



**PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLE RETI
DI TRASPORTO GAS NATURALE 2016-2025**

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

INDICE

1. INTRODUZIONE	5
1.1 Piano Decennale e Obiettivi della Strategia Energetica Nazionale	5
1.2 Previsioni della Domanda e Offerta di gas	5
1.3 Ruolo di S.G.I. e coerenza del Piano con la SEN	9
2. DESCRIZIONE RETE TRASPORTO S.G.I.	13
2.1 La rete di trasporto S.G.I.	13
2.2 Caratteristiche e utilizzo della rete di trasporto S.G.I.	15
2.2.1 Livello di utilizzo della rete di trasporto S.G.I.	16
2.2.2 Criticità presente e future della rete di trasporto S.G.I.	17
3. PIANO DI SVILUPPO DECENNALE S.G.I.	21
3.1 Linee guida	21
3.2 Valutazione dei progetti di sviluppo infrastrutturale	23
3.2.1 Criteri Progettuali	24
3.2.2 Analisi Costi Benefici, limiti applicativi	25
3.3 Capacità di trasporto incrementale del Piano con riferimento ai vincoli di esercizio della rete	25
3.4 Cordinamento con altri Gestori di rete ed Operatori interconnessi	26
3.5 Piano di sviluppo decennale - Progetti	26
3.5.1 Progetti del primo triennio (2016-2019)	26
3.5.1.1 Gasdotto "Busso-Paliano"	27
3.5.1.2 Dorsale Larino-Recanati	29
3.5.1.2.1 Gasdotto "Cellino-San Marco Il tronco"	31
3.5.1.2.2 Gasdotto "Larino-Chieti"	33
3.5.2 Progetti a medio e lungo termine (2019+)	35
3.5.2.1 Completamento Dorsale Larino-Recanati	35
3.5.2.1.1 Gasdotto "San Marco-Recanati"	35
3.5.2.1.2 Centrale di compressione area San Marco	37
3.5.2.2 Metanizzazione della Regione Sardegna	37
3.5.3. Progetti metanodotti minori	41
3.5.3.1 Variante Comiso	41
3.5.3.2 Anello "Val D'Aso"	41
3.5.3.3 Raddoppio allaccio Comune di Montefino (TE)	41
3.5.4 Altri investimenti	42
3.5.4.1 Progetti di mantenimento	42
3.5.4.2 Progetti non di rete	42
3.6 Il Piano nel contesto comunitario e dei Piani di Sicurezza di Approvvigionamento	42
4. INVESTIMENTI E STRUTTURA FINANZIARIA	47
4.1 Investimenti programmati	47
4.2 Struttura finanziaria	48
Glossario	49

01

1. INTRODUZIONE

Il presente documento riprende integralmente e, ove opportuno, rielabora, i contenuti del piano di sviluppo che S.G.I. ha redatto in relazione al decennio 2015-2024 per il quale la Direzione Generale per la Sicurezza dell'Approvvigionamento e le Infrastrutture Energetiche (DGSAIE) del Ministero dello Sviluppo Economico ha già trasmesso con comunicazione del 25 Maggio 2016 la valutazione di propria competenza ai sensi del d.lgs 93/2011 e per il quale l'Autorità procederà ad una valutazione secondo le modalità di cui alla Delibera 351/2016/R/gas.

1.1 Piano Decennale e Obiettivi della Strategia Energetica Nazionale

Il piano di sviluppo delle rete S.G.I. ("Piano") è stato concepito nel quadro della Strategia Energetica Nazionale ("SEN") al fine di concorrere al raggiungimento degli obiettivi di politica energetica 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.
- **Crescita** - Favorire la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico. Per il settore del trasporto gas ciò significa una completa integrazione con il mercato e la rete europea, consentendo all'Italia di diventare un Paese di interscambio e di esportazione e di offrire servizi ad alto valore aggiunto.
- **Sicurezza** - Rafforzare la sicurezza di approvvigionamento, soprattutto nel settore gas, e ridurre la dipendenza da fonti estere.

Ossia: sicurezza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

- **Ambiente** - Superare gli obiettivi ambientali definiti dal 'Pacchetto 20-20-20' e assumere un ruolo guida nella 'Roadmap 2050' di decarbonizzazione europea.

I principali interventi contenuti nel presente Piano prevedono uno sviluppo o potenziamento della rete 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 previsti a Piano (Cellino-San Marco II, Larino-Chieti e San Marco-Recanati). 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.

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

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

- ulteriore diversificazione delle fonti di approvvigionamento con incremento capacità d'importazione;
- sviluppo di un'adeguata capacità di stoccaggio;
- incremento delle capacità d'interconnessione e di controflusso fra le reti.

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

1.2 Previsioni della Domanda e Offerta di gas

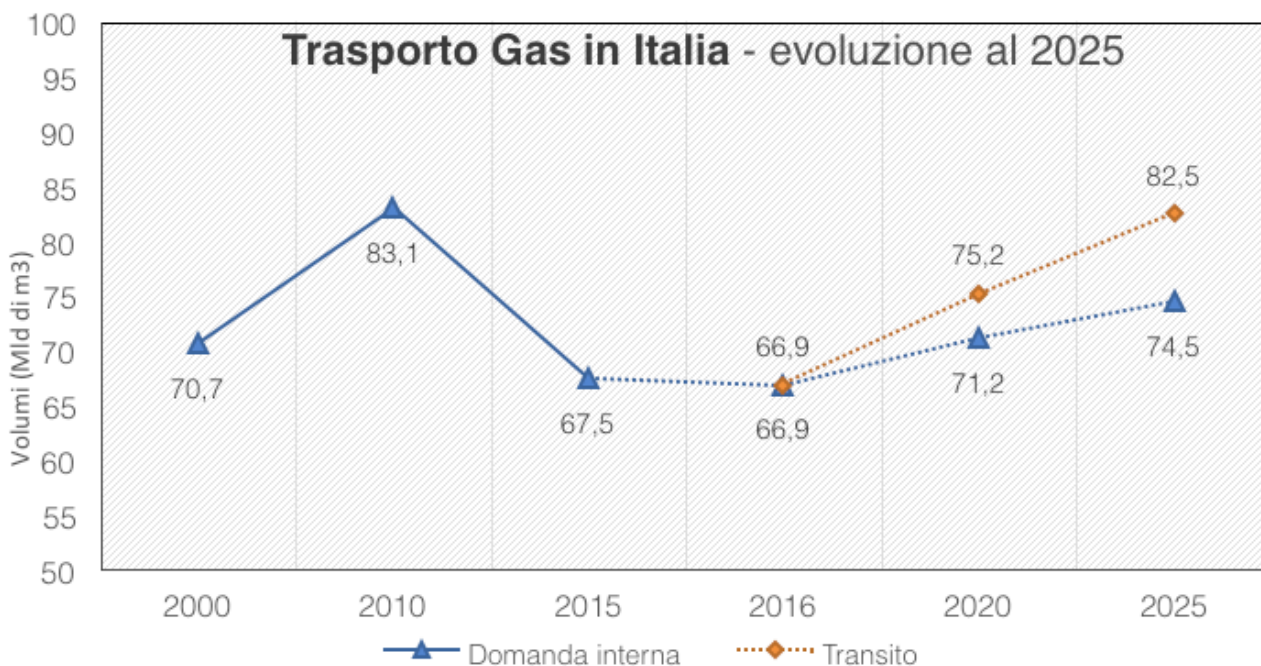
La European Energy Security Strategy¹, emessa dalla Commissione Europea, ha sottolineato come lo sviluppo mirato e selettivo delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio di gas sul territorio nazionale debba essere una priorità non solo della politica energetica nazionale ma europea. E' infatti necessario per il sistema gas europeo perseguire obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti (attraverso la diversificazione delle fonti) e di flessibilità (bilanciamento delle fonti rinnovabili alle forniture).

Le previsioni del mercato gas UE mostrano

una crescita delle importazioni nette, sia nel medio sia nel lungo termine, a causa della riduzione della produzione UE di gas ed alla 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 gas².

Sul piano nazionale, una revisione critica delle ipotesi sull'evoluzione della domanda e dell'offerta di energia e segnatamente di gas naturale contenute nella SEN, ha portato alle

Figura 1- Fonte: dati Unione Petrolifera



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

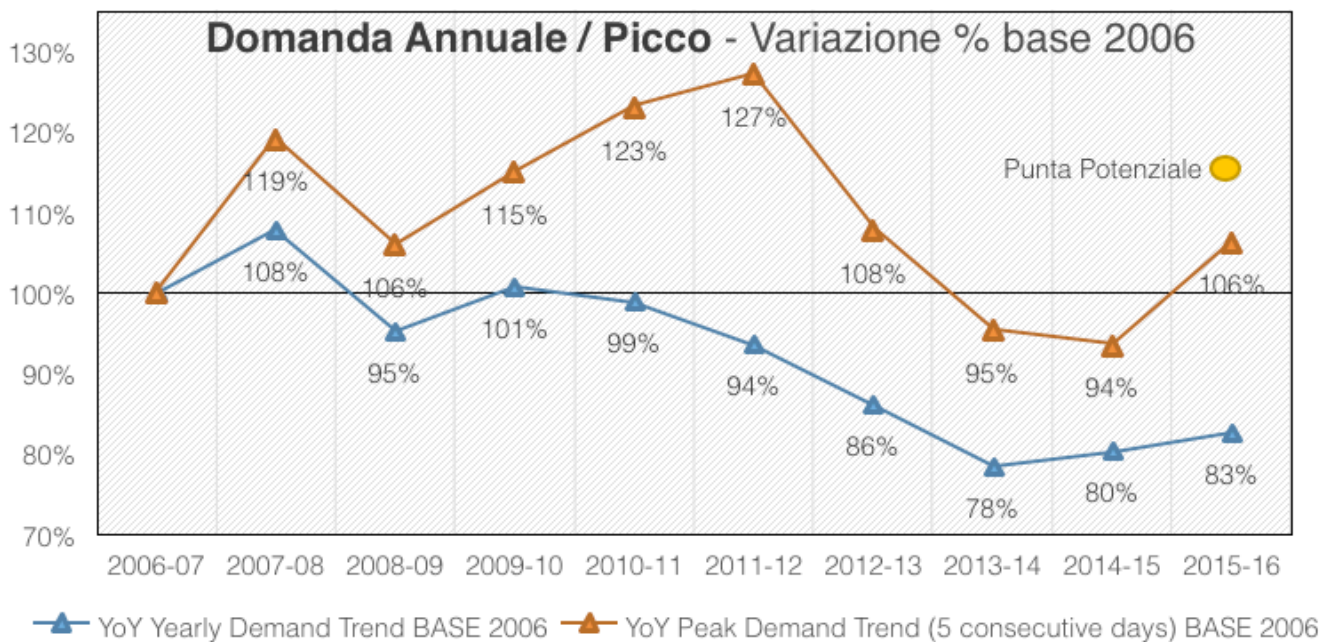
² In particolare: riduzione del prezzo del gas spot rispetto alla media degli ultimi anni, consolidata dalla recente discesa dei prezzi del gas a lungo termine indicizzati al petrolio; ii) aumento dei prezzi dei certificati verdi; iii) parziale raggiungimento degli obiettivi SEN nella crescita della produzione nazionale d'idrocarburi iv) riduzione ed eventuale chiusura del differenziale di prezzo del GNL fra mercati europei ed asiatici.

seguenti conclusioni poste alla base del Piano di S.G.I.:

- Nell'elaborazione della domanda di gas, SGI ha assunto come riferimento una domanda interna annua intorno ai 71,2 Mld di m³ al 2020 e di 74,5 al 2025³. 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, dato conservativamente stimato per circa 8 Mld di m³/anno.
- Si è valutato che, con la graduale uscita dall'attuale fase recessiva, si possa confermare un parziale recupero della domanda annuale di gas almeno ai livelli 2013 (circa 70 Mld di m³), inferiore ai consumi massimi del 2008 per effetto della crescita della produzione da fonti rinnovabili 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 fonti rinnovabili incentivate. 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 consumi annuali, -13% rispetto al 2006, è corrisposta una crescita dei prelievi di punta giornaliera, +6% sempre rispetto al 2006 (Figura 2).

