



## Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2019-2028



# Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2019-2028

Periodo di riferimento 2019-2028

Documento predisposto da Snam Rete Gas S.p.A. in adempimento all'Art.16 del Decreto Legislativo 93 dell'11 giugno 2011 e s.m.i.

San Donato Milanese, 31 dicembre 2019

## Sommario

EXECUTIVE SUMMARY.....	6
OBIETTIVI DEL DOCUMENTO .....	6
QUADRO LEGISLATIVO E REGOLATORIO .....	6
DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA.....	8
INFRASTRUTTURE DEL GAS IN ITALIA ED EUROPA .....	8
PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE .....	11
OBIETTIVI E PERIMETRO DEL PIANO.....	15
OBIETTIVI DEL DOCUMENTO .....	15
PERIMETRO DEL PIANO .....	15
COORDINAMENTO CON SOGGETTI TERZI .....	16
CRITERI DI FORMAZIONE DEL PIANO DECENNALE .....	17
PROCESSO DI ELABORAZIONE DEL PIANO DECENNALE .....	18
STRUTTURA DEL DOCUMENTO .....	18
QUADRO LEGISLATIVO E REGOLATORIO .....	20
RIFERIMENTI LEGISLATIVI E REGOLATORI EUROPEI.....	20
RIFERIMENTI LEGISLATIVI ITALIANI .....	22
DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA.....	24
CONSUMI PRIMARI ENERGETICI IN ITALIA .....	24
DOMANDA DI GAS NATURALE 2018.....	25
OFFERTA DI GAS NATURALE .....	26
CAPACITÀ DI TRASPORTO NEL PERIODO 2015-2019.....	28
PROIEZIONI DI DOMANDA E OFFERTA DI GAS NEL PERIODO 2018-2035 .....	30
CONTESTO MACROECONOMICO E COMMODITIES NEGLI SCENARI .....	31
PREVISIONI DI DOMANDA GAS.....	32
PREVISIONI DI OFFERTA DI GAS.....	33
SCENARI DI DOMANDA GAS PER LA DEFINIZIONE DELLE INFRASTRUTTURE .....	34
COERENZA SCENARI DI DOMANDA CON ALTRI SCENARI ITALIANI ED EUROPEI.....	35
INFRASTRUTTURE DEL GAS IN ITALIA ED EUROPA .....	37
RETE DI TRASPORTO DI SNAM RETE GAS .....	37
LA RETE NAZIONALE DI GASDOTTI .....	39
LA RETE REGIONALE DI GASDOTTI.....	40

GLI IMPIANTI DI COMPRESSIONE .....	40
SITI DI STOCCAGGIO ESISTENTI E SVILUPPI ATTESI .....	42
TERMINALI DI GNL ESISTENTI E SVILUPPI ATTESI .....	42
PRIORITÀ EUROPEE IN MATERIA DI INFRASTRUTTURE ENERGETICHE .....	42
PROGETTI DI INTERESSE COMUNE .....	45
PIANO DECENNALE ENTSOG.....	46
PROCEDURA DI CAPACITA' INCREMENTALE.....	47
PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DI SNAM RETE GAS .....	49
IL PIANO DI SVILUPPO NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA .....	49
CAPACITÀ DI TRASPORTO NEL PERIODO 2018-2040.....	50
CRITERI DI PROGETTAZIONE E TUTELA DELL'AMBIENTE .....	51
CRITICITÀ E CONGESTIONI DELLA RETE .....	52
PROGETTI DI POTENZIAMENTO DELLA RETE NAZIONALE .....	53
PROGETTI DI SVILUPPO PRIORITARI .....	54
ULTERIORI PROGETTI DI SVILUPPO .....	55
INTERCONNESSIONE TAP .....	56
METANIZZAZIONE SARDEGNA.....	57
INTERCONNESSIONE MALTA .....	57
INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA .....	58
POTENZIAMENTO IMPIANTO DI GORIZIA.....	59
POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD (LINEA ADRIATICA) .....	60
POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST .....	63
ULTERIORI POTENZIAMENTI A SUD .....	64
CENTRALI DI COMPRESSIONE DUAL FUEL .....	65
ALTRI PROGETTI DI INTERESSE COMUNE INERENTI LA RETE NAZIONALE.....	65
PROGETTI DI POTENZIAMENTO DELLA RETE REGIONALE .....	66
POTENZIAMENTI IN LOMBARDIA .....	67
COLLEGAMENTO PIETRAVAIRANO - PIGNATARO MAGGIORE .....	68
METANIZZAZIONE DELLA REGIONE CALABRIA .....	69
ALTRI PROGETTI DI RETE REGIONALE .....	70
PROGETTI DI ALLACCIAMENTO .....	70
PROGETTI DI MANTENIMENTO .....	70
COSTI E FINANZIAMENTI .....	71
ANALISI COSTI - BENEFICI .....	72

DETERMINAZIONE DEI COSTI .....	72
DETERMINAZIONE DEI BENEFICI .....	72
INTERVENTI SPECIFICI INERENTI LA TRANSIZIONE ENERGETICA.....	80
ALLEGATI.....	82
ALLEGATO 1: MODALITÀ DI DETERMINAZIONE DELLA CAPACITÀ DI TRASPORTO .....	83
ALLEGATO 2: SCHEDE PROGETTO RICEVUTE DA TERZI .....	89
ALLEGATO 3: ELENCO PROGETTI DI SVILUPPO.....	90
ALLEGATO 4: SCHEDE PROGETTI DI SVILUPPO .....	101
INTERCONNESSIONE TAP .....	101
POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD .....	108
CENTRALE DUAL FUEL DI MALBORGHETTO .....	115
CENTRALE DUAL FUEL DI MESSINA .....	120
CENTRALE DUAL FUEL DI POGGIO RENATICO .....	125
METANIZZAZIONE REGIONE CALABRIA .....	130
POTENZIAMENTO METANODOTTO BOLTIERE - BERGAMO .....	135
METANODOTTO MORNICO AL SERIO - TRAVAGLIATO.....	141
METANODOTTO DESIO - BIASSONO.....	147
POTENZIAMENTO RETE DI RAVENNA FIUMI UNITI .....	153
COLLEGAMENTO PIETRAVAIRANO - PIGNATARO MAGGIORE .....	159
METANODOTTO REANA DEL ROIALE - CAMPOFORMIDO .....	165
METANODOTTO CASALMAGGIORE – RIVAROLO DEL RE .....	169
ALLEGATO 5: SCHEDE PROGETTI DI MANTENIMENTO - Continuità di esercizio.....	173
METANODOTTO SESTRI LEVANTE - RECCO .....	173
METANODOTTO RIF. DER. E SPINA DI GENOVA .....	180
METANODOTTO RIFAC. LIVORNO - PIOMBINO .....	186
METANODOTTO RIFAC. ALESSANDRIA – ASTI - TORINO .....	192
ALLEGATO 6: SCHEDE PROGETTI DI MANTENIMENTO – Progetti per sicurezza .....	198

## EXECUTIVE SUMMARY

### OBIETTIVI DEL DOCUMENTO

Il piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale (di seguito Piano) è uno strumento di attuazione della strategia di Snam Rete Gas, in continuità con i piani di sviluppo elaborati negli anni precedenti e comunicati alle istituzioni e ai soggetti interessati, secondo le previsioni del contesto legislativo e normativo.

