



# **Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2018-2027**

Elaborato ai sensi della Deliberazione 468/2018/R/Gas  
del 27 settembre 2018

30 novembre 2018

<b>1. Executive Summary .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Descrizione delle caratteristiche della rete di trasporto esistente .....</b>	<b>5</b>
<b>3. Evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale prevista nello scenario di piano .....</b>	<b>6</b>
3.1. Situazione ed evoluzioni attese in Europa .....	6
3.2. Situazione ed evoluzioni attese in Italia .....	6
3.3. Scenari adottati ai fini del Piano.....	7
<b>4. Principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nei dieci anni successivi .....</b>	<b>8</b>
4.1. Investimenti già decisi e da realizzare nel triennio 2018-2020 .....	8
4.2. Investimenti pianificati oltre il triennio 2018-2020 .....	8
4.3. Forme di coordinamento con gestori di reti di trasporto del gas ed altri operatori di infrastrutture connesse .....	8
4.4. Elementi dimensionali, economici e finanziari del progetto .....	8
4.5. Analisi costi/benefici del progetto .....	10
4.5.1. Approccio utilizzato .....	10
4.5.2. Risultati .....	11
4.5.3. Ulteriori vantaggi e compatibilità con altri progetti .....	12
<b>5. ALLEGATO A - SCHEDA TECNICA.....</b>	<b>13</b>
<b>6. Indice dei termini utilizzati .....</b>	<b>15</b>

## 1. Executive Summary

Infrastrutture Trasporto Gas (di seguito “ITG”) dal 13 ottobre 2017 è una società controllata da Asset Company 2 S.r.l. (società di cui Snam detiene il 100% del capitale sociale). ITG, in qualità di Gestore di Trasporto Indipendente, certificato in conformità al Decreto Legislativo n. 93/2011 (di seguito “D.Lgs. 93/2011”), contribuisce al corretto funzionamento della rete di trasporto da cui dipende l’accesso al gas naturale per i consumatori italiani.

Il presente documento descrive il piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale di ITG, in linea con quanto disposto dal D.Lgs. 93/2011, così come modificato dalla legge 115 del 29 luglio 2015. Ai fini del presente Piano, in attesa della definizione dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici (di seguito ACB), si è fatto riferimento alle disposizioni di cui all’articolo 7 della deliberazione 468/2018/R/gas. Ove possibile, compatibilmente alle tempistiche di predisposizione del Piano, sono stati anche considerati i requisiti redazionali e metodologici minimi definiti dall’Autorità nella stessa deliberazione.

Il documento 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. Il presente Piano decennale di sviluppo della rete 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.

Il Piano descrive i principali progetti infrastrutturali di sviluppo (di seguito “progetti”) della rete di trasporto di proprietà di Infrastrutture di Trasporto Gas (di seguito ITG) nel periodo temporale compreso tra l’anno 2018 e l’anno 2027.

Le decisioni poste alla base del presente Piano decennale sono state prese in coerenza con:

- il quadro legislativo e regolatorio in vigore;
- le indicazioni contenute nella Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN);
- gli scenari di sviluppo del mercato del gas naturale;
- la strategia aziendale di Snam.

In termini di evoluzione della domanda, si prevede una ripresa sia pur moderata dei consumi di gas a livello comunitario e nazionale, in linea con il trend osservato nell’ultimo triennio. La rilevanza e l’entità di tali evoluzioni dipenderanno in particolare dalle politiche ambientali che disincentiveranno l’uso del carbone, dalla velocità di sostituzione del carbone con le altre fonti energetiche e dalla quota che sarà acquisita dal gas. In termini strategici e competitivi il mercato gas in Europa e a livello nazionale sarà influenzato dal più ampio contesto evolutivo del mercato a livello globale.