Figura 2 – Fonte: dati SRG



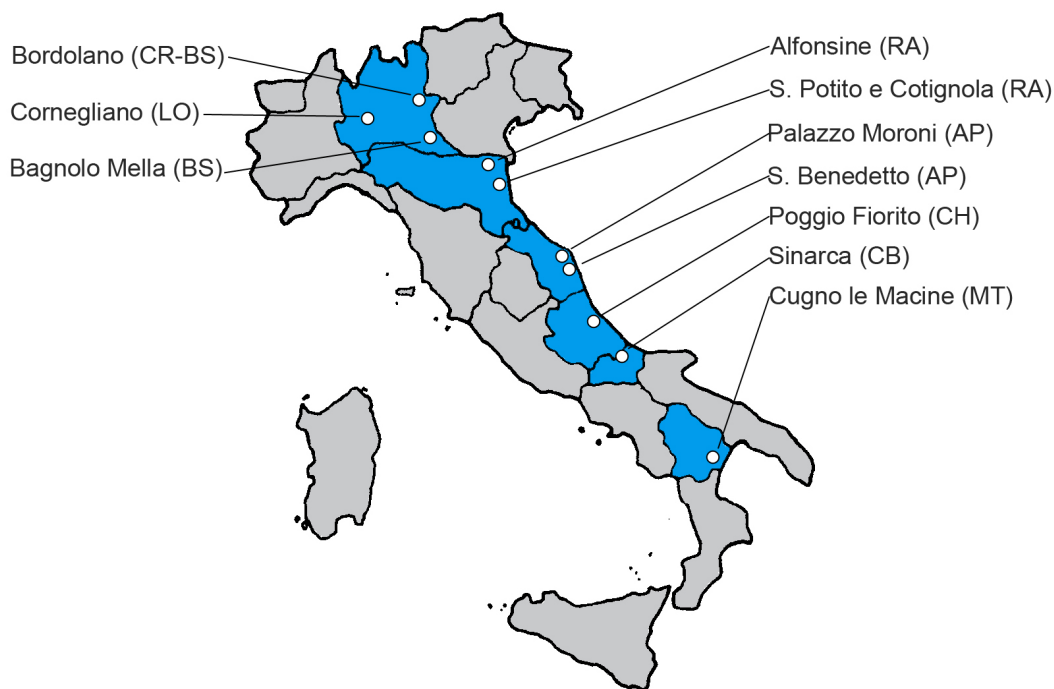
³ "Previsione di domanda energetica e petrolifera italiana" di Unione Petrolifera – Marzo 2016

- 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 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) qualora si fossero verificate le condizioni meteorologiche dell'inverno 2012.

Per questi motivi la SEN indica nell'ulteriore sviluppo di un'adeguata capacità di stoccaggio uno dei fattori critici di successo per assicurare flessibilità e sicurezza al Sistema nazionale.

Tale sviluppo di nuovi campi di stoccaggio (Figura 3) è incentrato su due aree principali: la pianura padana e la dorsale medio-alto adriatica, area di rilevante presenza delle reti S.G.I.. Ad oggi, in termini di stato di avanzamento della realizzazione di tali campi di stoccaggio la situazione in Italia è la seguente: è stato rilasciato parere positivo per la valutazione di impatto ambientale dei progetti afferenti a Bagnolo Mella, S.Benedetto, Sinarca, Palazzo Moroni e Poggiofiorito, mentre è in corso l'iter per la V.I.A. degli altri progetti.

Figura 3 - Sviluppo dei nuovi campi di stoccaggio



Nell'ambito dell'auspicata diversificazione delle fonti di approvvigionamento, grande rilievo avrà l'incremento dell'utilizzo del Gas Naturale Liquefatto che fa seguito alla decisione di adottare una strategia nazionale per il GNL. A prevederlo è la Commissione Europea che, attraverso la Direttiva 2014/94/EU sullo sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI), ha previsto che gli Stati Membri adottino, entro il 2016, piani di sviluppo dell'uso delle diverse fonti alternative nel settore dei trasporti. La stessa direttiva prevede che gli Stati Membri assicurino la realizzazione di un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL al fine di assicurare la circolazione in tutta l'Unione 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 autoarticolati⁴.

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 Ministero dello Sviluppo Economico, 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.

⁴ "GNL nel trasporto merci su strada: quanto conviene? Una stima della domanda al 2030" ECBA Project srl 2015

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 570 Mil di m³ annui. Le ipotesi sottostanti a questa stima sono illustrate nella sezione dedicata alla metanizzazione della Sardegna.

1.3 Ruolo di SGI e coerenza del Piano con la SEN

SGI opera nel trasporto gas dagli anni '60, in questi anni ha gradualmente sviluppato una rete di trasporto, descritta in dettaglio nelle sezioni seguenti. In questi ultimi 10 anni S.G.I. ha intrapreso un estensivo programma di revamping della propria rete che ha comportato l'investimento di circa 300 Mil € per la realizzazione di 250km 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, S.G.I. 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 indicati nella SEN come richiamati nella sezione 1.1.

Tale programma si articola secondo due direttrici maggiori:

1. portare a termine il processo di revamping e/o completamento della propria rete nazionale particolarmente lungo la dorsale costiera medio adriatica, realizzandovi un sistema di interconnessione con i campi di stoccaggio attuali e futuri, 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. metanizzazione della Regione Sardegna mediante la realizzazione della dorsale interna e dei relativi adduttori ai bacini di consumo secondo modi e tempi coerenti con lo sviluppo di punti di approvvigionamento.

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

1. Competitività: le attività di S.G.I. sul continente contribuiscono solo indirettamente a raggiungere questo obiettivo, anche 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. Crescita: le attività di S.G.I. sono svolte interamente sul territorio nazionale avvalendosi di fornitori prevalentemente nazionali e comunitari.

In particolare il piano si concentra sul potenziamento della nostra rete nelle regioni del Centro Sud (Molise, Abruzzo, Marche e Sardegna) alcune delle quali riconosciute come obiettivo 1 a livello UE ed il cui rafforzamento economico costituisce riconosciuta prerogativa dell'attuale Governo;

3. Sicurezza: questo è l'obiettivo più rilevante per il piano S.G.I.: i nostri 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.

4. Ambiente: lo sviluppo delle infrastrutture gas previsto nel piano S.G.I. per l'ulteriore 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 Direzione Generale per la Sicurezza dell'Approvvigionamento e le Infrastrutture Energetiche – DGSAIE - del Ministero dello Sviluppo Economico).



02

2. DESCRIZIONE RETE TRASPORTO S.G.I.

2.1 La rete di trasporto S.G.I.

Il sistema di trasporto S.G.I. 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 dell’originaria Società 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 4) 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, Venafrò-Isernia e Termoli.

La rete S.G.I., 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 S.G.I. è completamente interconnessa e integrata con la rete di proprietà di Snam Rete Gas nel sistema di rete nazionale (Figura 5).

Figura 4 - presenza geografica rete S.G.I.

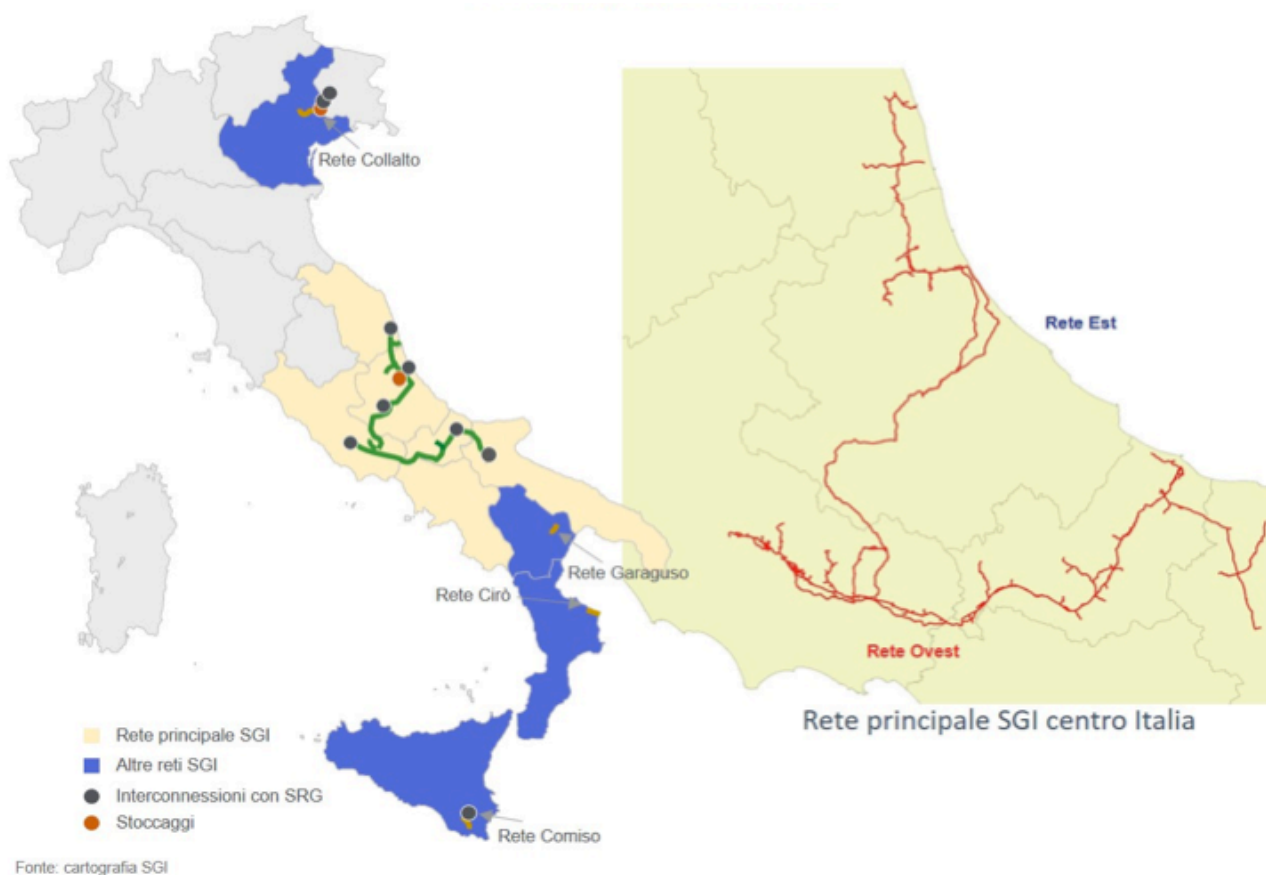


Figura 5 - gasdotti S.G.I. inseriti in rete nazionale

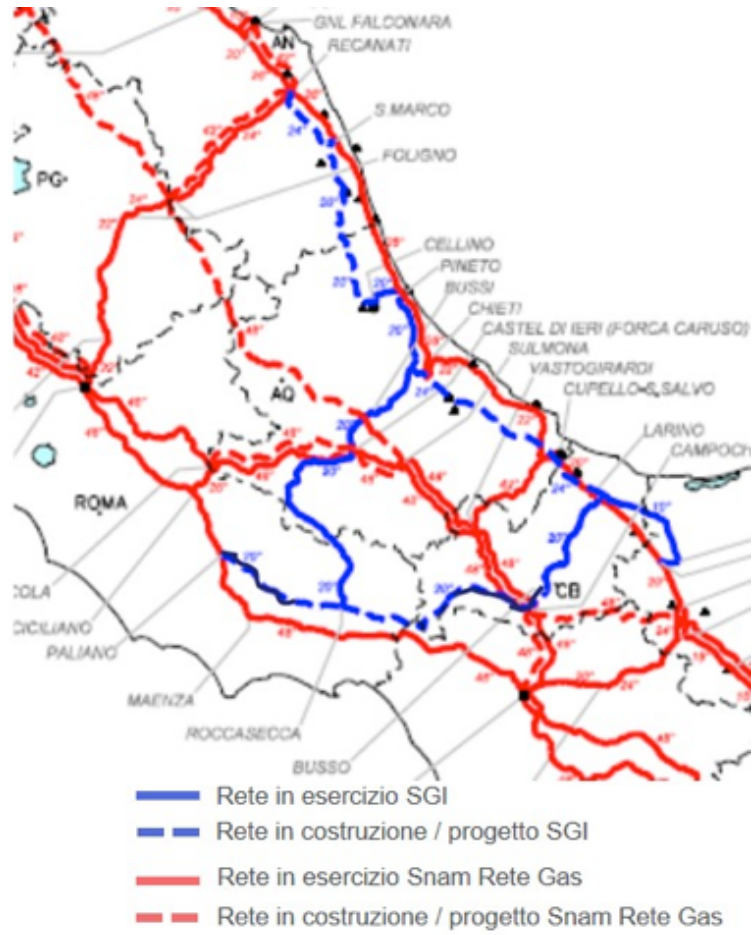
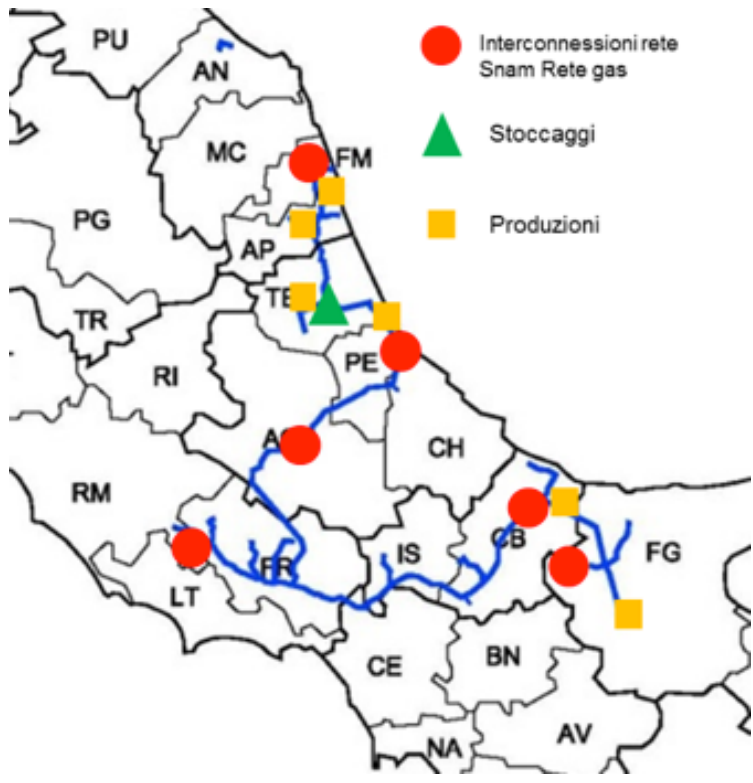


