



## PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLE RETI DI TRASPORTO GAS NATURALE 2018-2027

Redatto ai sensi del D.Lgs. 93/2011 come modificato dalla Legge 115/15 del 29/07/2015

## Sommario

1	INTRODUZIONE.....	1
1.1	Piano Decennale ed Obiettivi di Politica Energetica .....	1
1.2	Previsioni della Domanda e Offerta di gas .....	2
1.3	Ruolo di SGI e coerenza del Piano con gli Obiettivi di Politica Energetica .....	4
2	DESCRIZIONE RETE TRASPORTO SGI.....	8
2.1	La rete di trasporto SGI.....	8
2.2	Caratteristiche e utilizzo della rete di trasporto SGI .....	9
2.2.1	Livello di utilizzo della rete di trasporto SGI .....	10
2.2.2	Criticità presenti e future della rete di trasporto SGI.....	11
3	PIANO DI SVILUPPO DECENNALE SGI .....	15
3.1	Linee guida.....	15
3.2	Valutazione dei progetti di sviluppo infrastrutturale.....	17
3.2.1	Criteri Progettuali .....	17
3.2.2	Stima costi .....	18
3.2.3	Analisi Costi Benefici.....	18
3.3	Capacità di trasporto incrementale del Piano con riferimento ai vincoli di esercizio della rete ....	19
3.4	Coordinamento con altri Gestori di rete ed Operatori interconnessi.....	19
3.5	Piano di sviluppo decennale - Progetti.....	20
3.5.1	Progetti del primo triennio (2018– 2020).....	20
3.5.2	Progetti a medio e lungo termine (2021+).....	32
3.5.3	Progetti metanodotti minori e sostituzioni .....	32
3.5.4	Progetti di mantenimento .....	34
3.5.5	Altri investimenti .....	34
3.5.6	Investimenti per la Transizione Energetica .....	34
3.6	Il Piano nel contesto comunitario e dei Piani di Sicurezza di Approvvigionamento .....	35
4	INVESTIMENTI E STRUTTURA FINANZIARIA.....	39
4.1	Investimenti programmati.....	39
4.2	Struttura finanziaria.....	39
	ALLEGATO – METANIZZAZIONE SARDEGNA .....	41

01

# 1 INTRODUZIONE

Il presente documento riprende e, ove opportuno, rielabora, i contenuti dei precedenti piani di sviluppo decennali che S.G.I. S.p.A. (SGI) ha redatto a partire dal piano 2015-2024 per il quale la Direzione Generale per la Sicurezza dell'Approvvigionamento e le Infrastrutture Energetiche (DGSAIE) del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) ha già trasmesso con comunicazione del 25 Maggio 2016 la valutazione di propria competenza ai sensi del d.lgs 93/2011.

## 1.1 Piano Decennale ed Obiettivi di Politica Energetica

Il piano di sviluppo delle rete SGI ("Piano") è stato concepito nel quadro dei vigenti indirizzi di politica energetica al fine di concorrere al raggiungimento degli obiettivi ivi delineati che qui richiamiamo:

- **Competitività** - Ridurre significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, con un graduale allineamento ai prezzi europei. Per il settore gas si traduce in un allineamento dei prezzi del gas a quelli dei principali Paesi europei, creando un mercato liquido e concorrenziale.
- **Decarbonizzazione** – Contribuire al raggiungimento degli obiettivi di Sviluppo Sostenibile. Per il settore gas si traduce nel

favorire la sostituzione con il gas naturale dei combustibili a più elevate emissioni, ridurre l'impatto ambientale delle attività di trasporto gas e concorrere alla realizzazione della Transizione Energetica.

- **Sicurezza e flessibilità** - Rafforzare la sicurezza e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, soprattutto nel settore gas, gestire la variabilità di flussi e le punte di domanda di gas.

I principali interventi contenuti nel presente Piano prevedono una modernizzazione o potenziamento della rete SGI integrato nella rete nazionale dell'Impresa Maggiore.

Lungo la costiera adriatica è previsto uno sviluppo e un potenziamento tra le Marche e la Puglia: la Dorsale Larino-Recanati, con vari progetti inseriti nel Piano (Cellino-San Marco II, Larino-Chieti, San Marco-Recanati e la Centrale di Spinta in area S.Marco). Questa dorsale contribuirà in modo significativo a facilitare la gestione di flussi bi-direzionali in coerenza con l'esigenza del sistema italiano di rafforzare la sicurezza e di consentire interscambio ed esportazione.

Il progetto di metanizzazione della Sardegna consentirà di raggiungere significativi risultati in termini di decarbonizzazione e favorirà la competitività e la crescita del mercato del gas.

Questo Piano prevedrà infine l'avvio di attività di sperimentazione ed applicazione su scala

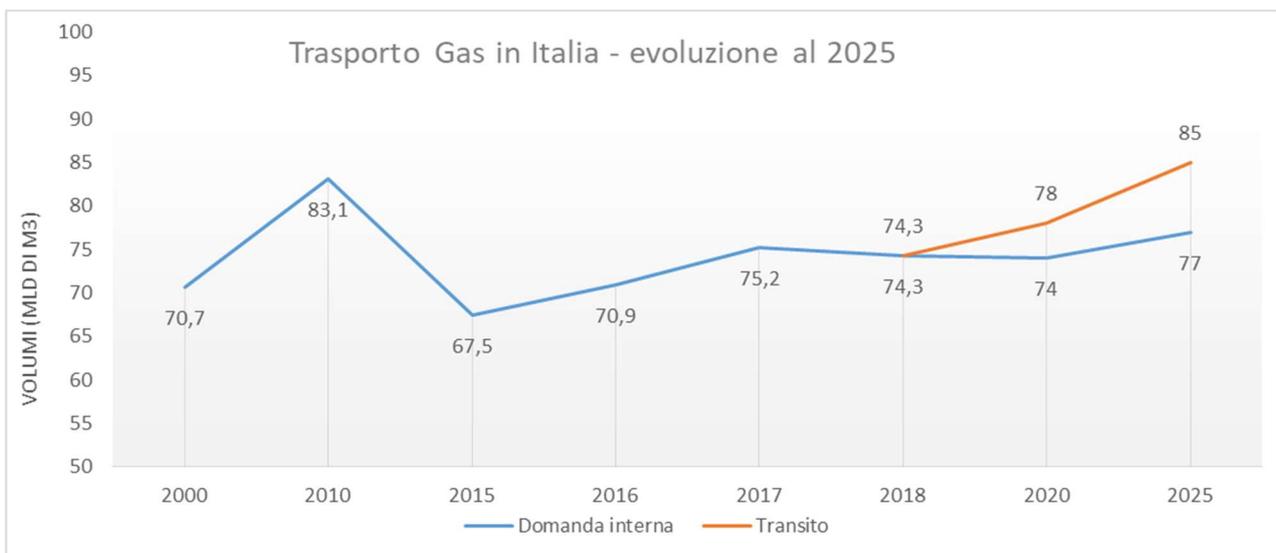


Figura 1 Trasporto Gas in Italia

industriale di tecnologie funzionali al percorso di Transizione Energetica, in particolare in tema di Power to Gas.

Nel Piano, pertanto, si possono individuare le seguenti priorità:

- supportare lo sviluppo di nuova capacità di modulazione;
- contribuire al processo di decarbonizzazione;
- incremento delle capacità d'interconnessione e di controflusso fra le reti;
- ulteriore diversificazione delle fonti di approvvigionamento con incremento capacità d'importazione.

Questi interventi consentiranno all'Italia di acquisire un ruolo cardine nel transito del gas dal Nord Africa e, dall'Asia Centrale verso l'Europa continentale, consentendole di divenire il terminal del Southern Gas Corridor e un importante hub del mediterraneo.

## 1.2 Previsioni della Domanda e Offerta di gas

La European Energy Security Strategy<sup>1</sup>, adottata dalla Commissione Europea, ha sottolineato come lo sviluppo mirato e selettivo delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio di gas sul territorio nazionale debba essere una priorità della politica energetica non solo nazionale ma europea. È, infatti, necessario per il sistema gas europeo perseguire obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti (attraverso la diversificazione delle fonti) e di flessibilità (bilanciamento delle fonti di energia rinnovabile (FER) alle forniture).

Le previsioni del mercato gas UE mostrano una crescita delle importazioni nette, nel medio termine, a causa della riduzione della produzione UE di gas e della sostituzione, nella generazione

termoelettrica, di combustibili meno sostenibili (nucleare e carbone) con il gas. Inoltre per la definizione dello scenario di riferimento non verranno presi in considerazione alcuni fattori che giustificerebbero previsioni di crescita ancora più ambiziose delle importazioni di gas<sup>2</sup>.

A livello nazionale, una revisione critica delle ipotesi sull'evoluzione della domanda e dell'offerta di energia ha portato alle seguenti conclusioni poste alla base del Piano di SGI:

- Nell'elaborazione della domanda di gas, SGI ha assunto come riferimento una domanda interna annua sostanzialmente stabile intorno agli attuali livelli: circa ai 74 Mld di m<sup>3</sup> al 2020 e di 77 al 2025<sup>3</sup>. A questi volumi vanno aggiunti i quantitativi in transito verso il Nord Europa coerenti con i programmi di revamping delle interconnessioni con Svizzera ed Austria attualmente in fase di realizzazione da parte di Snam Rete Gas, che, in base ad un dato conservativamente stimato, sarebbero circa 8 Mld di m<sup>3</sup>/anno.
- Si è valutato che, con l'uscita dalla fase recessiva, si possa confermare un parziale recupero della domanda annuale di gas almeno ai livelli 2012 (circa 72 Mld di m<sup>3</sup>), comunque inferiori ai consumi massimi del 2008 per effetto della crescita della produzione da FER elettriche a scapito della generazione termoelettrica a gas.
- Caratteristica sempre più marcata dei profili di prelievo è una domanda giornaliera di gas più variabile ed imprevedibile a causa della fluttuazione del prelievo termoelettrico necessario a bilanciare la produzione intermittente e non programmabile delle FER elettriche. Si prevede, quindi, una domanda di picco con un trend di moderata crescita nel medio termine in parte svincolato dall'evoluzione della domanda annuale. Questo è in linea con quanto osservato negli anni recenti in cui ad una diminuzione dei

<sup>1</sup> COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL - European Energy Security Strategy - Brussels, 28/5/2014

<sup>2</sup> In particolare: riduzione del prezzo del gas spot rispetto alla media degli ultimi anni, consolidata dalla recente discesa dei prezzi del gas a lungo termine indicizzati al petrolio; ii) aumento dei prezzi dei

certificati verdi; iii) mancato raggiungimento dei precedenti obiettivi SEN nella crescita della produzione nazionale d'idrocarburi iv) riduzione ed eventuale chiusura del differenziale di prezzo del GNL fra mercati europei ed asiatici.

<sup>3</sup> "Previsione di domanda energetica e petrolifera italiana" di Unione Petrolifera – Maggio 2017

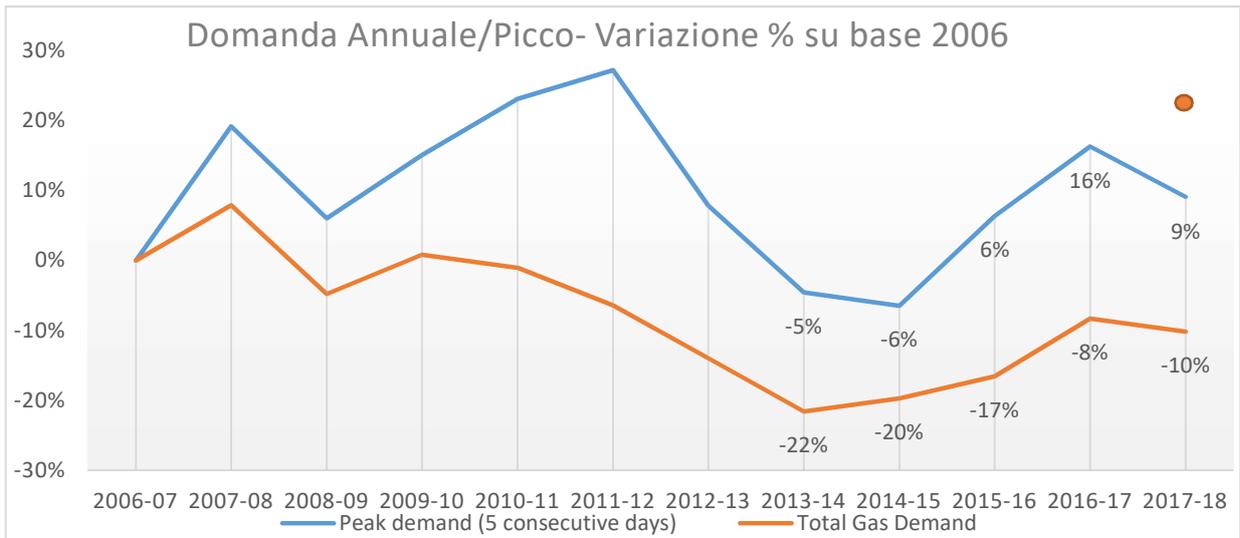


Figura 2 - Fonte: dati SRG

consumi annuali, -10% rispetto al 2006, è corrisposta una crescita dei prelievi di punta giornaliera, +9% sempre rispetto al 2006 (Figura 2).

- Dato questo scenario, nonostante la perdurante riduzione dei consumi rispetto ai massimi del 2006 e l'incremento della capacità di stoccaggio realizzata in questi ultimi anni, il sistema gas permane vulnerabile, come dimostrato dal necessario ricorso a misure non di mercato per superare le emergenze causate dalla compresenza di punte di domanda eccezionale con interruzioni parziali degli approvvigionamenti, come è avvenuto nel 2006, 2012 e 2014. Per rappresentare il trend di crescita del picco di prelievi anche in presenza di una domanda poco crescente abbiamo rappresentato la punta potenziale. Il grafico (Figura 2) evidenzia la punta potenziale (tondino arancione) raggiungibile nell'anno termico 2017-12 qualora si fossero verificate le condizioni meteorologiche dell'inverno 2012.

Per questi motivi un ulteriore sviluppo di un'adeguata capacità di modulazione resta per SGI uno dei fattori critici di successo per assicurare flessibilità e sicurezza al Sistema nazionale.

Nell'ambito dell'auspicata diversificazione delle fonti di approvvigionamento, grande rilievo avrà l'incremento dell'utilizzo del Gas Naturale Liquefatto (GNL) che fa seguito alla decisione di

adottare una strategia nazionale per il GNL. A prevederlo è la Commissione Europea nella Direttiva 2014/94/ EU sullo sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI), recepita dall'Italia con il Decreto Legislativo del 16 dicembre 2016, n. 257. La stessa direttiva prevede che gli Stati Membri assicurino la realizzazione di un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL al fine di assicurare la circolazione in tutta l'Unione Europea dei veicoli pesanti alimentati a GNL. Si prevede che nel 2030 i consumi nazionali di GNL per uso stradale potrebbero superare quota 2,4 Mil di Ton l'anno, di cui 1,9 Mil di Ton nel solo segmento degli autoarticolati.

Lo sviluppo nell'utilizzo del GNL, anche attraverso la realizzazione di Small scale LNG (SSLNG), rientra pienamente nella logica europea di security of supply attraverso una diversificazione delle fonti energetiche.

Il MISE, ha predisposto una consultazione sul tema del GNL. Questa ha evidenziato una generale condivisione di pensiero nell'identificare una strategia nazionale sul GNL, riconoscendo i vantaggi dell'utilizzo del GNL in un'ottica ambientale, di efficienza energetica e industriale. Alcune osservazioni hanno inoltre sottolineato la modularità e flessibilità delle tecnologie SSLNG. In particolare, fra le osservazioni avanzate sull'argomento, è stato rilevato come sia necessaria la presenza d'infrastrutture nazionali di

importazione del GNL che siano adeguate ad esercire servizi di SSLNG in modo da ridurre l'incidenza dei costi logistici.

Proprio attraverso tecnologie di Mini rigassificazione e SSLNG si favorirà lo sviluppo di un mercato del gas per la Sardegna, unica regione in Italia non metanizzata, che SGI stima a regime in circa 500 Mil di m3 annui.