Il Piano descrive i principali progetti infrastrutturali di sviluppo (di seguito “progetti”) sulla rete di trasporto nazionale e sulla rete di trasporto regionale di proprietà di Snam Rete Gas nel periodo temporale compreso tra l’anno 2018 e l’anno 2027. Le decisioni poste alla base del piano decennale sono state prese in coerenza con:

- il quadro legislativo e regolatorio europeo e nazionale;
- la proposta di piano nazionale integrato per l’energia ed il clima (PNIEC);
- il piano decennale di ENTSG;
- gli scenari energetici nazionali di sviluppo e decarbonizzazione;
- il contenuto delle Schede di progetto pervenute nell’ambito del processo di raccolta delle informazioni e dei dati per l’elaborazione del piano;
- la strategia aziendale di Snam.

Viene inoltre data rappresentazione all’interno del Piano anche delle principali opere di mantenimento già incluse nel processo di pianificazione aziendale e di ulteriori studi aventi carattere innovativo. Sono ad oggi esclusi in tale documento eventuali investimenti necessari per raggiungere le quantità di idrogeno previste negli scenari di lungo periodo, anche alla luce delle indicazioni contenute nella delibera 335/2019/R/Gas dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Snam, quotata alla Borsa di Milano dal 2001, persegue un modello di crescita finalizzato alla creazione di valore attraverso investimenti che realizzino una crescita sostenibile, caratterizzata da efficienza operativa e finanziaria, garantendo flessibilità di trasporto e sicurezza degli approvvigionamenti e considerando la creazione di valore sostenibile per gli azionisti e per la comunità una parte integrante del proprio modello di business.

### QUADRO LEGISLATIVO E REGOLATORIO

I principali riferimenti legislativi europei relativamente all’elaborazione del piano decennale di sviluppo della rete sono la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e il regolamento (CE) n. 715/2009 e il regolamento (UE) 2017/1938.

La direttiva stabilisce norme comuni per il mercato interno del gas naturale e prevede, unitamente alle norme nazionali di recepimento, che i gestori dei sistemi di trasporto trasmettano annualmente all'autorità di regolamentazione un piano decennale di sviluppo della rete. Il piano indica le principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell'arco dei dieci anni successivi.

Il regolamento (CE) n. 715/2009 dispone la costituzione di ENTSOG e stabilisce, invece, che la stessa adotti ogni due anni un piano di sviluppo della rete decennale a livello europeo basato sui piani di sviluppo nazionali e sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee.

Con il regolamento (UE) 2017/1938, inoltre, sono state adottate misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas. In particolare, l'articolo 5 prevede che i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una capacità bidirezionale permanente su tutte le interconnessioni transfrontaliere tra gli Stati membri.

I principali riferimenti legislativi nazionali sono invece il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, la delibera 351/2016/R/Gas e la delibera 468/2018/R/GAS

Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, recepisce nell'ordinamento legislativo nazionale le norme della direttiva europea 2009/73/EC. Con riferimento al piano, l'articolo 16 così come modificato dall'art. 26 della legge 115 del 29 luglio 2015, dispone che il gestore della rete di trasporto trasmetta annualmente <sup>1</sup> all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), il piano decennale di sviluppo della rete contenente gli interventi necessari per garantire l'adeguatezza del sistema e la sicurezza degli approvvigionamenti, tenendo conto anche dell'economicità degli investimenti e della tutela dell'ambiente.

L'articolo 8 stabilisce inoltre che i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una capacità di trasporto bidirezionale continua su tutte le interconnessioni transfrontaliere tra Stati membri, ivi inclusa l'interconnessione tra Italia e centro Europa attraverso il gasdotto Transgas in territorio svizzero.

Il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico n. 65 del 27 febbraio 2013, recante le modalità e i criteri per la redazione del piano è stato abrogato dalla legge 115 del 29 luglio 2015.

La delibera 351/2016/R/Gas attua l'art. 16 del D. Lgs n. 93 del 2011, fornendo disposizioni per la consultazione degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale.

---

<sup>1</sup> Con Segnalazione 10 novembre 2016 n. 648/2016/I/com l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha segnalato al Parlamento e al Governo la necessità di apportare modifiche all'articolo 16, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, affinché sia previsto che il Piano decennale di sviluppo della Rete di trasporto del gas naturale sia predisposto con frequenza biennale, in luogo di quella annuale attualmente prevista.

La delibera 468/2018/R/GAS contiene disposizioni per la consultazione e fornisce indicazioni relativamente ai requisiti minimi per la predisposizione dei Piani e per l'analisi costi-benefici degli interventi.

La delibera 230/2019/R/GAS ha quindi approvato i criteri applicativi dell'analisi Costi-Benefici degli interventi di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale.

Il Piano di Snam Rete Gas, coerentemente con il dettato normativo, contiene la descrizione di tutte le misure per lo sviluppo del sistema, riporta le motivazioni alla base delle scelte pianificatorie, fornisce un'analisi costi-benefici e inquadra i progetti nel contesto degli altri sviluppi europei.

## DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA

Gli scenari di domanda e offerta nazionali sono descritti nel "Documento di descrizione degli scenari 2019" redatto in modo coordinato da Snam e Terna in conformità alle deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/GAS e pubblicato sui rispettivi siti internet.

## INFRASTRUTTURE DEL GAS IN ITALIA ED EUROPA

Al 31 dicembre 2018 la rete nazionale di gasdotti di Snam Rete Gas si estende per 9.613 chilometri. la rete di trasporto regionale si estende invece per 22.928 chilometri.

**TABELLA 1: LUNGHEZZA DELLA RETE DI TRASPORTO DI SNAM RETE GAS**

DATI IN CHILOMETRI	2016	2017	2018	Var. ass. 2018 vs 2017	Var. % 2018 vs 2017
RETE NAZIONALE	9.590	9.620	9.613	-7	-0,1%
RETE REGIONALE	22.918	22.880	22.928	48	0,2%
TOTALE	32.508	32.500	32.541	41	0,1%

Fanno parte del sistema gas 13 impianti di compressione con una potenza installata, al 31 dicembre 2018, di 961 MW.

Il sistema di trasporto:

- alimenta più di 7.000 punti di riconsegna suddivisi tra reti di distribuzione cittadine, utenze industriali e termoelettriche;



- alimenta, in corrispondenza di circa 30 punti di interconnessione, le reti di trasporto nazionali e regionali che fanno capo ad altre Società di trasporto operanti sul territorio italiano;
- è collegato anche agli impianti di produzione nazionale, in corrispondenza di circa 50 punti di ingresso;
- è collegato ai campi di stoccaggio che, da un lato, costituiscono la maggiore fonte di flessibilità per il sistema e, dall'altro, consentono di aumentare il margine di sicurezza in un mercato fortemente dipendente dalle importazioni.

Lo spazio disponibile presso i siti di stoccaggio in Italia per l'Anno Termico 2018/2019 è stato di circa 17,6 miliardi di metri cubi. Tale spazio comprende circa 4,6 miliardi di metri cubi di riserva strategica, il cui valore è definito dal Ministro dello sviluppo economico per far fronte a possibili emergenze gas.

In Italia sono inoltre presenti tre terminali di GNL collegati alla rete nazionale:

- il terminale GNL Italia di Panigaglia, con una capacità di 3,5 miliardi di metri cubi/anno;
- il terminale off-shore Adriatic LNG di Rovigo, con una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno;
- il terminale off-shore OLT di Livorno, con una capacità di 3,75 miliardi di metri cubi/anno.