Figura 6 - rete Area Ovest e Area Est (metanodotti e impianti principali)



2.2 Caratteristiche e utilizzo della rete di trasporto S.G.I.

I dati significativi della rete S.G.I. 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 Sm³ all'anno di gas naturale trasportato nell'ultimo triennio
- circa 1560 km di Rete dei gasdotti in esercizio a fine 2015 di cui: circa 510 km di rete nazionale e circa 1050 km di rete regionale
- 307 Punti di Riconsegna a utenze industriali, termoelettriche e reti di distribuzione urbana

(nelle Figura 6 e Figura 7 il dettaglio delle aree principali)

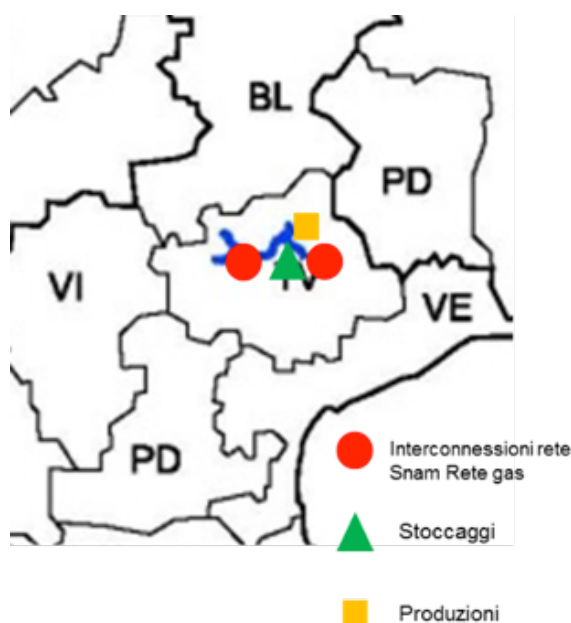
Principali caratteristiche rete Area Est e Area Ovest:

- 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

Principali caratteristiche rete Collalto:

- 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

Figura 7 - rete Collalto (metanodotti e impianti principali)



2.2.1 Livello di utilizzo della rete di trasporto S.G.I.

L'utilizzo della rete nell'ultimo triennio (2013-2015), con riferimento alle capacità conferite ed effettivamente utilizzate, è riportato nelle tabelle seguenti.

Nella Tabella A seguente 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 successiva Figura 8, 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 picco osservata negli ultimi 10 anni illustrata nella sezione 1.2 in particolare:

- Area Est – Cellino: la prevista riduzione delle pressioni di consegna dalle rete Snam

Rete Gas ai punti di interconnessione di Pineto e San Marco (da 45 a 30 bar) provocherà una riduzione della capacità della rete; la capacità sarà recuperata con la realizzazione del metanodotto Cellino-San Marco Il tronco

- Area Ovest: con l'entrata definitiva in esercizio di tutte le tratte del metanodotto Busso-Paliano 20" saranno risolte tutte le criticità descritte nel successivo paragrafo, la capacità di trasporto sarà aumentata e si potrà avviare il piano di declassamento delle linee obsolete.

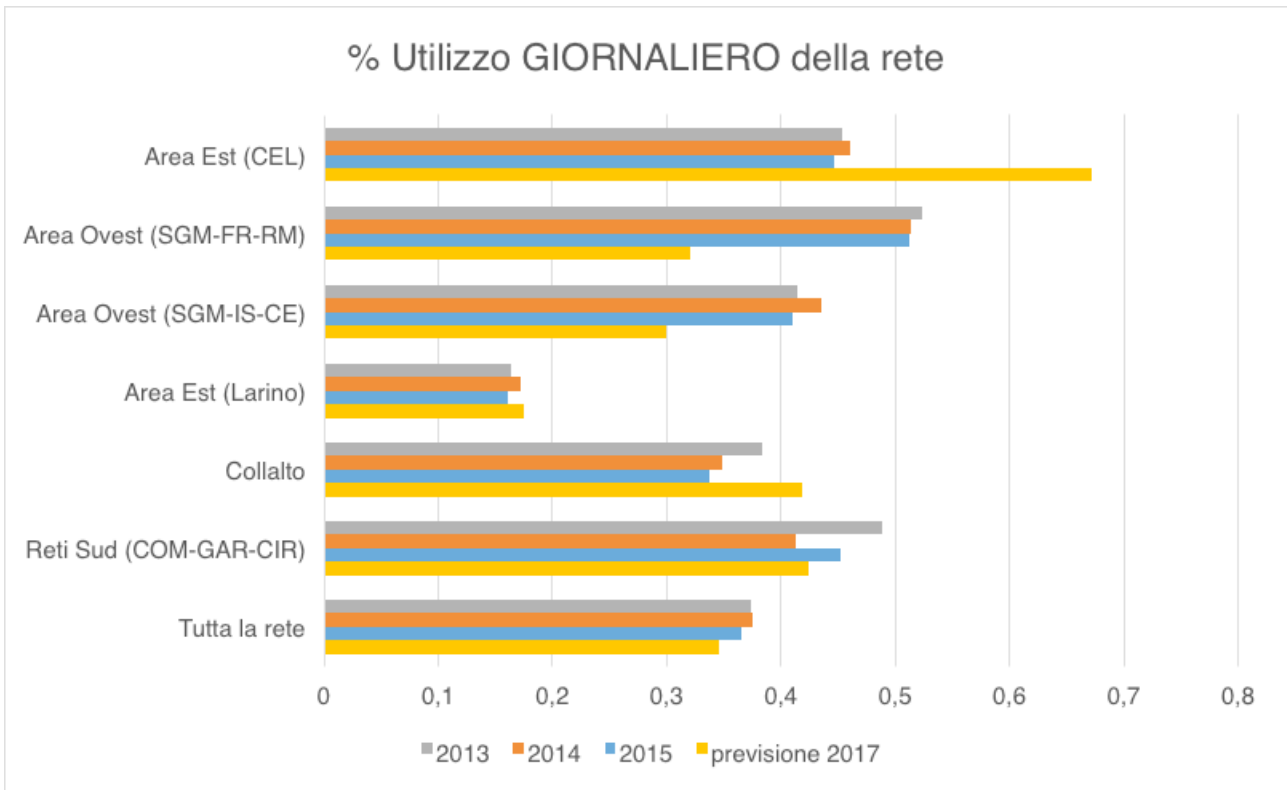
2.2.2 Criticità presenti e future della rete di trasporto SGI

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 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 9, senza interventi la rete entrerà in un area di forte stress. In tal senso, come già ricordato, si

Tabella A - Livello di utilizzo con riferimento alla capacità conferita
Fonte dati S.G.I.

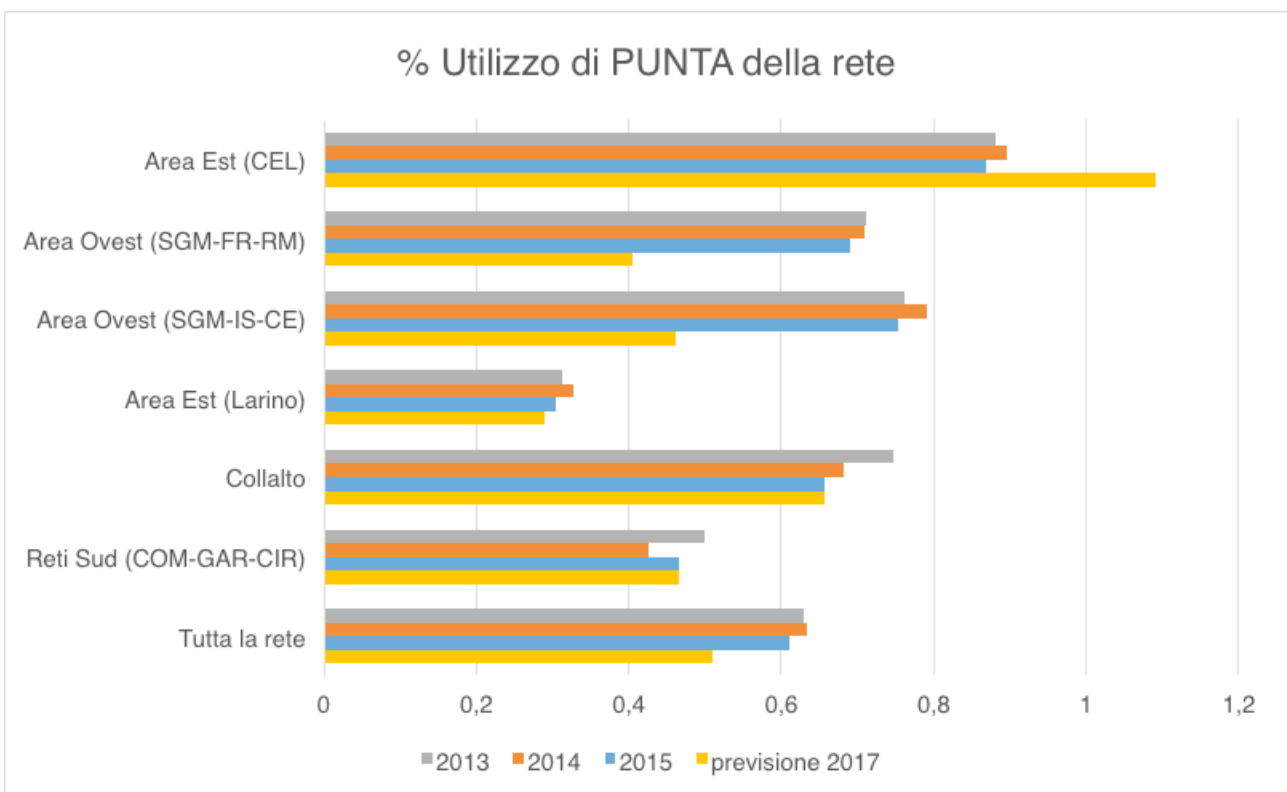
Area	CAPACITA' CONFERITA (Sm ³ /g)	Max Consumo giornaliero 2013 (Sm ³ /g)	% utilizzo 2013	Max Consumo giornaliero 2014 (Sm ³ /g)	% utilizzo 2014	Max Consumo giornaliero 2015 (Sm ³ /g)	% utilizzo 2015
Tutta la rete	7'509'023	6'795'460	90%	6'804'425	91%	6'637'298	88%
Area Ovest FR	3.014.137	2.897.331	96%	2.846.900	94%	2.835.237	94%
Area Ovest IS-CB	308.616	262.192	85%	275.618	89%	259.237	84%
Area Est Cellino	2.666.981	2.260.976	85%	2.297.467	86%	2.229.718	84%
Area Est Larino	1.107.867	986.803	89%	1.034.730	93%	969.428	88%
Collalto	362.748	332.002	92%	302.296	83%	291.694	80%
Reti Sud	48.674	56.156	115%	47.414	97%	51.984	107%



prevede il completamento del metanodotto Cellino-San Marco II entro il 2018. Tale intervento consentirà di risolvere la situazione e, con la successiva realizzazione della dorsale costiera adriatica si metterà a

disposizione del sistema tutta la capacità di trasporto aggiuntiva.