In coerenza con gli sviluppi progettuali proposti nei precedenti Piani elaborati a partire dal 2014, ITG ha individuato come iniziativa di sviluppo il progetto di realizzazione della tratta Piombino – Isola d’Elba (di seguito anche progetto “ITG-Elba”), progetto propedeutico per la metanizzazione degli otto comuni presenti sull’isola toscana. Il progetto prevede un ulteriore sviluppo della rete italiana e una estensione del mercato del gas naturale ad aree fino ad oggi escluse dal processo di metanizzazione. La metanizzazione dell’Isola d’Elba potrà favorire l’accesso ad una fonte energetica competitiva e strategica nel processo di transizione verso un sistema de-carbonizzato a cittadini

italiani ad oggi privati di tale opportunità.

In tale prospettiva, il progetto di connessione Piombino-Isola D'Elba è stato valutato dal MISE (cfr. comunicazione del 25/05/2016 – prot. 14624) coerente con gli obiettivi indicati dalla SEN in termini di riduzioni delle emissioni gas ad effetto serra in quanto volto a rendere disponibile il gas naturale in aree attualmente non servite da tale combustibile e che si avvalgono di combustibili maggiormente inquinanti.

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.

Ai fini della valutazione dell'iniziativa si è provveduto ad effettuare una analisi costi benefici, illustrata nel dettaglio nei successivi capitoli del presente documento, rispetto alla quale gli indicatori monetari mostrano valori ampiamente positivi a conferma della sostenibilità del progetto.

## 2. Descrizione delle caratteristiche della rete di trasporto esistente

ITG possiede e gestisce il tratto di rete nazionale tra Cavarzere-Minerbio, finalizzato a collegare il terminale di rigassificazione situato in prossimità di Rovigo (Adriatic LNG) alla rete di trasporto di Snam Rete Gas alla quale si interconnette presso il punto di interconnessione di Minerbio.

Il metanodotto, avente diametro DN 900 (36") e pressione massima di esercizio di 75 bar, ha una lunghezza pari a 83,4 km e attraversa la bassa pianura veneta ed emiliana interessando le provincie di Venezia, Rovigo, Ferrara e Bologna.

Il sistema di trasporto si compone inoltre di ulteriori impianti accessori di seguito riportati:

- Impianto di lancio dei sistemi di ispezione (PIG) ubicata a Cavarzere con trappola bi-direzionale;
- 15 punti di intercettazione linea (PIL);
- Impianto ubicato a Minerbio comprendente il sistema di ricevimento PIG, il sistema di filtrazione, i sistemi di misura fiscale ed analisi gas;
- 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 2014-2017**

<b>(Mm3 @ 10,57275 kWh/Scm)</b>				
<b>Anno</b>	<b>Immeso in rete</b>	<b>Capacità tecnica giornaliera</b>	<b>Capacità giornaliera massima impegnata<sup>1</sup></b>	<b>Capacità giornaliera massima utilizzata</b>
<b>2014</b>	4.469	27,5	25,4	27,0
<b>2015</b>	5.796	27,5	25,4	27,1
<b>2016</b>	5.723	27,5	25,4	22,8
<b>2017</b>	6.848	27,5	25,4	27,0

Fonte: ITG

<sup>1</sup> 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***

A livello Europeo si conferma anche nel 2017 il trend di crescita della domanda di gas naturale, dopo il minimo registrato nel 2014, con un incremento del 4% rispetto all'anno precedente. Aumentano i consumi di gas naturale in tutti i settori, in particolare la generazione a gas è stata positivamente impattata dalla riduzione della disponibilità nucleare francese iniziata a fine 2016, e dalla scarsità idrica che ha caratterizzato il 2017, contribuendo ad una maggiore produzione di energia elettrica da parte dei cicli combinati italiani. Positivi anche i contributi del settore civile, che ha risentito di temperature particolarmente basse nel mese di gennaio, e del comparto industriale, grazie alla graduale ripresa della produzione in Europa. Si prevede che il trend di moderata crescita della domanda perduri oltre il 2020, seppur senza raggiungere i livelli pre-crisi.

