

INFRASTRUTTURE TRASPORTO GAS

Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2023-2032

31 gennaio 2024





Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2023-2032

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



1. Executive Summary	5
2. Descrizione delle caratteristiche della rete di trasporto esistente	6
3. Evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale prevista nello scenario di piano.....	7
3.1. Situazione ed evoluzioni attese in Europa e in Italia	7
3.2. Scenari adottati ai fini del Piano	7
4. Principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nei dieci anni successivi ...	8
4.1. Costi.....	8
4.2. Forme di coordinamento con gestori di reti di trasporto del gas ed altri operatori di infrastrutture connesse	8
4.3. Descrizione del progetto	9
4.4. Programmazione degli interventi	10
4.5. Analisi costi/benefici del progetto	10
4.5.1. Approccio utilizzato.....	10
4.5.2. Ulteriori vantaggi e compatibilità con altri progetti.....	11
4.5.3. Indici di capacità minima di trasporto e costo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna.....	12
5. ALLEGATO A - SCHEDA TECNICA.....	13

1. Executive Summary

Infrastrutture Trasporto Gas (ITG) è la società che possiede e gestisce il gasdotto di rete nazionale che collega il punto di entrata di Cavarzere, interconnesso con il terminale di rigassificazione offshore di Rovigo (Adriatic LNG), alla rete di trasporto di Snam Rete Gas presso il punto di interconnessione di Minerbio.

ITG è controllata dal 13 ottobre 2017 da Asset Company 2 S.r.l. (di cui Snam detiene il 100% del capitale sociale) ed è stata certificata Gestore di Trasporto Indipendente in conformità al Decreto Legislativo n. 93/2011.

L'infrastruttura di trasporto di ITG, che si estende per ca. 80 km tra Cavarzere e Minerbio, nel 2022 e nel 2023 ha trasportato e immesso nella rete di trasporto italiana rispettivamente l'11% e il 13% del gas naturale in ingresso in Italia, confermandosi un'infrastruttura di grande rilievo per la sicurezza degli approvvigionamenti soprattutto alla luce della nuova situazione geopolitica.

Il presente documento descrive il piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di ITG, in linea con quanto disposto dal D.Lgs. 93/2011, così come modificato dalla legge 115 del 29 luglio 2015 ed è stato elaborato tenendo conto delle disposizioni della Delibera 468/2018/R/GAS e s.m.i. e dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici (di seguito ACB), approvati con la Delibera 532/2023/R/GAS¹.

Il Piano fornisce gli elementi di inquadramento legislativo, regolatorio ed economico del piano decennale, gli scenari di evoluzione della domanda e dell'offerta di gas naturale ed il piano di sviluppo di ITG ed è stato predisposto 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 in vigore.

Le decisioni poste alla base del presente Piano decennale sono coerenti con:

- il quadro legislativo e regolatorio in vigore;
- gli scenari di sviluppo del mercato del gas naturale;
- la strategia aziendale di ITG e Snam.

Il Piano descrive i principali progetti infrastrutturali di sviluppo (di seguito "progetti") di ITG nel periodo compreso tra il 2023 e il 2032.

In particolare, coerentemente con gli sviluppi progettuali proposti nei precedenti Piani a partire dal 2014, il Piano descrive il progetto di collegamento dell'isola d'Elba con la rete nazionale gasdotti in prossimità di Piombino (di seguito progetto "ITG-Elba"), propedeutico alla metanizzazione dei sette comuni dell'isola toscana.

Il progetto prevede pertanto uno sviluppo della rete di trasporto gas finalizzato alla metanizzazione di nuove aree, perseguendo l'obiettivo di favorire l'accesso al gas naturale quale fonte energetica competitiva e strategica nel processo di transizione verso un sistema de-carbonizzato.

Nell'ambito della definizione delle soluzioni progettuali di cui al presente Piano sono state attivate forme di coordinamento con l'impresa maggiore di trasporto nonché con gli enti preposti all'avvio delle procedure per l'eventuale realizzazione delle reti di distribuzione. A tal fine, ITG ha infatti contattato la Stazione Appaltante del comune di Livorno ai sensi dell'articolo 10.4 dell'allegato alla delibera 468/2018/R/GAS.

Ai fini della valutazione dell'iniziativa si evidenzia che l'analisi costi benefici mostra valori positivi per gli indicatori monetari a conferma della sostenibilità del progetto.