Figura 9 - Livello di utilizzo con riferimento ai picchi di trasporto orari

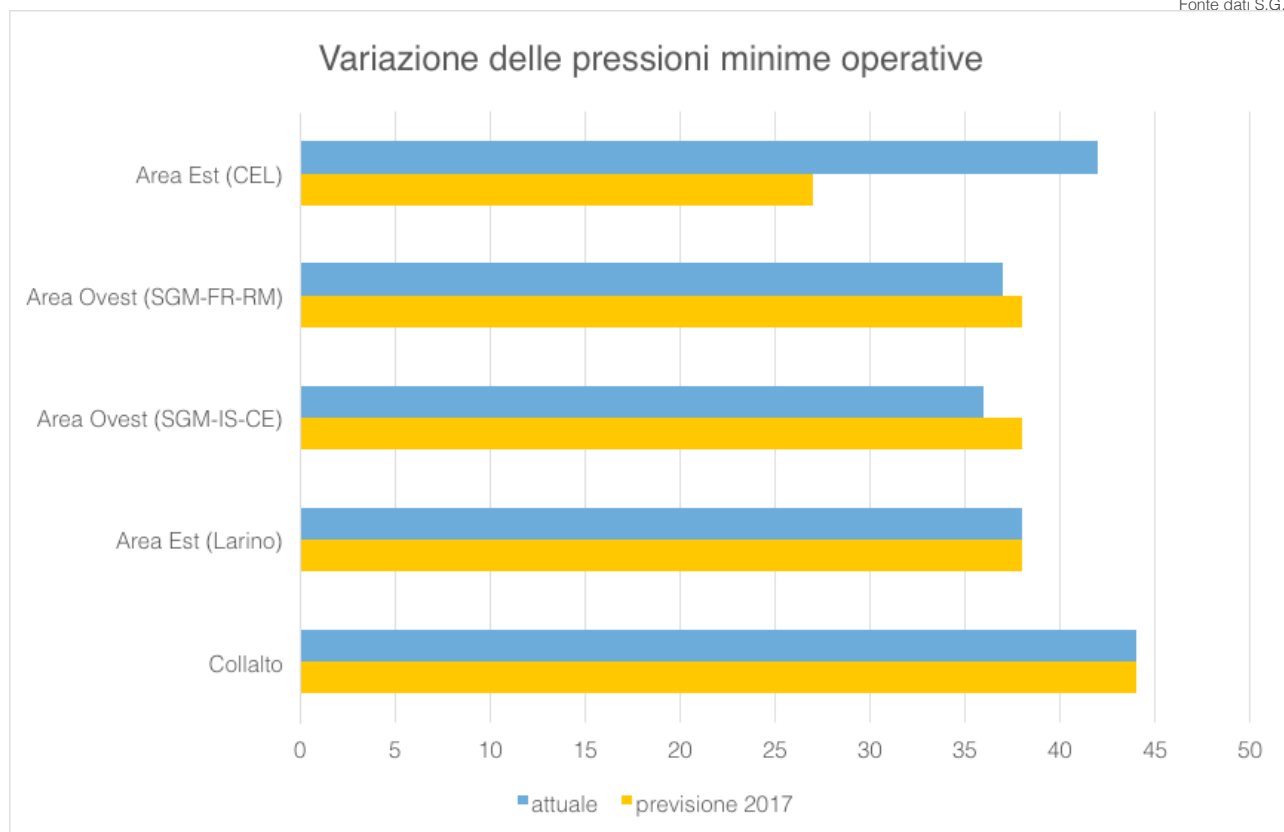


In termini più generali le criticità più significative del sistema sono determinate dall'espansione urbana in alcuni tratti (in particolare le aree periferiche di Pescara e la zona di Frosinone) che rende necessario ridurre le pressioni di esercizio viste le minori distanze dai nuclei abitativi e, di conseguenza, della capacità di trasporto ed in particolare della capacità

“Busso-Paliano 20””, che permetterà di eliminare potenziali congestioni dovute a riduzione di capacità e, inoltre, consentirà il “declassamento” dell’attuale linea 14” in modo tale da utilizzarla come linea secondaria di servizio alle utenze ed esercirla a pressioni minori, tali da operare in totale sicurezza.

Figura 10 - Pressioni operative minime rete

Fonte dati S.G.I.



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 causate dal progressivo accrescimento dei consumi intermittenti e non programmabili da fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda la dorsale “sud-ovest” (tratto dal Molise alla provincia di Roma) è in fase di ultimazione un intervento di raddoppio con la realizzazione del nuovo metanodotto

Sulla linea adriatica sono pianificati diversi interventi nel più ampio contesto dello sviluppo della dorsale costiera medio adriatica (dorsale Larino – Recanati) con l’obiettivo di: evitare nei prossimi anni l’insorgere di congestioni; soddisfare le future esigenze d’interconnessione con i campi di stoccaggio in sviluppo nell’area e completare un corridoio nord-sud che consentirà il transito di flussi di gas verso nord. Tali flussi saranno funzionali a facilitare eventuali riasseti di rete operati dall’Impresa Maggiore necessari per gestire situazioni di emergenza climatica e/o di approvvigionamento.

818 FAD 8 BL800 A/S4105N 572



03

3. PIANO DI SVILUPPO DECENNALE S.G.I.

3.1 Linee guida

In questi ultimi anni S.G.I. ha realizzato un importante programma di investimenti al fine di sviluppare, potenziare e rinnovare la sua attuale rete di trasporto.

In continuità con il suddetto programma, il piano di sviluppo futuro 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 e la magliatura della rete.
- Aumentare l'integrazione e l'interconnessione della rete di trasporto S.G.I. con operatori diversi (Stoccaggi, Produzione, eventuali Terminali GNL).
- Sviluppare nuovi progetti lungo la dorsale adriatica per contribuire al sistema gas italiano,

per la gestione degli scenari di emergenza e come "hub europeo mediterraneo", 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

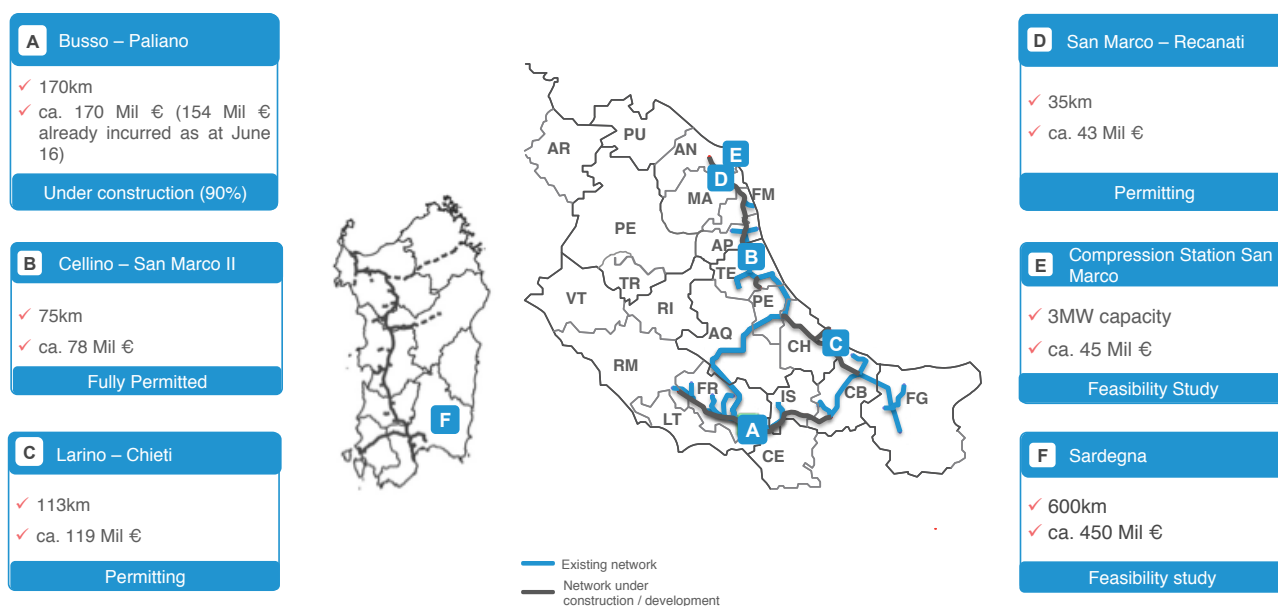
I principali interventi a piano sono riepilogati nella seguente Tabella B suddivisi per macroarea geografica di riferimento e per data di avvio e previsione fine lavori. I progetti con avvio lavori nel triennio saranno illustrati nella sezione 3.5.1, i progetti con avvio lavori negli anni successivi nella sezione 3.5.2.

La cartina nella Figura 11 riporta la localizzazione i dati principali e lo stato di avanzamento dei maggiori progetti illustrati nel presente Piano.

Tabella B - Iniziative principali

Iniziativa	Avvio lavori		Entrata in esercizio	FID
	2016 -19	2019+		
Metanodotto Busso-Paliano	In corso		2016	Si
Dorsale Larino-Recanati				
Sezione Cellino-San Marco II	2017		2017/2018	Si
Sezione San Marco-Recanati		2019	2021	No
Sezione Larino-Chieti	2018		2022	No
Centrale di compressione S. Marco		2020	2022	No
Metanizzazione Sardegna				
1 fase Bacini distribuzione prioritari		2019	2019	No
2 fase estensione rete		2020	2020/2022	No
3 fase completamento programma		2022	2022/2025	No

Figura 11 - Principali progetti di sviluppo decennale S.G.I.



La SEN, come già ricordato, indica nello sviluppo di un'adeguata capacità di stoccaggio uno dei fattori critici di successo per assicurare flessibilità e sicurezza al Sistema nazionale.

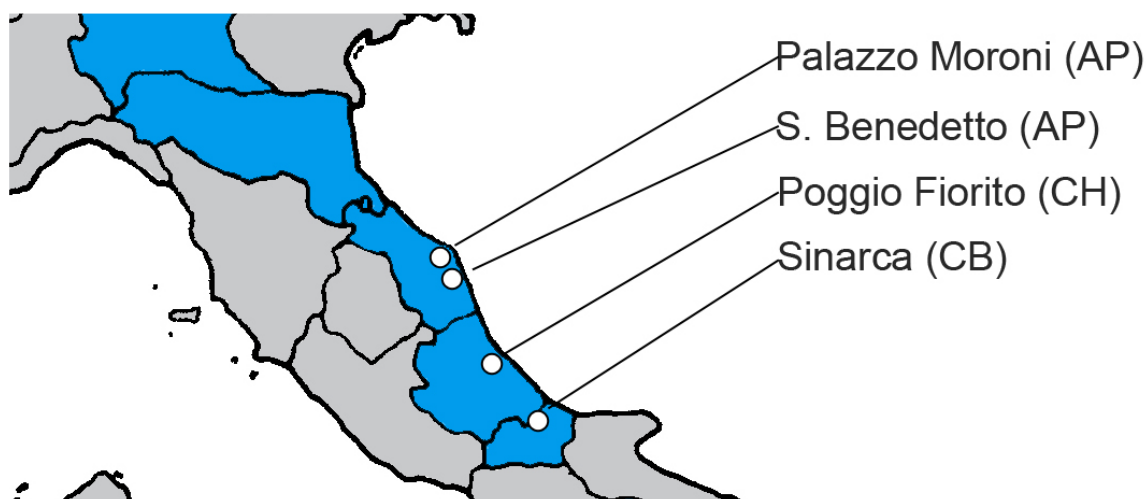
Una delle aree di sviluppo dei nuovi campi di stoccaggio (Figura 12) è la dorsale medio-alto adriatica, area di rilevante presenza delle reti S.G.I..

Il Piano di S.G.I. permetterà di collegare alla Rete Nazionale i 4 centri di stoccaggio previsti

nel medio adriatico (ad opera di Edison Stoccaggio e Gas Plus), consentendo 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 "tranche" è già realizzata e in esercizio) e la realizzazione dei metanodotti

Figura 12 - Sviluppo dei nuovi campi di stoccaggio nell'area S.G.I.
 Fonte dati: sito del Ministero dello Sviluppo Economico



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 S.G.I. (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.

Con il completamento dei progetti attualmente in fase di realizzazione sulla dorsale Larino (CB) - Colleferro (RM) e, negli anni successivi, della nuova dorsale costiera adriatica (in parte già realizzata), la capacità di trasporto complessiva del sistema S.G.I. risulterà aumentata del 57%, con una capacità di trasporto incrementale complessiva pari a circa 9,8 Mil Sm³, di cui 4,8 Mil Sm³ dedicati al "reverse-flow" sulla linea adriatica, in grado di convogliare verso Nord gli apporti aggiuntivi degli stoccaggi (vedi Tabella C seguente).

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 favorendo l'interconnessione degli stoccaggi previsti nell'area costiera adriatica marco-abruzzese (progetti UGS-F-236 UGS-N-235 UGS-N-237).

Tabella C - Capacità di trasporto sistema S.G.I.
Fonte dati S.G.I.