Dal lato dell'offerta, prosegue nel 2017 l'aumento dei carichi di GNL in Europa, dopo i primi arrivi di GNL dagli Stati Uniti nel 2016. Ai fini del bilancio energetico europeo sono da segnalare i flussi record di import dalla Russia anche nel 2017, mentre le importazioni algerine rimangono stabili dopo la ripresa nel 2016. A causa dell'attesa contrazione della produzione domestica, confermata anche nel 2017, la necessità di import è destinata ad aumentare indipendentemente dai trend di consumo, creando così i presupposti per una competizione tra gas russo e GNL.

#### **3.2. *Situazione ed evoluzioni attese in Italia***

La domanda di gas in Italia nel 2017 è stata pari a 75,2 miliardi di metri cubi, in crescita di circa 4,2 miliardi di metri cubi (+6,0%) rispetto al 2016, grazie al contributo positivo di tutti i settori.

L'evoluzione della domanda di gas in Italia nell'orizzonte 2017-2035 si prevede sarà influenzata dalle scelte di politica energetica ed ambientale che saranno adottate per il raggiungimento degli obiettivi di contenimento delle emissioni, penetrazione delle rinnovabili e risparmio energetico previsti a livello nazionale e comunitario. In particolare il nuovo "2030 Climate&Energy Framework" definisce a livello comunitario per il 2030 gli obiettivi vincolanti di riduzione delle emissioni (-40%) e penetrazione delle rinnovabili (+27%), oltre all'obiettivo di risparmio energetico (non inferiore al 27%). I percorsi per il raggiungimento di tali obiettivi possono essere differenti, e dipendono dalle tecnologie considerate nell'evoluzione dei consumi settoriali e dalle scelte di utilizzo di alcune fonti rinnovabili rispetto ad altre nel processo di decarbonizzazione dell'energia.

Dal punto di vista dell'offerta, le importazioni di gas continueranno ad essere la fonte primaria di copertura della domanda e, insieme all'incremento della produzione nazionale dovuto alla crescita del biometano, potranno sostenere il crescente ruolo di transito del sistema gas italiano, promosso dai progetti di sviluppo delle infrastrutture di importazione e di esportazione sulla rete.

### 3.3. Scenari adottati ai fini del Piano

Con riferimento alle informazioni sul contesto e all'analisi della domanda e dell'offerta si rimanda all'ultima edizione disponibile del PAES (Piano d'azione per l'energia sostenibile dell'isola d'Elba) pubblicato nel 2013 che è stato preso come riferimento per l'analisi elaborata in questo Piano.

Dal punto di vista della domanda gas, è stato utilizzato un approccio prudentiale, partendo dal consumo di GPL e gasolio dei comuni elbani come riportati nel bilancio energetico dell'isola d'Elba del PAES. Considerando, a regime, un livello di penetrazione pari all'88% (in coerenza con la media della regione Toscana), con un consumo potenziale per uso residenziale stimato di circa 18,5 MSm<sup>3</sup>/anno che verrà raggiunto dopo un periodo di transizione di 5 anni. I tempi stimati di regimazione dei consumi sono coerenti con processi di metanizzazione di altre aree con densità abitativa e orografia simile. Di seguito si riporta l'ipotesi di build-up della domanda utilizzata ai fini del presente Piano.

**Figura 2. Build-up domanda gas**

ANNI	1	2	3	4	5
%	6%	25%	43%	62%	100%
Mmc	1,0	4,5	8,0	11,5	18,5

Con riferimento ai combustibili che sarebbero oggetto di sostituzione con il progetto di metanizzazione sono stati considerati i consumi di gasolio e GPL indicati nel PAES.

In relazione all'approvvigionamento, grazie al progetto descritto nel paragrafo successivo, l'isola d'Elba sarà interconnessa al sistema di trasporto di Snam Rete Gas e pertanto potrà beneficiare della diversificazione e della sicurezza di approvvigionamento del sistema italiano.