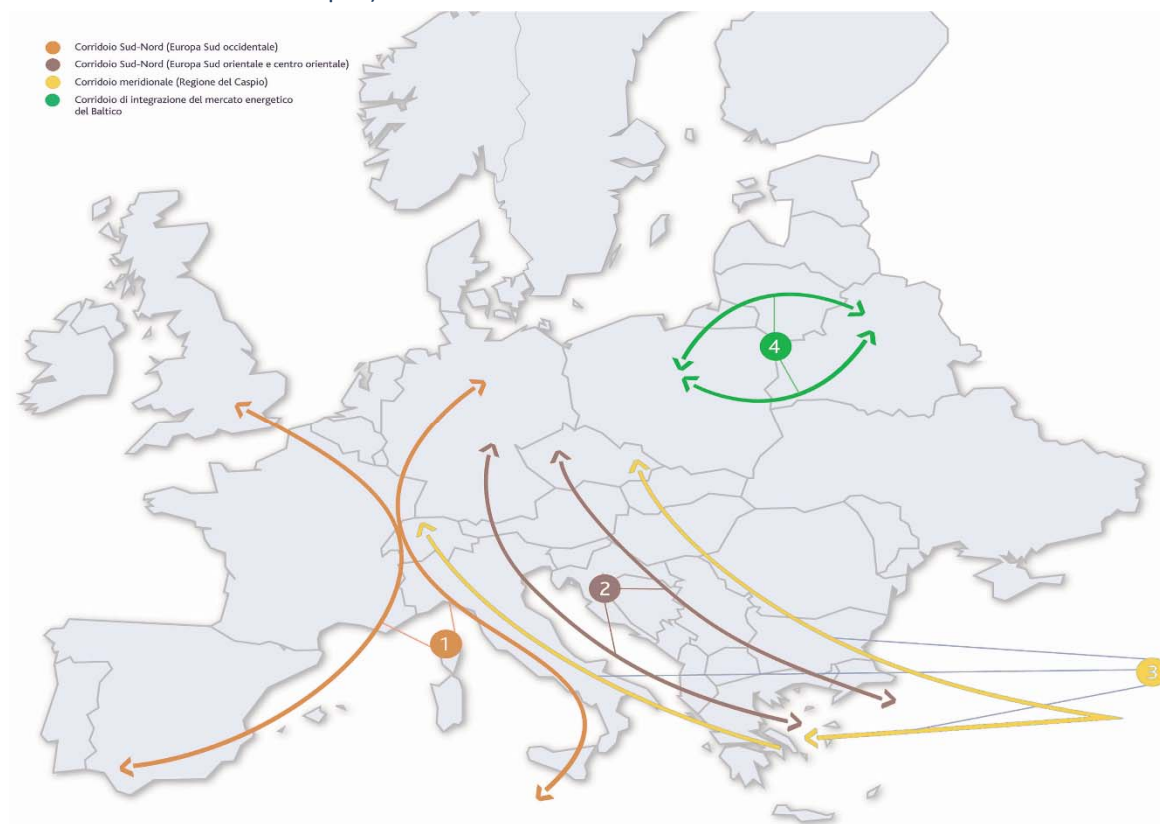
Il Ministro dello sviluppo economico ha inoltre già autorizzato la costruzione di altri tre terminali di GNL, a Falconara Marittima (Api Nòva Energia, con una capacità di 4 miliardi di metri cubi), a Gioia Tauro (LNG MedGas Terminal, con una capacità di 12 miliardi di metri cubi/anno) ed a Porto Empedocle (Nuove Energie, con una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno e già autorizzato dalla Regione Siciliana).

Il Regolamento 2013/347/UE del Parlamento europeo e del Consiglio contiene le linee guida in materia di infrastrutture energetiche transeuropee. Il regolamento individua quattro corridoi gas prioritari:

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

FIGURA 1: PRIORITÀ EUROPEE DI INFRASTRUTTURE DEL GAS NATURALE

(Fonte: Snam su Commissione Europea)



Il Regolamento 2013/347/UE ha inoltre definito la formazione di un gruppo di collaborazione regionale per ciascun corridoio. L'Italia è coinvolta in tre Gruppi regionali (NSI West Gas, NSI East Gas e SGC). Il Regolamento individua altresì i Progetti di Interesse Comune (PIC). I PIC, per il settore gas, sono identificati come quei progetti prioritari per l'effettiva realizzazione di un mercato unico europeo, che come tali possono beneficiare di procedure di autorizzazione rese più efficienti ed accelerate e di un trattamento regolatorio più favorevole. Tali progetti hanno inoltre la possibilità di accedere a finanziamenti agevolati europei.

Tra i PIC della 3° lista che riguardano direttamente l'Italia si evidenziano il progetto "Supporto al mercato Nord-Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" (PIC n° 5.11), non candidato nella 4° lista in quanto completato, ed il "Potenziamento per nuove importazioni da Sud (Linea Adriatica)" (PIC n° 7.3.4). Tutti i PIC devono essere inclusi nel piano europeo di sviluppo della rete elaborato da ENTSOG, che costituisce un riferimento anche per il piano nazionale.

Sono inoltre candidati nella 4° lista dei PIC, che è attualmente in fase di valutazione e si prevede venga ufficialmente finalizzata entro febbraio 2020, i progetti "Interconnessione TAP", "met. Matagiola-

Massafra” e “Potenziamento per nuove importazioni da Sud (Linea Adriatica)”, quest’ultimo già incluso nella precedente lista.

## **PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE**

Snam Rete Gas ha elaborato un piano di sviluppo della propria rete di trasporto, che riporta le infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell’arco dei prossimi dieci anni in coerenza con l’evoluzione del mercato e che coglie gli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti, integrazione tra mercati a livello europeo, di sviluppo della liquidità del mercato italiano del gas e della decarbonizzazione dei consumi energetici. I progetti più significativi del piano sono la realizzazione dell’interconnessione al metanodotto TAP, la realizzazione della nuova “Linea Adriatica” e l’installazione nelle proprie centrali di spinta di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori esistenti. Il primo è finalizzato a creare un nuovo punto di interconnessione a Melendugno con il gasdotto TAP per l’importazione di gas proveniente dall’Azerbaijan; il secondo risulta funzionale a incrementare la capacità di importazione dal Sud Italia; il terzo consente di ridurre i consumi e le emissioni inquinanti per la compressione del gas e va inoltre nella direzione dell’accoppiamento dei settori del gas e dell’elettricità (cosiddetto *sector coupling*).