¹ La delibera 468/2018/R/GAS e i criteri applicativi sono stati modificati con le delibere 539/2020/R/GAS, 122/2023/R/GAS, 220/2023/R/GAS e 532/2023/R/GAS.

2. Descrizione delle caratteristiche della rete di trasporto esistente

ITG possiede e gestisce l'infrastruttura di trasporto che collega il punto di entrata di Cavarzere, interconnesso con il terminale GNL di Rovigo e operato da Adriatic LNG, alla rete di trasporto di Snam Rete Gas presso il nodo di interconnessione di Minerbio.

L'infrastruttura di trasporto è costituita da un gasdotto di diametro DN 900 (36") e pressione massima di esercizio di 75 bar, che si estende per 83,5 km attraverso la bassa pianura veneta ed emiliana interessando le provincie di Venezia, Rovigo, Ferrara e Bologna.

L'infrastruttura comprende i seguenti impianti e opere accessorie:

- Impianto di lancio bidirezionale ("trappola") dei dispositivi di ispezione interna (PIG) presso Cavarzere;
- 15 impianti ("punti") di intercettazione linea (PIL);
- Impianto di ricevimento PIG, di filtrazione, di misura fiscale ed analisi gas presso Minerbio;
- Sistema di tele-controllo e control room;
- Sistema di protezione catodica a corrente impressa.

Nella tabella sottostante viene riportato il livello di utilizzo dell'infrastruttura, dal quale si evince l'assenza di criticità e/o congestioni nel funzionamento della stessa nonostante picchi di utilizzo prossimi alla massima capacità tecnica.

Figura 1. Immeso in rete, capacità di trasporto giornaliera massima impegnata e massima utilizzata 2019-2023²

(Mm3 @ 10,57275 kWh/Smc)				
Anno	Immeso in rete	Capacità tecnica giornaliera	Capacità giornaliera massima impegnata³	Capacità giornaliera massima utilizzata
2019	7.910	27,5	25,4	27,0
2020	6.806	27,5	26,3	27,2
2021	7.023	27,5	25,9	27,2
2022	8.277	27,6	26,3	27,4
2023	9.296	27,4	26,3	27,4

Fonte: ITG

² I dati 2023 sono preliminari.

³ Sui Punti di Entrata da GNL il conferimento viene effettuato su base mensile, la prestazione del singolo giorno può quindi superare tale valore.

3. Evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale prevista nello scenario di piano

3.1. Situazione ed evoluzioni attese in Europa e in Italia

Gli scenari di domanda e offerta nazionali sono descritti nel documento “Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033” (DDS 2023), redatto in modo coordinato da Snam e Terna in conformità alle deliberazioni 654/2017/R/EEL, 689/2017/R/GAS e 539/2020/R/GAS.

3.2. Scenari adottati ai fini del Piano

Con riferimento alle informazioni sul contesto e all’analisi della domanda e dell’offerta considerata per il dimensionamento dell’opera, viene preso a riferimento per l’analisi elaborata nei Piani l’ultima versione disponibile del PAES (Piano d’azione per l’energia sostenibile dell’isola d’Elba), pubblicato nel 2013.

Il documento di riferimento per la domanda e per le altre informazioni utili ai fini della valutazione del presente piano è l’Appendice I delle “Linee Guida Programmatiche D’ambito” redatto dall’ATEM di Livorno, considerato a seguito del coordinamento con la Stazione Appaltante che considera di servire una domanda di gas a regime di 12,6 MSm³/anno in sostituzione delle fonti energetiche ad oggi utilizzate raggiunto dopo un periodo di build up di 3 anni.

Il progetto ITG-Elba collegherà l’isola d’Elba al sistema di trasporto di Snam Rete Gas e consentirà agli utenti di usufruire ad un mercato pienamente accessibile e di beneficiare dell’allineamento dei prezzi al PSV (punto di scambio virtuale), abilitando la riduzione della bolletta energetica e garantendo la sicurezza delle forniture.

Con riferimento ai prezzi che verranno utilizzati all’interno dell’analisi si fa riferimento ai “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto – Appendice informativa 2023-2032”⁴ pubblicata sul sito di Snam.

⁴ <https://www.snam.it/it/i-nostri-business/trasporto/piani-decennali/piano-decennale-Snam-Rete-Gas/2023-2032.html>

4. Principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nei dieci anni successivi

4.1. Costi

La spesa di investimento complessivamente prevista nel Piano 2023-32 di ITG-Elba ammonta a circa 41 milioni di euro, dei quali circa 39 sono relativi al progetto ITG-Elba.