### 1.3 Ruolo di SGI e coerenza del Piano con gli Obiettivi di Politica Energetica

SGI opera nel trasporto gas dagli anni '60, in questi anni ha gradualmente sviluppato una rete di trasporto, descritta in dettaglio nelle sezioni seguenti. Negli ultimi 10 anni SGI ha intrapreso un estensivo programma di revamping della propria rete che ha comportato l'investimento di circa 300 Mil € per la realizzazione di 250 km di nuove condotte, principalmente in affiancamento a reti esistenti, e l'installazione di apparati di regolazione, misura e controllo.

Alla luce del contesto macroeconomico sopra delineato, SGI ha elaborato il proprio programma di investimenti che, nell'ambito della propria estensione territoriale circoscritta al centro Italia, supporta il raggiungimento degli obiettivi di politica energetica.

Tale programma si articola su due direttrici maggiori:

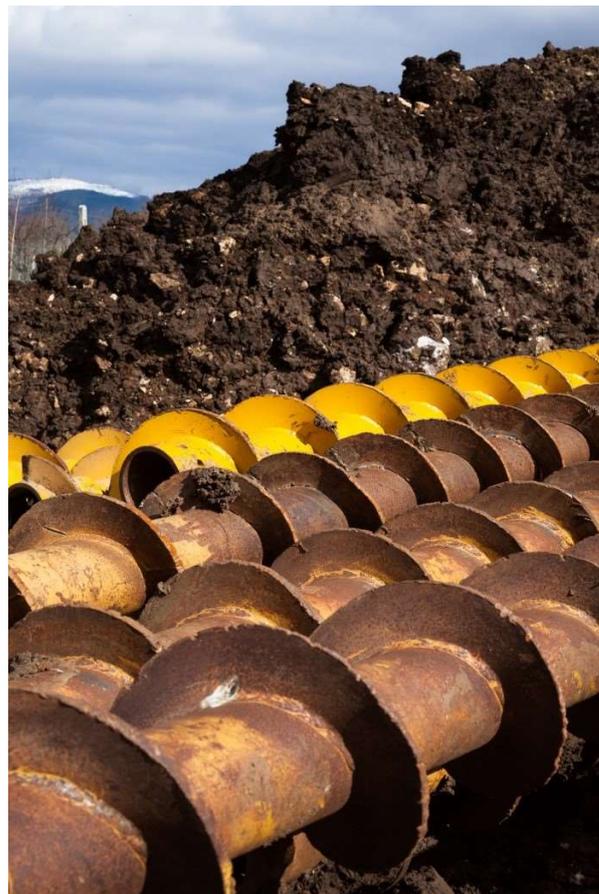
1. portare a termine il processo di revamping e/o completamento della propria rete nazionale particolarmente lungo la costa medio adriatica, realizzando un sistema integrato con i campi di stoccaggio in esercizio, ampliando le interconnessioni con l'Impresa Maggiore di Trasporto, così da apportare nuova capacità di trasporto bidirezionale del gas (nord-sud-nord), per un flusso incrementale di circa 5 Mil Sm3 giorno.
2. realizzare in Sardegna un sistema integrato di trasporto, aperto e su scala regionale che colleghi i bacini di consumo

con tutti i punti di approvvigionamento di LNG secondo modi e tempi coerenti con lo sviluppo di quest'ultimi.

Esso soddisfa gli obiettivi di politica energetica secondo questi specifici aspetti:

1. **Competitività:** le attività di SGI sul continente contribuiscono solo indirettamente a raggiungere questo obiettivo, considerato che il trasporto pesa per circa il 4% del costo del gas per l'utente finale. Il piano di metanizzazione della Sardegna invece contribuirà decisamente a ridurre il costo del gas nella Regione creando le condizioni per una ripresa dell'attività industriale.
2. **Sicurezza:** questo è l'obiettivo più rilevante per il piano SGI nel breve termine, i progetti mirano ad aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti e l'affidabilità delle forniture sul mercato domestico con l'aumento delle capacità di picco e lo sviluppo di capacità di controflusso. Maggiori dettagli sulla rilevanza dei progetti qui presentati rispetto ai Piani di Emergenza e di Azione Preventiva emanati dal MiSE sono contenuti nella successiva sezione 3.6.
3. **Ambiente:** la maggior capacità di gestione dei flussi e punte di domanda gas variabili conseguenti allo sviluppo delle infrastrutture gas previsto nel piano SGI è un fattore abilitante per consentire l'integrazione di quantità crescenti di FER nel mix di generazione. Inoltre l'avvio su base sperimentale di processi di conversione in gas dell'energia da FER per l'immissione nella rete SGI potranno aprire delle concrete prospettive per un'accelerazione della Transizione Energetica nell'ambito di una maggior integrazione fra reti elettrica e gas.
4. Inoltre la crescita dell'utilizzo di gas nel mercato del trasporto (metano per auto, e GNL) contribuisce agli obiettivi nazionali di decarbonizzazione. Tale obiettivo è particolarmente rilevante nel contesto della metanizzazione della Sardegna in quanto tale iniziativa permetterà la

sostituzione dei combustibili fossili più inquinanti attualmente in uso con il gas metano. A tal proposito, il Ministero dello Sviluppo Economico, nel corso della valutazione di propria competenza svolta ai sensi del d.lgs 93/2011, ha concluso considerando che “tutti i progetti presentati da Società Gasdotti Italia risultano coerenti con la SEN sia in termini di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, in quanto volti a rendere disponibile il gas naturale in aree attualmente non servite da tale combustibile, sia in termini di incremento della qualità del servizio nei confronti dell’utenza;” (comunicazione del 25 Maggio 2016, prot. 14264, della DGSAIE del MiSE).





02

## 2 DESCRIZIONE RETE TRASPORTO SGI

### 2.1 La rete di trasporto SGI

Il sistema di trasporto SGI è un insieme di gasdotti in alta pressione che si sviluppano per circa 1600 Km con tubazioni di diametro variabile tra i 2" e i 20" e comprende:

- la rete in Area Est denominata "ex Cellino" in territorio marchigiano-abruzzese;
- la rete in Area Ovest denominata "ex SGM" (dal nome della Società originariamente proprietaria di tale infrastruttura) che si estende dal Lazio fino alla Puglia attraverso il Molise e un piccolo tratto in Campania;
- il gasdotto di Collalto (in Veneto, provincia di Treviso);
- la rete di Garaguso (in Basilicata);
- la rete di Cirò (in Calabria);

- la rete di Comiso (in Sicilia, provincia di Ragusa).

Il sistema complessivo (Figura 3) è interconnesso con centrali di produzione di gas naturale, con gli stoccaggi di proprietà di Edison Stoccaggio, in 9 punti con la rete nazionale di proprietà di Snam Rete Gas e, infine, con reti di piccola entità di proprietà di consorzi per lo sviluppo industriale delle aree di Frosinone, Venafro-Isernia e Termoli.

La rete SGI, come meglio dettagliato nei paragrafi successivi, è costituita da alcune dorsali di metanodotti inseriti in rete nazionale (RNG) e per la parte restante da metanodotti e allacciamenti regionali (RRG); la rete nazionale di SGI è completamente interconnessa e integrata con la rete di proprietà di Snam Rete Gas nel sistema di rete nazionale (Figura 4).



Figura 3 - presenza cartografica rete S.G.I.

## 2.2 Caratteristiche e utilizzo della rete di trasporto SGI



Figura 4 - gasdotti S.G.I. inseriti in rete nazionale

I dati significativi della rete SGI sono:

- 9 punti d'interconnessione con la rete di trasporto nazionale Snam Rete Gas
- 11 punti di entrata da campi di produzione nazionali con i principali operatori del settore (Eni, Edison, Società Adriatica Idrocarburi e Gas Plus Italia)
- 2 punti di interconnessione con siti di stoccaggio (Edison Stoccaggio)
- una media di circa 1 Mld di Sm<sup>3</sup> all'anno di gas naturale trasportato nell'ultimo triennio
- 1593 km di Rete dei gasdotti in esercizio a fine 2017 di cui: circa 548 km di rete nazionale e circa 1045 km di rete regionale
- 307 Punti di Riconsegna a utenze industriali, termoelettriche e reti di distribuzione urbana (nella Figura 5 e nella Figura 6 e il dettaglio delle aree principali)

Principali caratteristiche rete Area Est e Area Ovest:

- 6 punti d'interconnessione con Snam Rete Gas

- 1 punto di entrata da Stoccaggio Edison Cellino
- 3 punti di entrata da produzioni Edison
- 2 punti di entrata da produzione Adriatica Idrocarburi
- 1 punto di entrata da Gas Plus

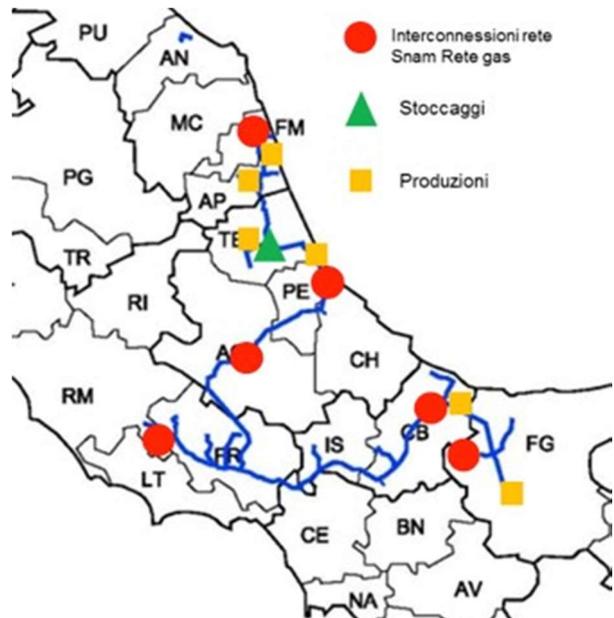


Figura 5 - rete Area Ovest e Area Est (metanodotti e impianti principali)

Principali caratteristiche rete Collalto:

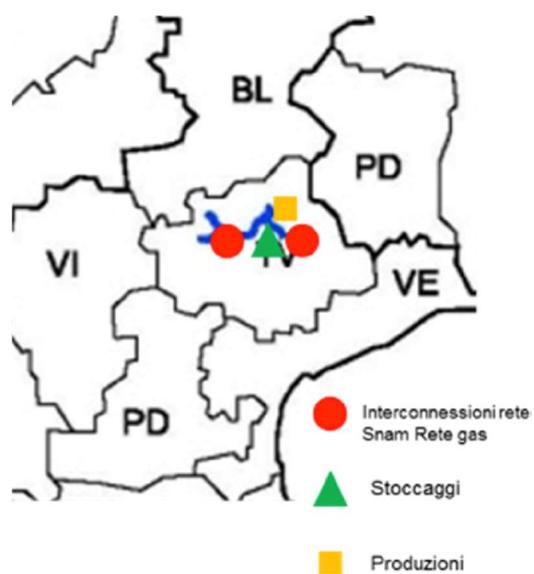


Figura 6 - rete Collalto (metanodotti e impianti principali)

Area	CAPACITA' CONFERITA (Sm <sup>3</sup> /g)	Max		Max		Max	
		Consumo giornaliero 2015 (Sm <sup>3</sup> /g)	% utilizzo 2015	Consumo giornaliero 2016 (Sm <sup>3</sup> /g)	% utilizzo 2016	Consumo giornaliero 2017 (Sm <sup>3</sup> /g)	% utilizzo 2017
Tutta la rete	7.113.427	6.637.298	93%	6.792.756	95%	7.361.029	103%
Area Ovest FR	2.905.797	2.835.237	98%	2.933.298	101%	3.108.243	107%
Area Ovest IS-CB	303.935	259.237	85%	247.604	81%	283.891	93%
Area Est Cellino	2.473.730	2.229.718	90%	2.304.569	93%	2.435.007	98%
Area Est Larino	996.333	969.428	97%	946.788	95%	1.109.557	111%
Collalto	384.311	291.694	76%	304.055	79%	371.799	97%
Reti Sud	49.321	51.984	105%	56.442	114%	52.532	107%

Tabella A - Livello di utilizzo con riferimento alla capacità

- 2 punti d'interconnessione con Snam Rete Gas
- 1 punto di entrata da Stoccaggio Edison Collalto
- 1 punto di entrata da produzioni Edison
- 5 punti di riconsegna a reti di distribuzione Ascopiave

### 2.2.1 Livello di utilizzo della rete di trasporto SGI

L'utilizzo della rete nell'ultimo triennio (2015-2017), con riferimento alle capacità conferite ed effettivamente utilizzate, è riportato nelle tabelle seguenti.

Nella Tabella A sono riepilogati, per aree omogenee del sistema, i dati relativi alla capacità di trasporto effettivamente impegnata, rispetto a quella conferita, nel giorno di massimo consumo.

Nella Figura 7, sono indicati i valori percentuali di utilizzo medi giornalieri della capacità della rete, rispetto alla massima capacità di trasporto tecnica (capacità di trasporto potenziale teorica strutturale nelle massime condizioni di portata e pressione sopportabili dalla rete).

Sono inoltre indicati i valori di previsione, che tengono conto delle previste variazioni sulla rete, dovute all'entrata in esercizio di nuovi metanodotti o alle variazioni di assetto, coerentemente con l'evoluzione della domanda di

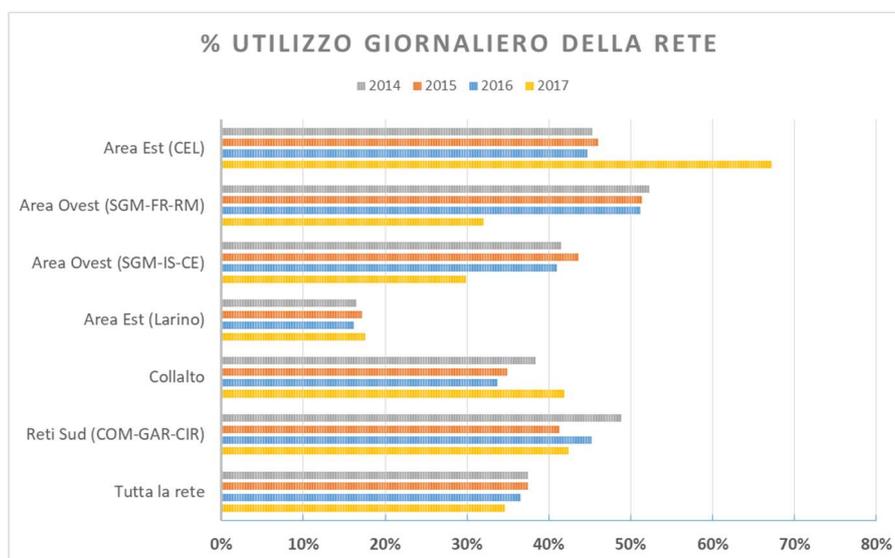


Figura 7 - livello di utilizzo medio annuale rispetto alla massima capacità di trasporto

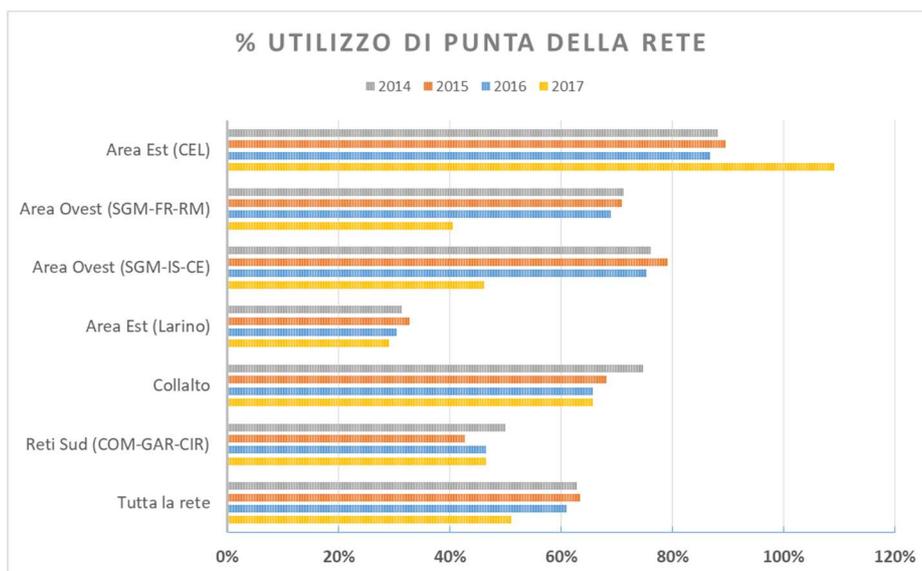


Figura 8 - Livello di utilizzo con riferimento ai picchi di trasporto orari

picco osservata negli ultimi 10 anni illustrata nella sezione 1.2 in particolare:

- Area Est – Cellino: la riduzione delle pressioni di consegna dalle rete Snam Rete Gas ai punti di interconnessione di Pineto e San Marco (da 45 a 30 bar) a partire da ottobre 2016 ha causato una riduzione della capacità della rete; la capacità sarà gradualmente recuperata con l'entrata in esercizio del metanodotto Cellino-San Marco II tronco, il cui primo tratto è stato messo in gas a fine 2017.
- Area Ovest: con l'entrata definitiva in esercizio di tutte le tratte del metanodotto Busso-Paliano 20" sono state risolte tutte le criticità e la capacità di trasporto è aumentata e si sta pertanto concludendo il piano di declassamento delle linee obsolete.

