripalta (CR) e quindi a Mortara (PV) e il confine con la Svizzera a Passo Gries (VB), utilizzando prevalentemente il repurposing di metanodotti esistenti.
- **Derivazioni:** DN400-600, 530 km. Oltre alla dorsale principale sono state definite 6 derivazioni che costituiranno il primo collegamento tra la dorsale idrogeno e i principali centri di consumo e/o di produzione. In particolare, le aree che si prevede di raggiungere sono quelle dove è atteso un consistente switching dal consumo di gas naturale o altri combustibili fossili a idrogeno, nei settori cosiddetti hard to abate (in particolare petrolchimici e acciaierie).

Il contesto di riferimento che si è preso in considerazione è descritto nel documento "Scenari di Riferimento per il Piano di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2022-2031" (DDS 2021) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

---

**Analisi della domanda e dell'offerta****Analisi della domanda e dell'offerta**

Il progetto prevede di sviluppare una capacità sufficiente per gli "Scenari di Riferimento per il Piano di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2022-2031" (DDS 2021) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

**Denominazione intervento**

Dorsale per il trasporto di Idrogeno

**Codice identificativo intervento**

COD. SRG: IT\_SRG\_H2\_01

**Opere principali e accessorie**

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	TIPOLOGIA
IT_SRG_H2_01_a	Dorsale sud - nord	1.200/1.050	1.520		principale
IT_SRG_H2_01_b	Centrali di compressione			50	
IT_SRG_H2_01_c	Dorsale est	1.050/850	337		
IT_SRG_H2_01_d	Dorsale Ovest	750-1.200	410		
IT_SRG_H2_01_e	Derivazioni	400-600	530		

**Obiettivo generale dell'intervento**

- Integrazione del mercato
- Concorrenza e differenziazione del mercato
- Sostenibilità ambientale

**Obiettivi specifici**

- Sector coupling
- Disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento
- Sviluppo della concorrenza, competizione e liquidità
- Riduzione CO<sub>2</sub>
- Riduzione emissioni altri inquinanti
- Integrazione FER elettriche
- Integrazione Green Gases
- Riduzione emissioni altri inquinanti

**Categoria principale intervento**

Rete di trasporto di H<sub>2</sub>

**Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano**

Piano Decennale 2022-31

**Incremento delle capacità di trasporto**

Il progetto prevede la predisposizione della rete ad H<sub>2</sub> per coprire i fabbisogni del mercato dell'H<sub>2</sub> fino al 2040, sviluppando una capacità di importazione dall'Africa sufficiente a garantire la copertura della domanda prevista. Il progetto è inoltre predisposto per permettere l'esportazione e l'importazione verso/da la Svizzera e quindi i paesi del Nord Europa e verso/da l'Austria, garantendo, nel momento in cui tali interconnessioni fossero sviluppate, flessibilità e sicurezza di approvvigionamento al sistema di trasporto dell'idrogeno italiano ed europeo.

Buona parte della dorsale di trasporto H<sub>2</sub> è prevista essere realizzata mediante il "repurposing" di gasdotti di trasporto esistenti, con la conseguente riduzione di capacità di importazione ed esportazione di gas naturale, che è stata analizzata e valutata sulla base degli scenari attesi di domanda gas dei prossimi decenni. Dalle prime valutazioni effettuate si ritiene che le capacità della rete del gas naturale risultante, saranno comunque sufficienti a garantire il soddisfacimento della domanda di gas naturale del sistema.

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

Il progetto è correlato alle iniziative che svilupperanno la possibilità di importare idrogeno dal nord Africa e con le iniziative di trasporto del gas verde che saranno sviluppate in Europa.

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

Non applicabile

**Indicazione dello stato dell'intervento**

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
	2022	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	2030

**Costi**

Di seguito i costi delle principali opere del progetto.

CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]			
IT_SRG_H2_01_a	Dorsale sud - nord		1.192
IT_SRG_H2_01_b	Centrali di compressione		120
IT_SRG_H2_01_c	Dorsale est		598
IT_SRG_H2_01_d	Dorsale Ovest		493
IT_SRG_H2_01_e	Derivazioni		796
CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
3.199	0	3.199	9.5

## Localizzazione intervento



# Scheda 2: Elettrolizzatori Puglia

## Informazioni sul contesto di riferimento

Il progetto riguarda la costruzione di elettrolizzatori con “network related function” in Puglia per la produzione di Idrogeno verde. Pur tenendo in considerazione le nuove infrastrutture di rete e gli stoccaggi elettrochimici previsti nello scenario considerato, il progetto consente di raccogliere l’energia elettrica altrimenti soggetta a curtailment (overgeneration), trasformandola in un vettore energetico che può essere trasportato e stoccato in forma gassosa.