Di seguito si riporta la spesa prevista nei primi cinque anni di piano:

[M€]	2023	2024	2025	2026	2027	2023-2032
SVILUPPO	0,0	0,0	0,7	1,9	6,0	39,1
MANTENIMENTO	0,2	0,2	0,7	0,8	0,1	2,1
TOTALE	0,2	0,2	1,4	2,7	6,1	41,2

4.2. Forme di coordinamento con gestori di reti di trasporto del gas ed altri operatori di infrastrutture connesse

Il progetto ITG-Elba ricade interamente nel territorio nazionale e non ha impatto sulle capacità di trasporto presso i punti interconnessi con il sistema italiano. Pertanto, il progetto non è stato segnalato nell'ambito del TYNDP 2022 redatto a cura di ENTSO-G.

Nell'ambito della valutazione del progetto sono state avviate attività di coordinamento con SRG, in qualità di trasportatore direttamente interconnesso a monte, per l'individuazione del punto di interconnessione con la rete di trasporto nazionale. Le analisi effettuate da SRG evidenziano l'assenza di necessità di potenziamento della rete di monte.

Con riferimento alle attività di coordinamento con gli operatori di valle previste all'art. 10.4 dell'allegato alla delibera 468/2018/R/GAS, ITG ha provveduto a interfacciarsi con gli enti preposti all'avvio delle procedure per la realizzazione delle reti di distribuzione, tenuto conto che alla data attuale non è ancora stato individuato il concessionario di distribuzione. Dall'interazione con la stazione appaltante, ossia il comune di Livorno, sono state sostanzialmente confermate le informazioni inserite nell'Appendice I "Linee Guida Programmatiche D'ambito" e che costituiscono il riferimento più aggiornato.

I principali elementi descritti nell'Allegato I e discussi nell'iterazione con la stazione appaltante sono i seguenti:

- I costi infrastrutturali per lo sviluppo della rete di distribuzione sono stimati in circa 44 M€;
- La domanda di gas naturale coincide con quella considerata per le analisi costi benefici;
- Il dimensionamento del collegamento Piombino – Isola d'Elba risulta idoneo per lo sviluppo di domanda prospettato nel documento;
- Il cronoprogramma dei lavori di realizzazione della rete di distribuzione non è disponibile, in quanto il concessionario della rete di distribuzione non è ancora stato individuato dalla stazione appaltante.

ITG ha inoltre offerto la propria disponibilità a partecipare a tavoli tecnici su richiesta del RUP della gara d'ambito di Livorno.

Si segnala infine che non si ha evidenza di ulteriori interventi di sviluppo infrastrutturale con analoga finalità proposti da parte di altri soggetti.

4.3. Descrizione del progetto

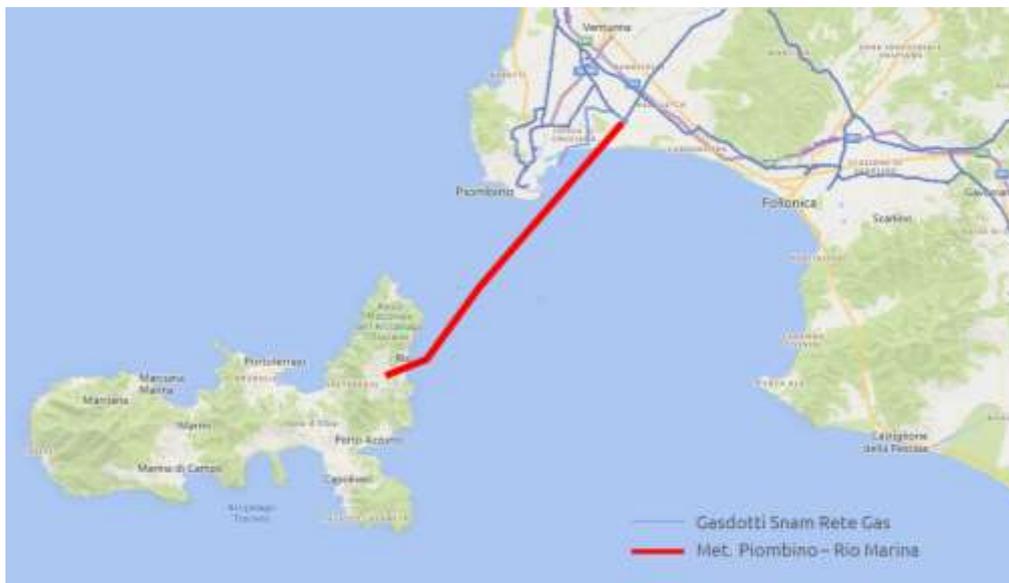
Il dimensionamento del progetto di connessione tiene conto delle esigenze di consumo di picco su base oraria, tenuto conto dell'assenza di stoccaggi di gas sull'isola d'Elba, nell'ipotesi di contemporaneità dei prelievi in accordo alle normali prassi progettuali.