### 2.2.2 Criticità presenti e future della rete di trasporto SGI

Con riferimento ai dati di trasporto e alle previsioni (riferita ai dati di "picco", ovvero la massima portata oraria prevista), risulta evidente come la criticità maggiore sia stata la riduzione della pressione operativa e quindi della capacità di trasporto della rete della zona Area Est-Cellino.

Come si evince dal grafico in Figura 8, senza gli interventi pianificati la rete entrerebbe in una condizione di forte stress. A tal fine, sarà completato entro il 2018 il metanodotto Cellino-San Marco II. Tale intervento, parzialmente già realizzato e in esercizio, consente di risolvere la criticità sopra indicata e, con la successiva realizzazione dei metanodotti lungo la costiera adriatica si metterà a disposizione del sistema tutta la capacità di trasporto aggiuntiva.

In termini più generali le criticità più significative del sistema sono determinate dall'espansione urbana in alcuni tratti (in particolare le aree periferiche di Pescara e la zona di Frosinone) che rende necessario ridurre le pressioni di esercizio viste le minori distanze dai nuclei abitativi e, di conseguenza, della capacità di trasporto ed in particolare della capacità di punta, nei prossimi anni sulle due dorsali principali: il tratto dal Molise alla provincia di Roma e il tratto tra le provincie di Teramo e Fermo.

In prospettiva è previsto anche l'incremento delle oscillazioni infragiornaliere di consumi di gas causate dal progressivo accrescimento della produzione intermittente e non programmabile da FER elettriche.

Sull'area est sono in corso e pianificati diversi interventi lungo la costiera medio adriatica

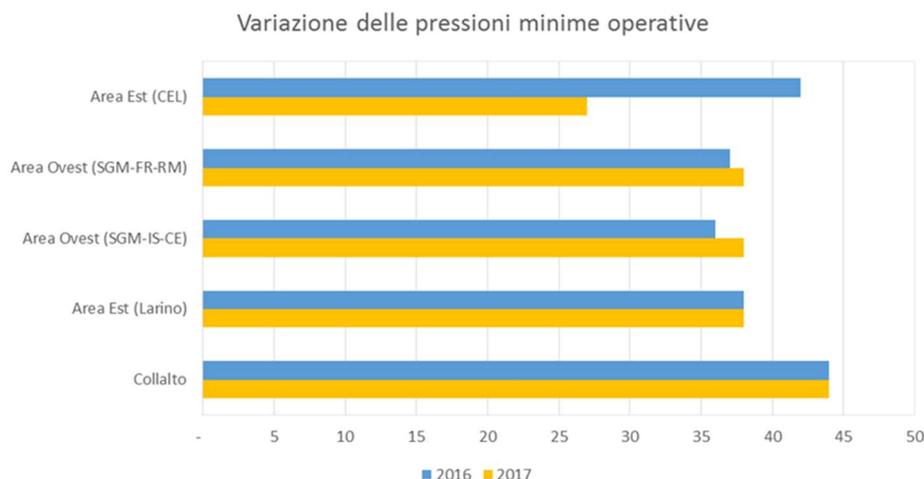


Figura 9 - Pressioni operative minime rete (bar)

(sistema integrato Larino – Recanati) con l'obiettivo di:

- evitare l'insorgere di congestioni e rendere la rete adeguata a sopportare l'eventuale interruzione per default della principale interconnessione;
- completare un corridoio nord-sud che consentirà il transito di flussi di gas bidirezionali;
- soddisfare nuove richieste di allaccio (biometano, autotrazioni e industriale);

Tali flussi saranno funzionali a facilitare eventuali riassetti di rete operati dall'Impresa Maggiore necessari per gestire situazioni di emergenza climatica e/o di approvvigionamento, anche in relazione ai probabili ulteriori interventi di riduzione della pressione operativa nella tratta Ravenna-Recanati.



03

## 3 PIANO DI SVILUPPO DECENNALE SGI

### 3.1 Linee guida

In questi ultimi anni SGI ha realizzato un importante programma di investimenti al fine di sviluppare, potenziare e rinnovare la propria rete di trasporto.

In continuità con il suddetto programma, il piano si basa sulle seguenti priorità:

- rafforzare e garantire la sicurezza del servizio offerto, migliorandone flessibilità e qualità, attraverso il completamento dei progetti per il potenziamento delle capacità di punta e la magliatura della rete.
- aumentare l'integrazione e l'interconnessione della rete di trasporto SGI con operatori diversi (Stoccaggi, Produzione, eventuali Terminali GNL).
- sviluppare nuovi progetti lungo la costiera adriatica per migliorare l'integrazione, l'efficienza e la sicurezza del sistema.
- contribuire al sistema gas italiano, per la gestione degli scenari di emergenza, favorendo la realizzazione di nuova capacità di trasporto bidirezionale del gas, anche con la costruzione di una o più centrali di compressione.

- realizzare nuove reti regionali, soprattutto in aree di nuova metanizzazione
- dimostrare il ruolo che la rete gas può svolgere in un sistema energetico decarbonizzato assorbendo l'energia da FER in eccesso mediante conversione in altri gas.

I principali interventi del Piano sono riepilogati nella seguente Tabella B suddivisi per macroarea geografica di riferimento e per data di avvio e previsione fine lavori. I progetti con avvio lavori nel triennio saranno illustrati nella sezione 3.5.1, i progetti con avvio lavori negli anni successivi nella sezione 3.5.2. La cartina nella Figura 10 riporta la localizzazione i dati principali e lo stato di avanzamento dei maggiori progetti illustrati nel presente Piano.

Lo sviluppo di un'adeguata capacità di flussi bidirezionali e di stoccaggio è uno dei fattori critici di successo per assicurare flessibilità e sicurezza al Sistema nazionale.

Il Piano di SGI consentirà di assicurare in questa specifica area regionale, flessibilità, qualità e sicurezza del sistema nazionale di trasporto, in piena integrazione con la rete Snam Rete Gas.

Nel medio-lungo termine, le opere infrastrutturali fondamentali sono costituite dal completamento del metanodotto Cellino-San Marco II (la prima

Iniziativa	Avvio lavori		Entrata in esercizio	FID
	2018-20	2021+		
<b>Progetti sulla costiera adriatica</b>				
Cellino-San Marco II 20"	in corso		2017/2018	Si
San Marco-Recanati 24"	in avvio		2021	Si
Larino-Chieti 24"	in avvio		2022	Si
Centrale di compressione S. Marco 3 MW	2020		2022	No
<b>Progetti di potenziamento e mantenimento</b>				
Sostituzione allaccio Montefino 8"	in avvio		2020	Si
Realizzazione "anello" Val d'Aso 10"	da avviare		2023	No
Sostituzione anello Campobasso 14"	in avvio		2021	Si
Sostituzione allacciamenti (circa 20 km)	2019		2025	No
Sostituzione Cellino-Bussi 8"		2021	2025	No

Tabella B - Iniziative principali

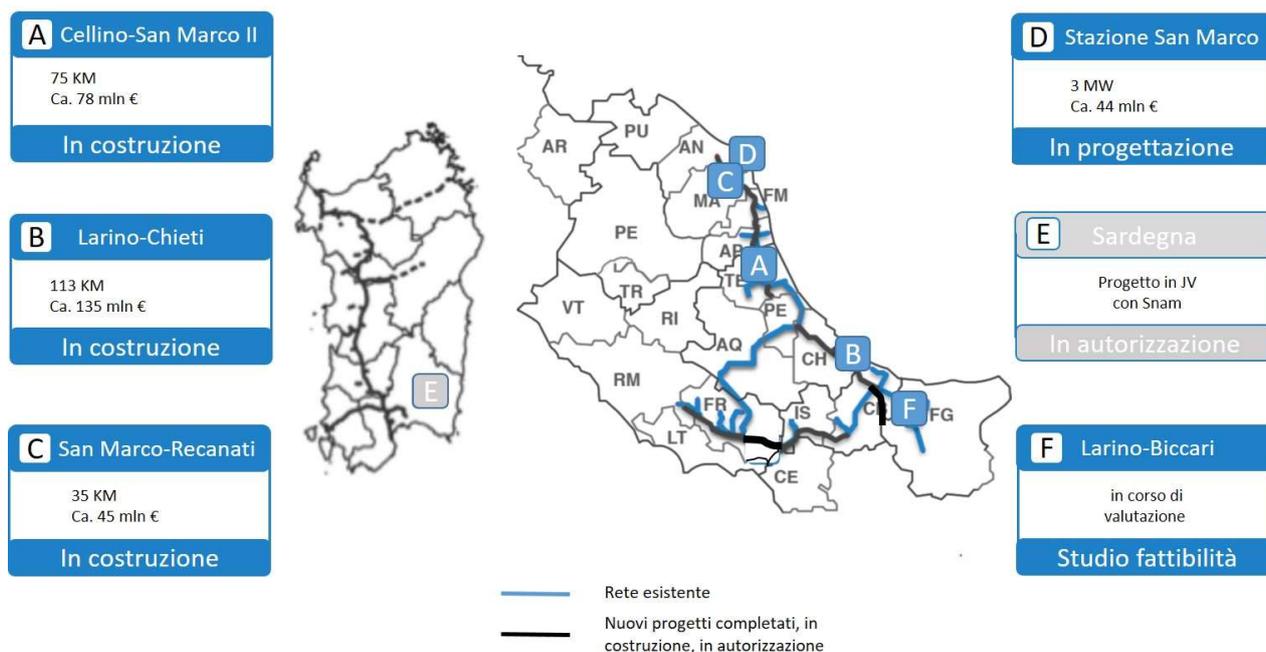


Figura 10 Principali progetti di sviluppo decennale di S.G.I.

“tranche” è già realizzata e in esercizio, la seconda sarà completata entro il 2018) e la realizzazione dei metanodotti Larino-Chieti e San Marco-Recanati. Oltre a quanto già evidenziato nei paragrafi precedenti, i progetti permetteranno di:

- garantire nel futuro le condizioni di sicurezza del servizio sull’attuale dorsale SGI (che dovrà subire una progressiva riduzione delle pressioni di esercizio per obsolescenza);

- evitare congestioni nel tratto in questione, soddisfare aumenti di capacità in relazione all’evoluzione della domanda;
- avviare attività di sperimentazione e di applicazione su scala industriale di tecnologie funzionali al percorso di Transizione Energetica, in particolare in tema di Power to Gas.

Area	Capacità di trasporto (Sm <sup>3</sup> /g)					
	2017 (Sm <sup>3</sup> /g)	Previsione al 2018 senza interventi	Con interventi al 2018	Incrementale con interventi a piano (incl. reverse flow)	Totale a fine piano con interventi previsti	Incremento % su 2016
Tutta la rete	11.633.766	9.824.622	11.385.183	5.859.482	17.216.709	38%
Area Ovest (SGM-FR-RM)	5.564.994	3.876.132	5.354.293	556.763	5.911.056	7%
Area Ovest (SGM-IS-CE)	433.116	389.137	432.374	-	432.374	0%
Area Est (CEL)	3.578.619	3.540.522	3.568.478	3.228.941	6.769.463	50%
Area Est (Larino)	1.497.807	1.467.367	1.477.818	2.044.533	3.522.351	140%
Collalto	473.548	466.548	466.548	-	466.548	0%
Reti Sud (COM-GAR-CIR)	85.682	84.917	85.672	29.245	114.917	35%

Tabella C - Capacità di trasporto sistema SGI. Fonte: SGI

## 3.2 Valutazione dei progetti di sviluppo infrastrutturale

Nella redazione del Piano si è tenuto conto dei progetti definiti dalla Commissione Europea, al fine di contribuire all'incremento della capacità "Sud-Nord" analogamente alla linea adriatica (progetto TRA-N-007) e consentendo l'interconnessione degli stoccaggi esistenti nell'area costiera adriatica marco-abruzzese.

Con il completamento dei progetti sulla dorsale Larino(CB) - Colferro (RM) e di quelli attualmente in fase di realizzazione sulla nuova dorsale costiera adriatica (in parte già realizzata), la capacità di trasporto complessiva del sistema SGI risulterà aumentata del 38%, con una capacità di trasporto incrementale complessiva pari a circa 5 Mil Sm<sup>3</sup>, di cui 4,8 Mil Sm<sup>3</sup> dedicati al "reverse-flow" sulla linea adriatica (vedi Tabella C).

Il sistema riuscirà inoltre a rispondere pienamente agli stress test di rottura o fuori servizio, consentendo di servire tutte le utenze sul territorio del medio basso adriatico (Marche, Abruzzo, Molise) a pressione costante garantita.

Il sistema di gasdotti così concepito consentirà inoltre di realizzare nuova capacità di trasporto bidirezionale del gas (nord-sud sud-nord) con particolare riferimento alle eventuali situazioni di emergenza.

In futuro la rete sarà così in grado di supportare a nord l'interconnessione con il terminale GNL di Porto Recanati (MC), qualora realizzato, ed a sud il collegamento a future espansioni del gasdotto TAP.

### 3.2.1 Criteri Progettuali

Le scelte progettuali adottate da SGI per la realizzazione degli interventi previsti nel Piano, si basano su alcuni criteri guida utilizzati nell'individuazione dei tracciati e per la localizzazione degli impianti, qui di seguito richiamati:

- percorrere corridoi tecnologici esistenti, se presenti;
- mantenere la distanza di sicurezza dai fabbricati e da infrastrutture civili e industriali;
- evitare, per quanto possibile, zone di valore paesaggistico e ambientale, zone boscate o colture pregiate;
- selezionare i percorsi meno critici per il ripristino finale - al fine di recuperare al meglio gli assetti morfologici e vegetazionali originari;
- attraversare aree geologicamente stabili, il più possibile lontane da zone interessate da frane e dissesti idrogeologici;
- scegliere le configurazioni morfologiche più sicure (fondovalle, creste, linee di massima pendenza dei versanti);
- limitare gli attraversamenti fluviali, individuando le sezioni d'alveo che offrono maggiore sicurezza dal punto di vista idraulico;
- evitare le aree di rispetto delle sorgenti, dei fontanili, dei pozzi, captati ad uso idropotabile, realizzare gli attraversamenti in subalveo e in zone che offrono le garanzie per la stabilità della condotta e degli argini dell'alveo, prevedendo eventualmente le opere necessarie al ripristino e alla regimazione idraulica;
- verifica del tracciato in base alla possibilità di ripristinare le aree attraversate riportandole alle condizioni morfologiche e di uso del suolo preesistenti all'intervento, minimizzando l'impatto sul territorio;
- transito della rete, per quanto possibile, in zone a destinazione agricola, evitando l'attraversamento di aree comprese in piani di sviluppo urbanistico e/o industriale;
- definizione del tracciato in modo da evitare, ove possibile, zone paludose e terreni torbosi;
- riduzione al minimo dei vincoli determinati dall'apposizione di servitù di gasdotto alle proprietà private utilizzando, per quanto possibile, i corridoi di servitù già costituiti da altre infrastrutture esistenti (metanodotti, canali, strade ecc.);
- rispetto di una distanza minima di 10 m in caso di parallelismi con i metanodotti in esercizio;
- garantire al personale preposto all'esercizio e alla manutenzione la possibilità di accedere ed operare sulla linea e sugli impianti in sicurezza.