Il progetto si articola in 2 fasi:

- La prima fase prevede l’installazione di un elettrolizzatore da 90 MW entro il 2026 in prossimità dei metanodotti dedicati all’importazione dall’Azerbaijan affinché l’idrogeno prodotto possa essere miscelato nella rete di gas naturale (blending) con i volumi in ingresso fino a una percentuale massima del 2% in volume.
- La seconda fase si svilupperà per favorire il recupero dei volumi crescenti di overgeneration previsti dagli scenari e richiederà l’installazione di ulteriori 800 MW in prossimità dei nodi della rete elettrica maggiormente congestionati. La data di entrata in esercizio è prevista nel 2031 successivamente allo sviluppo della rete di idrogeno italiana. L’idrogeno così prodotto, potrà quindi essere iniettato in una rete dedicata e destinato ai settori di consumo hard-to- abate.

Il progetto crea un’interconnessione fra il mercato elettrico e il mercato gas e permette di sfruttare le sinergie esistenti fra i due sistemi ottimizzando l’efficienza infrastrutturale italiana. Gli impianti di elettrolisi saranno completi delle interconnessioni alla rete elettrica e alla rete gas naturale (per la prima fase) e rete idrogeno (per la seconda fase), oltre che al sistema di prelievo e pompaggio dell’acqua utilizzata nel processo. L’impianto sarà inoltre corredato dalle apparecchiature funzionali alla gestione del corretto miscelamento in blending per la prima fase.

Il contesto di riferimento che si è preso in considerazione è allineato ai più recenti studi relativi all’evoluzione della produzione elettrica rinnovabile in Italia<sup>1</sup>. In tale scenario è previsto al 2030 un incremento di 40 GW della capacità rinnovabile ad oggi installata, oltre a una distribuzione degli impianti allineata con le richieste di interconnessione ricevute dall’operatore di trasmissione elettrica.

In aggiunta a quanto sopra delineato, si sottolinea che il posizionamento di elettrolizzatori in aree caratterizzate da alta penetrazione delle rinnovabili consente di bilanciare meglio tale produzione, fornendo di fatto un servizio di decongestionamento e di conseguenza riducendo, anche significativamente, la intensità e la frequenza di probabili servizi di ridispacciamento (e i relativi costi) che il gestore di rete è costretto a operare al fine di assicurare assetti zionali stabili e massimizzazione della produzione da rinnovabili.

Il progetto descritto permetterà di produrre circa 80 GWh/a di idrogeno nella prima fase e circa 1200 GWh/a nella seconda fase, permettendo di risparmiare rispettivamente circa 16 kton/a e 240 kton/a di CO<sub>2</sub>.

## Analisi della domanda e dell’offerta

Il progetto prevede di soddisfare quota parte della domanda energetica prevista nel documento “Scenari di Riferimento per il Piano di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2022-2031” (DDS 2021) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell’ARERA e pubblicati sul sito Snam.

## Analisi della domanda e dell’offerta

<sup>1</sup> Terna, “Evoluzione rinnovabile” [https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/21/06\\_EVOLUZIONE%20RINNOVABILE\\_2021.pdf](https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/21/06_EVOLUZIONE%20RINNOVABILE_2021.pdf)



Elementi informativi del progetto: prima fase									
Denominazione intervento	Elettrolizzatori Puglia								
Codice identificativo intervento	COD. SRG: IT_SRG_H2_02								
Opere principali e accessorie	CODICE		DENOMINAZ. OPERA		DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
	IT_SRG_H2_02		Elettrolizzatori Puglia		200	3	90	75	principale
Obiettivo generale dell'intervento	<ul style="list-style-type: none"><li>Integrazione del mercato</li><li>Sostenibilità ambientale</li></ul>								
Obiettivi specifici	<ul style="list-style-type: none"><li>Sector coupling</li><li>Riduzione CO<sub>2</sub></li><li>Riduzione emissioni altri inquinanti</li><li>Integrazione FER elettriche</li><li>Integrazione Green Gases</li></ul>								
Categoria principale intervento	Elettrolizzatori con “Network related function”								
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2022-31								
Incremento delle capacità di trasporto	PUNTO DELLA RETE IMPATTATO			DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)			INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM³/G]		
	Punto di entrata H <sub>2</sub>			Entrata			0,5		
	Il progetto prevede l’interconnessione con la rete gas esistente per l’immissione di Idrogeno in blending.								
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	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_H2_02	2022	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	2026