In esito a tale dimensionamento, è stato definito il diametro del gasdotto DN200 (8") e massima pressione di esercizio di 75 bar, che garantisce la continuità della fornitura in tutte le possibili condizioni di domanda.

Il progetto è costituito da un tratto di gasdotto offshore di ca. 23 km, da un tratto a terra nell'isola d'Elba di ca. 7 km e da un tratto a terra in Toscana di ca. 4 km, per una lunghezza complessiva di ca. 34 km.

La soluzione progettuale non presenta variazioni rispetto a quella presentata nei precedenti Piani.

Figura 4. Metanodotto in alta pressione tra Piombino e Rio Marina

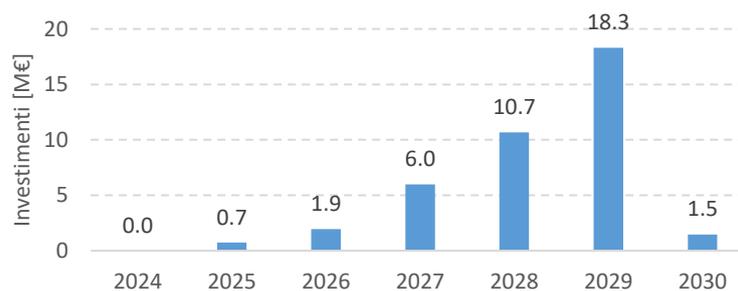


Gli investimenti sono distribuiti su un orizzonte temporale di sei anni, con previsione di entrata in esercizio nel 2029, e sono state suddivise in tre macro-fasi:

- Ingegneria di base;
- Permessi pubblici;
- Ingegneria, approvvigionamenti, costruzione e messa in esercizio.

Gli investimenti previsti per la realizzazione del progetto sono distribuiti come indicato in figura.

Figura 5. Capex (M€)



Ai fini dell'analisi costi benefici sono stati considerati gli sviluppi infrastrutturali previsti per la realizzazione dell'impianto di interconnessione con il trasportatore di monte e delle reti di distribuzione (inclusivi dei *feeder* intercomunali, della rete cittadina e degli allacciamenti) nonché i costi associati alla conversione a gas naturale degli apparati dei clienti finali. Tali costi sono stimati in circa 44 M€.

In ottica conservativa, in attesa che venga individuato il soggetto che sarà incaricato dello sviluppo e gestione della rete di distribuzione e in coordinamento con l'ente preposto all'avvio delle procedure, è stata ipotizzata una realizzazione dell'infrastruttura di distribuzione parallelamente a quella di trasporto e con le stesse tempistiche. Tale ipotesi è confermata anche dal documento indicato come riferimento dalla Stazione Appaltante nel quale si sottolinea che la cantierizzazione della rete di distribuzione non rappresenta il fattore limitante per lo sviluppo della rete. Il progetto della rete di distribuzione potrà essere inserito all'interno della gara d'ambito del comune di Livorno in modo che la progettazione di dettaglio sia sviluppata direttamente dagli operatori economici interessati.

Inoltre, sempre in ottica conservativa, si è ipotizzato un avvio delle forniture a valle della conclusione delle attività realizzative con un raggiungimento della domanda a regime dopo 3 anni come indicato al precedente paragrafo 3.2.

4.4. Programmazione degli interventi

Nel prossimo triennio non è previsto l'avvio di attività realizzative per il progetto a piano.

L'avvio delle attività realizzative del progetto ITG-Elba sarà subordinato all'effettivo avvio del progetto complessivo di metanizzazione dell'isola d'Elba, a valle dell'individuazione del/degli operatori interessati e nel rispetto dell'evoluzione normativa e regolatoria di contesto.