### 3.2.2 Stima costi

Per la stima dei costi dei progetti SGI si è avvalsa della propria esperienza nella realizzazione di infrastrutture di trasporto gas i cui costi effettivi si sono sempre rivelati in linea o inferiori alle stime di progetto. Inoltre per alcuni interventi del presente Piano già avviati tali stime di costo sono state aggiornate o confermate in base agli esiti delle relative gare di fornitura di beni e servizi.

### 3.2.3 Analisi Costi Benefici

Per la redazione del presente Piano, SGI, ha fatto riferimento, per quanto possibile, alle modalità di redazione dei piani di sviluppo e all'analisi Costi-Benefici indicate nella recente deliberazione ARERA 468/2018/R/GAS. I benefici e la loro monetizzazione seguono le categorie indicate nell'allegato A della deliberazione, in relazione ad uno scenario che non prevede la realizzazione degli interventi (*scenario controfattuale*). Qui di seguito sono illustrate le modalità di determinazione dei benefici prodotti dai progetti inclusi nel presente piano.

- **B2 - Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili (cd. fuel switching).**

Ai fini della determinazione del beneficio B2 per la determinazione dei quantitativi di gas oggetto di sostituzione di altri combustibili fossili si è fatto riferimento ad analisi statistiche basate sulla domanda storica registrata in aree comparabili incrociate con eventuali indagini di mercato locale, avallate da manifestazioni di interesse all'allaccio ai metanodotti pervenute a SGI. Non sono state prese in considerazione sostituzioni di combustibili nel settore termoelettrico.

- **B3 - Incremento sicurezza e affidabilità delle forniture.**

Per la determinazione del beneficio B3 sono stati determinati separatamente i volumi esposti ad interruzione in condizioni normali (beneficio B3n) e in condizioni di *stress disruption* (beneficio B3d), il costo dell'interruzione è stato determinato utilizzando il *cost of gas disruption* utilizzato da EntsoG per il TYNDP 2017 pari a 600 €/MWh<sup>4</sup>.

Scenario in condizioni normali: sono stati individuati i volumi per i quali la pressione di riconsegna scenderebbe al di sotto del 70% di quella in esercizio, in assenza dell'intervento programmato, in caso di prelievo corrispondente a 6 giorni di picco di consumi (in considerazione della prevalenza di consumi residenziali) ipotizzando una probabilità di accadimento di un evento su 20 anni. Per la determinazione del picco giornaliero si sono ricercati i picchi di prelievo giornaliero, osservati nei massimi prelievi storici avvenuti per un periodo di 7 giorni consecutivi.

Condizioni di *stress disruption*: sono stati individuati i volumi per i quali, in assenza dell'intervento, verrebbe interrotta la fornitura ovvero la pressione di riconsegna scenderebbe al di sotto del 70% di quella in esercizio in caso di interruzione della principale linea di alimentazione, per una durata di 4 giorni. Per la determinazione della probabilità di accadimento si è fatto riferimento alla statistica di eventi (tipicamente eventi franosi) osservati nell'area oggetto dell'intervento. In tali aree si sono verificati mediamente 2 eventi capaci di provocare un'interruzione della fornitura sull'arco dei 25 anni osservati nell'analisi.

- **B5 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO2.**

---

<sup>4</sup> Nota 25 pag. 44 - Adapted version of its 2nd Cost-Benefit Analysis (CBA) Methodology for gas infrastructure projects for European Commission approval.  
<https://www.entsog.eu/public/uploads/files/publicati>

[ons/CBA/2017/1.%20ADAPTED\\_2nd%20CBA%20Methodology\\_Main%20document\\_for%20Commission%20Approval.pdf](https://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/CBA/2017/1.%20ADAPTED_2nd%20CBA%20Methodology_Main%20document_for%20Commission%20Approval.pdf)

Utilizzando i fattori di emissione dal gas naturale e dei combustibili sostituiti è stata determinata la minore emissione di CO<sub>2</sub> garantita dal passaggio al metano valorizzata utilizzando il *Carbon Shadow Price*<sup>5</sup>, così come suggerito all'art. 11.11 dell'Allegato A alla delibera 468/2018/R/GAS (in via cautelativa è stato mantenuto costante il prezzo associato all'anno 2019).

- **B6 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO2.**

Determinate le minori emissioni diverse dalla CO<sub>2</sub> (N<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub>, CO, NMVOC, SO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, PM<sub>2.5</sub>, PM<sub>10</sub>) per effetto della sostituzione dei combustibili, queste sono state, ove possibile, valorizzate utilizzando le stime messe a punto all'interno *Clean Air for Europe (CAFE) Programme*<sup>6</sup> sulla base del danno provocato da tali inquinanti.

Per la determinazioni dei costi si è fatto riferimento alle spese in conto capitale (*capex*) indicate nel presente piano; e per i costi operativi (*opex*) sono stati ipotizzati livelli di costo in linea con quelli attualmente sostenuti da SGI per opere analoghe, tenuto conto di ragionevoli economie di scala e di scopo dovute alla prossimità delle nuove opere rispetto alla rete SGI in esercizio.

L'orizzonte temporale utilizzato per l'analisi è pari a 25 anni di vita economica dei progetti dalla loro entrata in esercizio, il tasso di sconto pari al 4% e valore residuo delle infrastrutture nullo al termine dell'analisi.

Sono stati calcolati gli indicatori sintetici di performance economica:

- a) il Valore Attuale Netto Economico (VAN<sub>E</sub>);
- b) il rapporto Benefici/Costi (B/C);
- c) il Payback Period Economico (PBP<sub>E</sub>).

---

<sup>5</sup> Tabella 4 pagina 9 - Climate Change and Major Projects [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/major\\_projects\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/major_projects_en.pdf)

<sup>6</sup> Damages per tonne emission of PM<sub>2.5</sub>, NH<sub>3</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> and VOCs from each EU25 Member State (excluding

### 3.3 Capacità di trasporto incrementale del Piano con riferimento ai vincoli di esercizio della rete

La valutazione della capacità di trasporto incrementale (vedi Tabella C pagina 16) è stata stimata tenendo conto dei vincoli di esercizio attuali e prospettici, in relazione a:

- capacità massima delle interconnessioni con la rete Snam Rete Gas attuali e future e degli stoccaggi e produzioni attualmente e prospetticamente allacciati;
- esistenza di vincoli di direzione del flusso gas e di pressione di esercizio;
- capacità di smistamento dei flussi nei nodi strategici della rete attuale e futura;
- esistenza di magliature nella rete;
- vincoli di diametro, pressione, portata delle linee esistenti.

Il calcolo è stato effettuato elaborando diversi scenari che tengono in considerazione i seguenti fattori:

- la stima dell'evoluzione della richiesta di capacità di trasporto nella zona di incidenza della rete SGI;
- la riduzione dell'affidabilità delle linee obsolete, con conseguente progressiva riduzione della pressione di esercizio;
- le zone vulnerabili in caso di default delle tubazioni e/o degli impianti di immissione;
- la stima della richiesta di capacità necessaria per connettere i possibili futuri sviluppi.

### 3.4 Coordinamento con altri Gestori di rete ed Operatori interconnessi

Nella fase di redazione del Piano, SGI ha avuto svariati contatti e incontri con tutti i gestori

Cyprus) and surrounding seas. [http://ec.europa.eu/environment/archives/cape/activities/pdf/cape\\_cba\\_externalities.pdf](http://ec.europa.eu/environment/archives/cape/activities/pdf/cape_cba_externalities.pdf)

nazionali di rete di trasporto ed i maggiori operatori delle infrastrutture interconnesse alla propria rete.

In particolare circa i progetti afferenti il sistema integrato di metanodotti Larino – Recanati da ottobre 2016 Snam Rete Gas ha operato una riduzione di pressione sulle sezioni del metanodotto nazionale Ravenna-Chieti ricadenti nelle regioni Abruzzo e Marche. Tali interventi da parte di Snam Rete Gas hanno comportato la realizzazione da parte di SGI di una serie di interventi (*revamping* della cabina d'interconnessione, modifiche impiantistiche) finalizzati a mitigare gli impatti della riduzione di pressione sulla rete Snam. Tuttavia tali interventi non potranno evitare una temporanea riduzione della pressione minima di esercizio da 45 a 30 bar in quella parte della rete SGI. La pressione di esercizio sarà gradualmente ristabilita con il progressivo completamento da parte di SGI dei vari componenti della dorsale Larino – Recanati, attualmente in corso di realizzazione o autorizzazione. Tale coordinamento è sfociato nel giugno 2016 nella revisione dell'accordo d'interconnessione per i punti di San Marco e Pineto che include l'impegno di sostenere gli interventi previsti nell'area dai rispettivi Piani all'epoca in vigore.

Per l'area del medio adriatico SGI si è anche coordinata con Edison Stoccaggio a proposito degli sviluppi previsti in relazione ai campi di stoccaggio gas connessi alla rete SGI e con diversi operatori di autotrazione negativamente impattati dalla riduzione della pressione sulla rete SGI. Nel corso del processo autorizzativo del metanodotto Larino-Chieti, autorizzato a giugno 2018, sono state valutate con Stogit-Centrale di Cupello le interferenze del metanodotto di allacciamento con le altre linee presenti, i pozzi e i cluster.

### 3.5 Piano di sviluppo decennale - Progetti

#### 3.5.1 Progetti del primo triennio (2018–2020)

Alcune infrastrutture, necessarie a garantire la sicurezza del servizio e a potenziare infrastrutture realizzate negli anni '60, sono già in avanzato stato di realizzazione (parzialmente già in esercizio) e verranno completate nei primi 3 anni di sviluppo. Il Piano prevede il completamento e la messa in esercizio dell'ultimo tratto del metanodotto Cellino-San Marco II. Nel triennio è anche previsto l'avvio dei lavori di realizzazione dei metanodotti Larino-Chieti e San Marco-Recanati per i quali la decisione finale di investimento è già stata adottata.



### 3.5.1.1 Gasdotto "Cellino-San Marco II tronco"

Il gasdotto è in corso di completamento e parzialmente in esercizio. Il gasdotto interessa le regioni Marche e Abruzzo e consentirà di potenziare la rete regionale attuale (DN 200 - 8") lungo il versante medio-adriatico, rappresentando la prosecuzione e il completamento del metanodotto Cellino - S. Marco I tronco avviato all'esercizio nel novembre 2011.

L'opera consente di razionalizzare e potenziare i collegamenti alla rete esistente, rendendo più flessibile ed affidabile il sistema di trasporto nell'area e consentendo alla rete SGI di allacciare nuove interconnessioni strategiche con altri operatori del settore.

Il progetto era stato identificato come prioritario perché:

- sulla dorsale adriatica la capacità conferita da SGI nei periodi di punta è superiore alla massima capacità tecnica;
- l'attuale metanodotto della linea San Marco-Carassai, Carassai Poggio San Vittorino 8", già critico negli stress test effettuati in caso di rottura nei periodi di picco della domanda, subirà nel corso dei prossimi anni, una progressiva riduzione delle pressioni di esercizio che comporterà un

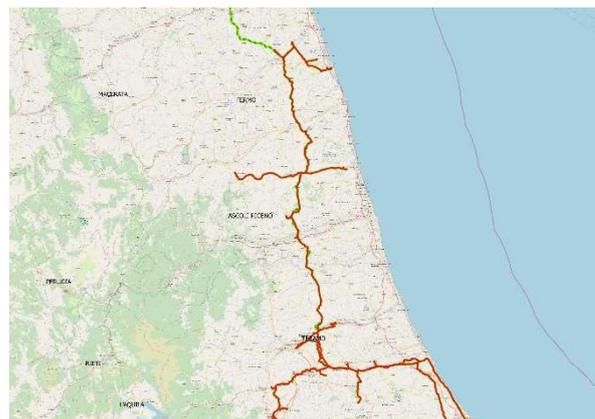


Figura 11 - Il tracciato del gasdotto "Cellino- S.Marco"

ridimensionamento della capacità tecnica di trasporto, con gli attuali assetti, a livelli inferiori della capacità attualmente conferita;

Il metanodotto avrà una lunghezza di circa 75 km (DN 500 - 20") e percorrerà il territorio di numerosi comuni nelle provincie di Teramo, Ascoli Piceno e Fermo.

Il nuovo gasdotto è stato inserito nella Rete Nazionale Gasdotti con Decreto MiSE 19 dicembre 2011 ed ha già ottenuto la Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA) in data 30 giugno 2013, con apposita intesa tra le regioni Marche e Abruzzo.

Denominazione Progetto	Metanodotto Cellino-San Marco II 20"
Codice identificativo	5707-5708-5709-5710
Lunghezza della condotta	km 75
Diametro nominale della condotta	20 pollici
Pressione massima di esercizio	75 bar
Portata massima del metanodotto	5 Mil Sm <sup>3</sup> /g
FID status	Approvato
Data prevista Decreto MiSE	Ottenuto nel 2016
Riferimento al TYNDP Entso-G	TRA-N-974 – tratto Cellino-San Marco
Avanzamento rispetto al piano precedente	Completata prima tranche a dicembre 2017, cantiere seconda in corso e lavori realizzati al 90%. Entrata in esercizio in linea con il programma prevista entro il 2018
Costo Investimento	76 ml€
Benefici attesi	Sovracapacità di 3,2 Mil Sm <sup>3</sup> /g, declassamento vecchie linee, adeguamento pressioni di esercizio, adeguato a reverse flow
<b>Tempistiche</b>	
Ottenimento decreto di VIA	Completato 2013
Avvio procedimento di Pubblica Utilità	Settembre 2014
Pubblicazione Decreto Autorizzativo MiSE	Marzo 2016
<b>Inizio lavori</b>	Aprile 2017
Fine lavori prima tranche	Dicembre 2017
<b>Fine lavori</b> seconda ed ultima tranche	Dicembre 2018

In sede di VIA sono state esaminate 18 alternative di percorso nelle zone caratterizzate da problematiche di tipo idrogeologico o urbanistico, per complessivi 18 km su 75 km di linea, di cui:

- 15 proposte riguardavano il tracciato della tubazione;
- 3 proposte riguardavano le modalità di posa del metanodotto in tratti particolarmente critici dal punto di vista ambientale.

Ulteriori ottimizzazioni di percorso sono state apportate durante la fase del procedimento autorizzativo che si è concluso con il rilascio del Decreto Autorizzativo MiSE.

Il progetto è stato inserito nell'elenco degli interventi ammessi alla clausola di salvaguardia, di cui al punto 4, della deliberazione ARERA 689/2017/R/GAS



### 3.5.1.2 Gasdotto "Larino-Chieti"

Il gasdotto, che ha già ottenuto l'autorizzazione unica, interessa le regioni Molise e Abruzzo e consente di realizzare la chiusura di un anello strategico nel centro Italia aumentando così la sicurezza e la flessibilità per la gestione operativa dell'intera rete SGI.

L'opera contribuisce inoltre a realizzare un importante sistema integrato (da Larino a Recanati) del trasporto gas nel centro Italia sulla direttrice sud-nord strumentale ad introdurre la bi-direzionalità dei flussi di trasporto - quindi anche nord sud - che aumenterà la flessibilità complessiva del sistema nazionale gas del centro Italia e del medio versante adriatico.

L'intervento rientra nel programma di ammodernamento della rete nazionale dei gasdotti SGI nel centro-sud adriatico, per alleviare il carico sulle infrastrutture realizzate negli anni '60/'70.



Figura 12 - Il tracciato del gasdotto "Larino-Chieti"

Con la realizzazione dell'intervento SGI potrà incrementare la capacità di trasporto per fronteggiare l'aumento della variabilità della domanda di punta, permettendo di non gravare su altri tratti dell'intera rete.