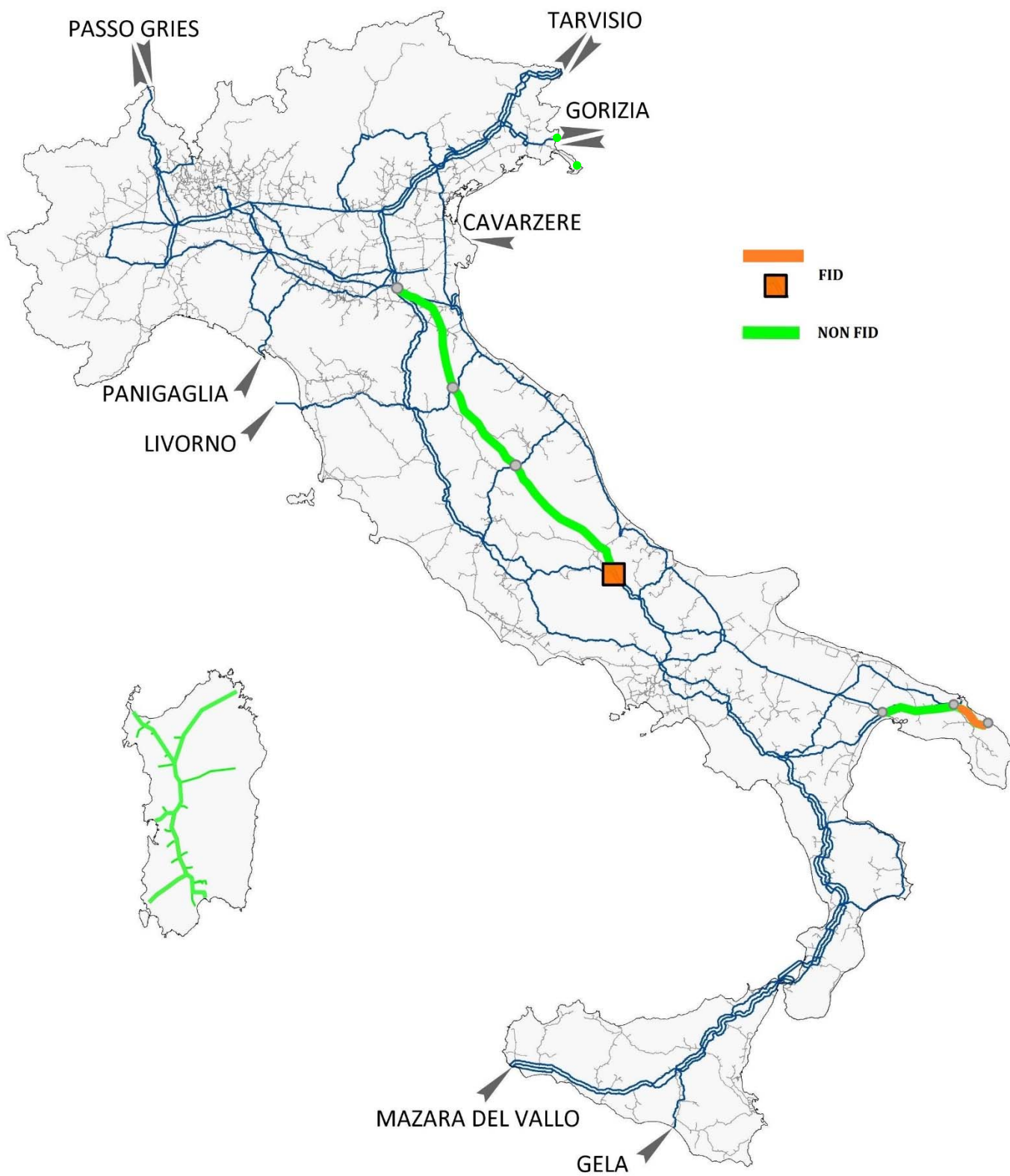
Il Piano prevede anche progetti di potenziamento della rete di trasporto ad oggi in fase di studio finalizzati a potenziare la rete sulle direttrici da Sud e da Nord Est. I progetti sono funzionali a possibili nuove fonti di approvvigionamento tramite metanodotti dall’estero e terminali di GNL. L’avvio delle fasi realizzative dei progetti di nuova capacità dei punti di entrata è comunque subordinato all’assunzione degli impegni contrattuali di utilizzo delle capacità di trasporto, secondo le procedure regolate di accesso alla rete di trasporto indicate nel codice di rete di Snam Rete Gas. Gli sviluppi previsti da Snam Rete Gas, a meno degli specifici collegamenti iniziali alla rete, non sono necessariamente legati a determinati progetti di importazione. I progetti in corso sono infatti finalizzati a predisporre lo sviluppo di capacità per trasportare nuovi flussi di gas provenienti sia da Sud che da Nord-Est.

Il piano riporta inoltre la descrizione dei principali progetti di sviluppo della rete regionale.

Fra i progetti di rete regionale sono inoltre da citare gli investimenti relativi alla realizzazione degli allacciamenti di nuove produzioni di biometano, stazioni rifornimento gas compresso (GNC) e impianti di liquefazione.

Nell'allegato 3 del piano viene riportata la lista completa dei progetti di sviluppo inclusi nel piano decennale di sviluppo della rete di trasporto.

FIGURA 2: PRINCIPALI PROGETTI DI RETE NAZIONALE NELL'ARCO TEMPORALE DEL PIANO



I principali progetti di sviluppo della capacità di trasporto sono riportati nelle tabelle seguenti con dettaglio relativo al periodo di entrata in esercizio e alla decisione finale di investimento.

In particolare l'“Interconnessione TAP” risulta prioritario nell’ottica di incrementare la sicurezza di approvvigionamento del sistema italiano, la concorrenza e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento e in funzione degli impegni contrattuali assunti con gli shipper.

Si dà evidenza che nel corso del 2018 sono state completate le attività relative alla realizzazione del progetto “Supporto al mercato nord ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri” che aveva come obiettivo la flessibilità e la sicurezza di alimentazione del mercato nell’area Nord Occidentale del Paese e la creazione di capacità di esportazione presso i punti di interconnessione di Tarvisio e di Passo Gries.

**TABELLA 2: PRINCIPALI PROGETTI DI SVILUPPO**

DENOMINAZIONE INIZIATIVA	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO
INTERCONNESSIONE TAP	2020	SI

**TABELLA 3: ULTERIORI PROGETTI DI SVILUPPO**

DENOMINAZIONE INIZIATIVA	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO
INTERCONNESSIONE CON MALTA	2024	NO
POTENZIAMENTO IMPIANTO DI GORIZIA	2024	NO
CENTRALE DI MALBORGHETTO DUAL FUEL	2024	SI
CENTRALE DI POGGIO RENATICO DUAL FUEL	2024	NO
CENTRALE DI MESSINA DUAL FUEL	2025	NO
INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA	2025	NO
POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD (“LINEA ADRIATICA”)	2027	NO
MET. MATAGIOLA-MASSAFRA	2027	NO
POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST	FUORI PIANO	NO
ULTERIORI POTENZIAMENTI SUD	FUORI PIANO	NO

I principali progetti di rete regionale previsti nel presente piano sono ubicati nell'area della Lombardia, della Campania e della Calabria. In particolare in Calabria sono previsti progetti di estensione della rete nell'ambito del programma di metanizzazione della regione.

In generale, i progetti sulla rete di trasporto previsti nel Piano assicurano dei benefici per il sistema gas relativamente alla sicurezza degli approvvigionamenti, alla competitività e all'integrazione tra mercati. Inoltre l'analisi costi-benefici, svolta anche sotto il punto di vista economico, supporta la sostenibilità sociale dei progetti presentati.

## OBIETTIVI E PERIMETRO DEL PIANO

### OBIETTIVI DEL DOCUMENTO

Il presente documento descrive il piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale di Snam Rete Gas, in linea con quanto disposto dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n.93, così come modificato dalla legge 115 del 29 luglio 2015. Inoltre, per l'elaborazione del documento si è fatto riferimento a quanto disposto dalla deliberazione 468/2018/R/gas dell'ARERA.

Il documento fornisce gli elementi di inquadramento legislativo, regolatorio ed economico del piano decennale, gli scenari di evoluzione della domanda e dell'offerta di gas naturale ed il piano di sviluppo di Snam Rete Gas. Il documento identifica inoltre i criteri per la formazione del piano decennale di sviluppo della rete e le motivazioni alla base delle scelte di pianificazione operate. Il presente piano decennale di sviluppo della rete è stato elaborato in continuità con i piani di sviluppo prodotti da Snam Rete Gas negli anni precedenti e comunicati alle istituzioni e ai soggetti interessati, secondo le prescrizioni del contesto legislativo e regolatorio, dando evidenza di possibili ulteriori aree di intervento rispetto a quanto già definito sulla base degli investimenti attualmente approvati dalla Società.