Con riferimento ai prezzi utilizzati all'interno dell'analisi si fa riferimento alle seguenti fonti:

- Prezzo GPL e Gasolio: Dati Camera di Commercio Maremma e Tirreno (media anno 2017)
- Prezzo Gas Naturale: Dati ARERA per Regione Toscana (media anno 2017, esclusa componente distribuzione)
- Monetizzazione CO<sub>2</sub>: Carbon Shadow Price (rif. Commissione Europea - documento "Climate Change and Major Projects", 2016)
- Fattori di emissione CO<sub>2</sub>: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – "Tabella dei parametri standard nazionali", 2016
- Monetizzazione inquinanti "non CO<sub>2</sub>": Dati European Environment Agency – "Costs of air pollution from European industrial facilities 2008–2012")
- Fattori di emissione inquinanti "non CO<sub>2</sub>": ISPRA - Fattori di emissione per le sorgenti di combustione stazionarie in Italia, 2016

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

### **4.1. Investimenti già decisi e da realizzare nel triennio 2018-2020**

Con riferimento allo sviluppo della rete di trasporto non sono in corso nuovi progetti né per attività realizzative né per attività legate a procedimenti di natura autorizzativa.

Si segnala che ITG ha ricevuto formale richiesta di allacciamento da parte di due clienti finali ai sensi del codice di rete vigente (richieste in corso di accettazione alla data di predisposizione del presente documento).

### **4.2. Investimenti pianificati oltre il triennio 2018-2020**

Con riferimento ai progetti pianificati oltre il triennio 2018-2020, il Piano considera un intervento di sviluppo finalizzato alla metanizzazione dell'Isola d'Elba, attraverso un collegamento con la rete di trasporto di Snam Rete Gas presso Piombino.

### **4.3. 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 pertanto non è stato segnalato nell'ambito del TYNDP 2018 redatto a cura di ENTSO-G in quanto non necessita di coordinamento con gestori di reti estere.

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 dal quale verrà approvvigionata la fornitura di gas per l'Isola d'Elba. Dalle analisi effettuate non sono emerse necessità di interventi di potenziamento sulla rete a monte ulteriori rispetto alle opere di interconnessione.

Con riferimento alle attività di coordinamento con gli operatori di valle, tenuto conto che non è ancora stato individuato il concessionario di distribuzione, ITG ha provveduto a interfacciarsi con gli enti preposti all'avvio delle procedure per l'eventuale realizzazione delle reti di distribuzione. ITG ha inoltre offerto la propria disponibilità a partecipare a tavoli tecnici su richiesta del RUP della gara d'ambito di Livorno.

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

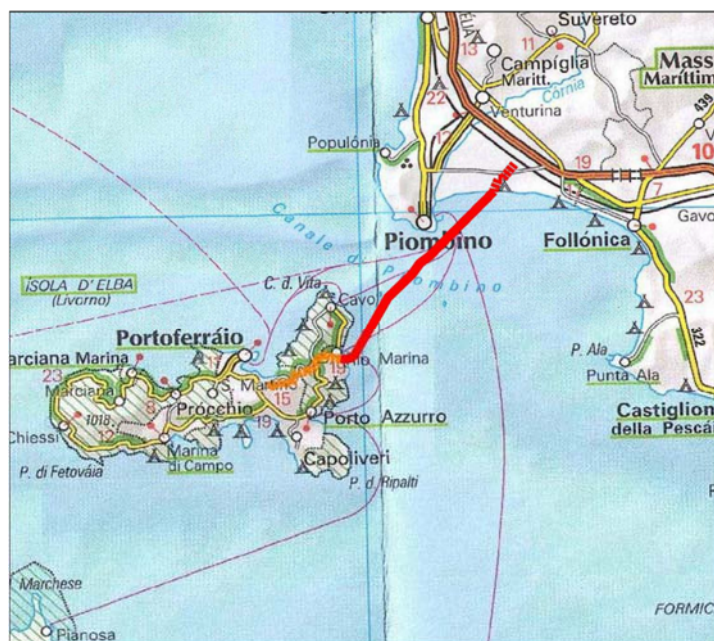
### **4.4. Elementi dimensionali, economici e finanziari del progetto**