Il metanodotto avrà una lunghezza di circa 113 Km (DN 600 – 24") ed attraverserà i territori di numerosi comuni nelle province di Campobasso e Chieti e gli importanti poli industriali di San Salvo e Val di Sangro.

Denominazione Progetto	Metanodotto Larino-Chieti 24"
Codice identificativo	5712, 5713, 5714, 5715 (4 tronchi)
Lunghezza della condotta	km 113 + 15 di nuovi allacci
Diametro nominale della condotta	24 pollici
Pressione massima di esercizio	75 bar
Portata massima del metanodotto	7 Mil Sm <sup>3</sup> /g
FID status	Approvato
Riferimento al TYNDP Entso-G	TRA-N-974 – tratto Larino-Chieti
Avanzamento rispetto al piano precedente	Ottenuta Autorizzazione Unica. Completate indagini preliminari; in corso attività di permitting e acquisto materiali; in corso gara di appalto per costruzione
Benefici attesi	Sovracapacità di 7 Mil Sm <sup>3</sup> /g, magliatura della rete SGI, collegamento con stoccaggi esistenti e nuovi, incremento sicurezza sistema
Costo Investimento	Circa 135 Mil €
<i>Di cui</i>	
<i>Progettazione</i>	3,05 Mil €
<i>Asservimenti</i>	18,15 Mil €
<i>Materiali</i>	30,98 Mil €
<i>Costruzione</i>	80,77 Mil €
<i>Supervisione</i>	2,20 Mil €
<b>Tempistiche</b>	
Avvio Procedimento VIA	Dicembre 2014
Ottenimento decreto di VIA	Luglio 2016
Pubblicazione Decreto Autorizzativo MISE	Dicembre 2017
Avvio attività di realizzazione	Settembre 2018
<b>Inizio lavori costruzione</b>	Aprile 2019

Per le sue caratteristiche il nuovo gasdotto è stato inserito nella Rete Nazionale con Decreto MiSE 25 Settembre 2012.

Il progetto ha ottenuto l'autorizzazione unica ed è ritenuto prioritario in quanto:

- le simulazioni operate da SGI, in scenari di emergenza (stress test) evidenziano la vulnerabilità della rete in assenza della "magliatura" garantita dalla realizzazione del metanodotto;
- l'area è attualmente servita da un metanodotto di Snam Rete Gas che non ha la possibilità di fornire ulteriore supporto oltre all'attuale interconnessione di Pineto anche per il fatto che la pressione di tale

metanodotto è stata ridotta a 30 bar dall'ottobre 2016;

- il metanodotto soddisfa una domanda locale per allacciamenti biometano, autotrazioni e industriale;

In relazione al progetto sono state presentate 4 alternative di percorso nelle zone caratterizzate da problematiche di carattere idrogeologico o urbanistico, per complessivi 61 km su 113 km di linea;

Sono state inoltre presentate 3 alternative di modalità di posa in tratti particolarmente critici dal punto di vista ambientale.



Nella seguente tabella sono sintetizzati i risultati dell'analisi costi-benefici, per tale progetto nessun parametro o variabile è risultato critico ai sensi dell' art. 13 All. A delibera 648/2018/R/GAS

Progetto:	
LARINO-CHIETI	
Analisi dei benefici	M€ attualizzati
B1 – variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura del gas	0,0
B2 – variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili (cd. fuel switching)	155,6
<i>B2m – per metanizzazione di nuove aree</i>	155,6
<i>B2t – per il settore termoelettrico</i>	0,0
B3 – incremento sicurezza e affidabilità delle forniture	122,4
<i>B3n – in condizioni normali</i>	45,3
<i>B3d – in condizioni di stress disruption</i>	77,1
B4 – costi evitati	0,0
<i>B4o – costi di investimento sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative*</i>	n.d.
<i>B4p – costi relativi a penali da sostenere in caso di mandata realizzazione dell'infrastruttura a beneficio di Paesi extra-UE</i>	0,0
B5 – riduzione delle esternalità negative per emissioni di CO2	8,0
B6 – riduzione delle esternalità negative per emissioni non CO2	1,2
B7 – maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico*	n.d.
Analisi dei costi	M€
Spese in conto capitale (capex) relative a ciascuna opera principale ed accessoria, tenendo conto di eventuali contingency	135,0
Spese operative annuali (opex) per esercizio e manutenzione delle infrastrutture	0,5
Costi di natura sociale e/o ambientale	1,2
Grado di maturità della stima	<i>progetto esecutivo - affidamento commesse</i>
Impegno economico già sostenuto (al 2018)	11,1
Indicazione di eventuali contributi in conto capitale percepiti e di eventuali costi compensativi esogeni	0,0
Indicatori di performance economica	
VAN <sub>E</sub>	158,2
B/C	2,2
PBP <sub>E</sub>	12,4

\* dato non ancora disponibile, in corso di approfondimento

### 3.5.1.3 Gasdotto “San Marco - Recanati”

Il gasdotto è un progetto strategico di SGI che ha ottenuto l’autorizzazione unica dal MiSE, e interesserà la regione Marche e la linea medio alto adriatica, aumentando la capacità di trasporto e consentendo di realizzare il completamento di un sistema integrato da Larino a Recanati, aumentando la sicurezza e la flessibilità nella gestione operativa dell’intera rete SGI, anche con flussi bidirezionali.

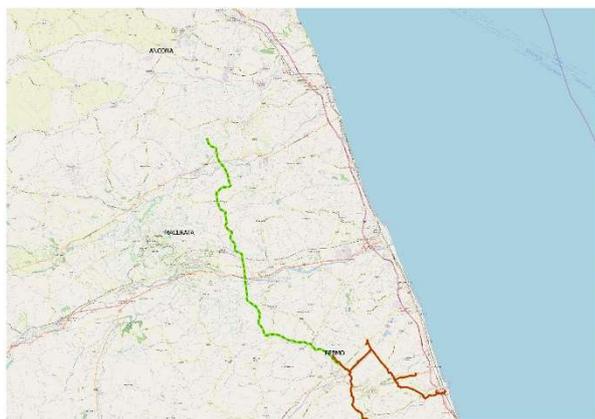


Figura 13 - Il tracciato del gasdotto “San Marco-Recanati”

L’opera, così come concepita, realizza una nuova interconnessione strategica bidirezionale con la

rete Snam Rete Gas a Recanati - oltre a quella monodirezionale già presente sulla rete di Collalto. Essa consentirà di trasportare verso nord la capacità incrementale e realizzerà, in sinergia con i gasdotti Snam Rete Gas, un importante sistema integrato del trasporto gas nel centrosud Italia in grado di supportare e migliorare le capacità di flusso bidirezionale e le condizioni di flessibilità.

Con il completamento della linea la rete magliata di SGI potrà adeguatamente utilizzare il risultante incremento di linepack complessivo (pari a 120.000 Sm<sup>3</sup>/bar) per migliorare le prestazioni di punta giornaliera e rispondere più efficacemente a maggiori oscillazioni infragiornaliere.

Il progetto è in fase esecutiva ed inserito dal MiSE in RNG. I razionali del progetto sono:

- il metanodotto risulta indispensabile per il completamento della linea costiera adriatica e per realizzare la nuova interconnessione a Recanati, dove il metanodotto Snam Rete Gas ha un “nodo” più importante rispetto alla zona della attuale interconnessione di San Marco

Denominazione Progetto	Metanodotto San Marco-Recanati 24”
Codice identificativo	5681
Lunghezza della condotta	km 35
Diametro nominale della condotta	24 pollici
Pressione massima di esercizio	75 bar
Portata massima del metanodotto	7 Mil Sm <sup>3</sup> /g
FID status	Approvato
Riferimento al TYNDP Entso-G	TRA-N-974 – tratto San Marco-Recanati
Avanzamento rispetto al piano precedente	Ottenuta Autorizzazione Unica. Completate indagini preliminari; in corso attività di permitting e acquisto materiali; in corso affidamento contratto di appalto per costruzione
Benefici attesi	reverse flow, incremento sicurezza del sistema
Costo Investimento	Circa 45 Mil €
<i>Di cui</i>	
<i>Progettazione</i>	1,19 Mil €
<i>Asservimenti</i>	4,81 Mil €
<i>Materiali</i>	10,60 Mil €
<i>Costruzione</i>	27,40 Mil €
<i>Supervisione</i>	0,60 Mil €
<b>Tempistiche</b>	
Avvio Procedimento di autorizzazione	<b>Giugno 2016</b>
Ottenimento decreto non assoggettabilità a VIA	<b>Giugno 2017</b>
Pubblicazione Decreto Autorizzativo MiSE	<b>Aprile 2018</b>
Avvio attività di realizzazione	<b>Luglio 2018</b>
<b>Inizio lavori</b>	<b>Marzo 2019</b>

(ora vincolato ad un unico possibile orientamento dei flussi da Nord a Sud);

- il completamento della linea consentirà di realizzare una nuova via preferenziale verso Nord, in controflusso (garantito dalla nuova centrale di compressione a San Marco) rispetto agli attuali assetti, capace di convogliare verso Nord la capacità attuale ed aggiuntiva futura dei campi di stoccaggio;
- l'opera è indispensabile e, congiuntamente alla realizzazione della prevista centrale di compressione, consentirà la riconsegna alla RN di SRG.

Il metanodotto, che avrà una lunghezza di circa 35 Km (DN 600 – 24”), attraverserà i territori di numerosi comuni nelle province di Fermo, Macerata e Ancona e si interconetterà con la rete nazionale Snam Rete Gas a Recanati. Per le suddette caratteristiche il nuovo gasdotto è stato inserito nella Rete Nazionale con Decreto MiSE 9 Ottobre 2014.

Nella seguente tabella sono sintetizzati i risultati dell'analisi costi-benefici, per tale progetto nessun parametro o variabile è risultato critico ai sensi dell' art. 13 All. A delibera 648/2018/R/GAS

Progetto:	
SAN MARCO-RECANATI	
Analisi dei benefici	M€ attualizzati
B1 – variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura del gas	0,0
B2 – variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili (cd. fuel switching)	30,8
<i>B2m – per metanizzazione di nuove aree</i>	30,8
<i>B2t – per il settore termoelettrico</i>	0,0
B3 – incremento sicurezza e affidabilità delle forniture	69,6
<i>B3n – in condizioni normali</i>	29,8
<i>B3d – in condizioni di stress disruption</i>	39,9
B4 – costi evitati	0,0
<i>B4o – costi di investimento sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative*</i>	n.d.
<i>B4p – costi relativi a penali da sostenere in caso di mandata realizzazione dell'infrastruttura a beneficio di Paesi extra-UE</i>	0,0
B5 – riduzione delle esternalità negative per emissioni di CO2	1,5
B6 – riduzione delle esternalità negative per emissioni non CO2	0,6
B7 – maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico	n.d.
Analisi dei costi	M€
Spese in conto capitale (capex) relative a ciascuna opera principale ed accessoria, tenendo conto di eventuali contingency	44,8
Spese operative annuali (opex) per esercizio e manutenzione delle infrastrutture	0,1
Costi di natura sociale e/o ambientale	0,3
Grado di maturità della stima	progetto esecutivo - affidamento commesse
Impegno economico già sostenuto (al 2018)	7,2
Indicazione di eventuali contributi in conto capitale percepiti e di eventuali costi compensativi esogeni	0,0
Indicatori di performance economica	
VAN <sub>E</sub>	58,1
B/C	2,3
PBP <sub>E</sub>	10,5

\* dato non ancora disponibile, in corso di approfondimento

### 3.5.1.4 Stazione di spinta area San Marco

Denominazione Progetto	Stazione di spinta "San Marco"
Codice identificativo	5515
Lunghezza della condotta	n.a.
Diametro nominale della condotta	n.a.
Pressione massima di esercizio	75 bar
Portata massima del metanodotto	7 Mil Sm <sup>3</sup> /g
FID status	Da approvare
Data prevista avvio lavori	2020
Data prevista entrata in esercizio	2022
Data prevista ottenimento VIA	2020
Data prevista avvio Pubblica Utilità	2020
Data prevista Decreto MiSE	2020
Riferimento al TYNDP Entso-G	TRA-N-974
Avanzamento rispetto al piano precedente	Identificati siti idonei, in corso selezione finale.
Benefici attesi	reverse flow, incremento sicurezza del sistema
Costo Investimento	Circa 44 Mil €
<b>Tempistiche</b>	
Avvio Procedimento di autorizzazione	Luglio 2019
Ottenimento decreto VIA e Autorizzazione Unica	2020
Pubblicazione Decreto Autorizzativo MiSE	2020
<b>Inizio lavori</b>	2021

Il progetto consiste nello studio e nella successiva realizzazione di una nuova stazione di compressione, localizzata nella zona nord della rete di trasporto SGI, tra San Marco e Recanati, al fine di consentire la consegna alla futura interconnessione con Snam Rete Gas di Recanati alla pressione di almeno 60 bar, incrementare la sicurezza, la continuità e l'affidabilità del sistema SGI e della rete Snam nell'area nella fornitura di gas. La nuova centrale, di una potenza stimata pari a 3 MW, permetterà di migliorare l'efficienza operativa della rete mediante:

- l'ottimizzazione degli assetti di trasporto;
- il controllo dei regimi di pressione di riconsegna ora vincolati alle pressioni presso le interconnessioni con l'operatore maggiore;
- il controllo dei livelli di line pack al fine di bilanciare la variabilità dei prelievi.

Con la realizzazione della centrale arriverà a compimento il progetto di rinnovamento e potenziamento della rete SGI, in particolare della linea adriatica, che a quel punto potrà esplicare interamente la sua potenzialità di aumento della capacità di trasporto e realizzazione della possibilità di "reverse flow", restituendo al sistema tutti i benefici previsti.

La fase di studio per la progettazione preliminare è stata avviata a giugno 2018.

Nella seguente tabella sono sintetizzati i risultati dell'analisi costi-benefici, per tale progetto nessun parametro o variabile è risultato critico ai sensi dell' art. 13 All. A delibera 648/2018/R/GAS

Progetto:	
STAZIONE DI SPINTA San Marco	
Analisi dei benefici	M€ attualizzati
B1 – variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura del gas	0,0
B2 – variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili (cd. fuel switching)	0,0
<i>B2m – per metanizzazione di nuove aree</i>	0,0
<i>B2t – per il settore termoelettrico</i>	0,0
B3 – incremento sicurezza e affidabilità delle forniture	197,2
<i>B3n – in condizioni normali</i>	61,7
<i>B3d – in condizioni di stress disruption</i>	135,5
B4 – costi evitati	0,0
<i>B4o – costi di investimento sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative*</i>	n.d.
<i>B4p – costi relativi a penali da sostenere in caso di mandata realizzazione dell'infrastruttura a beneficio di Paesi extra-UE</i>	0,0
B5 – riduzione delle esternalità negative per emissioni di CO2	0,0
B6 – riduzione delle esternalità negative per emissioni non CO2	0,0
B7 – maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico	0,0
Analisi dei costi	M€
Spese in conto capitale (capex) relative a ciascuna opera principale ed accessoria, tenendo conto di eventuali contingency	43,9
Spese operative annuali (opex) per esercizio e manutenzione delle infrastrutture	3,7
Costi di natura sociale e/o ambientale	0,4
Grado di maturità della stima	costi unitari - fase di pianificazione
Impegno economico già sostenuto (al 2018)	0,4
Indicazione di eventuali contributi in conto capitale percepiti e di eventuali costi compensativi esogeni	0,0
Indicatori di performance economica	
VAN <sub>E</sub>	106,1
B/C	2,2
PBP <sub>E</sub>	8,2

\* dato non ancora disponibile, in corso di approfondimento

### 3.5.1.5 Sistema trasporto Larino-Recanati

Gli interventi descritti in precedenza, sebbene nascano come progetti indipendenti, ciascuno con il proprio iter autorizzativo e con i propri benefici, si inseriscono in un importante sistema di gasdotti di circa 290 km, dalla provincia di Campobasso alla provincia di Ancona.