Area	Capacità di trasporto 2016 (Sm ³ /g)	Capacità di trasporto previsione 2017/2018 senza interventi (Sm ³ /g)	Riduzione stimata % senza interventi	Capacità aggiuntiva (compreso reverse flow) (Sm ³ /g)	Capacità totale a fine piano con interventi previsti (Sm ³ /g)	Incremento % su 2016
Tutta la rete	12.511.281	9.824.622	-21%	9.786.997	19.611.619	57%
Area Ovest (SGM-FR-RM)	5.537.331	3.876.132	-30%	3.873.072	7.749.204	40%
Area Ovest (SGM-IS-CE)	432.374	389.137	-10%	600.000	989.137	129%
Area Est (CEL)	4.522.744	3.540.522	-22%	3.228.941	6.769.463	50%
Area Est (Larino)	1.467.367	1.467.367	0%	2.054.984	3.522.351	140%
Collalto	466.548	466.548	0%	-	466.548	0%
Reti Sud (COM-GAR-CIR)	84.917	84.917	0%	30.000	114.917	35%

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-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 S.G.I. 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;
- transitare in ambiti a destinazione agricola;
- 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 Analisi Costi Benefici, limiti applicativi

La metodologia di analisi costi benefici stilata da ENTSO-G prevede che i progetti oggetto di valutazione coinvolgano direttamente almeno due stati membri dell'UE ovvero siano ubicati su uno stato membro ma abbiano effetti a livello transfrontaliero. Pertanto tale metodologia di analisi costi benefici non è direttamente applicabile ai singoli progetti indicati nel Piano per i quali S.G.I. si è limitata ad includere nel presente capitolo valutazioni di carattere qualitativo e quantitativo riprese poi più nel dettaglio nella sezione dedicata a ciascuno di essi.

Volendo utilizzare un approccio mutuato dalle metodologie ENTSO-G "Energy System Wide Cost-Benefit Analysis Methodology" S.G.I. valuta che i benefici derivanti dalla realizzazione delle opere sopra descritte saranno i seguenti:

- 1) incremento dell'affidabilità della rete (ciò in relazione alle conseguenze di possibili disalimentazioni, dovute sia a picchi di domanda, sia a possibili interruzioni);
- 2) incremento del line pack (considerando l'incremento del periodo di transizione in caso di emergenze sulla linea, che eviterebbe interruzioni);
- 3) generazione di capacità aggiuntiva di picco (considerando i costi di interrompibilità che verrebbero evitati);
- 4) aumento della flessibilità con creazione di "reverse flow" (elemento non valutabile con i parametri transfrontalieri, in quanto capacità a somma zero, ma da valutare come elemento di vantaggio per la gestione ottimale degli assetti di rete, particolarmente in situazioni di emergenza).

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) 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:

- 1) la stima dell'evoluzione della richiesta di capacità di trasporto nella zona di incidenza della rete S.G.I.;
- 2) la riduzione dell'affidabilità delle linee obsolete, con conseguente progressiva riduzione della pressione di esercizio;
- 3) le zone vulnerabili in caso di default delle tubazioni e/o degli impianti di immissione;
- 4) la stima della richiesta di capacità necessaria per connettere i futuri stoccaggi, complessivamente pari a 5,8 Mil Sm³/g, e specificatamente:
- 5) Stoccaggio Sinarca (da realizzare)
 - capacità giornaliera 3,25 Mil Sm³/g;
- 6) Stoccaggio Poggio Fiorito (da realizzare)
 - capacità giornaliera 1,70 MSm³/g;
- 7) Stoccaggio Palazzo Moroni (da realizzare) – capacità giornaliera 0,85 Mil Sm³/g;
- 8) la possibilità di realizzare un allacciamento incrementale sullo stoccaggio Fiume Treste – capacità giornaliera 72 Mil Sm³/g.

3.4 Coordinamento con altri Gestori di rete ed Operatori interconnessi

Nella fase di redazione del Piano, S.G.I. ha avuto svariati contatti e incontri con tutti i gestori nazionali di rete di trasporto ed i maggiori operatori delle infrastrutture interconnesse alla rete S.G.I..

In particolare circa i progetti afferenti la dorsale Larino – Recanati dal febbraio u.s. si sono tenuti svariati incontri con Snam Rete Gas originati dalla richiesta di riduzione di pressione sul metanodotto Snam di Rete Nazionale Ravenna Chieti nelle regioni Abruzzo e Marche. Tali consultazioni sono sfociate in giugno nella revisione dell'Accordo d'Interconnessione fra le due imprese. Le esigenze manifestate da Snam Rete Gas hanno comportato la realizzazione da parte di S.G.I. di una serie di interventi (revamping della cabina d'interconnessione, modifiche impiantistiche) finalizzati a mitigare gli impatti della riduzione di pressione sulla rete Snam. Tali interventi non potranno evitare una temporanea riduzione della pressione minima di esercizio da 45 a 30 bar in quella parte della rete S.G.I.. La pressione di esercizio sarà gradualmente ristabilita con il progressivo completamento da parte di S.G.I. dei vari componenti della dorsale Larino - Recanati.

Per l'area del medio adriatico S.G.I. si è anche coordinata con Edison Stoccaggio a proposito dello sviluppo del campo di stoccaggio gas di Palazzo Moroni attualmente sospeso causa opposizione locale e con diversi operatori di autotrazione che saranno negativamente impattati dalla riduzione della pressione sulla rete S.G.I.. Nel corso del processo autorizzativo del metanodotto Larino-Chieti, in fase di VIA nel corso del corrente anno, sono state valutate con Stogit-Centrale di Cupello le interferenze del metanodotto di allacciamento

con le altre linee presenti, i pozzi e i cluster. Ulteriori colloqui di coordinamento hanno avuto luogo con Gasplus in merito all'avanzamento dello sviluppo dei giacimenti di stoccaggio gas di Sinarca e Poggio Fiorito.

Per il progetto di **metanizzazione della Sardegna** oltre a ripetuti incontri di coordinamento con dirigenti della Regione Sardegna e del Ministero dello Sviluppo Economico per allineare le ipotesi di metanizzazione con la strategia energetica nazionale e regionale, sono stati anche effettuati incontri di coordinamento con imprese di distribuzione gas dei gruppi Conscoop ed Hera attivi in Sardegna rispettivamente nelle provincie di Cagliari e Sassari. E' stata poi ricevuta dal distributore ISGAS una specifica richiesta per un pronto allaccio alla futura rete di trasporto per i Comuni di Cagliari, Oristano e Nuoro nei quali servono 20.000 utenti. Infine sono stati incontrati alcuni dei promotori dei progetti di depositi di GNL. Le scelte effettuate nella redazione del Piano hanno tenuto conto degli esiti di tali confronti.

3.5 Piano di sviluppo decennale - Progetti

3.5.1 Progetti del primo triennio (2016– 2019)

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 del metanodotto Busso-Paliano e la realizzazione di un'importante tratta della dorsale medio adriatica (metanodotto Cellino-San Marco II). Per le suddette attività la decisione finale di investimento è già stata

adottata. Infine nel triennio è anche previsto l'avvio dei lavori per un'altra sezione della dorsale Larino – Recanati.

3.5.1.1 Gasdotto “Busso-Paliano”

Denominazione Progetto	Metanodotto Busso-Paliano 20”
Codice identificativo	5509
Lunghezza della condotta	km 170 + 35 di raddoppi e bretelle
Diametro nominale della condotta	20 pollici
Pressione massima di esercizio	75 bar
Portata massima del metanodotto	5 Mil Sm ³ /g
FID status	Approvato
Data prevista avvio lavori	In completamento
Data prevista entrata in esercizio	In esercizio per tranches dal 2013, ultima prevista nel 2016
Data prevista ottenimento VIA	Ottenuta nel 2011
Data prevista avvio Pubblica Utilità	Ottenuta nel 2012
Data prevista Decreto MiSE	Ottenuto nel 2012
Riferimento al TYDP ENT SOG	N.A.
Avanzamento rispetto al piano precedente	Secondo i piani presentati, in completamento l'ultima tranche di circa 30 km
Costo Investimento	Circa 170 Mil €
Benefici attesi	Sovracapacità di 1,2 Mil Sm ³ /g, declassamento vecchie linee, adeguamento pressioni di esercizio

Si tratta del completamento dei lavori di costruzione del metanodotto “Busso-Paliano”, 170 km tra Molise e Lazio avviati nel 2012 e di cui sono stati messi in esercizio i primi 140 km nel 2015 e sono stati completati i lavori meccanici per l'intera lunghezza al giugno 2016.

Tale metanodotto consente di potenziare la rete esistente incrementando la capacità di

trasporto tra le interconnessioni Snam Rete Gas di Paliano e Ponte Fago.

L'infrastruttura raddoppia e sostituisce, in parte, l'esistente metanodotto (DN 350) appartenente alla rete regionale, realizzato a cavallo degli anni '60-'70, assicurando l'affidabilità e la sicurezza del trasporto gas dell'intera area ovest.

I benefici che il progetto apporterà al sistema sono:

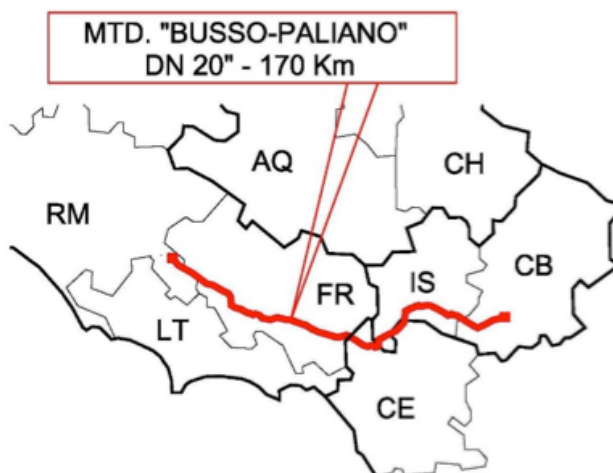
- creazione di una sovracapacità pari a 1,2 Mil Sm³ giorno, necessaria a prolungare il tempo di transizione in caso di interruzione di una o più interconnessioni con Snam Rete Gas (tempo attualmente estremamente limitato) e funzionale ad un compiuto contributo al sistema dell'intera rete SGI nelle situazioni di emergenza;
- adeguamento delle pressioni massime di riconsegna dagli attuali 35 fino a 75 bar;
- declassamento della vecchia linea da 14" con riduzione delle pressioni di esercizio e mantenimento di un adeguato livello di sicurezza anche in quei tratti, pari a circa il

20% della linea, in cui il metanodotto è stato progressivamente intercluso dall'espansione urbana.

Il metanodotto si compone di una dorsale principale di circa 170 Km (DN 500 - 20") e di una serie di bretelle secondarie di collegamento e raddoppi di circa 35 Km (da DN 150 a DN 300 – da 6" a 12"). Tale sistema di metanodotti interessa numerosi comuni nelle provincie di Campobasso, Isernia, Caserta, Frosinone e Roma.

Il nuovo gasdotto è stato inserito con Decreto MiSE 1 agosto 2008, nella Rete Nazionale dei Gasdotti. Il 20 maggio 2011 ha ottenuto la VIA e il 14 marzo 2012 il Decreto di pubblica Utilità.

Figura 13 - Il tracciato del gasdotto "Busso-Paliano"



Il valore complessivo dell'investimento è pari a 177 Mil € di cui al 30 Giugno 2016 154 Mil € già sostenuti.