### PERIMETRO DEL PIANO

Il presente Piano include, anche sulla base delle indicazioni ricevute dagli altri operatori di rete nazionale o estera nonché dai proponenti di progetti legati a nuovi punti di interconnessione, via gasdotto o attraverso terminali GNL, i progetti di rete di trasporto nazionale e regionale di proprietà di Snam Rete Gas, la cui realizzazione è pianificata nel periodo temporale compreso tra l'anno 2019 e l'anno 2028, tenuto conto dei criteri di formazione del piano di cui al successivo capitolo. Il piano contiene inoltre la descrizione qualitativa di alcuni progetti rilevanti la cui realizzazione non è ancora stata definita, ma le cui attività di ingegneria e acquisizione dei permessi ricadono all'interno del periodo di piano. Sono esclusi dal piano i progetti non afferenti la rete di proprietà Snam Rete Gas, sia che essi riguardino il contesto nazionale che quello internazionale. Sono altresì esclusi in tale documento i potenziali investimenti infrastrutturali che riguardano l'idrogeno: sono comunque riportati alcuni studi che Snam Rete Gas sta effettuando sulla rete di trasporto del gas per verificare compatibilità con quote crescenti di idrogeno.

L'effettiva realizzabilità delle infrastrutture incluse nel perimetro del presente piano è comunque soggetta alla relativa decisione d'investimento di Snam Rete Gas e al contesto regolatorio e contrattuale ad essa applicabile. Sulla base dei requisiti normativi previsti, il piano viene aggiornato annualmente.

Viene inoltre data rappresentazione all'interno del Piano anche delle principali opere di mantenimento già incluse nel processo di pianificazione aziendale e di ulteriori progetti aventi carattere innovativo per i quali la società ha avviato le valutazioni.



## **COORDINAMENTO CON SOGGETTI TERZI**

Snam Rete Gas effettua ogni anno il coordinamento con tutti i soggetti che fattivamente o potenzialmente operano infrastrutture interconnesse con la rete dei propri gasdotti. Di seguito vengono raccolte le forme di coordinamento adottate con i diversi soggetti al fine di individuare possibili sinergie. Si segnala comunque che nell'individuazione dei progetti inclusi nel presente piano non si è avuta evidenza di eventuali interventi di sviluppo infrastrutturali con analoghe finalità proposti da parte di altri soggetti.

### **Gestori nazionali di reti di trasporto gas**

Oltre a Snam Rete Gas l'attività di trasporto del gas naturale è svolta in Italia da altre otto imprese. La delibera 468/2018/R/GAS prevede che tali imprese inviino il Piano decennale a Snam Rete Gas oltre che ad ARERA entro la scadenza definita. Snam Rete Gas elabora un documento di coordinamento contenente tutti gli interventi contenuti nei piani che viene inviato ad ARERA e agli altri gestori entro 15 giorni dalla data di presentazione dei Piani. I trasportatori terzi hanno conseguentemente 7 giorni di tempo per formulare eventuali osservazioni su tale documento, trascorsi i quali l'ARERA lo pubblica congiuntamente ai piani decennale di tutti i gestori.

### **Gestori di reti di trasporto gas appartenenti all'Unione Europea**

Il regolamento UE 2017/459 della Commissione Europea, che istituisce un codice di rete relativo ai meccanismi di assegnazione di capacità nei sistemi di trasporto del gas ("Codice CAM"), prevede all'articolo 6 che gli operatori interconnessi condividano un metodo per allineare le capacità correlate allo stesso punto di interconnessione. Il metodo deve garantire una approfondita analisi delle capacità tecniche al fine di massimizzare la capacità offerta sul punto. Snam Rete Gas e gli operatori europei interconnessi hanno determinato una metodologia che prevede, tra l'altro, l'obbligo di scambiarsi le informazioni relativamente alle future evoluzioni della capacità sui punti di interconnessione coinvolti a seguito di progetti di sviluppo, con particolare riferimento a quanto previsto all'interno del piano decennale di sviluppo della rete a livello Europeo. Di conseguenza annualmente vengono svolte riunioni di coordinamento e scambi documentali, contestualmente al processo di definizione delle capacità di trasporto. I dati derivanti da tale coordinamento vengono utilizzati anche ai fini della redazione del Piano decennale di Snam Rete Gas.

### **Gestori di reti di trasporto gas al di fuori dell'Unione Europea**

Per quanto riguarda il punto di Passo Gries il coordinamento è garantito dalle riunioni periodiche che Snam Rete Gas svolge al fine di creare sinergie con i propri investimenti e condividere tempistiche e modalità dell'entrata in esercizio dei progetti di sviluppo relativi al punto.



Per quanto riguarda invece i punti di Mazara del Vallo e Gela il coordinamento è garantito da quanto previsto dagli Interconnection Point Agreement stipulati fra Snam Rete Gas e i gestori esteri interconnessi su tali punti.

### **Altri soggetti interessati**

Snam Rete Gas effettua ogni anno la richiesta di informazioni e dati ai soggetti interessati al fine di raccogliere e aggiornare i dati da essi trasmessi. Le Schede progetto raccolte nel 2019 sono riepilogate in Allegato 2.

## **CRITERI DI FORMAZIONE DEL PIANO DECENNALE**

Snam, che detiene il 100% delle azioni di Snam Rete Gas, ed è quotata alla Borsa di Milano, persegue un modello di crescita finalizzato alla creazione di valore attraverso investimenti che realizzino una crescita sostenibile, caratterizzata da efficienza operativa e finanziaria, garantendo flessibilità di trasporto e sicurezza degli approvvigionamenti. Il piano di sviluppo decennale della rete di Snam Rete Gas considera la creazione di valore sostenibile per gli azionisti e per la comunità una parte integrante del proprio modello di business. Il piano decennale riporta tutti i progetti di sviluppo relativi alle infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell'arco temporale del piano, la cui lista completa è riportata nell'Allegato 3.

Per quanto riguarda la rete nazionale dei gasdotti, le decisioni alla base del piano decennale di sviluppo della rete si fondano su una serie di criteri e di considerazioni che Snam Rete Gas valuta in modo equilibrato e complessivo. Uno dei criteri di formazione del piano decennale è costituito dalla conformità al quadro legislativo europeo e nazionale e al quadro regolatorio fissato da ARERA. Snam Rete Gas recepisce nel proprio piano gli sviluppi specifici di capacità qualora previsti dalla disciplina. È questo, ad esempio, il caso riguardante la capacità bidirezionale prevista dal regolamento (CE) n. 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 e dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n.93. Un ulteriore criterio utilizzato da Snam Rete Gas nel processo di elaborazione del piano è costituito dalla congruenza con il piano decennale di ENTSOE. Il piano decennale di Snam Rete Gas tiene, inoltre, in considerazione i pertinenti Progetti di Interesse Comune (PIC). Gli sviluppi di capacità previsti nel piano di Snam Rete Gas sono, inoltre, adeguati agli scenari decennali relativi allo sviluppo del mercato del gas naturale (requisito richiesto tra l'altro all'articolo 1 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93). Il coordinamento con i soggetti terzi e le Schede progetto pervenute nell'ambito della procedura di raccolta delle informazioni per l'elaborazione del piano decennale, di cui al precedente paragrafo, costituiscono ulteriori elementi di riferimento per il processo di formazione del piano di sviluppo decennale, così come le richieste di allacciamento di nuovi punti di consegna/riconsegna, gli esiti di eventuali procedure di Open Season e le informazioni raccolte durante gli incontri di coordinamento con gli operatori infrastrutturali nazionali ed esteri. Le informazioni circa i tempi e le capacità contenute nelle Schede progetto o condivise durante il

coordinamento con i terzi, sono utilizzate nel quadro della coerenza complessiva dei progetti di sviluppo. Per quanto riguarda in particolare alcuni PIC e alcune Schede progetto, riveste particolare importanza, per il loro recepimento nel piano di Snam Rete Gas, la coerenza tra lo stato di avanzamento e il periodo coperto dal piano.