Il sistema di gasdotti Larino-Recanati è stato inserito nel Ten Year Network Development Plan (TYNDP) di Entso-G per il periodo 2017-2026 con il Codice Entso-G TRA-N-974.

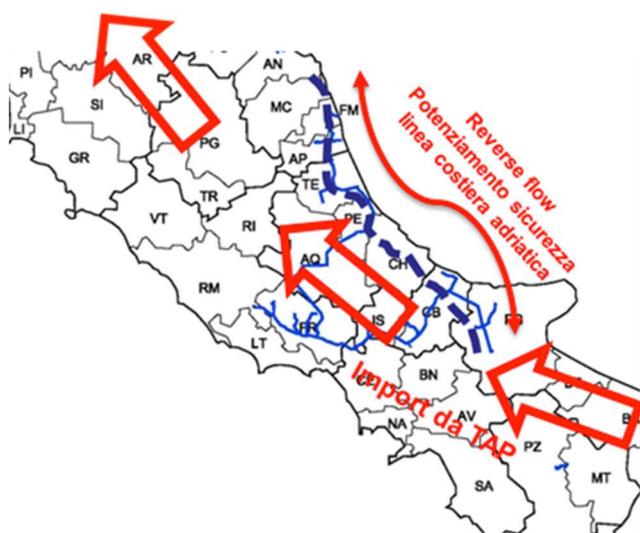


Figura 14 - Il progetto TRA-N-974

Il sistema si compone di 5 sezioni, costituite da tratti di gasdotti realizzati in diverse epoche.

#### Sezioni del progetto:

1. sezione Larino-Chieti (vedi punto 3.5.1.2): costruzione di 113 km di metanodotti da 24" che collegano le province di Campobasso e Chieti, attraverso i poli industriali di San Salvo e Val di Sangro. Il metanodotto è in fase di progettazione definitiva;
2. sezione Chieti-Cellino: 55 km di metanodotto, in esercizio da oltre 20 anni;
3. Sezione Cellino-San Marco: 90 km di metanodotto di cui 50 km costituenti le fasi 1 e 2 già completati e in esercizio ed i restanti 25 km in corso di costruzione con completamento previsto nel 2018;

4. sezione San Marco-Recanati (vedi punto 3.5.1.3): 35 km di metanodotto che collegano le province di Fermo, Macerata e Ancona e si conetterà con il metanodotto Snam Rete Gas a Recanati;
5. sezione Stazione di Spinta San Marco (vedi punto 3.5.1.4): il progetto consiste nella costruzione della prima stazione di compressione sulla rete SGI, fra San Marco e Recanati. La potenza stimata della centrale di compressione è pari a 3 MW. La descrizione dettagliata di ciascuna sezione del progetto è riportata nei successivi paragrafi.

#### Benefici attesi del sistema integrato

Il sistema di gasdotti si inserisce lungo il corridoio europeo SGC (Southern Gas Corridor) consentendo di trasportare gas da Sud verso Nord e persegue l'obiettivo specifico di contribuire alla sicurezza dell'offerta gas.

Il Corridoio SGC nasce dall'esigenza dell'Unione Europea e dei Transmission System Operators (TSO) europei di individuare progetti infrastrutturali destinati ad incrementare la diversificazione delle fonti e la sicurezza degli approvvigionamenti energetici nell'ambito di gruppi geografici, all'interno delle quali i TSO possano sviluppare dei piani d'investimento di interesse comune. Il completamento dei progetti a Piano e, quindi, la realizzazione del sistema integrato sulla costa adriatica, oltre ai benefici locali delle singole sezioni, permetterà di:

- garantire nei prossimi decenni le condizioni di sicurezza del servizio sull'attuale dorsale (che dovrà subire una progressiva riduzione delle pressioni di esercizio per obsolescenza);
- evitare congestioni nel tratto in questione, soddisfare aumenti di capacità in relazione all'evoluzione della domanda;
- consentire l'allacciamento per le future interconnessioni con i campi di stoccaggio in sviluppo nell'area e con i campi di stoccaggio già in esercizio di San Salvo e Cellino.
- completare un corridoio Nord-Sud critico per aumentare la flessibilità del trasporto dell'intero sistema SGI con il transito di flussi di gas bidirezionali che contribuirà anche a

facilitare riassetti di rete operati da Snam Rete Gas su una tratta (linea costiera adriatica) a ridotte pressioni di esercizio, in caso di situazioni di emergenza climatica e/o di approvvigionamento.

- apportare al sistema una capacità giornaliera addizionale di 5 Mil Sm<sup>3</sup> / giorno, in modalità bidirezionale.

Il completamento del sistema integrato Larino Recanati renderà anche possibile un'ulteriore estensione fino a Biccari, ove realizzare il collegamento alla rete Snam in reverse flow a sud e quindi completare una direttrice costiera adriatica nord-sud con totale flessibilità nella gestione dei flussi tra le aree pugliese e marchigiana.

SGI ha avviato un primo studio di fattibilità del collegamento Larino – Biccari di cui sopra. La realizzazione sarà sincronizzata con il possibile raddoppio dei volumi d'importazione proveniente dalla Puglia verso la metà dell'arco del presente Piano: 2022 – 2024.



### 3.5.2 Progetti a medio e lungo termine (2021+)

Nel Piano a medio lungo termine di SGI sono inserite le opere necessarie al completamento del corridoio medio adriatico (sistema integrato Larino–Recanati), raccordando tratti esistenti della rete SGI e collegandoli alla rete nazionale Snam Rete Gas da Larino a sud, fino a Recanati a nord, senza strozzature o interruzioni.

La realizzazione, in coerenza con gli indirizzi regionali e nazionali, del progetto per la metanizzazione della Sardegna è l'altra direttrice di sviluppo sul medio lungo termine. Il Piano inoltre prevede diversi interventi sulle reti regionali, i cui principali sono illustrati qui di seguito.

#### 3.5.2.1 Gasdotto Larino-Biccari

Il completamento del sistema integrato Larino Recanati renderà realizzabile un ulteriore estensione fino a Biccari (circa 70 km), ove realizzare il collegamento alla rete Snam in reverse flow a sud e quindi completare una direttrice costiera adriatica nord-sud con totale flessibilità nella gestione dei flussi tra le aree pugliese e marchigiana. Ciò renderà anche possibile, attraverso il collegamento alla dorsale Adriatica Snam, intercettare volumi immessi nella RNG dal nuovo punto d'importazione. La realizzazione di questo metanodotto, attraversando un'area con una densità di parchi solari ed eolici fra le maggiori nel paese, consentirà l'incremento delle potenzialità di immissione in rete del gas risultante dalla conversione degli eccessi di produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili.

Un primo studio di fattibilità è stato effettuato da SGI e prevede di utilizzare il corridoio della rete già esistente e la sostituzione di circa 40 km della vecchia linea 6" a fine vita. La progettazione preliminare sarà avviata nel corso del 2019. La realizzazione è prevista verso la metà dell'arco del presente Piano: 2023 – 2027.

### 3.5.2.2 Infrastruttura energetica della Regione Sardegna

SGI ha presentato nei piani precedenti incluso il piano 2017 il proprio piano di infrastruttura per la conversione energetica della Sardegna, coerente con lo sviluppo delle altre infrastrutture (GNL) e corredato della Analisi Costi-Benefici.

Nel corso del 2017 SGI e Snam hanno individuato un progetto comune per la realizzazione dell'infrastruttura di trasporto gas nell'isola, la rete sarà realizzata e gestita da una nuova Joint Venture tra SGI e Snam.

Nel 2018 sono stati finalizzati gli accordi tra SGI e Snam per la gestione congiunta del Progetto Sardegna e lo scorso Ottobre questa intesa ha ricevuto l'autorizzazione della Commissione Europea. Le parti stanno quindi procedendo alla costituzione della joint venture.

La costituenda società in qualità di Gestore di una Rete di Trasporto Gas presenterà il proprio piano di sviluppo e l'analisi costi-benefici che, nelle more della costituzione, si allega al presente Piano.

### 3.5.3 Progetti metanodotti minori e sostituzioni

#### 3.5.3.1 Anello "Val D'Aso"

Lo scopo del progetto è la realizzazione di un metanodotto di circa 20 Km ed avente un diametro DN 10" in raddoppio all'esistente che, dal metanodotto Carassai – P.S. Vittorino, assicuri il collegamento e la fornitura di gas naturale del bacino d'utenza dell'alta Val D'Aso alimentato per mezzo della presa di Montedinove.

Il nuovo gasdotto si rende necessario per assicurare le migliori condizioni di esercizio in termini di sicurezza della rete attuale, rappresentata da un metanodotto che attraversa terreni a continuo rischio erosione da parte del fiume Tesino. Inoltre il bacino d'utenza sopra

menzionato sembra mostrare un buon dinamismo dei prelievi con incrementi che in futuro potrebbero diventare interessanti e verso i quali l'attuale tubazione DN 6" potrebbe non essere in grado di garantire le portate aggiuntive. In tal senso la chiusura dell'anello coglierebbe contemporaneamente il duplice obiettivo di mettere in sicurezza la rete e di garantire i prelievi legati agli sviluppi del mercato dell'area.

L'avvio del progetto è prevista tra il 2018 e il 2019.

### *3.5.3.2 Sostituzione allaccio Comune di Montefino (TE)*

Il progetto prevede la sostituzione dell'attuale metanodotto costituito da tubazioni per circa 8 km e di diametro variabile da 3" a 6", realizzate a partire dagli anni settanta.

Lo scopo è quello di migliorare le condizioni di sicurezza e la capacità di trasporto a servizio della rete di distribuzione del Comune di Montefino e di declassare il metanodotto esistente.

Il nuovo metanodotto avrà una lunghezza di circa 7,5 km e un diametro pari a DN 6".

L'avvio del progetto è previsto entro il 2018.

### *3.5.3.3 Sostituzione anello Campobasso*

Il progetto, elaborato nel 2018, prevede la sostituzione per obsolescenza di una importante linea 14", che consente la magliatura della rete nell'area di Campobasso. La sostituzione è stata decisa sulla base delle risultanze delle indagini invasive e non invasive che, nel corso dell'ultimo decennio hanno consentito di determinare la curva di deterioramento delle tubazioni e, di conseguenza, valutarne la vita utile residua.

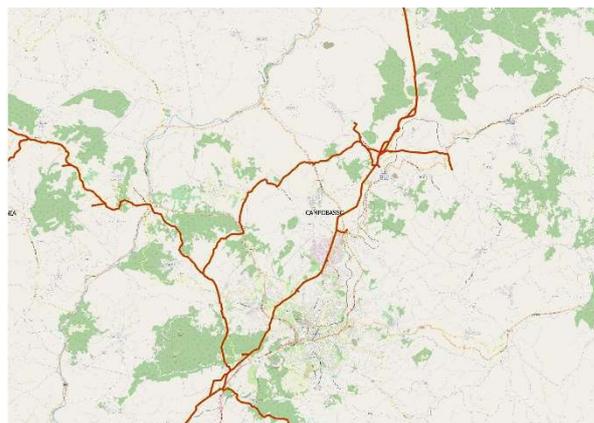


Figura 15 – tracciato "anello" di Campobasso

L'intervento sarà realizzato per tratti e prevede la dismissione dell'attuale tubazione.

### *3.5.3.4 Sostituzione gasdotto Cellino-Bussi*

Il progetto, in corso di elaborazione, prevede la sostituzione per obsolescenza di una importante linea 8" e lunga circa 40 km, che consente la magliatura della rete nell'area di Chieti. La sostituzione è stata decisa sulla base delle risultanze delle indagini invasive e non invasive che, nel corso dell'ultimo decennio hanno consentito di determinare la curva di deterioramento delle tubazioni e, di conseguenza, valutarne la vita utile residua.

### *3.5.3.5 Sostituzione allacciamenti obsoleti*

SGL prevede una serie di progetti per il rinnovamento della rete, per tutti gli allacciamenti giunti a fine vita (con oltre 50 anni di vita) e sulla base delle risultanze delle indagini e ispezioni (interne ed esterne) e relativa valutazione della durata residua:

- sostituzione completa di linee obsolete relative ad allacci;
- rifacimento derivazioni secondarie;

### 3.5.4 Progetti di mantenimento

SGI prevede una serie di progetti per il mantenimento della rete:

- sostituzione parziale di tratti di linee con un elevato grado di progressione della corrosione (rilevato da ispezioni pig, ispezioni non invasive e indagini dirette in campo);
- declassamento di linee obsolete e/o posate in aree di successiva urbanizzazione (a fronte del completamento del programma di potenziamento delle dorsali principali della rete);
- revamping impianti obsoleti.

### 3.5.5 Altri investimenti

Gli investimenti raggruppati nella categoria “altri investimenti” si riferiscono a sviluppo di sistemi ed infrastrutture di Information Technology e telecomunicazioni, per l’adeguamento dei sistemi informatici all’evoluzione normativa, all’aumento della sicurezza e qualità nello svolgimento del servizio di trasporto nei confronti degli utenti.

#### 3.5.5.1 Sistemi ICT centralizzati

- rinnovamento del sistema SCADA e sviluppo del nuovo software di gestione del telecontrollo e della telelettura degli apparati di misura;
- upgrade del sistema di gestione cartografica GIS, con integrazione con i sistemi gestionali e di workforce management.

#### 3.5.5.2 Sistemi di campo

- interventi di upgrade delle linee di misura alle interconnessioni per adeguamento alle direttive MID;

- modernizzazione di impianti di sezionamento, regolazione, telecontrollo e sistemi di misura;
- recuperi ambientali e salvaguardia del territorio, compreso l’impiego di apparati di recupero del gas negli interventi manutentivi;
- aumento dell’efficienza e della qualità del servizio di gestione degli apparati di misura;
- sviluppo di sistemi di monitoraggio delle perdite distribuite;
- studio e sperimentazione di sistemi innovativi per la sorveglianza (es. droni) delle linee e di ispezione non invasiva per le linee non piggabili;
- adempimenti di legge e/o normativi.

#### 3.5.5.3 Sistemi gestionali e digitalizzazione documentale

- completamento delle attività per la realizzazione di un sistema di gestione patrimoniale e relativa digitalizzazione della documentazione;
- integrazione del sistema per la gestione delle concessioni nei sistemi aziendali e digitalizzazione di tutti gli atti di concessione.

### 3.5.6 Investimenti per la Transizione Energetica

Il Power-to-Gas (PtG) è quell’insieme di procedimenti che consentono di convertire l’elettricità rinnovabile in gas e, con speciale riferimento al procedimento di elettrolisi, in idrogeno. E, nella seconda fase, combinando l’idrogeno con la CO<sub>2</sub>, permettono di produrre metano sintetico attraverso la metanazione. Il gas così prodotto ha proprietà simili al gas naturale fossile, ma è 100% rinnovabile e dato l’assorbimento di CO<sub>2</sub>, ha emissioni nette potenzialmente negative, a seconda dell’origine della CO<sub>2</sub> utilizzata.

Questa tecnologia è ideale per supportare l’uso dell’eccesso di energia da fonti intermittenti come

il vento e il sole, che altrimenti verrebbe sprecata, ad es. a causa della mancanza di domanda.

La rete del gas potrà essere utilizzata per immagazzinare l'energia, sotto forma di gas rinnovabile che quindi può sfruttare da subito l'intera infrastruttura gas esistente (trasporto, stoccaggio e distribuzione) con un impareggiabile beneficio in termini di velocità e costi di diffusione. Senza impatti per l'utente finale. Tra i potenziali impatti positivi dell'implementazione del PtG vi è certamente l'accelerazione della penetrazione di dette FER non programmabili, caratterizzate da una significativa variabilità stagionale, nel mix energetico nazionale.

Il primo passo su questa strada è la produzione d'idrogeno mediate elettrolisi per l'immissione diretta in rete. Tecnicamente risulta possibile miscelare in sicurezza fino a circa il 10% di idrogeno con il metano.

La collocazione della rete SGI nel centrosud Italia, in prossimità alle aree ove è presente ma soprattutto è previsto il maggior sviluppo della generazione rinnovabile non programmabile (eolico e solare) la rende particolarmente indicata per SGI.