**Costi** Di seguito le prime stime preliminari di costi delle principali opere del progetto.

CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]			
IT_SRG_H2_02	Elettrolizzatori Puglia		160

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
160	0	160	4

Elementi informativi del progetto: seconda fase

**Denominazione intervento** Elettrolizzatori Puglia

**Codice identificativo intervento** COD. SRG: IT\_SRG\_H2\_02

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_H2_02	Elettrolizzatori Puglia	200	22	800	75	principale

**Obiettivo generale dell'intervento**

- Integrazione del mercato
- Sostenibilità ambientale
- Sicurezza dell'approvvigionamento;
- Concorrenza e diversificazioni delle fonti di approvvigionamento

**Obiettivi specifici**

- Sector coupling
- Integrazione Green Gases
- Riduzione CO<sub>2</sub>
- Riduzione emissioni altri inquinanti
- Integrazione FER elettriche

**Categoria principale intervento** Elettrolizzatori con “Network related function”

**Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano** Piano Decennale 2022-31

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM³/G]
Punto di entrata H <sub>2</sub>	Entrata	4.4

Il progetto prevede l'interconnessione con la rete dedicata al trasporto di idrogeno descritta nel capitolo 6.

**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

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_H2_02	2026	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	2031

Costi

Di seguito le prime stime preliminari di costi delle principali opere del progetto.

CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]			
IT_SRG_H2_02	Elettrolizzatori Puglia		1.000

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
1.000	0	1.000	27.6

Localizzazione intervento



# Scheda 3: Elettrolizzatori Sicilia

---

## Informazioni sul contesto di riferimento

---

Il progetto riguarda la costruzione di elettrolizzatori con “network related function” in Sicilia per la produzione di Idrogeno verde. Pur tenendo in considerazione le nuove infrastrutture di rete e gli stoccaggi elettrochimici previsti nello scenario considerato, il progetto consente di raccogliere l'energia elettrica altrimenti soggetta a curtailment (overgeneration), trasformandola in un vettore energetico che può essere trasportato e stoccato in forma gassosa.

Il progetto si articola in 2 fasi:

- La prima fase prevede l'installazione di un elettrolizzatore da 90 MW entro il 2026 in prossimità dei metanodotti dedicati all'importazione da Mazara/Gela affinché l'idrogeno prodotto possa essere miscelato nella rete di gas naturale (blending) con i volumi in ingresso fino a una percentuale massima del 2% in volume.
- La seconda fase si svilupperà per favorire il recupero dei volumi crescenti di overgeneration previsti dagli scenari e richiederà l'installazione di ulteriori 600 MW in prossimità dei nodi della rete elettrica maggiormente congestionati. La data di entrata in esercizio è prevista nel 2031 successivamente allo sviluppo della rete di idrogeno italiana. L'idrogeno così prodotto, potrà quindi essere iniettato in una rete dedicata e destinato ai settori di consumo hard-to-abate.

Il progetto crea un'interconnessione fra il mercato elettrico e il mercato gas e permette di sfruttare le sinergie esistenti fra i due sistemi ottimizzando l'efficienza infrastrutturale italiana. Gli impianti di elettrolisi saranno completi delle interconnessioni alla rete elettrica e alla rete gas naturale (per la prima fase) e rete idrogeno (per la seconda fase), oltre che al sistema di prelievo e pompaggio dell'acqua utilizzata nel processo. L'impianto sarà inoltre corredato dalle apparecchiature funzionali alla gestione del corretto miscelamento in blending per la prima fase.

Il contesto di riferimento preso in considerazione è allineato ai più recenti studi relativi all'evoluzione della produzione elettrica rinnovabile in Italia<sup>2</sup>. In tale scenario è previsto al 2030 un incremento di 40 GW della capacità rinnovabile ad oggi installata, oltre a una distribuzione degli impianti allineata con le richieste di interconnessione ricevute dall'operatore di trasmissione elettrica.

In aggiunta a quanto sopra delineato, si sottolinea che il posizionamento di elettrolizzatori in aree caratterizzate da alta penetrazione delle rinnovabili consente di bilanciare meglio tale produzione, fornendo di fatto un servizio di decongestionamento e di conseguenza riducendo, anche significativamente, la intensità e la frequenza di probabili servizi di ridispacciamento (e i relativi costi) che il gestore di rete è costretto a operare al fine di assicurare assetti zionali stabili e massimizzazione della produzione da rinnovabili.

Il progetto descritto permetterà di produrre circa 80 GWh/a di Idrogeno nella prima fase e circa 900 GWh/a nella seconda fase, permettendo di risparmiare rispettivamente circa 16 kton/a e 190 kton/a di CO<sub>2</sub>.