In relazione ad altri interventi, nel triennio sono previsti esclusivamente investimenti minori relativi al mantenimento del tratto di rete Cavarzere Minerbio gestito da ITG.

4.5. Analisi costi/benefici del progetto

I risultati dell'analisi costi/benefici sono riportati nella scheda progetto allegata al Piano.

Nel paragrafo successivo viene fornita comunque evidenza dell'approccio utilizzato per effettuare l'analisi.

4.5.1. Approccio utilizzato

L'analisi costi/benefici del progetto è stata eseguita tenendo conto dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici (di seguito ACB), modificati come da Delibere 539/2020/R/GAS e 532/2023/R/gas. In particolare, sono stati utilizzati i parametri indicati nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici" pubblicato sul sito Snam⁵. L'anno a cui sono attualizzate le analisi costi benefici è il 2023.

Ai fini dell'analisi ACB sono state considerate le seguenti categorie di beneficio:

- B2m - *Variazione del social welfare connessa alla metanizzazione di nuove aree.*

Tale beneficio è calcolato come il differenziale di prezzo tra i combustibili sostituiti e il prezzo del gas moltiplicata per i quantitativi previsti in sostituzione. Per definire il beneficio dell'energia elettrica sostituita si è risaliti alla fonte primaria da cui viene prodotta (nella maggior parte delle

⁵ <https://www.snam.it/it/i-nostri-business/trasporto/piani-decennali/piano-decennale-Snam-Rete-Gas/2023-2032.html>

ore è termoelettrico nella zona centro nord).

- *B5- Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti*

Tale beneficio è calcolato valorizzando la variazione di emissioni climalteranti (CO₂) derivanti dalla sostituzione dei combustibili attualmente utilizzati con il gas naturale. Per definire il beneficio dell'energia elettrica sostituita si è risaliti alla fonte primaria da cui viene prodotta (nella maggior parte delle ore è termoelettrico nella zona centro nord).

- *B6- Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti*

Tale beneficio è calcolato valorizzando la variazione delle emissioni di altri gas inquinanti non climalteranti (SO_x, NO_x, PM etc), derivanti dalla sostituzione dei combustibili attualmente utilizzati con il gas naturale. Per definire il beneficio dell'energia elettrica sostituita si è risaliti alla fonte primaria da cui viene prodotta (nella maggior parte delle ore è termoelettrico nella zona centro nord).

Per la stima dei costi sono stati considerati gli investimenti infrastrutturali ed impiantistici (capex) necessari per il trasporto e la distribuzione del gas nelle aree individuate dal progetto nonché i costi operativi annui (opex) riconducibili all'esercizio ed alla manutenzione delle nuove infrastrutture (stimati come da documento "Criteri applicativi Analisi Costi Benefici"). Si evidenzia che i costi sono considerati in termini reali.

Con riferimento ai prezzi dei combustibili, si è fatto riferimento al documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici" e all'Allegato "Appendice informativa", pubblicati sul sito Snam.

L'analisi economica è stata sviluppata su un orizzonte temporale di riferimento di 25 anni per tutti e gli scenari sopra elencati, a partire dal primo anno di entrata in esercizio dell'infrastruttura, applicando un tasso di sconto sociale pari al 4% in termini reali senza considerare il valore residuale dell'infrastruttura al termine dell'orizzonte temporale di analisi.

4.5.2. Ulteriori vantaggi e compatibilità con altri progetti

Oltre ai benefici di natura economica presentati nel precedente paragrafo vengono di seguito riportati ulteriori benefici di natura qualitativa non direttamente monetizzabili associati al progetto in oggetto.

Il primo vantaggio qualitativo è costituito dall'alto livello di affidabilità del trasporto via gasdotto, che presenta indici statistici di "fuori servizio" di gran lunga inferiori rispetto a qualsiasi altro sistema di vettoriamento energetico.

Il progetto "ITG-Elba" presenta inoltre ulteriori vantaggi legati al possibile impulso positivo sul tessuto economico-turistico dell'isola, conseguente alla maggiore economicità e semplificazione nell'approvvigionamento di combustibile e al possibile sviluppo di attività che prevedano l'utilizzo di gas naturale.