SGI sta concludendo uno studio di fattibilità con ENEA, con cui è in fase di definizione un apposito Protocollo d'Intesa, per definire localizzazione e taglia di uno o più progetti pilota sulla propria rete. A regime la rete SGI potrà assorbire fino a 88 Mil Smc/anno d'idrogeno prodotti da una capacità di conversione complessiva tra i 200 e i 300 MW dislocata in vari punti della propria rete.

Il PtG è un asse di ricerca del Programma Triennale della Ricerca sul Sistema Elettrico 2019-2022 in fase di definizione fra ENEA e MiSE. La definizione di un quadro tecnico e normativo per le attività PtG determinerà l'effettiva dimensione e tempistica del programma che SGI porterà a termine.

Sono in corso anche alcuni progetti relativi ad allacciamenti per impianti di produzione biometano:

- Allaccio nel Comune di Guglionesi in fase di ottenimento Autorizzazione Unica;

- Allaccio nel Comune di Force in fase di verifica fattibilità;
- Allaccio nel Comune di Patrica in fase di progettazione;

### 3.6 Il Piano nel contesto comunitario e dei Piani di Sicurezza di Approvvigionamento

Il Piano riguarda misure relative allo sviluppo della Rete Nazionale e di conseguenza incide solo indirettamente sugli obiettivi di diversificazione degli approvvigionamenti. Tuttavia lo stesso consente di conseguire, o di contribuire a conseguire, diversi obiettivi del Piano di Emergenza e del Piano di Azione Preventiva (di seguito "PAP") previsti dal DM MiSE del 18 ottobre 2017 emanato a valle del D.Lgs 93/2011 Art 8.1.

Di seguito sono riportati i progetti contenuti nel Piano, gli effetti conseguiti e gli obiettivi del D.Lgs 93/2011 al fine di premetterne una valutazione di coerenza.

Le suelencate misure, oltre ad essere funzionali agli obiettivi del Piano di Emergenza e di Azione Preventiva permettono di assolvere ai precisi compiti ivi assegnati alle Imprese di Trasporto. Con la realizzazione del Piano – e delle infrastrutture ad esso propedeutiche, come gli stoccaggi - la capacità d'intervento di SGI ne risulterebbe sostanzialmente migliorata non solo nelle aree di pertinenza, ma anche per alcune porzioni di Rete Nazionale del Centro/Sud Italia adiacenti alla propria rete.

Sul punto è importante ricordare la valutazione già effettuata dal MiSE, nell'ambito della propria competenza ai sensi del d.lgs 93/2011, che ha considerato che *"in particolare i gasdotti San Marco – Recanati e Larino – Chieti, migliorando la capacità di flusso bidirezionale e permettendo le future interconnessioni con i siti di stoccaggio di gas naturale esistenti o previsti, aumentano la sicurezza dell'approvvigionamento e contribuiscono alla realizzazione di nuova capacità"*

di trasporto bidirezionale che risulta necessaria per favorire le importazioni di gas naturale localizzate nel sud dell'Italia e, quindi, la diversificazione dell'approvvigionamento e la sicurezza del sistema del gas naturale in coerenza con l'obiettivo della SEN di sviluppo dell'Italia come hub sud europeo del gas;" (comunicazione del 25 Maggio 2016, prot. 14264, della Direzione Generale per la Sicurezza dell'Approvvigionamento e le Infrastrutture Energetiche – DGSAIE - del MISE).

La metanizzazione della Sardegna infine consentirà lo sviluppo di un mercato per l'approvvigionamento e stoccaggio di GNL che, oltre soddisfare le esigenze della Regione, potrà costituire una domanda incrementale che favorirà lo sviluppo nel mediterraneo di una flotta di piccole/medie metaniere che andrà ad incrementare liquidità e flessibilità della logistica di approvvigionamento del GNL in ultima analisi offrendo un ulteriore strumento per la gestione di alcuni tipi di crisi nell'approvvigionamento.

<b>Interventi Piano SGI</b>	<b>Impatto su Sistema di Trasporto Gas</b>	<b>Obiettivi Piani Emergenze e Azione Preventiva</b>
<b>1 Metanodotto Cellino S.Marco II Metanodotto S.Marco – Recanati Centrale di Compressione S. Marco</b>	Lo sviluppo di nuova capacità di reverse flow per 4,8 ml Mil Sm3/g contribuirà all'efficacia degli interventi messi in campo dall'Impresa Maggiore di Trasporto per la gestione di emergenze.	DM MISE del 19/4/2013 (Art 3.2 lett c) Le imprese di Trasporto interconnesse operanti sul territorio nazionale collaborano per garantire condizioni di interoperabilità che contribuiscano al buon fine di ogni fase di crisi
<b>2 Metanodotto Cellino S.Marco II Metanodotto S.Marco – Recanati Centrale di Compressione S. Marco</b>	Una maggior flessibilità nelle interconnessioni con L'IMT (capacità di ricevere o riconsegnare gas) che permetterà di concorrere alla gestione di emergenze anche in aree immediatamente limitrofe alla propria rete.	D.L. 39/2011 Art 8.1 comma a) Garantire la consegna ai "clienti tutelati" per 30 gg in caso di guasto della principale infrastruttura in caso di inverno medio
<b>3 Metanodotto Cellino S.Marco II</b>	Completamento del revamping di alcune porzioni di rete SGI per potenziare la capacità di trasporto e preservare le originali condizioni di affidabilità altrimenti oggetto di progressiva obsolescenza, con rischi per l'affidabilità del trasporto che risulterebbero più acuti nelle situazioni di emergenza	D.L. 39/2011 Art 8.1 comma b) e c) Garantire la consegna ai "clienti tutelati" per domanda eccezionalmente elevata per 7gg e 30 gg con probabilità statistica 1/20 anni



04

## 4 INVESTIMENTI E STRUTTURA FINANZIARIA

phase	Progetto	2018	2019	2020	2021	2022	Totale 2018-2027
FID	metanodotto Cellino-San Marco II tronco	36,3	3,3				39,6
	metanodotto Larino-Chieti	8,4	32,6	31,9	50,4	9,7	133,0
	metanodotto San Marco-Recanati	6,4	20,3	14,0	4,2		44,8
	Stazione di spinta	0,3	1,3	17,3	13,0	12,0	43,9
	metanodotto Larino-Biccardi	0,0	0,1	0,6	1,3	25,0	60,0
	progetti metanodotti minori e sostituzioni	4,9	7,5	5,3	4,8	5,7	61,5
	progetti di mantenimento	2,7	2,7	1,2	0,5	0,5	11,2
	allacciamenti	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	4,1
	altri investimenti	0,9	1,7	1,7	1,0	1,0	11,3
	Totale	9,3	13,7	26,5	21,0	44,6	192,0
<b>Piano di Sviluppo Decennale</b>		<b>60,4</b>	<b>69,8</b>	<b>72,4</b>	<b>75,6</b>	<b>54,3</b>	<b>409</b>

Tabella D - piano investimenti decennale - dati in Mil €

### 4.1 Investimenti programmati

Il piano degli investimenti è riassunto nella successiva Tabella D che riporta la descrizione delle principali voci d'investimento previste da SGI nel periodo 2018-2027.

Gli investimenti per l'anno in corso (2018) ammontano a ca. 60 Mil € e quelli programmati per il quadriennio successivo ammontano a 272 Mil €, per un totale di investimenti programmati nel periodo 2018-2022 pari a 333 Mil €.

### 4.2 Struttura finanziaria

Il Piano verrà finanziato mediante la generazione di flussi di cassa della propria gestione caratteristica unitamente a finanziamenti esterni provvisti da primarie banche nazionali e internazionali, oltre che dalla Banca Europea degli Investimenti (BEI). In particolare il finanziamento della BEI è stato approvato dall'*European Fund of Strategic Investments* (EFSI), nell'ambito del cosiddetto *Junker Plan*, in linea con gli obiettivi di sviluppo delle infrastrutture energetiche ed in accordo con le politiche energetiche della Comunità Europea. Nello specifico la BEI ha finanziato i progetti Cellino-San Marco per 40 Mil €, Larino Chieti e S.Marco Recanati per 90 Mil €

La struttura finanziaria di SGI è stata sviluppata per garantire un adeguato livello di liquidità e flessibilità sufficiente a far fronte ai possibili cambiamenti operativi e finanziari. Sulla base del quadro regolatorio in essere, la dimensione di giro

d'affari raggiunta da SGI produrrà, nei prossimi dieci anni, un margine operativo tale da consentire, tra l'altro, il finanziamento autonomo del Piano, che alle condizioni attuali di mercato si potrà attestare nell'intorno del 30%. Il restante 70% - 75% sarà finanziato da istituti operanti nei mercati finanziari internazionali e organismi nazionali o comunitari e dalla Banca Europea degli Investimenti con finanziamenti di lungo periodo, oltre che con possibili combinazioni di strumenti di debt capital market.

SGI ha già in essere finanziamenti per coprire gli investimenti programmati nei prossimi anni ed ha stipulato contratti di copertura dei tassi a mitigare i rischi correlati. Il Piano qui illustrato si basa sulle condizioni tariffarie del periodo regolatorio attualmente in vigore, sia per quanto riguarda il livello di WACC e gli incentivi riconosciuti, sia per il carico fiscale. Le direttive e i provvedimenti normativi emanati in materia dall'Unione Europea e dal Governo italiano e le decisioni dell'ARERA,

possono avere un impatto significativo sull'operatività, i risultati economici e l'equilibrio finanziario della società.

In particolare, i futuri aggiornamenti del tasso di remunerazione del capitale investito, dovranno correttamente tener conto del fatto, che i soggetti finanziatori valutano il Piano nel suo complesso ed ogni elemento di variabilità si ripercuote sulla capacità di investimento di SGI. La capacità di attrarre capitali per investimenti dipenderà altresì dalla stabilità del regime regolatorio.

Eventuali modifiche della normativa europea o nazionale, che possano avere ripercussioni sul quadro normativo di riferimento, incideranno sull'effettiva realizzabilità del Piano qui presentato.



## ALLEGATO – METANIZZAZIONE SARDEGNA

Snam Rete Gas e SGI hanno siglato un accordo per la costituzione di un nuovo operatore di trasporto partecipato da entrambe le società che avrà il compito di realizzare ed esercire la rete di trasporto gas prevista per la metanizzazione della regione Sardegna. Il progetto presentato nell'attuale piano, sviluppato concordemente fra Snam Rete Gas e SGI, riguarda gli interventi volti a realizzare le strutture di trasporto del gas naturale interconnesse con i punti di alimentazione previsti. Con riferimento al "Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030" (PEARS), si è ipotizzato che la fornitura di gas sia garantita da alcuni dei terminali GNL in corso di sviluppo ed eventualmente altri la cui ubicazione è al momento ancora da precisare. Il progetto è stato comunque dimensionato allo scopo di perseguire la massima flessibilità e sicurezza di approvvigionamento, garantendo l'alimentazione del mercato ipotizzato a regime anche da un solo punto di alimentazione.

Il progetto è composto da una dorsale principale appartenente alla Rete Nazionale per una lunghezza pari a circa 380 km e avente diametro DN650/DN400 e dai metanodotti appartenenti alla Rete Regionale per circa 190 km aventi diametro DN400/DN150 che permetteranno di raggiungere le principali aree di mercato della Regione.

Le singole opere incluse nel progetto di metanizzazione sono programmate in più fasi realizzative il cui completamento è attualmente previsto tra il 2021 ed il 2025. Il progetto "Metanizzazione della Sardegna" è incluso nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 di ENTSOG con il codice identificativo TRA-N-1194 e nel GRIP "Southern Corridor".

Il progetto di metanizzazione della Sardegna consente di riequilibrare il mix delle fonti energetiche e di riallineare la configurazione a quella del resto dell'Italia e dell'Europa in termini di economicità e sostenibilità, nonché di garantire la sicurezza energetica dell'isola.

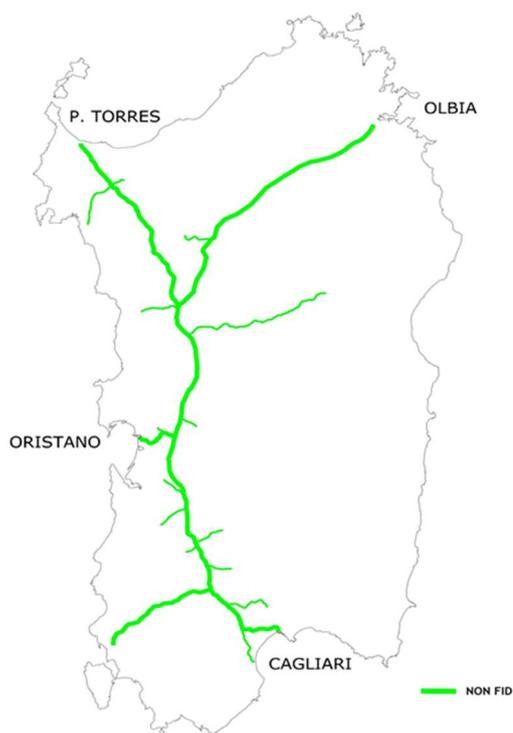


Figura 16 - PROGETTO DI METANIZZAZIONE DELLA SARDEGNA

## SCHEDA PROGETTO METANIZZAZIONE SARDEGNA – RN\_09

### ANALISI DELLA DOMANDA

Lo scenario di domanda considera una completa sostituzione con gas naturale dei combustibili nel mercato residenziale (principalmente GPL, aria propanata e gasolio) e una parziale sostituzione negli usi industriali, termoelettrici e dei trasporti. La domanda totale a regime in Sardegna è stimata in 722 Mmc/anno (escluso il potenziale di GNL nel settore dei trasporti che non si considera venga rigassificato ed immesso in rete), mentre la domanda utilizzata ai fini delle analisi presentate nel presente documento è stata determinata considerando i soli bacini attraversati dall'infrastruttura pianificata, che rappresentano circa il 90% della domanda complessiva per un volume a regime di 661 Mmc/anno. Le prime forniture, sono previste a partire dall'anno 2021 con una domanda gas a regime nell'anno 2030 secondo un percorso di progressiva metanizzazione valutato in base all'esperienza maturata da Snam Rete Gas in progetti analoghi sul territorio nazionale.

Viene di seguito riportata in tabella la relativa ripartizione per settore:

Settore	Volume (Mmc/a)
Civile + Terziario	152
Industria + Termoelettrico	441
Autotrazione	68
<b>Totale complessivo</b>	<b>661</b>

Tale stima di domanda non considera il potenziale di sostituzione nella produzione termoelettrica derivante da un eventuale *phase-out* del carbone, che la SEN prevede al 2025. Sulla base delle stime formulate da Terna in tale ambito, ai fini della sicurezza delle forniture elettriche oltre alla realizzazione di una ulteriore interconnessione, si prevede risulti necessaria l'operatività di due centrali a ciclo combinato CCGT per un totale di 400MW di potenza per una domanda aggiuntiva stimata in circa 100 mcm.