---

## Analisi della domanda e dell'offerta

---

Il progetto prevede di soddisfare quota parte della domanda energetica prevista nel documento “Scenari di Riferimento per il Piano di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2022-2031” (DDS 2021) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

---

### Analisi della domanda e dell'offerta

<sup>2</sup> Terna, “Evoluzione rinnovabile” [https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/21/06\\_EVOLUZIONE%20RINNOVABILE\\_2021.pdf](https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/21/06_EVOLUZIONE%20RINNOVABILE_2021.pdf)

Elementi informativi del progetto: prima fase																							
Denominazione intervento	Elettrolizzatori Sicilia																						
Codice identificativo intervento	COD. SRG: IT_SRG_H2_03																						
Opere principali e accessorie	<table><tr><th>CODICE</th><th>DENOMINAZ. OPERA</th><th>DN</th><th>KM</th><th>MW</th><th>PRESSIONE (BAR)</th><th>TIPOLOGIA</th></tr><tr><td>IT_SRG_H2_03</td><td>Elettrolizzatori Sicilia</td><td>200</td><td>3</td><td>90</td><td>75</td><td>principale</td></tr></table>									CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA	IT_SRG_H2_03	Elettrolizzatori Sicilia	200	3	90	75	principale
	CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA																
IT_SRG_H2_03	Elettrolizzatori Sicilia	200	3	90	75	principale																	
Obiettivo generale dell'intervento	<ul style="list-style-type: none"><li>Integrazione del mercato</li><li>Sostenibilità ambientale</li></ul>																						
Obiettivi specifici	<ul style="list-style-type: none"><li>Sector coupling</li><li>Integrazione Green Gases</li><li>Riduzione CO<sub>2</sub></li><li>Riduzione emissioni altri inquinanti</li><li>Integrazione FER elettriche</li></ul>																						
Categoria principale intervento	Elettrolizzatori con “Network related function”																						
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2022-31																						
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>Punto di entrata H<sub>2</sub></td><td>Entrata</td><td>0,5</td></tr></table>									PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM³/G]	Punto di entrata H <sub>2</sub>	Entrata	0,5								
	PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM³/G]																				
Punto di entrata H <sub>2</sub>	Entrata	0,5																					
	Il progetto prevede l’interconnessione con la rete gas esistente per l’immissione di Idrogeno in blending.																						
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	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_H2_03	2022	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	2026														

**Costi** Di seguito le prime stime preliminari di costi delle principali opere del progetto.

CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]			
IT_SRG_H2_03	Elettrolizzatori Sicilia		160

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
160	0	160	4

Elementi informativi del progetto: seconda fase

**Denominazione intervento** Elettrolizzatori Sicilia

**Codice identificativo intervento** COD. SRG: IT\_SRG\_H2\_03

**Opere principali e accessorie**

CODICE	DENOMINAZ. OPERA	DN	KM	MW	PRESSIONE (BAR)	TIPOLOGIA
IT_SRG_H2_03	Elettrolizzatori Sicilia	200	17	600	75	principale

**Obiettivo generale dell'intervento**

- Integrazione del mercato
- Sostenibilità ambientale
- Sicurezza dell'approvvigionamento;
- Concorrenza e diversificazioni delle fonti di approvvigionamento

**Obiettivi specifici**

- Sector coupling
- Riduzione CO<sub>2</sub>
- Riduzione emissioni altri inquinanti
- Integrazione FER elettriche
- Integrazione Green Gases

**Categoria principale intervento** Elettrolizzatori con "Network related function"

**Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano** Piano Decennale 2022-31

**Incremento delle capacità di trasporto**

PUNTO DELLA RETE IMPATTATO	DIREZIONE (ENTRATA/USCITA)	INCREMENTO DI CAPACITÀ [MSM³/G]
Punto di entrata H <sub>2</sub>	Entrata	3.3

Il progetto prevede l'interconnessione con la rete dedicata al trasporto di idrogeno descritta nel capitolo 6

**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

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_H2_03	2026	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	2031

Costi

Di seguito le prime stime preliminari di costi delle principali opere del progetto.