<i>principali attività</i>	<i>Tempistiche</i>
Gas-in tratto Busso-Castelpetroso – Tratto 1°	Dicembre 2013
Gas-In tratto Castelpetroso-San Pietro Infine – Tratto 1B	Dicembre 2014
Gas-In tratto Paliano-Ceccano - Tratto 3	Dicembre 2014
Inizio lavori tratto San Pietro Infine-Ceccano	Aprile 2015
Gas-In tratto San Pietro Infine-Ceccano – Tratto 2	Dicembre 2016
Messa in esercizio definitiva intera opera	Dicembre 2016

3.5.1.2 Dorsale Larino-Recanati

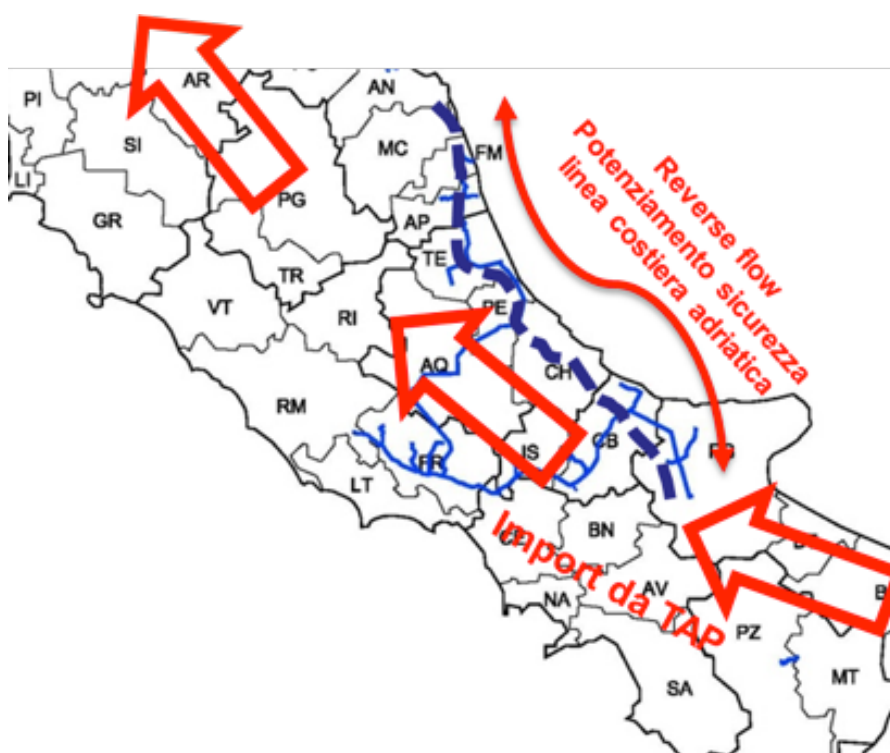
Il progetto Dorsale Larino-Recanati è stato inserito nel Ten Year Network Development Plan (TYNDP) di Entso-G per il periodo 2017-2026 con il Codice ENTSGO TRA-N-974.

Il Piano di S.G.I. prevede la realizzazione sulla costa Adriatica di un importante sistema di gasdotti di circa 290 km, dalla provincia di Campobasso alla provincia di Ancona.

Sezioni del progetto:

1. Sezione Larino-Chieti (vedi punto 3.5.1.2.2): 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, già completata e in esercizio;

Figura 14 - Il progetto TRA-N-974



Il progetto si compone, al momento, in 5 distinte sezioni di investimento:

4 sezioni consistono in progetti di sviluppo di una linea di trasporto sulla dorsale mentre la rimanente riguarda la costruzione di una centrale di compressione.

Queste 5 sezioni si trovano a diversi stadi di avanzamento: la 2^a è stata già completata mentre la 3^a è in fase di completamento rendendo 70km dell'intera dorsale già operativi, 75km in avvio di costruzione e i rimanenti 145 km, circa il 50%, sono in fase autorizzativa.

3. Sezione Cellino-San Marco: 90 km di metanodotto di cui 15 km costituenti la fase 1 già completati e in esercizio ed i restanti 75 km in fase di costruzione (Cellino-San Marco II – vedi punto 3.5.1.2.1);
4. Sezione San Marco-Recanati (vedi punto 3.5.2.1.1): 35 km di metanodotto che collegano le province di Fermo, Macerata e Ancora e si conetterà con il metanodotto Snam Rete Gas a Recanati.

5. Sezione Stazione di Compressione San Marco (vedi punto 3.5.2.1.2): il progetto consiste nella costruzione della prima stazione di compressione sulla rete S.G.I., 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 progetto

Il progetto 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 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 TSOs possano sviluppare dei Piani d'investimento di interesse comune.

La realizzazione della nuova linea sulla costa adriatica 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 S.G.I. 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 Sm³ / giorno, in modalità bidirezionale.

Il completamento della dorsale Larino Recanati renderà anche possibile il collegamento alla dorsale Adriatica Snam a Biccari, ove potranno essere intercettati volumi immessi nella RNG dal nuovo punto d'importazione TAP.

Contestualmente all'avvio delle importazioni dal TAP, S.G.I. intende avviare uno studio di fattibilità del collegamento Larino – Biccari di cui sopra. La realizzazione sarà sincronizzata con il possibile raddoppio dei volumi d'importazione previsto da TAP verso la fine dell'arco del presente Piano: 2024 – 2030.

3.5.1.2.1 Gasdotto “Cellino-San Marco II tronco”

Tabella 3.5.1.2.1

Denominazione Progetto	Metanodotto Cellino-San Marco II 20”
Codice identificativo	5650
Lunghezza della condotta	km 75
Diametro nominale della condotta	20 pollici
Pressione massima di esercizio	75 bar
Portata massima del metanodotto	5 Mil Sm ³ /g
FID status	Approvato
Data prevista avvio lavori	Aprile 2017
Data prevista entrata in esercizio	In esercizio per tranches nel 2017 e nel 2018
Data prevista ottenimento VIA	Ottenuta nel 2013
Data prevista avvio Pubblica Utilità	Ottenuta nel 2016
Data prevista Decreto MiSE	Ottenuto nel 2016
Riferimento al TYDP ENTSO	N.A.
Avanzamento rispetto al piano precedente	Ottenuto Decreto MiSE con tempistiche in linea con le previsioni, nel corso del 2016
Costo Investimento	Circa 80 Mil €
Benefici attesi	Sovracapacità di 3,2 Mil Sm ³ /g, declassamento vecchie linee, adeguamento pressioni di esercizio, adeguato a reverse flow

Il gasdotto ha concluso la fase autorizzativa e sono in corso le attività propedeutiche all'avvio della fase realizzativa. Il gasdotto interesserà 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.

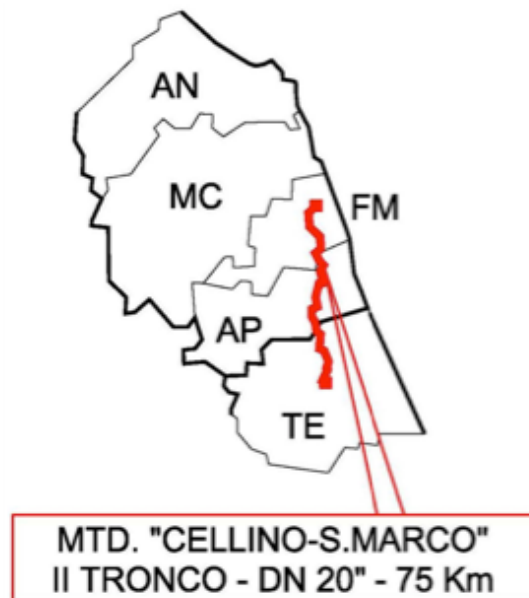
L'opera così programmata, razionalizzerà i collegamenti alla rete esistente, rendendo più flessibile ed affidabile il sistema di trasporto nell'area e consentendo alla rete S.G.I. di

allacciare nuove interconnessioni strategiche con altri operatori del settore, quali Edison Stoccaggio, Gas Plus Italia ed eventuali Terminali GNL.

Il progetto è stato identificato come prioritario perché:

- sulla dorsale adriatica la capacità oggi conferita da S.G.I. è pari a circa l'85% della 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

Figura 15 - Il tracciato del gasdotto "Cellino- S.Marco"



pressioni di esercizio che comporterà un ridimensionamento della capacità tecnica di trasporto, con gli attuali assetti, a livelli inferiori della capacità attualmente conferita;

- S.G.I. ha ricevuto richiesta di allaccio in rete del nuovo campo di stoccaggio Edison Stoccaggi di Palazzo Moroni.

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 MSE 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.

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 valore complessivo dell'investimento è pari a circa 80 Mil €.

<i>principali attività</i>	<i>Tempistiche</i>
Ottenimento decreto di VIA	Completato 2013
Avvio procedimento di Pubblica Utilità	Settembre 2014
Pubblicazione Decreto Autorizzativo MiSE	Marzo 2016
Inizio lavori	Aprile 2017

3.5.1.2.2 Gasdotto “Larino- Chieti”

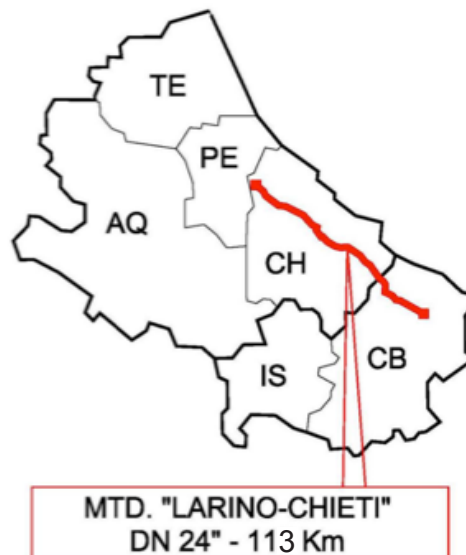
Denominazione Progetto	Metanodotto Larino-Chieti 24”
Codice identificativo	5680
Lunghezza della condotta	km 113 + 15 di nuovi allacci
Diametro nominale della condotta	24 pollici
Pressione massima di esercizio	75 bar
Portata massima del metanodotto	7 Mil Sm ³ /g
FID status	previsto nel 2017
Data prevista avvio lavori	2018
Data prevista entrata in esercizio	In esercizio dal 2022
Data prevista ottenimento VIA	Ottenuta nel 2016
Data prevista avvio Pubblica Utilità	Dicembre 2016
Data prevista Decreto MiSE	2018
Riferimento al TYDP ENTSG	N.A.
Avanzamento rispetto al piano precedente	Ottenuta autorizzazione VIA
Costo Investimento	Circa 120 Mil €
Benefici attesi	Sovracapacità di 7 Mil Sm ³ /g, magliatura della rete SGI, collegamento con stoccaggi esistenti e nuovi, incremento sicurezza sistema

Il gasdotto, che è in fase di progettazione esecutiva e ha ottenuto positiva Valutazione d’Impatto Ambientale, interesserà le regioni Molise e Abruzzo e consentirà di realizzare la chiusura di un anello strategico nel Centro-Italia aumentando così la sicurezza e la gestione operativa dell’intera rete S.G.I.. L’opera, permettendo la realizzazione di interconnessioni strategiche con siti di stoccaggio esistenti o previsti di diversi

operatori (Edison Stoccaggio, Stogit, Gas Plus Italia) completerà, in sinergia con i gasdotti Snam Rete Gas, un importante sistema integrato del trasporto gas nel centro-sud Italia in grado di supportare e migliorare le capacità di flusso bidirezionale e le condizioni di flessibilità.

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.

Figura 16 - Il tracciato del gasdotto "Larino-Chieti"



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

Il progetto ha recentemente ottenuto il parere favorevole VIA ed è ritenuto prioritario in quanto:

- le simulazioni operate da S.G.I., 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

verrà ridotta a partire dal prossimo anno termico;

- il metanodotto consentirà inoltre il collegamento a futuri stoccaggi (il tracciato è stato progettato a breve distanza) e il potenziale collegamento integrativo al campo di Fiume Treste di Stogit per trasportare flusso verso Nord.

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.

Il valore complessivo dell'investimento è pari a circa 120 Mil €.

<i>principali attività</i>	<i>Tempistiche</i>
Avvio Procedimento VIA	Dicembre 2014
Ottenimento decreto di VIA	Luglio 2016
Pubblicazione Decreto Autorizzativo MiSE	Dicembre 2017
Inizio lavori (soggetto a FID)	2018

3.5.2 Progetti a medio e lungo termine (2019+)

Nel Piano a medio lungo termine di S.G.I. sono inserite le opere necessarie al completamento del corridoio medio adriatico (dorsale Larino –Recanati), raccordando tratti esistenti della rete S.G.I. 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 Completamento Dorsale Larino-Recanati

3.5.2.1.1 Gasdotto "San Marco - Recanati"

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 ³ /g
FID status	Da approvare
Data prevista avvio lavori	2019
Data prevista entrata in esercizio	2021
Data prevista ottenimento VIA	2017
Data prevista avvio Pubblica Utilità	2017
Data prevista Decreto MiSE	2018
Riferimento al TYDP ENTSOE	N.A.
Avanzamento rispetto al piano precedente	Avviato iter autorizzativo in anticipo rispetto ai piani
Costo Investimento	Circa 43 Mil €
Benefici attesi	reverse flow, incremento sicurezza del sistema

Il gasdotto è in fase autorizzativa di screening VIA e interesserà la regione Marche e consentirà di realizzare il completamento del

progetto strategico di SGI relativo alla linea medio alto adriatica, aumentando la capacità di trasporto, la sicurezza e consentendo

una maggiore flessibilità nella gestione operativa dell'intera rete SGI, anche con flussi bidirezionali. 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 ottenuta con l'allaccio dei siti di stoccaggio esistenti o previsti di diversi operatori (Edison Stoccaggio, Stogit, Gas Plus Italia) e realizzerà, in sinergia con i gasdotti Snam Rete Gas, un importante sistema integrato del trasporto gas nel centro-sud Italia in grado di supportare e migliorare le capacità di flusso bidirezionale e le condizioni di flessibilità.