Per quanto riguarda la rete regionale gli interventi pianificati riguardano:

1. la creazione di nuova capacità di trasporto, allo scopo di sostenere nel medio - lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale, registrati in una determinata area;
2. la realizzazione di nuovi allacciamenti alla rete esistente, funzionali a consentire la riconsegna del gas naturale a nuovi siti industriali o a reti di distribuzione, ovvero consentire l'immissione in rete di gas naturale di origine fossile o da biometano;
3. il potenziamento (e/o estensione, nel caso di un nuovo bacino d'utenza) della rete a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto.

## PROCESSO DI ELABORAZIONE DEL PIANO DECENNALE

Snam Rete Gas, successivamente alla fase di raccolta dati, elabora e trasmette all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e al Ministero dello Sviluppo Economico, il piano decennale contenente le motivazioni alla base delle scelte operate rispetto ai progetti proposti e alle informazioni ricevute. L'ARERA, ricevuto il piano, secondo quanto previsto dall'articolo 16 del D.Lgs 93 dell'11 giugno 2011 e s.m.i., dalla delibera 351/2016/R/gas e dalla delibera 468/2018/R/GAS lo sottopone alla consultazione degli utenti della rete effettivi o potenziali secondo modalità aperte e trasparenti e rende pubblici i risultati della consultazione.

## STRUTTURA DEL DOCUMENTO

Il documento di piano, oltre alla sezione di Executive Summary, è strutturato come segue.

Il presente capitolo ("Obiettivi e perimetro del piano") richiama gli obiettivi del piano decennale di sviluppo e ne circoscrive il perimetro. Riporta inoltre i criteri utilizzati per la valutazione dei progetti di sviluppo.

Il secondo capitolo ("Quadro legislativo") descrive i provvedimenti, europei e nazionali, che prevedono l'obbligo di elaborazione del piano decennale di sviluppo della rete e ne disciplinano le modalità di predisposizione. Il capitolo descrive anche tutti i riferimenti legislativi comunque utili alla definizione del piano.

Il terzo capitolo (“Domanda e offerta di gas in Italia”) delinea gli scenari di evoluzione della domanda e offerta di gas naturale in Italia elaborati da Snam Rete Gas e descrive l’andamento della capacità di trasporto prevista per i prossimi dieci anni. Nello stesso capitolo vengono riportati i dati relativi all’utilizzo della rete.

Il quarto capitolo (“Infrastrutture del gas in Italia e in Europa”) presenta la descrizione di dettaglio delle caratteristiche della rete di trasporto del gas naturale in Italia e delle aree in cui la stessa è funzionalmente articolata. Vengono inoltre individuate le criticità e le congestioni presenti e attese. Nello stesso capitolo vengono inoltre presentate le altre infrastrutture di rilevanza nazionale, come gli stoccaggi e i rigassificatori, compresi gli sviluppi attesi sulla base di informazioni disponibili pubblicamente al momento dell’elaborazione del piano. Il capitolo presenta inoltre i progetti di sviluppo infrastrutturale definiti come prioritari dalla Commissione Europea, di raccordo con i piani di sviluppo nazionali.

Il quinto capitolo (“Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di Snam Rete Gas”) è la sezione distintiva del documento e descrive i progetti di sviluppo del piano di Snam Rete Gas. Il capitolo riporta i progetti previsti o ipotizzati nel decennio, evidenziando quelli la cui realizzazione è prevista nel prossimo triennio, l’analisi costi/benefici e l’indicazione delle fonti delle risorse per il piano di finanziamento.

Da ultimo, gli allegati riportano i criteri utilizzati per il calcolo della capacità di trasporto (Allegato 1), la sintesi delle Schede progetto ricevute, nell’ambito della procedura di elaborazione del piano, da parte dei soggetti interessati a nuovi progetti di sviluppo (Allegato 2), l’elenco dei progetti di sviluppo di Snam Rete Gas (Allegato 3), le schede degli interventi di sviluppo che includono gli elementi informativi e la rappresentazione degli esiti dell’analisi costi-benefici (Allegato 4), le schede dei progetti di mantenimento per continuità di esercizio comprensiva di analisi costi benefici (Allegato 5) e le schede dei principali progetti di mantenimento per sicurezza (Allegato 6).

## QUADRO LEGISLATIVO E REGOLATORIO

### RIFERIMENTI LEGISLATIVI E REGOLATORI EUROPEI

La normativa di riferimento in ambito europeo è contenuta nei seguenti provvedimenti:

- direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa a norme comuni per il mercato del gas naturale;
- regolamento (CE) n. 715/2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale;
- regolamento (UE) n. 2017/1938, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento UE n. 994/2010;
- regolamento (CE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee.

#### **Direttiva N. 2009/73/Ce del Parlamento Europeo e del Consiglio**

La direttiva 2009/73/CE del 13 luglio 2009 stabilisce norme comuni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale. Essa definisce le norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore del gas naturale, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale nonché la gestione dei sistemi. L'articolo 9 della direttiva dispone che gli Stati membri provvedono affinché, a decorrere dal 3 marzo 2012, ciascuna impresa proprietaria di un sistema di trasporto agisca in qualità di gestore del sistema di trasporto. Ai sensi dell'articolo 22 della direttiva rubricato "sviluppo della rete e ai poteri decisionali in materia di investimenti", e alla luce della normativa italiana di attuazione, i gestori dei sistemi di trasporto trasmettano annualmente all'autorità di regolamentazione, previa consultazione di tutti i soggetti interessati, un piano decennale di sviluppo della rete basato sulla domanda e sull'offerta esistenti e previste.

Il piano (i) indica le principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell'arco dei dieci anni successivi, (ii) contiene tutti gli investimenti già decisi e individua i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo e (iii) prevede uno scadenziario per tutti i progetti di investimento. L'autorità di regolamentazione consulta tutti gli utenti, attuali e potenziali, del sistema sul piano decennale di sviluppo della rete. L'autorità di regolamentazione inoltre valuta se il piano decennale contempli tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva e se esso sia coerente con il Piano decennale di sviluppo della Rete Europea di Gestori di Sistemi di Trasporto del Gas (REGST del gas o ENTSG).

L'autorità di regolamentazione infine controlla e valuta l'attuazione del piano decennale di sviluppo della rete.

## **Regolamento N. 715/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio**

Il regolamento (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (e successive modifiche ed integrazioni), relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale, ha previsto la costituzione di ENTSOG e ha stabilito che la stessa adotti ogni due anni un piano di sviluppo della rete decennale ("TYNDP") non vincolante a livello europeo, che descriva anche le prospettive europee sull'adeguatezza dell'approvvigionamento.

Il piano di sviluppo della rete a livello comunitario si basa sui piani di investimento nazionali, tenendo conto dei piani di investimento regionali ("GRIP") e degli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee, ovvero dei cosiddetti Progetti di Interesse Comune ("PIC"). L'Allegato del regolamento (CE) n. 715/2009 fornisce disposizioni in materia di gestione della congestione contrattuale e prevede l'introduzione di forme di assegnazione dell'eventuale capacità supplementare resasi disponibile per effetto dell'applicazione di una delle procedure di gestione delle congestioni, tra cui il sistema di over-subscription e buy-back. Il sistema stabilisce una nuova relazione tra capacità tecnica e capacità commerciale con possibili implicazioni sulla valutazione degli investimenti di sviluppo della rete futuri.