CAPEX SINGOLI PROGETTI [M€]		
IT_SRG_H2_03	Elettrolizzatori Sicilia	760

CAPEX TOTALE PROGETTO [M€]	CONSUNTIVO AL 31/12/2021 [M€]	CAPEX (AL NETTO DI OPERE COMP. ESOGENE AL SERVIZIO) [M€]	OPEX [M€/ANNO]
760	0	760	20.7

Localizzazione intervento



# Altri interventi per la transizione energetica

In coerenza con la missione di Snam, di guidare l'evoluzione del settore energetico attraverso lo sviluppo di un network più innovativo di energia sostenibile, Snam Rete Gas è impegnata a promuovere azioni concrete in risposta alla sfida climatica. Gli scenari alla base del piano di sviluppo indicano, infatti, da un lato la necessità di continuare ad incrementare l'efficienza dei processi al fine di raggiungere gli obiettivi di penetrazione delle energie rinnovabili e di decarbonizzazione al minor costo possibile per consumatori e imprese, e dall'altro la necessità di sviluppare in modo significativo l'offerta di biometano, idrogeno e altre tecnologie innovative (ex. per la cattura e stoccaggio di CO<sub>2</sub>). In questo contesto, si evidenziano di seguito i progetti funzionali alla gestione efficiente e sicura della rete individuati dall'operatore di trasporto, che possano apportare esternalità positive anche ai fini della transizione energetica. Si rimanda alla nuova Strategia Towards Net Zero di SNAM<sup>3</sup>, per tutte quelle attività funzionali alla transizione energetica che non ricadono nel perimetro d'investimento di Snam Rete Gas, ai sensi della normativa vigente.

## PROGETTI DI INTERCONNESSIONE

- **Interconnessioni Impianti per la produzione di biometano:** tali interventi si riferiscono alle opere di interconnessione alla rete di trasporto degli impianti per la produzione di biometano che, utilizzando rifiuti urbani o sottoprodotti agricoli/agroalimentari, evitano emissioni aggiuntive di CO<sub>2</sub> in atmosfera e costituiscono pertanto una leva importante per la decarbonizzazione del settore energetico (power generation, civile e industriale, ivi inclusi i trasporti).

Snam Rete Gas, nel corso del 2021, ha formalizzato 23 contratti di allacciamento alla rete di trasporto per nuovi impianti di produzione di biometano, a fronte di 115 richieste di allacciamento ricevute.

Alcune richieste di allacciamento sono relative a impianti di produzione ubicati in prossimità di reti di trasporto caratterizzate da limitate capacità di smaltimento, spesso caratterizzate da pressioni di esercizio inferiori e pertanto impossibilitate a trasportare in reverse flow a causa della presenza, a monte, di una o più cabine di riduzione della pressione. Al fine di aumentare la quota di biometano che queste reti in bassa pressione possono ricevere, Snam Rete Gas ha pianificato degli interventi sulle proprie cabine di riduzione/regolazione della pressione, per garantire il travaso del gas dalla rete a più bassa pressione a quella di monte a pressione più elevata, tramite un sistema compressione del gas in modalità "reverse flow".