Vengono di seguito riportate le assunzioni alla base delle stime effettuate con riferimento ai singoli settori:

- **Civile + Terziario:** l'assunzione alla base del valore annuo di mercato del settore è che vengano sviluppate tutte le reti di distribuzione previste dal PEARS e che vi sia conversione da GPL, Aria Propanata e Gasolio a GAS. Si è inoltre assunta l'ipotesi di penetrazione delle rinnovabili pari al 68% per il residenziale e del 45% nel terziario ed un obiettivo di efficienza energetica che permette una riduzione dei consumi del 27% rispetto ad uno scenario inerziale di consumi di gas elaborato considerando una piena sostituzione di GPL, Aria Propanata e Gasolio con gas naturale. Il mercato residenziale e terziario di ogni comune è stato ricalcolato proporzionalmente rispetto ai volumi dello scenario inerziale. Per i comuni da metanizzare si è fatto riferimento ai bacini d'utenza definiti, ad esclusione dei bacini n° 12 e 29 e di alcuni comuni che non hanno aderito, come da informazioni desunte dal PEARS della Regione Sardegna del 2015;
- **Industria + Termoelettrico:** si ipotizza una crescita dell'economia regionale in linea con quella prevista per il Paese negli scenari di lungo termine. In tale ipotesi si assume una crescita industriale leggermente inferiore all'1% (0,7%) rispetto ai livelli di consumo energetico del settore industriale, (inclusa la cogenerazione) nell'anno 2013 pari a 400 ktep. Tali consumi sono principalmente coperti da prodotti petroliferi che costituiscono circa l'80% (320 Ktep) della richiesta energetica del settore industriale, in particolare olio combustibile (205 Ktep), GPL (32 Ktep) e Gasolio (8 Ktep) e gas derivati (85 ktep). La penetrazione del gas avviene quindi per *switch* da carburanti petroliferi a gas. Si è inoltre

assunto che nessun impianto termoelettrico venga convertito a gas naturale se non quelli funzionali alla generazione elettrica per gli impianti industriali; pertanto il comparto termoelettrico è stato assimilato all'industria e la ripartizione è stata fatta su base provinciale con riferimento ai dati storici;

- Autotrazione: si ipotizza una conversione degli autotrasporti da carburanti tradizionali a CNG con una penetrazione soprattutto nel trasporto privato e nel trasporto commerciale leggero. Tale ipotesi rappresenta uno scenario di penetrazione del CNG nei trasporti medio dei tre scenari presentati nel PEARS. Il volume per autotrazione è stato ripartito su base provinciale, in proporzione agli abitanti.

Ai fini del dimensionamento dell'infrastruttura, la portata di picco in condizioni di freddo eccezionale per il mercato Residenziale e Terziario, è stata definita incrementando del 90% la portata in condizioni di freddo normale, in accordo con le curve di temperatura con rischio termico 1 /20 anni caratteristiche per la regione Sicilia. Nella tabella seguente è riepilogato il mercato definito secondo i criteri sopra descritti:

Settore	Volume anno (Mmc/a)	Picco giornaliero freddo normale (Mmc/g)	Picco orario freddo normale (mc/h)	Picco giornaliero freddo eccezionale (Mmc/g)	Picco orario freddo eccezionale (mc/h)
Civile + Terziario	196	1,31	130.972	2,49	248.847
Industria + Termoelettrico	456	1,95	122.003	1,95	122.003
Autotrazione	70	0,30	38.052	0,30	38.052
<b>Totale complessivo</b>	<b>722</b>	<b>3,56</b>	<b>291.027</b>	<b>4,74</b>	<b>408.902</b>

Sono inoltre state effettuate ulteriori valutazioni considerando, in aggiunta alla domanda gas sopra descritta, la domanda derivante dall'eventuale conversione da carbone a gas delle centrali termoelettriche di Fiumesanto e Portoscuso. In tale scenario, il picco orario massimo considerato per entrambe le centrali è pari a 251.000 mc/h, che è stato valutato in aggiunta al picco orario in freddo eccezionale sopra riportato.

## ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

<b>Denominazione intervento</b>		<b>Metanizzazione Sardegna</b>			
<b>Opere principali ed accessorie</b>					
<b>Codice</b>	<b>Denominazione</b>	<b>DN</b>	<b>km</b>	<b>Pressione (bar)</b>	<b>Tipologia</b>
RN_09a	Met Cagliari - Palmas Arborea I tr.	650	32,3	75	principale
RN_09b	Met. Vallermosa - Sulcis	400	43	75	principale
RN_09c	Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr	650	61,8	75	principale
RN_09d	Met. Palmas Arborea - Macomer	400	49,9	75	principale
RN_09e	Met. Macomer - Porto Torres	650	76,6	75	principale
RN_09f	Met. Macomer - Olbia	250	17,4	75	principale
RN_09g	Met. Der. per Monserrato	150	5,3	75	principale
RN_09h	Met. Der. per Villacidro	150	8	75	principale
RN_09i	Met. Der. per Terralba	650	13,5	75	principale
RN_09j	Met. Collegamento Term. di Oristano	150	11,1	75	principale
RN_09k	Met. Der. per Guspini	150	4,4	75	principale
RN_09l	Met. Derivazione per Oristano città	400	54	75	principale
RN_09m	Met. Derivazione per Nuoro	200	6,6	75	principale
RN_09n	Met. Allacciamento per Sassari	150	0,7	75	principale
RN_09o	Met. stacco per comune di Ittiri	150	0,8	75	principale
RN_09p	Met. Stacco per comune di Pozzomaggiore	150	14,8	75	principale
RN_09q	Met. Der. per Capoterra- Sarroch	150	11,2	75	principale
RN_09r	Met. Der. per Sanluri	250	7,9	75	principale
RN_09s	Met. Der. per Serramanna	150	5,5	75	principale
RN_09t	Met. Allac. per Siamanna	200	17,2	75	principale
RN_09u	Met. Der. per Alghero	150	10,3	75	principale
RN_09v	Met. All. per Thiesi	400	104,5	75	principale
RN_09w	Met. All. per Suni	150	15,5	75	principale
<b>Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)</b>					
<b>Codice identificativo intervento</b>		COD. SRG: RN_09 TYNDP ENTSG: TRA-N-1194			

<b>Obiettivo generale dell'intervento</b>	Metanizzazione di aree non servite, concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento, sostenibilità ambientale
<b>Categoria principale intervento</b>	Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate
<b>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</b>	Piano Decennale 2017-2026
<b>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)</b>	La struttura è dimensionata per garantire il trasporto dei quantitativi di domanda riportati in precedenza in tutte le condizioni di supply.
<b>Punto di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità</b>	I punti di entrata, così come i punti di uscita, verranno individuati sulla base delle richieste di allacciamento.
<b>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</b>	<p>Il Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna (PEARS) individua tre possibili soluzioni di approvvigionamento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• un collegamento via tubo dalla Regione Toscana,</li> <li>• la costruzione di mini-rigassificatore in un'area industriale-portuale della Regione Sardegna,</li> <li>• la costruzione di depositi costieri (Small scale LNG) dislocati in diverse zone industriali-portuali della Regione Sardegna.</li> </ul> <p>Al fine della presente analisi si è considerata la soluzione che prevede la costruzione di depositi costieri dotati di impianti di rigassificazione in quanto coente con PEARS e SEN nonché ritenuta più conservativa. Il progetto così come strutturato risulta tuttavia in grado di accomodare tutte le scelte di approvvigionamento sopra riportate così come altre potenziali differenti opzioni.</p>
<b>Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</b>	Interventi di interconnessione con le infrastrutture di distribuzione
<b>Indicazione dello stato dell'intervento</b>	Ingegneria e Permessi

Data inizio progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
05/06/2017	13/02/18	21/06/17	06/2019	21/06/17	04/2019	07/2019	01/2021 - 12/2025

#### ANALISI COSTI/BENEFICI

**BENEFICI (art. 11) - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni**

Al fine della valutazione del risparmio potenziale, per i combustibili attualmente utilizzati in Sardegna sono stati assunti i prezzi rilevati negli ultimi mesi del 2016<sup>7</sup>. Il prezzo della CO2 è stato determinato sulla base del Carbon Shadow Price<sup>8</sup>.

I valori utilizzati sono riportati nella successiva Tabella.

Combustibile	Prezzi
GPL per uso riscaldamento	250 €/Mwh
Gasolio per uso riscaldamento	108 €/Mwh
Aria propanata	111 €/Mwh
Gasolio autotrazione	114 €/Mwh
Olio combustibile per uso industriale	64 €/Mwh
CO2	36 €/ton

Il prezzo del gas naturale in Sardegna è stato stimato sia per utenze di tipo civile<sup>9</sup> che industriale<sup>10</sup> a partire dal prezzo del GNL registrato in Spagna a fine 2016, maggiorato degli oneri sostenuti per raggiungere la Sardegna ed essere immesso in rete (*reloading, shipping* e rigassificazione)<sup>11</sup>, del margine di commercializzazione<sup>12</sup>, della logistica (trasporto e distribuzione) nonché della fiscalità.

Nella tabella di seguito riportata sono indicati i valori considerati.

<i>dati in €/Mwh</i>	<b>Civile</b>	<b>Industriale</b>
<b>Costo materia prima<sup>13</sup></b>	<b>36</b>	<b>36</b>
<i>Costo unitario di trasporto Sardegna</i>	7	4
<i>Costo unitario di distribuzione Sardegna</i>	31	n.a.
<i>Margine di commercializzazione</i>	5	5
<i>Fiscalità (IVA e accise)</i>	30	13
<b>Totale</b>	<b>108</b>	<b>58</b>

In particolare, con riferimento al costo della materia prima, si è utilizzato il prezzo del GNL in Spagna così come rilevato da Bloomberg a dicembre 2016, maggiorato di un margine di commercializzazione ipotizzato pari al 20% per un valore complessivo di 20 €/Mwh. Nel calcolo del prezzo del gas naturale si è ipotizzato che le utenze industriali e termoelettriche non sostengano i relativi oneri di distribuzione, o ove vengano applicati risultino comunque molto limitati in relazione alle fasce di consumo. Nel calcolo del prezzo del gas naturale si è ipotizzato che le utenze industriali e termoelettriche non sostengano i relativi oneri di distribuzione, o ove vengano applicati risultino comunque molto limitati in relazione alle fasce di consumo. Per le utenze civili si è invece assunta la tariffa di distribuzione media per l'aria propanata nel comune di Sassari, determinata sulla base del costo medio sostenuto da clienti con consumi tra 121 e 5.000 mc/anno. I costi necessari per garantire l'esercizio della rete sono stimati in circa 8 m€/anno a regime nell'ipotesi della costituzione di una società dedicata a cui demandare la gestione dell'intera rete di trasporto sarda.

<sup>7</sup> Fonte: Camera di Commercio di Sassari per GPL, gasolio e oli combustibili e società Medea per l'aria propanata (i prezzi in Tabella sono maggiorati dell'IVA).

<sup>8</sup> Fonte: Commissione Europea – documento "Climate Change and Major Projects", 2016.

<sup>9</sup> Ipotizzato un utente civile caratterizzato da un consumo di 1.400 m3/anno.

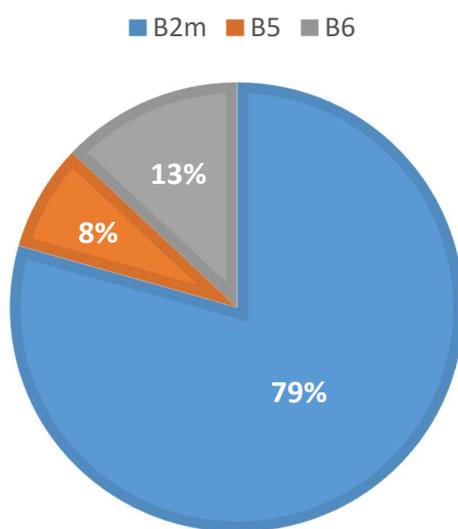
<sup>10</sup> Ipotizzato un utente industriale medio, definito su un mercato caratterizzato dal 30% degli utenti con consumi > 2,5 milioni di m3/anno e il 70% degli utenti con consumi < 2,5 milioni di m3/anno.

<sup>11</sup> Il prezzo è stato determinato nell'ipotesi di alimentazione della rete tramite depositi costieri.

<sup>12</sup> Il margine di commercializzazione è stato assunto pari al valore indicato dall'ARERA per un cliente civile con consumo annuo di 1.400 m3.

<sup>13</sup> Costo all'entrata nella rete di trasporto, valori desunti da dati Bloomberg, Enagas, IGU.

B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	3.799 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	365 M€
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	619 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-



### **Benefici qualitativi**

Ulteriori benefici generati dal progetto che risultano non immediatamente quantificabili e/o monetizzabili sono:

- ricadute occupazionale: dirette per la realizzazione dell'infrastruttura e indirette in relazione all'indotto generato.
- sviluppo del settore trasporti in quanto il progetto potrebbe abitare una sostituzione dei combustibili tradizionali ancora superiore rispetto a quella considerata nell'analisi generando ulteriori benefici occupazionali e ambientali.
- sviluppo della competitività comparto industriale favorendo di conseguenza anche la nascita di nuove imprese.
- possibile utilizzo per produzione energia elettrica in sostituzione attuali impianti a carbone
- sviluppo settore biometano anche in Sardegna. Il biometano rappresenta una fonte rinnovabile programmabile che ben si integra al solare e all'eolico. Un suo sviluppo permetterebbe di

rispondere agli obiettivi di decarbonizzazione e promuoverebbe un incremento della produzione domestica.

La SEN stima in circa 700 M€ gli ulteriori benefici per lo sviluppo dell'economia locale e il rilancio della competitività industriale grazie al potenziale allineamento al prezzo dell'energia del resto della nazione con il conseguente incremento dell'occupazione e la riduzione degli oneri per la cassa integrazione.

**COSTI (art. 12)**

Capex totali progetto [M€]	
RN_09a	34,9
RN_09b	29,9
RN_09c	66,4
RN_09d	52,2
RN_09e	87,1
RN_09f	70,0
RN_09g	8,5
RN_09h	2,3
RN_09i	3,5
RN_09j	14,0
RN_09k	4,6
RN_09l	1,9
RN_09m	40,2
RN_09n	3,1
RN_09o	0,4
RN_09p	0,3
RN_09q	6,3
RN_09r	4,9
RN_09s	4,4
RN_09t	2,1
RN_09u	9,5
RN_09v	4,4
RN_09w	8,0
TOTALE	459,0
Consuntivo al 31/12/2017 [M€]	2,2
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	452,0
Capex di reinvestimento (dopo il 10 anno di esercizio)	2,1 M€/ANNO
Opex	8 M€/ANNO

NOTA: Oltre ai costi qui dettagliati sono stati considerati i costi previsti per gli allacciamenti relativi ai bacini attraversati dalla dorsale di trasporto per un totale di 11 M€

<b>INDICATORI (art.10)</b>					
<b>INDICATORI</b>	<b>BASE</b>	<b>SENSITIVITY</b>			
		<b>DOMANDA</b>		<b>CAPEX+OPEX</b>	
		<b>-10%</b>	<b>+10%</b>	<b>+30%, +5%</b>	<b>-30%, -5%</b>
<b>VAN<sub>E</sub> [m€]</b>	1951	1.698	2.204	1.824	2078
<b>B/C</b>	4,7	4,2	5,1	3,8	6,1
<b>PBP<sub>E</sub> [anni]</b>	6	7	6	7	5

Glossario:

**ARERA** Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

**DN** Diametro

**Entso-G** Rete Europea di gestori del sistema di trasporto del gas

**FID** Decisione finale di investimento

**Gas-in** Entrata in esercizio del metanodotto

**GNL** Gas Naturale Liquefatto

**IMT** Impresa Maggiore di Trasporto (=SRG)

**LNG** Liquefied Natural Gas

**m3** Metro cubo

**Mld** Miliardo

**Mil** Milioni

**MiSE** Ministero dello Sviluppo Economico italiano

**PEARS** Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna

**Piano** Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale di SGI

**Power to Gas o PtG** Il Power-to-Gas (PtG) è quell'insieme di procedimenti che consentono di convertire l'elettricità rinnovabile in gas e, con speciale riferimento al procedimento di elettrolisi, in idrogeno

**RNG** Rete nazionale gasdotti

**RRG** Rete regionale gasdotti

**SEN** Strategia Energetica Nazionale

**SS LNG** Small scale LNG

**Sm3** Standard metro cubo

**Sm3/g** Standard metro cubo / giorno

**SRG** Snam Rete Gas

**TAP** Trans Adriatic Pipeline (TAP) AG è una società costituita per la progettazione, lo sviluppo e la realizzazione del gasdotto TAP

**Ton** Tonnellate

**TSO** Gestore della rete di trasporto

**TYNDP** Ten Year Network Development Plan

**WACC** Tasso di remunerazione del capitale investito

**VIA** Valutazione di impatto ambientale



Società Gasdotti Italia S.p.A.

Soggetta a direzione e coordinamento di Sole Ventures S.à.r.l.

Sede Legale: Via della Moscova, 3 – 20121 Milano

Uffici Amministrativi e Direzione Generale – Via dei Salci, 25 – 03100 FROSINONE

E-mail: [sviluppo@sgispa.com](mailto:sviluppo@sgispa.com)

[www.gasdottitalia.it](http://www.gasdottitalia.it)