Per quanto concerne i possibili impatti ambientali derivanti dalla realizzazione dell'opera, gli effetti sugli ecosistemi e sulle componenti ambientali (aria, acqua e suolo) generati dalla presenza e dall'esercizio delle opere in questione saranno oggetto di valutazione all'interno della procedura di impatto ambientale. Si segnala tuttavia come le infrastrutture gas risultino meno impattanti rispetto alle attuali soluzioni di vettoriamento energetico. Gli impatti più rilevanti, infatti, sono da considerarsi limitati alla fase di cantierizzazione, che quindi hanno natura temporanea, legata cioè ai tempi di cantiere necessari allo scavo ed alla posa in opera. Peraltro, saranno adottate le migliori procedure ad oggi in essere per la salvaguardia del notevole patrimonio paesaggistico dell'isola.

Con riferimento agli obiettivi di completa decarbonizzazione del sistema energetico, il progetto potrà abilitare lo sviluppo di gas rinnovabili quali biometano e idrogeno, che potranno essere immessi nella rete

nazionale di trasporto in quanto il gasdotto di collegamento sarà garantito “Hydrogen Ready”⁶.

4.5.3. Indici di capacità minima di trasporto e costo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna

Ai sensi dell’articolo 7.1.ter dell’allegato alla delibera 468/2018/R/gas, in caso di interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, è necessario fornire evidenza di due indici:

- indice di capacità minima di trasporto, definito come rapporto tra capacità disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna e lunghezza della rete. Ai fini della valutazione positiva dell’intervento, tale indice non deve assumere valori inferiori a 0,3 Smc/g per metro di rete realizzata;
- indice di costo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna, espresso come rapporto tra costo storico dell’investimento e capacità disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna. Nel caso non sia rispettato l’indice di capacità minima di trasporto di cui al precedente punto a), l’indice di costo per unità di capacità di trasporto non deve eccedere la soglia di 2.800 euro per Smc/g, opportunamente rivalutata, ai fini della piena ammissibilità tariffaria del costo di investimento

Non essendo disponibile il conferimento sui singoli punti di riconsegna si è considerato per il calcolo dei suddetti indici la domanda giornaliera di inverno eccezionale pari a circa 160 kSmc/g.

Di seguito i risultati degli indici per il progetto “ITG-Elba”:

- indice di capacità minima di trasporto: 4,7 Sm³/g per metro di rete e quindi ampiamente maggiore della soglia pari a 0,3 Smc/g per metro di rete;
- indice di costo per unità di capacità di trasporto: 244,5 €/Sm³/g e quindi ampiamente inferiore alla soglia di 2.800 €/Sm³/g.

⁶ Tutti i metanodotti di nuova realizzazione messi in esercizio da Snam e dalle Controllate, sono soggetti ad un processo di approvvigionamento di materiali solo “H2 ready”. Fonte: “Source: https://www.snam.it/en/Investor_Relations/Strategy/2020-2024_strategic_plan/index.html”

5. ALLEGATO A - SCHEDE TECNICHE

SCHEDE PROGETTO METANIZZAZIONE ISOLA D'ELBA
INFORMAZIONI SUL CONTESTO DI RIFERIMENTO
Le informazioni sul contesto di riferimento considerate nel Piano sono descritte nel documento "Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033" (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