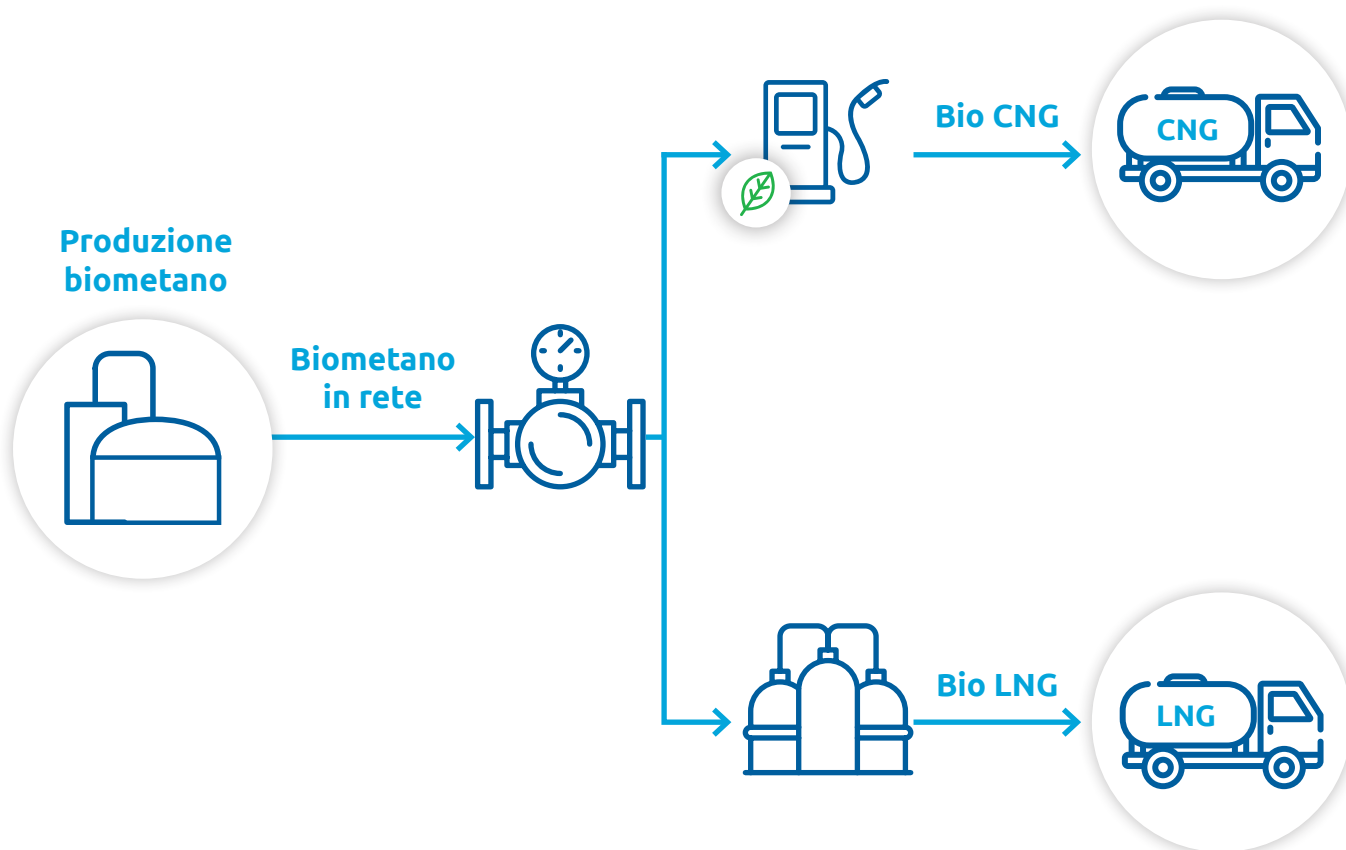
Analoghe soluzioni, caratterizzate da un grado di complessità più elevato, sono allo studio per consentire la bi-direzionalità del sistema integrato di trasporto e distribuzione, mediante sistemi di compressione e di misura da realizzare direttamente presso i city-gates, in modo da abilitare la connessione di impianti di produzione di biometano sulle reti di distribuzione interconnesse a monte con la rete di trasporto.

- **Interconnessioni per stazioni di rifornimento di gas naturale compresso e gas naturale liquefatto:** l'utilizzo del gas naturale e del GNL per il trasporto su gomma permette la forte riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e degli inquinanti locali nel settore dei trasporti, uno dei più difficili da decarbonizzare. Il metano è infatti un carburante caratterizzato da significative minori emissioni, rispetto ai carburanti tradizionali. La realizzazione di interconnessioni alla rete di trasporto delle stazioni di rifornimento consente di ridurre o eliminare del tutto il trasporto su gomma del gas naturale e/o del biometano, incrementando l'affidabilità del servizio e riducendone impatto ambientale e costi.

3 [https://www.snam.it/it/investor-relations/la-strategia/2020-2024\\_strategic\\_plan/](https://www.snam.it/it/investor-relations/la-strategia/2020-2024_strategic_plan/)



La connessione alla rete di trasporto delle stazioni di rifornimento, degli impianti di produzione di biometano, dei sistemi di micro-liquefazione per la produzione di GNL descritti al paragrafo successivo e lo sviluppo di sistemi di tracciabilità della filiera di produzione, creano le condizioni per una sempre maggiore liquidità del mercato del biometano e del bio-GNL. La maggior liquidità del mercato e la diffusione dei punti di rifornimento sono i requisiti per una forte penetrazione del gas naturale e del biometano nel settore dei trasporti, che risulta ancora oggi in gran parte vincolato all'utilizzo dei prodotti petroliferi tradizionali.



- **Interconnessioni per impianti di micro-liquefazione:** gli impianti di micro-liquefazione trasformano il gas naturale e il biometano immessi in rete in GNL e bio-GNL, offrendo una nuova opportunità di approvvigionamento del GNL e bio-GNL, complementare alla rete logistica attuale che prevede il ritiro dagli impianti di produzione di bio-GNL e dai depositi costieri.
- Gli impianti di micro-liquefazione, ubicati sul territorio in posizione baricentrica rispetto ai consumi attesi, consentiranno di ridurre i tempi e i costi di trasporto mediante autobotti fino ai siti di consumo finale, favorendo l'utilizzo del GNL e del bio-GNL nel settore dei trasporti pesanti su strada, nel settore ferroviario non elettrificato e - attraverso la modalità truck to ship - nel trasporto marittimo per imbarcazioni di medio/piccolo tonnellaggio.