Il dimensionamento della condotta tiene conto delle esigenze di consumo di picco su base oraria, tenuto conto che sull'isola d'Elba non si prevedono disponibilità di stoccaggi di gas. Inoltre, tenuto conto della forte volatilità dei prelievi, specie in un contesto di rilevanti presenze turistiche nei mesi estivi, ai fini del dimensionamento si è tenuto conto della contemporaneità dei picchi di prelievo.



Al fine di dare garanzia di continuità della fornitura in tutte le possibili condizioni di picco, ITG ha definito il diametro della condotta pari a 8" con massima pressione di esercizio pari a 75 bar. Inoltre il progetto si compone, oltre al tratto offshore di 23 km, di una tratta a terra in Toscana di 4 km e di una tratta a terra sull'isola d'Elba di 7 km per una lunghezza complessiva pari a 34 km. Tale soluzione progettuale, conferma il progetto individuato nel Piano 2017-2026.<sup>2</sup>

**Figura 3. Metanodotto in alta pressione tra Piombino e Rio Marina**



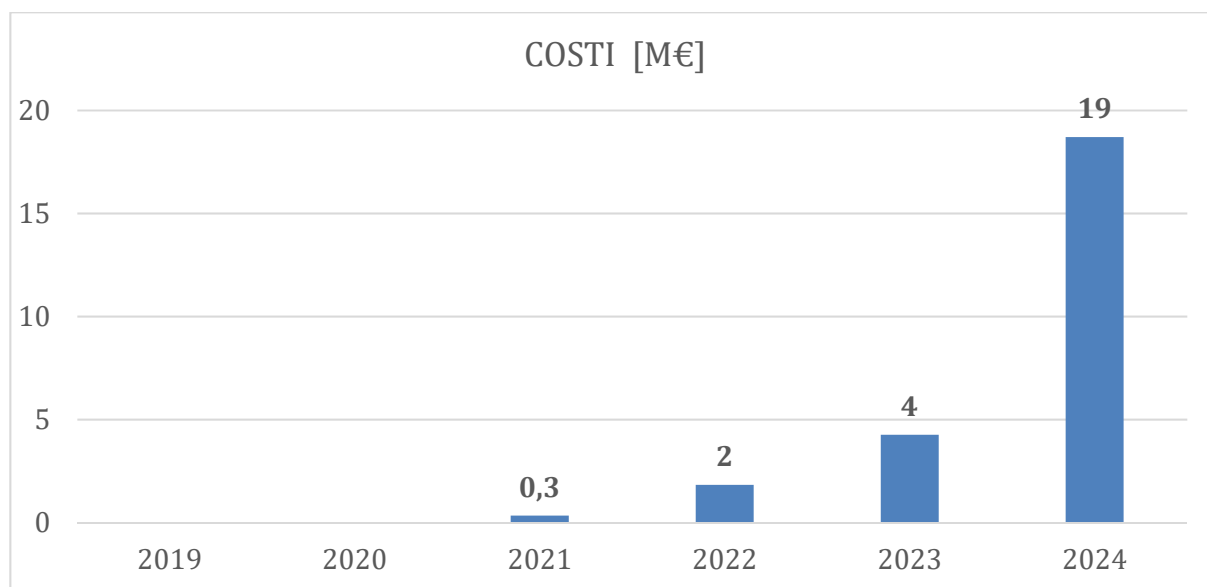
Gli investimenti sono distribuiti su un orizzonte temporale di quattro anni. Le attività realizzative sono suddivise in tre macro-fasi a partire dall'avvio del progetto:

- Basic & Front-End Engineering Design: circa 1 anno
- Permitting: circa 2 anni, da iniziare al termine della fase 1
- Engineering, Procurement, Construction & Commissioning: circa 2 anni, con inizio contestuale alle ultime attività della fase 2

Gli investimenti previsti per la realizzazione del progetto ammontano a 25,1 M€ distribuiti come indicato nella successiva figura 4.