## **Regolamento (Ue) 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio**

Il regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 concerne misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e abroga il regolamento 994/2010. L'articolo 5, comma 1, prevede che Stati membri adottino le misure necessarie affinché, nel caso di un guasto della principale infrastruttura del gas, la capacità delle infrastrutture rimanenti sia in grado di soddisfare la domanda totale di gas dell'area, calcolata durante una giornata di domanda di gas particolarmente elevata (formula N-1 con domanda eccezionale 1 su 20). Tale obbligo non pregiudica, ove appropriato e necessario, la responsabilità e gli obblighi dei gestori del sistema di trasporto di effettuare gli investimenti corrispondenti. L'articolo 5, comma 4, prevede che, salvo esenzioni di tale obbligo, i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una capacità bidirezionale permanente su tutte le interconnessioni transfrontaliere tra gli Stati membri.

## **Regolamento N. 347/2013 del Parlamento Europeo e del Consiglio**

Il regolamento (CE) n. 347/2013 definisce il processo e i criteri di selezione relativi alla predisposizione delle liste comunitarie relative ai PIC. L'articolo 3 del regolamento dispone che i PIC diventino parte integrante dei piani regionali di investimento, redatti nell'ambito della cooperazione regionale prevista dall'art.12 del regolamento (CE) 715/2009, e dei piani decennali nazionali per lo sviluppo delle reti (di cui all'articolo 22 della Direttiva 2009/73/CE) e, se opportuno, di altri piani nazionali infrastrutturali interessati.

Il regolamento dispone altresì che i PIC siano parte integrante dell'ultimo piano decennale di sviluppo delle reti (TYNDP) elaborato da ENTSOG. In tal senso, anche i progetti proposti come candidati a PIC dovranno essere presentati ad ENTSOG per inclusione nel TYNDP.

Il processo di costituzione delle liste dei PIC avviene su base biennale e anche ai progetti già selezionati nel precedente elenco si applica il processo di selezione, al fine di confermare la sussistenza dei requisiti di rilevanza comunitaria.

## **RIFERIMENTI LEGISLATIVI ITALIANI**

Il quadro legislativo nazionale che individua gli obblighi di predisposizione del piano decennale è rappresentato dal Decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e dalle delibere 468/2018/R/gas e 230/2019/R/gas.

### **Decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 così come modificato dalla Legge n. 115 del 29 luglio 2015**

Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, traspone nell'ordinamento legislativo nazionale le norme della direttiva europea 2009/73/EC. L'articolo 1 del decreto attribuisce al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) il ruolo di indirizzo in materia di sicurezza degli approvvigionamenti. Il MiSE definisce gli scenari decennali relativi allo sviluppo del mercato del gas naturale, comprensivi delle previsioni sull'andamento della domanda e della necessità di potenziamento delle infrastrutture.

L'articolo 16 dispone che il gestore della rete di trasporto trasmetta annualmente all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e al MiSE il piano decennale di sviluppo della rete contenente gli interventi necessari per garantire l'adeguatezza del sistema e la sicurezza degli approvvigionamenti.

L'articolo 8 stabilisce inoltre che i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una capacità di trasporto bidirezionale continua presso tutte le interconnessioni con gli Stati membri e con la Svizzera.

### **Delibera 351/2016/R/gas**

La delibera riporta le "disposizioni per la consultazione degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, predisposti dai gestori del sistema di trasporto ai sensi dell'articolo 16, del decreto legislativo 93/2011, come modificato dalla legge 115/2015". All'interno della delibera vengono definiti i criteri minimi di redazione dei "Piani decennali di sviluppo delle reti gas" degli operatori italiani ai fini delle valutazioni da parte dell'Autorità e le modalità di svolgimento del processo di consultazione pubblica degli stessi.

### **Delibera 689/2017/R/gas**

La delibera riporta le "valutazioni degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale relativi agli anni 2014, 2015 e 2016". All'interno della delibera vengono dettagliate le modalità di redazione dei "Piani decennali di sviluppo delle reti gas" degli operatori italiani e le tempistiche relative allo svolgimento del processo di elaborazione degli stessi.

**Delibera 468/2018/R/gas**

La delibera riporta le “disposizioni per la consultazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e approvazione di requisiti minimi per la predisposizione dei piani e per l’analisi costi-benefici degli interventi”. All’interno della delibera vengono indicate le nuove disposizioni per la consultazione dei piani decennali, l’approvazione dei requisiti minimi per la predisposizione dei piani e per l’analisi dei costi-benefici dei progetti.

La delibera prevede che i criteri generali dell’analisi costi-benefici trovino applicazione, almeno parzialmente e compatibilmente con le tempistiche disponibili, con riferimento al piano 2018, dando contestualmente mandato a Snam di redigere una proposta dei criteri applicativi dell’analisi costi-benefici applicabili a partire dal piano 2019 e di quelli applicabili a regime a decorrere dal 2020.

**Delibera 230/2019/R/GAS**

La delibera che approva i criteri applicativi dell’analisi Costi-Benefici degli interventi di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale. Il documento completo nel quale sono riportati tutti i dati utili all’esecuzione dell’analisi Cost-Benefici è pubblicato sul sito di Snam.

**Delibera 335/2019/R/GAS**

La delibera che valuta i Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2017 e 2018 e rivede i termini per la presentazione dei piani relativi al 2019.

## DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA

Gli scenari di domanda e offerta nazionali sono descritti nel “Documento di descrizione degli scenari 2019” redatto in modo coordinato da Snam e Terna in conformità alle deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/GAS e pubblicato sui rispettivi siti internet.

Si rappresentano nel seguito gli elementi principali degli scenari unitamente ad una descrizione delle capacità di trasporto dell'ultimo triennio.

### CONSUMI PRIMARI ENERGETICI IN ITALIA

La domanda di energia primaria nel 2018 è stata di 172,3 Mtep e rispetto al dato 2017 ha registrato un aumento dell'1,6%, a fronte di una crescita del PIL reale dello 0,9%. Il dato, nonostante sia in crescita per il terzo anno consecutivo, si inquadra in un percorso di riduzione dei consumi di energia primaria intrapreso dal paese e determinato sia dalle politiche di risparmio energetico sia dall'impatto della profonda crisi economica manifestatasi negli anni successivi al 2008. Rispetto al massimo storico nel 2005 (197,8 Mtep) sul periodo 2005 -2018 la domanda energia primaria del Paese ha registrato una contrazione di circa 25,5 Mtep con una riduzione media annua del 1,1% e toccando un minimo di 166 Mtep nel 2014. Successivamente al 2014 il consumo di energia primaria in Italia ha ripreso una fase di crescita con un incremento dell'1,3% medio annuo sul periodo 2014-2018.

La ripresa della domanda energetica ha favorito l'incremento dei consumi di gas naturale che nel 2018 raggiungono i 59,5 Mtep coprendo circa il 35% dei consumi di energia primaria. Nel periodo 2014-2018 la domanda di gas naturale è incrementata del 4,1% medio annuo, passando da 50,7 Mtep del 2014 a circa 59,5 Mtep del 2018. Tale incremento risulta giustificato in buona parte dalla progressiva riduzione dei consumi di carbone che sullo stesso periodo registrano una contrazione di circa 4,5 Mtep passando dai 13,7 Mtep nel 2014 a 9,2 Mtep nel 2018 e dalla crescita della domanda di energia primaria. Sostanzialmente stabile la domanda di prodotti petroliferi che mantengono sul mix nazionale una percentuale del 34% e sul periodo 2014 -2018 registrano un tasso medio annuo di crescita dello 0,6%.