## PROGETTI PER L'EFFICIENTAMENTO E LA SICUREZZA DELL'INFRASTRUTTURA

- Riduzione emissioni di metano:** Le emissioni di gas naturale in una rete di trasporto di distinguono in emissioni fuggitive (presenti in condizioni normali di esercizio e caratteristiche di componenti quali valvole, flange, strumentazione, ecc.), emissioni puntuali (legate agli interventi di depressurizzazione della rete in occasione dei lavori cosiddetti "sotto gas") e pneumatiche (associate a tutti gli apparati cosiddetti "pneumatici", che sfruttano la pressione del gas naturale presente in rete per il loro funzionamento, quali attuatori di valvole, regolatori di pressione, ecc.).

Snam Rete Gas ha da tempo avviato diverse iniziative per la riduzione delle emissioni di metano, in linea con l'obiettivo primario di garantire l'esercizio efficiente e in sicurezza della rete. In relazione alla riduzione delle emissioni fuggitive, è proseguito il programma LDAR (*Leak Detection & Repair*), che nel 2021 ha consentito la riduzione di emissioni fuggitive per circa 2,8 MSm<sup>3</sup>. Ulteriori 5 MSm<sup>3</sup> di emissioni puntuali di gas naturale in atmosfera, che si sarebbero verificate in occasione dei lavori sulla rete di trasporto, sono state evitate grazie ad un ormai consolidato mix di interventi specifici, che prevedono la ri-compressione del gas in rete e nelle centrali di spinta, l'abbassamento fino ai massimi limiti tecnici della pressione residuale di scarico e gli interventi con "tapping machine", una metodologia che consente di realizzare le derivazioni dai metanodotti in esercizio senza scaricare (svuotare dal gas) la condotta. Proseguono, inoltre, presso gli impianti di riduzione della pressione e le centrali di compressione, le campagne di modifica impiantistica per la sostituzione di valvole e di strumentazione pneumatica azionata a gas, con migliaia di componenti la cui sostituzione sarà completata entro il 2024. Queste campagne di sostituzione hanno consentito, nel 2021, di ridurre le emissioni pneumatiche di circa 1,13 MSm<sup>3</sup>.
- Tecnologia Adsorbed Natural Gas (ANG):** Oltre alle iniziative sopra descritte, è stato avviato un progetto pilota relativo alla tecnologia ANG (adsorbed natural gas), per la ulteriore riduzione delle emissioni puntuali in occasione dei lavori sulla rete di trasporto. La tecnologia ANG consente lo stoccaggio del gas proveniente dalla depressurizzazione delle sezioni di metanodotto soggetti a interventi, in serbatoi mobili su autocisterna riempiti con materiale adsorbente che aumenta fino ad un fattore tre il volume di gas stoccabile a parità di pressione. Il riempimento può avvenire senza l'ausilio di compressori, sfruttando la pressione residua di scarico del metanodotto. Il gas stoccato nei serbatoi può essere quindi reimmesso nella rete di trasporto con pressione inferiore a quella del serbatoio, senza l'ausilio di compressori. Il beneficio ambientale consiste nella riduzione delle emissioni di metano in atmosfera in occasione della depressurizzazione di tratti di metanodotto, senza necessità di ricorrere a compressori o in aggiunta al loro utilizzo. In tale ambito è stata ultimata una prima campagna di prove su un prototipo su scala ridotta (100 l) con analisi di performance e ripetibilità per poi procedere al test in scala reale.
- Localizzazione perdite:** Nella rete di trasporto ogni evento che determina l'improvvisa variazione del flusso di gas, produce delle onde di pressione che si propagano nel fluido gassoso per decine di km. Tali variazioni possono essere dovute a normali operazioni di apertura o chiusura valvole, da operazioni di scarico controllato e, talvolta, da perdite di gas naturale dalla condotta.

Il sistema PIMOS, acronimo di *Pressure Intelligent Monitoring System*, ha lo scopo di rilevare e localizzare in tempo reale le perdite di gas lungo la rete di trasporto, basandosi sull'analisi delle onde di pressione e l'individuazione delle perturbazioni associabili a potenziali anomalie. Il sistema, grazie all'installazione sulle reti di UM (*Unità di Monitoraggio*) e RTU (*Remote Control Unit*), riesce ad individuare una potenziale fuoriuscita di gas in pochissimi secondi con un margine di errore di pochi metri. Il sistema restituisce quindi al dispacciamento la cartografia e le coordinate geografiche del punto di interesse, consentendo di ridurre i tempi di intervento e pertanto limitare fortemente le conseguenze di una potenziale fuoriuscita di gas naturale. Il sistema PIMOS, che si avvale di tecnologie di Artificial Intelligence (Machine Learning) e che viene attualmente utilizzato per il monitoraggio di una porzione di rete di circa 6.800 km, sarà progressivamente sviluppato ed esteso a tutta la rete di trasporto (entro il 2023).