ANALISI DOMANDA E DELL'OFFERTA																			
Analisi della domanda	<p>Con riferimento alle informazioni sul contesto e all'analisi della domanda ITG ha utilizzato come riferimento per il dimensionamento dell'opera, l'ultima versione disponibile del PAES (Piano d'azione per l'energia sostenibile dell'isola d'Elba) pubblicato nel 2013 che prevede di servire a regime una domanda di gas pari a 21 MSm³/g.</p> <p>A seguito del coordinamento con la Stazione Appaltante, il documento di riferimento per la valutazione del progetto è il progetto "Line Guida Programmatiche D'ambito" redatto dall'ATEM di Livorno.</p> <p>In particolare il documento descrive due scenari:</p> <ul style="list-style-type: none"> • "Alternativa Zero": considera costante il fabbisogno energetico medio dell'utente, mentre al 13° anno considera un'evoluzione del mix energetico che prevede un aumento degli impianti alimentati a biomasse, legna ed energia elettrica, ovvero delle energie rinnovabili, a scapito degli impianti gasolio e GPL, energie fossili; • "Sviluppo Rete Gas": considera un periodo di build up di 3 anni della domanda di gas naturale ed una sua evoluzione tramite un aumento dei PDR del 2% al 13° anno, per poi mantenersi costante fino al termine del periodo di analisi (25 anni), semplificando il reale andamento ma rappresentando la variazione prevedibile, mentre il fabbisogno energetico del singolo PDR è mantenuto costante. <p>Figura 2. Scenari fattuali e controfattuali domanda energetica dell'isola d'Elba [GWh]</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Alternativa Zero [GWh]</th> <th>1-12 anni</th> <th>13-25 anni</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>GPL</td> <td>52,7</td> <td>50,6</td> </tr> <tr> <td>GASOLIO</td> <td>43,4</td> <td>39,8</td> </tr> <tr> <td>LEGNA</td> <td>13,3</td> <td>14,4</td> </tr> <tr> <td>BIOMASSE</td> <td>3,1</td> <td>5,4</td> </tr> <tr> <td>ENERGIA ELETTRICA</td> <td>35,9</td> <td>38,3</td> </tr> </tbody> </table>	Alternativa Zero [GWh]	1-12 anni	13-25 anni	GPL	52,7	50,6	GASOLIO	43,4	39,8	LEGNA	13,3	14,4	BIOMASSE	3,1	5,4	ENERGIA ELETTRICA	35,9	38,3
Alternativa Zero [GWh]	1-12 anni	13-25 anni																	
GPL	52,7	50,6																	
GASOLIO	43,4	39,8																	
LEGNA	13,3	14,4																	
BIOMASSE	3,1	5,4																	
ENERGIA ELETTRICA	35,9	38,3																	

		Sviluppo Rete Gas [GWh]	1-12 anni	13-25 anni																																															
		GAS NATURALE	133,6	133,6																																															
		GPL	3,7	2,2																																															
		GASOLIO	3,0	1,5																																															
		LEGNA	1,5	1,5																																															
		BIOMASSE	0,7	2,2																																															
		ENERGIA ELETTRICA	5,9	7,4																																															
<p>I valori annui sopra riportati sono ottenuti moltiplicando la domanda media per PdR per il numero di PdR potenziali che consumeranno il gas riportati nel documento nell'appendice I delle "Linee Guida Programmatiche D'ambito". Di seguito se ne fornisce una rappresentazione.</p> <p style="text-align: center;">Figura 3. Distribuzione geografica dei PdR potenziali</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Comune</th> <th>Famiglie servibili da progetto</th> <th>Abitazioni Vuote</th> <th>Esercizi Commerciali</th> <th>Totale</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CAMPO NELL'ELBA</td> <td>1.502</td> <td>1.329</td> <td>86</td> <td>2.917</td> </tr> <tr> <td>CAPOLIVERI</td> <td>1.257</td> <td>813</td> <td>140</td> <td>2.210</td> </tr> <tr> <td>MARCIANA</td> <td>178</td> <td>428</td> <td>44</td> <td>650</td> </tr> <tr> <td>MARCIANA MARINA</td> <td>830</td> <td>1.042</td> <td>20</td> <td>1.892</td> </tr> <tr> <td>PORTO AZZURRO</td> <td>1.137</td> <td>600</td> <td>47</td> <td>1.784</td> </tr> <tr> <td>PORTOFERRAIO</td> <td>4.396</td> <td>1.114</td> <td>77</td> <td>5.586</td> </tr> <tr> <td>RIO</td> <td>1.353</td> <td>2.478</td> <td>40</td> <td>3.871</td> </tr> <tr> <td>Totale</td> <td>10653</td> <td>7804</td> <td>454</td> <td>18.910</td> </tr> </tbody> </table> <p>Sulla base delle informazioni riportate in figura 2, pertanto la domanda di gas naturale si aggirerà intorno ai 12,6 MSmc/a.</p>							Comune	Famiglie servibili da progetto	Abitazioni Vuote	Esercizi Commerciali	Totale	CAMPO NELL'ELBA	1.502	1.329	86	2.917	CAPOLIVERI	1.257	813	140	2.210	MARCIANA	178	428	44	650	MARCIANA MARINA	830	1.042	20	1.892	PORTO AZZURRO	1.137	600	47	1.784	PORTOFERRAIO	4.396	1.114	77	5.586	RIO	1.353	2.478	40	3.871	Totale	10653	7804	454	18.910
Comune	Famiglie servibili da progetto	Abitazioni Vuote	Esercizi Commerciali	Totale																																															
CAMPO NELL'ELBA	1.502	1.329	86	2.917																																															
CAPOLIVERI	1.257	813	140	2.210																																															
MARCIANA	178	428	44	650																																															
MARCIANA MARINA	830	1.042	20	1.892																																															
PORTO AZZURRO	1.137	600	47	1.784																																															
PORTOFERRAIO	4.396	1.114	77	5.586																																															
RIO	1.353	2.478	40	3.871																																															
Totale	10653	7804	454	18.910																																															
Analisi dell'offerta	Le assunzioni effettuate sulla domanda gas per l'analisi del progetto sono descritte nel documento "Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033" (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.																																																		