<sup>2</sup> Il progetto proposto nel Piano 2017-206 ha ottimizzato il percorso individuato nei precedenti Piani, riducendone la lunghezza, in parallelismo con il tracciato della tubazione dell'acquedotto oggi esistente, con una profondità batimetrica inferiore. Questo tracciato è di lunghezza inferiore, 23 km in luogo di circa 30 km del Piano 2016-2025. Il progetto presentato nel 2016, così come nei Piani del 2014 e 2015, si basava su uno studio di massima realizzato nel 2014, che prevedeva la realizzazione e posa in contemporanea e sinergica con un metanodotto diretto in Corsica. Per questo motivo il tracciato off-shore prevedeva, dal punto di immissione in mare presso Piombino, un orientamento in direzione sud-ovest, con transito a sud dell'Isola di Cerboli. Solo dopo aver doppiato l'isola di Cerboli la condotta diretta all'isola d'Elba piegava in direzione nord-ovest per l'approdo sull'isola d'Elba.

**Figura 4. Capex (M€)**



Fonte: ITG

Ai fini della successiva analisi costi benefici sono stati considerati gli ulteriori sviluppi infrastrutturali per la realizzazione dell'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, è stata ipotizzata una realizzazione dell'infrastruttura di distribuzione parallelamente a quella di trasporto e con le stesse tempistiche. 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 5 anni come indicato al precedente paragrafo 3.3.

#### **4.5. Analisi costi/benefici del progetto**

##### **4.5.1. Approccio utilizzato**

Ai fini del presente Piano, in attesa della definizione dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici, si è fatto riferimento alle disposizioni di cui all'articolo 7 della deliberazione 468/2018/R/gas applicando ove possibile i requisiti metodologici minimi definiti dall'Autorità nella stessa deliberazione.

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.

- *B5- Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO<sub>2</sub>*  
Tale beneficio è calcolato valorizzando la riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dalla sostituzione dei combustibili attualmente utilizzati con il gas naturale.
- *B6- Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO<sub>2</sub>*  
Tale beneficio è calcolato valorizzando la riduzione delle emissioni di altri gas climalteranti ad effetto globale ed inquinanti di tipo locale (SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, PM etc.) derivanti dalla sostituzione dei combustibili attualmente utilizzati con il gas naturale.

Per la stima dei costi sono state 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 in circa il 3% dell'investimento complessivo). Si evidenzia che i costi sono considerati in termini reali.

Con riferimento ai prezzi dei combustibili, in assenza di maggiori informazioni circa la loro evoluzione e in ottica conservativa, tenuto conto dell'allargarsi dei differenziali, sono stati considerati costanti nell'orizzonte temporale dell'analisi.

L'analisi economica è stata sviluppata su un orizzonte temporale di riferimento di 25 anni, 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. Risultati**

I risultati dell'analisi sono presentati attraverso i seguenti indicatori sintetici di performance economica di cui all'articolo 10.3 dell'Allegato A della deliberazione 468/2018/R/Gas:

- Valore Attuale Netto Economico (VAN) = 118 M€
- Rapporto Benefici/Costi (B/C) = 2,5
- Payback Period Economico (PBP) = 9 anni

I valori assunti dagli indicatori monetari risultano ampiamente positivi.

Vengono inoltre di seguito riportate le analisi di sensitività effettuate per valutare la sostenibilità del progetto al variare delle ipotesi di domanda e di costo dell'iniziativa.