- **Efficientamento energetico autoconsumi e riduzione emissioni gas naturale:** La riduzione della pressione del gas naturale, nelle cabine di riduzione e regolazione, comporta una drastica riduzione della sua temperatura che deve essere contrastata, onde evitare fenomeni di congelamento delle apparecchiature di controllo e altre anomalie. A tal fine il gas, prima di arrivare alle valvole di riduzione della pressione, viene pre-riscaldato, mediante appositi sistemi composti dai riscaldatori di vecchia concezione (*heater*) e dai più moderni sistemi di caldaie pre-assemblate (*skid*).  
Il progetto di sostituzione degli *heaters* di vecchia generazione, con i sistemi di riscaldamento a *skid* più moderni ed efficienti, permette una riduzione media dei consumi di fuel gas di circa il 15%. La sostituzione degli *heater* con gli *skid* comporta anche l'eliminazione della vecchia strumentazione pneumatica associata, con una conseguente riduzione delle emissioni pneumatiche di gas naturale in atmosfera di circa 5400 Smc/anno per ciascun impianto. Nel biennio 2020-2021, sono stati sostituiti complessivamente 15 *heater* e se ne prevede la sostituzione di ulteriori 5 nel corso del 2022.

## PROGETTI PER LO STUDIO DEL BLENDING

- **Verifica compatibilità dell'idrogeno in miscela con il gas naturale:** L'idrogeno è il vettore energetico fondamentale per raggiungere la completa decarbonizzazione dei processi industriali e del settore dei trasporti, al minor costo possibile per consumatori e imprese. I gasdotti oggi utilizzati per il trasporto del gas naturale saranno utilizzati, in un futuro ormai prossimo, per il trasporto dell'idrogeno e con questo obiettivo Snam Rete Gas si è impegnata nella verifica della compatibilità della propria rete con il trasporto di miscele di gas naturale e idrogeno in percentuali crescenti (fino al 100% di idrogeno).  
Ad aprile 2019, prima in Europa, Snam Rete Gas ha iniziato un processo di verifica delle proprie infrastrutture, sperimentando l'immissione di un mix di idrogeno al 5% (in volume) per la fornitura di due imprese industriali ubicate a valle del punto di immissione. Inoltre, tra il 2019 e il 2020, è stata condotta una seconda sperimentazione, nel medesimo tratto di rete, che ha permesso l'iniezione di un quantitativo di idrogeno pari al 10% della miscela idrogeno-gas naturale. Sulla base dei risultati ottenuti sono in corso fattibilità per piloti con produzione diretta di idrogeno da rinnovabili (campi solari e P2H) con immissione in rete tramite impianti in esercizio, opportunamente adeguati.
- **Sperimentazione alimentazione Turbine a Gas con miscele H2NG:** Attraverso la collaborazione con il fornitore Baker Hughes (BH) delle turbine a gas utilizzate nelle centrali di compressione, sono state programmate numerose sperimentazioni finalizzate a verificare il corretto funzionamento delle turbine alimentate da miscele di gas naturale e idrogeno in percentuale volumetrica fino al 10% (variabile nel tempo). Nel corso del 2020 è stato portato a termine il collaudo in fabbrica, con esito positivo, di una turbina BH modello Nova LT 12 alimentata con miscela di gas naturale e idrogeno in percentuale variabile fino al 10%. Nel corso del 2022 si prevede l'esecuzione di ulteriori test con altri modelli di turbina e altri fornitori.
- **Membrane di separazione idrogeno da miscela H2NG:** è stata avviata l'ingegneria di base di un progetto pilota per verificare il funzionamento delle membrane di separazione di idrogeno con una miscela di gas naturale e idrogeno. Tale tecnologia è ritenuta di interesse per un possibile utilizzo in situazioni specifiche, ad esempio in presenza di processi finali di utilizzo di gas naturale e/o di idrogeno che prevedano dei vincoli particolarmente stringenti di purezza, con la necessità pertanto di separare l'idrogeno dalla miscela H2NG. Lo stato di avanzamento ha ultimato l'ingegneria per il permitting per l'adeguamento di un impianto in esercizio, propedeutica di una successiva fase di dettaglio.