Denominazione intervento	Metanizzazione Isola D'Elba				
Opere principali ed accessorie					
Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)	Tipologia
IT_ITG_RN_01a	Sealine Piombino-Rio Marina	200	23	75	principale
IT_ITG_RN_01b	Piombino-Approdo Toscana	200	4	75	principale
IT_ITG_RN_01c	Approdo Isola d'Elba-Portoferraio	200	7	75	principale
Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)					
Codice identificativo intervento	COD. ITG: IT_ITG_RN_01				
Obiettivo generale dell'intervento	<ul style="list-style-type: none"> • metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda • sostenibilità ambientale 				
Obiettivo specifici	<ul style="list-style-type: none"> • soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree • promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti • riduzione emissioni CO2 • riduzione emissioni altri inquinanti (e.g. SOx, Nox, PM etc.) 				
Categoria principale intervento	Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate				
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2014-2023				
Incremento delle capacità di trasporto					
Punto della rete impattato	Direzione (entrata/uscita)	Incremento di capacità [Sm3/g]			
Nuovo Punto di interconnessione a Piombino e nuovo punto di riconsegna a Portoferraio	Entrata	La struttura è dimensionata per garantire il trasporto dei quantitativi di domanda riportati in precedenza (12,6 MSmc/a)			

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative	<i>Non applicabile</i>
Eventuali rapporti di complementarità, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Interventi di interconnessione alla rete di trasporto SRG e a infrastrutture di distribuzione
Indicazione dello stato dell'intervento	Pianificato
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	Posticipato in coerenza con le tempistiche del processo di realizzazione delle reti di distribuzione

ANALISI COSTI BENEFICI

COSTI	
Capex totale progetto [M€]	Rete di trasporto totale: 39,1
	Rete di distribuzione totale: 44
Consuntivo al 31-12-2023 [M€]	-
Opex [M€/anno]	Come da metodologia Analisi Costi-Benefici: Opex trasporto + distribuzione (a regime): 1,0

Le analisi Costi benefici sono state effettuate per gli scenari F55+/GA e PNIEC (Reference e Policy) del documento "Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033" (DDS 2023). Di seguito si riportano i risultati.

		GA		PNIEC		
		Anno Studio	M€	Q.tà	M€	Q.tà
B1	Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)					
B2m	Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree	2030	1.8	44 GWh	2.2	44 GWh
		2035	5.3	133 GWh	6.5	133 GWh
		2040	5.3	133 GWh	6.5	133 GWh
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 in situazioni stress disruption					
B4	Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative					
B5comb	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione	2030	1.8	2 kton	1.8	2 kton
		2035	2.8	6 kton	2.8	6 kton
		2040	3.8	6 kton	3.8	6 kton
B5ed	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta					
B6	Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti	2030	0.1	1,3 ton	0.1	1,3 ton
		2035	0.1	1,3 ton	0.1	1,3 ton
		2040	0.1	1,3 ton	0.1	1,3 ton
B7	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico					
B8	Variazioni dei costi operativi di compressione					
B9	Fornitura di flessibilità al sistema elettrico					

Il beneficio più rilevante riguarda il B2m ottenuto grazie alla sostituzione di combustibili più costosi con gas naturale che nel caso degli scenari PNIEC risulta più elevato in quanto il PSV assume valori più bassi rispetto allo scenario GA (41 €/MWh rispetto ai 45 €/MWh previsti nello scenario GA).

Indicatori di performance	GA	PNIEC
VAN [M€]	40	54
B/C	1,6	1,8
Pay-back [anni]	13 anni	11 anni

Sensitivity

Scenario	CAPEX+OPEX	CODG	Anno E.E.
GA	+59%	Non critico	+ 8 anni
NT	+79%	Non critico	+ 9 anni