	BASE	SENSITIVITY			
		DOMANDA		CAPEX+OPEX	
		-10%	+10%	+30%	-30%
VAN <sub>E</sub>	118	99	137	94	142
B/C	2,5	2,2	2,7	1,9	3,6
PBP <sub>E</sub>	9	9	8	11	7

Anche nelle casistiche sopra considerate i risultati dell'analisi ACB rimangono ampiamente positivi.

#### 4.5.3. 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.

Un ulteriore vantaggio è dato dall'alto livello di affidabilità dell'infrastruttura di trasporto gas via metanodotto, con indici statistici di "fuori servizio" di gran lunga inferiori se confrontati con 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.

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.


## 5. ALLEGATO A - SCHEDA TECNICA

### SCHEDA PROGETTO METANIZZAZIONE ISOLA D'ELBA

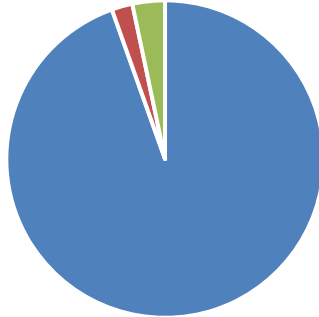
#### ANALISI DOMANDA

<i>Analisi della domanda</i>	Consumi di GPL e Gasolio riportati nel PAES 2013 per i quali è stato considerato un livello di penetrazione del 88% in coerenza con la media della regione Toscana.
	Consumo previsto: 18,5 MSmc/anno a regime Settori interessati : civile / residenziale (industriale riscaldamento)

#### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

Denominazione intervento				Metanizzazione Isola D'Elba	
Opere principali ed accessorie					
Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)	Tipologia
IT_01a	Sealine Piombino-Rio Marina	200	23	75	principale
IT_01b	Piombino-Approdo Toscana	200	4	75	principale
IT_01c	Approdo Isola d'Elba-Portoferraio	200	7	75	principale
Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)					
Codice identificativo intervento			COD. ITG: RN_01		
Obiettivo generale dell'intervento			Metanizzazione di aree non servite; concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento; sostenibilità ambientale		
Categoria principale intervento			Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate		
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 (ove applicabile)			Non applicabile		
Punto di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità			Nuovo Punto di interconnessione a Piombino e nuovo punto di riconsegna a Portoferraio		
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			Interventi di interconnessione alla rete di trasporto SRG e a infrastrutture di distribuzione		
Indicazione dello stato dell'intervento			Pianificato		

## ANALISI COSTI/BENEFICI

BENEFICI (art. 11) - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni					
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura			-		
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni			400 M€		
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 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 effetti negativi da produzione di CO2			9 M€		
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti			14 M€		
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico			-		
<div><p>■ B2m ■ B5: ■ B6</p></div>					
COSTI (art. 12)					
Capex			Rete di trasporto totale : 25,1 M€ Rete di Distribuzione totale : 44 M€		
Opex			Rete di trasporto + Distribuzione : 3% anno Capex		
INDICATORI (art.10)					
INDICATORI	BASE	SENSITIVITY			
		DOMANDA		CAPEX+OPEX	
		-10%	+10%	+30%	-30%
VAN <sub>E</sub>	118	99	137	94	142
B/C	2,5	2,2	2,7	1,9	3,6
PBP <sub>E</sub>	9	9	8	11	7

## 6. Indice dei termini utilizzati

Elenco di sigle o termini specifici utilizzati nel testo:

- **ARERA**      Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
- **ENTSO-G:**    European Network of Transmission System Operators for Gas
- **GNL :**        Gas Naturale Liquefatto
- **ITG:**         Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A.
- **MISE**        Ministero dello Sviluppo Economico
- **PAES**        Piano d'azione per l'Energia Sostenibile dell'Isola d'Elba
- **RUP**         Responsabile unico del procedimento
- **SEN**         Strategia Energetica Nazionale
- **SRG**         Snam Rete Gas S.p.A.