Con il completamento della dorsale adriatica la rete magliata di SGI potrà adeguatamente utilizzare il risultante incremento di linepack complessivo (pari a 120.000 Sm³/bar) per migliorare le prestazioni di punta giornaliera e rispondere più efficacemente a maggiori oscillazioni infragiornaliere.

Il progetto è in fase preliminare 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 (ora vincolato ad un unico possibile orientamento dei flussi da Nord a Sud);

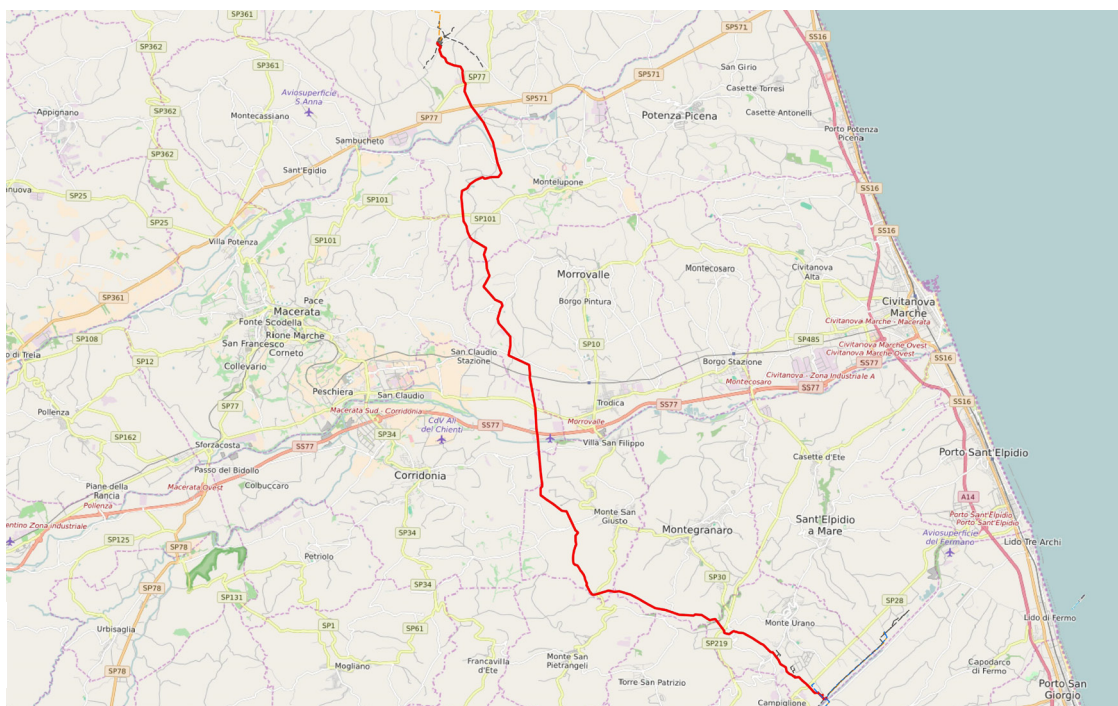
- il completamento della linea consentirà di realizzare una nuova via preferenziale verso Nord, in controflusso (garantito dalla nuova centrale di compressione a San Marco) rispetto agli attuali assetti, capace di convogliare verso Nord la capacità attuale ed aggiuntiva futura dei campi di stoccaggio;
- l'opera è indispensabile e, congiuntamente alla realizzazione della prevista centrale di compressione, consentirà la riconsegna alla RN di Snam Rete Gas della capacità del nuovo stoccaggio Edison Stoccaggi di Palazzo Moroni che verrà prossimamente allacciato alla rete SGI.

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 MSE 9 Ottobre 2014.

Il valore complessivo dell'investimento è pari a circa 43 Mil €.

Figura 17 - Il tracciato del gasdotto "San Marco-Recanati"



<i>principali attività</i>	<i>Tempistiche</i>
Avvio Procedimento di autorizzazione	Giugno 2016
Ottenimento decreto di VIA	Giugno 2017
Pubblicazione Decreto Autorizzativo MiSE	Dicembre 2018
Inizio lavori (soggetto a FID)	2019

3.5.2.1.2 Centrale di compressione area San Marco

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 potenziamento della linea adriatica di S.G.I., 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.

L'avvio della fase di studio e realizzazione è prevista a partire dal 2018.

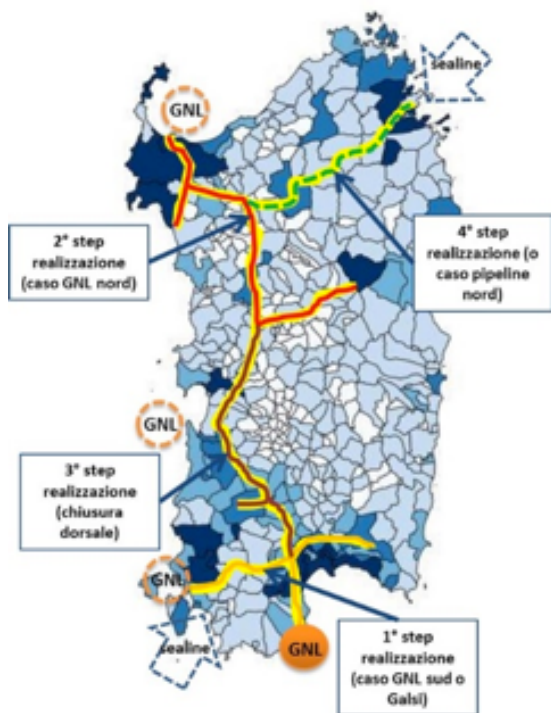
3.5.2.2 Metanizzazione della Regione Sardegna

Il nuovo Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030 (Delibera n. 5/1 del 28/01/2016), anche alla luce dell'effettivo esercizio da parte di SFIRS S.p.A. del diritto di uscita dalla società GALSI S.p.A, ha indicato nel GNL il vettore energetico preferenziale per l'approvvigionamento di metano della regione Sardegna.

Dal documento si evince che: *"Da una prima analisi delle caratteristiche demografiche e socioeconomiche, il territorio regionale può essere suddiviso in tre ambiti (nord, centro e sud Sardegna), all'interno de quali possono essere individuati due potenziali approdi industriali (Sarroch, Porto Torres) per l'installazione dei terminali di rigassificazione in grado di fornire servizi di tipo Small Scale LNG (SSLNG) opportunamente dimensionati, idonei ai sensi della Direttiva 82/501/CEE e della relativa normativa nazionale di recepimento, e sei approdi potenzialmente idonei alla realizzazione di depositi costieri di GNL (Sarroch, Portovesme, Oristano, Porto Torres, Olbia e Arbatax) corrispondenti ai porti industriali della Sardegna"*.

Come si rileva poi dal Documento di consultazione per una strategia nazionale sul GNL: *"la filiera del GNL come vettore energetico richiede un nuovo livello di logistica, studiata sulle esigenze di distribuzione del prodotto liquefatto, anche integrata con le infrastrutture*

Figura 18 - Concept per la metanizzazione della Sardegna con una delle ipotesi di realizzazione



di approvvigionamento primario (terminali di rigassificazione)”.

Le opzioni di approvvigionamento tramite rigassificatore di piccola taglia e depositi costieri di GNL sono caratterizzate entrambe dall'utilizzo del Gas Naturale Liquefatto (GNL) che offre diverse opportunità:

- Tempi di implementazione relativamente brevi;
- Competitività tra i fornitori di GNL grazie alla rapida crescita del numero di fornitori;
- Flessibilità e modularità dell'offerta, sia in termini di quantità che in termini di prezzi;
- Possibilità di utilizzo del GNL direttamente nei trasporti terrestri e marittimi;
- Piano strategico nazionale sull'utilizzo del GNL in Italia (in fase di elaborazione).

Le scelte d'indirizzo politico amministrativo in tema energetico hanno trovato compimento il Luglio u.s. con la sigla di un Accordo Stato – Regione Sardegna.

All'art 6.3 esso riconosce come progetti strategici, ai sensi del D.Legs 93/2011, gli interventi per la metanizzazione della Sardegna e dispone i) la realizzazione di una dorsale interna per il trasporto gas, che il Governo s'impegna a riconoscere come parte della Rete Nazionale dei Gasdotti, e ii) la realizzazione dei relativi collegamenti ai bacini di distribuzione, alcuni già in esercizio, gli adduttori, che verranno riconosciuti come parte della Rete Regionale dei Gasdotti.

Nel contesto sopra delineato, ed in continuità con i precedenti Piani Decennali, S.G.I. sta perseguendo un piano di sviluppo in 3 fasi della dorsale principale e delle contestuali linee regionali di collegamento, in modo da consentire il più rapido allaccio di quei bacini di consumo già recettivi, che siano aree industriali o reti di distribuzione già sviluppate (e.g. Cagliari, Sulcis, Sassari, ecc.).

Le tre fasi possono essere realizzate in sequenza o in parallelo in relazione agli obiettivi assegnati. Potrà poi essere prevista una 4° fase che colleghi l'area di Olbia soprattutto qualora sia confermato un collegamento via condotta, anche indiretto, con l'Italia continentale.

Il piano completo della metanizzazione della Sardegna, dal punto di vista della rete di trasporto, comprenderà:

- connessione in rete di due diversi Depositi Maggiori di GNL con capacità iniziale di circa 30.000 m³ e banchine per il carico di GNL su autocisterne;
- circa 400 km di dorsale nazionale DN 400;
- ulteriori 200 km complessivi, in relazione alla penetrazione, per collegamenti regionali principali e secondari (DN 150-300).

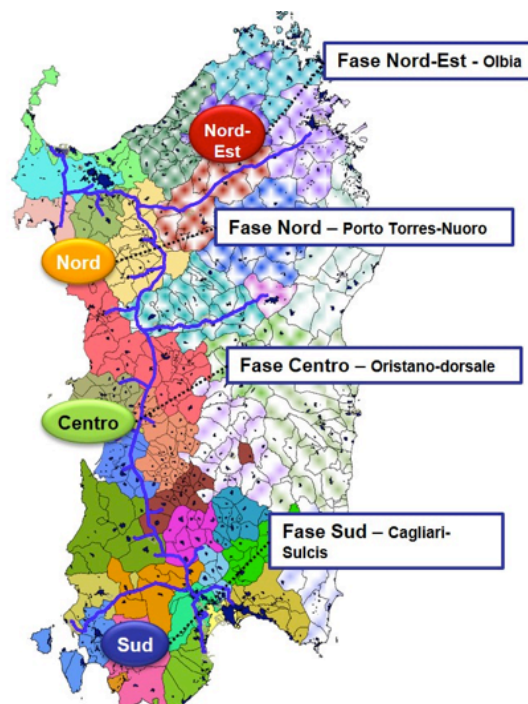
Ad oggi S.G.I. ha completato lo studio di fattibilità. Nel periodo 2016-2019 si prevede di terminare l'iter autorizzativo dell'intera opera e la realizzazione e messa in esercizio di un primo tratto di dorsale ed i relativi collegamenti ai bacini di consumo.

S.G.I. ha prodotto una stima della domanda di gas in Sardegna a regime di circa 570 Mil m³ annui sulla base dei dati contenuti nel Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna (PEARS) e di scenari di sostituzione delle fonti energetiche di propria elaborazione. In particolare: per il consumo residenziale e del settore terziario partendo dai dati di consumo del PEARS per riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria, tenendo conto di una penetrazione media della rete del 70% e di una ipotesi media di adesione o sostituzione delle fonti energetiche fossili (Gasolio e GPL da riscaldamento) del 75%, considerati i consumi medi annui pro capite sulla base delle zone climatiche, si è stimata una domanda potenziale di circa 180 Mil m³. Per quanto riguarda il settore industriale si è ipotizzato di sostituire circa l'80% dell'attuale utilizzo di materia prima di origine fossile che corrisponde a circa 274 Mil m³. Infine per quanto riguarda il settore termoelettrico è stata considerata ipotizzabile la sostituzione di circa il 10% della materia prima da fonti fossili e, considerato l'incremento del rendimento nella produzione di energia elettrica da gas naturale (stimato intorno al 30%), si determina una domanda stimata in 115 Mil m³.

La realizzazione delle sole fasi Sud e Nord della rete di trasporto soddisferà più del 50% della domanda potenziale. Il completamento della dorsale (tratta Centro) porterebbe poi a quasi l'80% la domanda raggiunta.

Una stima preliminare del costo dell'opera indica in 268 Mil € l'investimento previsto per

Figura 19 - Rete di trasporto nazionale e regionale per la metanizzazione della Sardegna con fasi di realizzazione



la dorsale Sarroch – Porto Torres ed in 75 Mil € per gli adduttori, per un totale di 343 Mil €.

Benefici attesi del progetto

Per la valutazione dei benefici attesi dall'introduzione del gas naturale in Sardegna, si è fatto riferimento alle informazioni contenute nel Piano Energetico Ambientale Regionale approvato dalla Regione Sardegna, cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

La conversione a gas naturale delle fonti fossili attualmente utilizzate consentirà un'elevata riduzione delle emissioni di CO₂. In base allo scenario di domanda ipotizzato da S.G.I. si stima di sostituire consumi residenziali e del settore terziario per totali 1.902 GWh, consumi industriali per un totale di circa 2.895 GWh e 1.220 GWh di consumo per la generazione termoelettrica.

S.G.I. stima benefici economici quantificabili in circa 280 Mil € annui, dovuti a tale sostituzione ed alla riduzione di CO₂ immessa in atmosfera. La Tabella D di seguito dettaglia i benefici suindicati. Per effettuare le stime si è fatto riferimento ad un costo delle emissioni di CO₂ pari a 5 €/ton.

Il modello di sviluppo perseguito da S.G.I. per la metanizzazione della Sardegna prevede una realizzazione per fasi successive, in modo da conseguire il soddisfacimento, nel modo più efficiente, di una quota significativa dei consumi regionali nel minor tempo possibile, in relazione ai tempi e luoghi di realizzazione delle infrastrutture di approvvigionamento coerenti con il Piano Energetico Regionale.

Il beneficio dell'approccio qui delineato è di riuscire a dare una risposta rapida al problema energetico della Sardegna, con la messa in esercizio del primo tratto nel 2019,

soddisfacendo più del 50% della domanda potenziale con un investimento, lato trasporto, ripagato per il 60% dalla domanda locale. La realizzazione di 1 o 2 tratte consegnerebbe medio tempore alla Regione una piattaforma infrastrutturale efficiente, progressivamente espandibile in relazione all'effettiva penetrazione del gas e lo sviluppo della domanda e eventualmente compatibile con altre opzioni di approvvigionamento a lungo termine (metanodotti/rigassificatori), inclusa la scelta di limitare lo sviluppo a gas a questa fase embrionale.

Relativamente alla realizzazione della rete di trasporto in Sardegna, il Ministero dello Sviluppo Economico ha valutato che il progetto "oltre ad essere coerente con le previsioni della SEN di cui al primo alinea, risulta coerente anche con le previsioni della direttiva europea 2014/94/EU sullo

Tabella D - Metanizzazione Sardegna – Benefici economici
Fonte – Elaborazione S.G.I.

		Consumi Residenziale	Consumi Terziario	Consumi Industria	Consumi Termo elettrico	Totale
Riduzione Consumi GPL	GWh	768	197	310		1274
	Mil €	89,95	23,11	36,27		149,34
	ton CO2	155.020	39.836	62.516		257.372
Riduzione Consumi Gasolio/OC/Zolfo/Altro (OIL)	GWh	786	151	2223	246	3406
	Mil €	91,91	17,62	259,89	28,74	398,16
	ton CO2	217.931	41.781	616.268	68.152	944.133
Riduzione Carbone/Coke	GWh			362	974	1336
	Mil €			34,40	92,50	126,90
	ton CO2			123.321	331.591	454.912
Gas Naturale	GWh	1554	348	2895	1220	6016
	Mil €	102,55	22,97	191,06	80,49	397,06
	ton CO2	313.799	70.276	584.643	246.295	1.215.013
Emissioni CO2 evitate	ton CO2	59.153	11.341	217.462	153.448	441.403
	Mil €	0,30	0,06	1,09	0,77	2,21
Beneficio Totale	Mil €	79,60	17,83	140,59	41,52	279,54

sviluppo dell'infrastruttura per i carburanti alternativi per il trasporto marittimo e terrestre, con quanto riportato nel documento di consultazione per una Strategia Nazionale sul GNL del giugno 2015 relativamente alla possibile metanizzazione dell'Isola e con le previsioni del Piano energetico - ambientale della Regione Sardegna, ove è previsto un graduale e crescente utilizzo del metano nei settori industriale, terziario, residenziale e dei trasporti al fine di riallineare la configurazione energetica sarda a quella del resto dell'Italia e dell'Europa e di garantire la sicurezza energetica della Regione;" (comunicazione del 25 Maggio 2016, prot. 14264, della Direzione Generale per la Sicurezza dell'Approvvigionamento e le Infrastrutture Energetiche – DGSAIE - del Ministero dello Sviluppo Economico).

3.5.3 Progetti metanodotti minori

3.5.3.1 Variante Comiso

S.G.I. ha in corso di realizzazione un nuovo metanodotto di lunghezza di circa 5 km e diametro pari a DN 4" al fine di ovviare alle interferenze tra l'attuale gasdotto in esercizio e il nuovo asse viario progettato dal comune di Ragusa. Nella tratta in oggetto di variante si rileva inoltre un forte incremento dell'antropizzazione dell'area. I lavori sono iniziati nel settembre 2012 e se ne prevede il completamento entro il 2017.

3.5.3.2 Anello "Val D'Aso"

Lo scopo del progetto è la realizzazione di un metanodotto avente un diametro DN 10" in raddoppio all'esistente DN 6" di proprietà SGI 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.

Il progetto è previsto tra il 2018 e il 2019.

3.5.3.3 Raddoppio allaccio Comune di Montefino (TE)

Il progetto prevede il raddoppio dell'attuale metanodotto costituito da tubazioni 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".

Il progetto è previsto entro il 2018.

3.5.4 Altri investimenti

3.5.4.1 Progetti di mantenimento

S.G.I. prevede una serie di progetti per il mantenimento della rete:

- Sostituzione / potenziamento linee obsolete (metanodotti principali e allacciamenti con 50 anni e oltre di vita)
- Declassamento di linee obsolete e/o posate in aree di successiva urbanizzazione (a fronte del completamento del piano di potenziamento delle dorsali principali della rete)
- Sostituzione di linee con un elevato grado di progressione della corrosione (rilevato da ispezioni pig, ispezioni non invasive e indagini dirette in campo).

3.5.4.2 Progetti non di rete

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. In particolare sono previsti nel Piano:
 - o rinnovamento del sistema SCADA e sviluppo del nuovo software di gestione del telecontrollo e della telelettura degli apparati di misura;
 - o upgrade del sistema di gestione cartografica.
- 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

- incremento degli standard di sicurezza;
- recuperi ambientali e salvaguardia del territorio;
- aumento dell'efficienza e della qualità del servizio di gestione degli apparati di misura;
- adempimenti di legge e/o normativi;
- completamento delle attività di gestione patrimoniale relativa a sviluppi pregressi.

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 19/4/2013 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 S.G.I. 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 Ministero dello Sviluppo Economico, nell'ambito della propria competenza ai sensi del d.lgs 93/2011, che ha considerato che *“in particolare i gasdotti*

Interventi Piano SGI	Impatto su Sistema di Trasporto Gas	Obiettivi Piani Emergenze e Azione Preventiva
<p>1 Metanodotto Cellino S.Marco II Metanodotto S.Marco – Recanati Centrale di Compressione S. Marco</p>	<p>Lo sviluppo di nuova capacità di reverse flow per 4,8 Mil Sm³/g contribuirà all'efficacia degli interventi messi in campo dall'Impresa Maggiore di Trasporto per la gestione di emergenze.</p>	<p>DM MiSE del 19/4/2013 (Art 3.2 lett c) Le imprese di Trasporto interconnesse operanti sul territorio nazionale collaborano per <u>garantire condizioni di interoperabilità</u> che contribuiscano al buon fine di ogni fase di crisi</p>
<p>2 Metanodotto Cellino S.Marco II Metanodotto S.Marco – Recanati Centrale di Compressione S. Marco</p>	<p>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.</p>	<p>PAP Art 8.1 Garantire la consegna ai "clienti tutelati" per 30 gg in caso di guasto della principale infrastruttura in caso di inverno medio</p>
<p>3 Metanodotto Cellino S.Marco II Metanodotto S.Marco – Recanati Centrale di Compressione S. Marco Metanodotto Larino – Chieti</p>	<p>La messa a disposizione di nuova capacità di punta mediante la connessione alla Rete Nazionale di nuova capacità di stoccaggio (Palazzo Moroni, e potenzialmente Poggiofiorito/Sinarca) per la quasi totalità dei complessivi 5,8 Mil Sm³/g (capacità massima di progetto)</p>	<p>PAP Art. 7.2.3. Sviluppo di nuove infrastrutture di stoccaggio</p>
<p>4 Metanodotto Paliano-Busso Fase 2 Metanodotto Cellino S.Marco II</p>	<p>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</p>	<p>PAP Art 8.1 Garantire la consegna ai "clienti tutelati" per domanda eccezionalmente elevata per 7gg e 30 gg con probabilità statistica 1/20 anni</p>

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 Ministero dello Sviluppo Economico).





04

4. INVESTIMENTI E STRUTTURA FINANZIARIA

4.1 Investimenti programmati

Il piano degli investimenti programmati

è riassunto nella successiva Tabella E.

La tabella di sintesi riporta la descrizione delle principali voci d'investimento previste da S.G.I. nel periodo 2016-2025. La sequenza delle diverse fasi per la metanizzazione della Sardegna e la scansione dei relativi investimenti riportata nella tabella è indicativa

e potrà essere ridefinita in relazione alle tempistiche effettive con cui saranno disponibili i vari punti di approvvigionamento. Gli investimenti per l'anno 2015 previsti nel precedente Piano 2015-2024 sono stati realizzati per 41 Mil €, quelli previsti per l'anno in corso (2016) ammontano a 25 Mil € e quelli programmati per il quinquennio successivo ammontano a 303 Mil €, per un totale di investimenti programmati nel periodo 2016-2021 pari a 328 Mil €.

Tabella E - Piano investimenti decennale - dati in Mil €

phase	Progetto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2025	Totale 2016-2025
FID	metanodotto Busso-Palano	20	3					0	23
	metanodotto Cellino-San Marco II tronco	0,7	30	39	9			0	78
No FID	metanodotto Larino-Chieti	1	1	6	25	30	27	30	120
	metanodotto San Marco-Recanati	0,2	1	1	9	20	13	0	43
	centrale di compressione			1	4	5	19	16	45
	progetti metanodotti minori	2	3	2	4	4	4	12	29
	metanizzazione Sardegna	0,3	2	8	20			0	30
	allacciamenti	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,0	5
	altri investimenti	1	3	3	3	3	3	95	110
	Totale	4	10	20	65	62	66	155	382
	Piano di Sviluppo Decennale	25	43	59	73	62	66	155	483
No FID	Sardegna fase CENTRO					32	26	10	68
	Sardegna fase SUD					1	2	92	95
	Sardegna fase NORD					3	4	143	150
	Sardegna fase NORD-EST					cronoprogramma annuale da definire			

4.2 Struttura finanziaria

Il piano di sviluppo delle reti di S.G.I. verrà finanziato mediante la generazione di flussi di cassa della propria gestione caratteristica unitamente a finanziamenti esterni provvisti da primarie banche nazionali e internazionali ed investitori finanziari, oltre che dalla Banca Europea degli Investimenti.

La struttura finanziaria di S.G.I. 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 regime regolatorio in essere, la dimensione di giro d'affari raggiunta da S.G.I. produrrà, nei prossimi dieci anni, un margine operativo tale da consentire il finanziamento autonomo fino a circa il 30% del Piano. Il restante 70% - 75% sarà finanziato da istituti operanti nei mercati finanziari internazionali e organismi nazionali o comunitari, con possibili combinazioni di strumenti di debt capital market.

S.G.I. 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 che per il carico fiscale. Le direttive e i provvedimenti normativi emanati in materia dall'Unione Europea e dal Governo italiano e le decisioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico, 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 S.G.I.. 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.



Glossario

AEEGSI	Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico
DN	Diametro
Entso-G	Rete Europea di gestori del sistema di trasporto del gas
FID	Decisione finale di investimento
GALSI Spa	Società di sviluppo, realizzazione e gestione dell'omonimo gasdotto che collega l'Algeria alla Sardegna e alla Toscana
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
Piano	Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale di SGI
RNG	Rete nazionale gasdotti
RRG	Rete regionale gasdotti
SEN	Strategia Energetica Nazionale
SS LNG	Small scale LNG
SFIRS Spa	Intermediario Finanziario che concorre, in attuazioni dei piani, programmi ed indirizzi della Regione Autonoma della Sardegna, allo sviluppo economico e sociale del territorio
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 SGI Holding S.p.A.

Sede Legale: Via della Moscova, 3 - 20121 Milano

E-mail: sviluppo@sgispa.com

www.gasdottitalia.it