Le energie rinnovabili nel 2018 raggiungono il massimo storico pari a 35,3 Mtep rappresentando il 21% sul mix energetico nazionale ed in crescita di circa 3,6 Mtep rispetto al 2017. La dinamica che si registra sul periodo 2014 -2018, dove l'incremento registrato è di circa 0,7 Mtep, è condizionata dall'andamento della produzione idroelettrica che dopo il massimo registrato nel 2014 (58 TWh) per una stagione estremamente piovosa ha visto un minimo nel 2018 (36 TWh).



**TABELLA 4: Domanda di energia primaria (Mtep)**

	2015	2016	2017	2018p
Solidi	13,1	11,7	10,4	9,2
Gas	55,3	58,1	61,5	59,5
Prodotti Petroliferi	58,7	57,6	57,7	58,6
Rinnovabili	32,6	32,1	31,7	35,3
Energia Elettrica	10,2	8,1	8,3	9,7
TOTALE	169,8	167,6	169,7	172,3

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, "Bilancio Energetico Nazionale 2017", (\*) 2018 – preliminare

## DOMANDA DI GAS NATURALE 2018

La domanda di gas in Italia nel 2018 è stata pari a 72,7 miliardi di metri cubi, in calo di circa 2,5 miliardi di metri cubi (-3,3%) rispetto al 2017, pienamente recuperati nei primi dieci mesi nel 2019.

La riduzione del 2018 è da attribuirsi principalmente alla riduzione dei consumi nel settore termoelettrico (-2,1 Gm3; -8,2%) che è condizionato dall'aumento delle importazioni elettriche e della generazione da rinnovabile, con una produzione idroelettrica che ritorna a livelli normali dopo la scarsità idrica dell'anno precedente.

In lieve calo la domanda nel settore civile (-0,3 Gm3; -1,1%), per una climatica più mite con temperature più alte di circa 0,3°C rispetto al 2017. La medesima contrazione si registra anche per la domanda di gas del settore civile depurata degli effetti climatici (-0,4 Gm3; -1,4%). La tabella sottostante riporta la segmentazione della domanda gas in Italia per usi finali.

**TABELLA 5: Domanda di gas naturale in Italia per usi finali**

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2016	2017	2018	Var. ass	Var%
RESIDENZIALE E TERZIARIO	28,9	29,2	28,8	-0,4	-1,5%
TERMoeLETTRICO	23,4	26,2	24,2	-2,0	-7,6%
INDUSTRIA	14,5	15,3	15,4	0,2	1,0%
ALTRI SETTORI (*)	2,0	2,0	2,0	-0,1	-2,8%
CONSUMI E PERDITE	2,0	2,5	2,3	-0,2	-7,0%
TOTALE DOMANDA	70,9	75,2	72,7	-2,5	-3,3%

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas, il 2018 è stato caratterizzato da una domanda di punta giornaliera elevata che ha raggiunto i 396 Mm3/g (28/2/2018), quando l'ondata di freddo "Burian" ha fatto registrare una temperatura media nazionale di -1°C, una condizione di freddo eccezionale per il periodo. Tale valore rappresenta uno dei più elevati registrati dal 2012, anno in cui si è raggiunta la domanda di punta massima storica pari a 464 Mm3/g (7/2/2012). I maggiori contributi alla punta sono

legati ai prelievi del settore civile, attraverso le reti di distribuzione, che hanno registrato un prelievo massimo di 262 Mm<sup>3</sup>/g, a fronte di un massimo storico del 2012 di 303 mm<sup>3</sup>/g. Con riferimento ai prelievi giornalieri di gas del settore termoelettrico i valori massimi, circa 100 Mm<sup>3</sup>/g, si sono registrati ad inizio agosto sostenuti da elevate temperature e, nella terza settimana di novembre, quando a causa di una intensa ondata di freddo oltralpe le importazioni di elettricità dalla Francia hanno registrato una rilevante riduzione.

## OFFERTA DI GAS NATURALE

L'offerta di gas naturale in Italia nel 2018 è stata pari a 72,7 miliardi di metri cubi, in calo di circa 2,5 miliardi di metri cubi (-3,3%) rispetto al 2017.

Le importazioni di gas naturale nel 2018 sono state pari a 67,7 miliardi di metri cubi, rappresentando circa il 93% dell'offerta totale, con un calo del fabbisogno da importazione rispetto all'anno precedente del 2,4% circa, pari in valore assoluto a circa 1,7 miliardi di metri cubi.

La tabella sottostante riporta l'evoluzione delle importazioni di gas naturale nel 2016-2018 distinguendo tra importazioni via Pipeline e Importazioni di GNL.

**TABELLA 6: Importazioni di gas naturale in Italia**

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2016	2017	2018	Var. ass	Var%
				2018 vs 2017	2018 vs 2017
IMPORTAZIONI VIA PIPELINE	58,7	61,0	59,0	-1,9	-3,2%
IMPORTAZIONI GNL	6,4	8,4	8,7	0,3	3,4%
TOTALE IMPORTAZIONI	65,1	69,3	67,7	-1,6	-2,4%

La produzione nazionale nel 2018 è stata pari a 5,1 miliardi di metri cubi registrando una riduzione del 2,3%, circa 0,1 miliardi di metri cubi in valore assoluto e confermando un trend che nell'ultimo decennio ha registrato complessivamente una riduzione del 44% circa.

Nella tabella seguente è riportata, come indicazione del livello di utilizzo della rete, l'offerta di gas in Italia nel triennio 2016-2018. La riduzione delle importazioni è principalmente attribuibile alla riduzione del gas dal Nord Africa (riduzione di 1,8 miliardi di metri cubi da Mazara rispetto al 2017 (-9,5%)). Cresce l'import da Passo Gries (0,5 miliardi di metri cubi; +7%) che compensa quasi completamente la riduzione dell'import da Tarvisio (-0,5 miliardi di metri cubi; -1,6%). In leggero calo anche l'import dalla Libia (Gela -0,2 miliardi di metri cubi; -3,7%). Le importazioni via GNL sono cresciute del 3,4% rispetto al 2017.

**TABELLA 7: Utilizzo della rete nel periodo 2016-2018**

<i>MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC</i>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>VAR. ASS 2018 VS 2017</b>	<b>VAR% 2018 VS 2017</b>
TARVISIO IMPORTAZIONE	28,27	30,18	29,69	-0,49	-1,6%
MAZARA DEL VALLO	18,87	18,88	17,09	-1,79	-9,5%
PASSO GRIES IMPORTAZIONE	6,70	7,25	7,76	0,51	7,1%
GELA	4,81	4,64	4,47	-0,17	-3,8%
GORIZIA IMPORTAZIONE	0,01	0,03	0,03	0,00	-0,6%
CAVARZERE (GNL)	5,72	6,85	6,71	-0,14	-2,1%
PANIGAGLIA (GNL)	0,22	0,62	0,88	0,26	42,1%
LIVORNO (GNL)	0,48	0,91	1,08	0,17	18,7%
TOTALE IMPORTAZIONI	65,07	69,35	67,70	-1,65	-2,4%
PRODUZIONI NAZIONALI (*)	5,57	5,24	5,12	-0,12	-2,3%
SALDO NETTO PRELIEVI/EMISSIONI STOCCAGGIO (**)	-0,20	0,23	-0,43	-0,65	-
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ DI GAS NATURALE</b>	<b>70,44</b>	<b>74,81</b>	<b>72,39</b>	<b>-2,42</b>	<b>-3,2%</b>
RICONSEGNA AL MERCATO NAZIONALE	69,91	73,98	71,49	-2,49	-3,4%
TOTALE ESPORTAZIONI	0,26	0,32	0,44	0,12	36,9%
CONSUMI ED EMISSIONI SNAM RETE GAS	0,23	0,28	0,27	0,00	-1,2%
GAS NON CONTABILIZZATO E ALTRE VARIAZIONI	0,03	0,23	0,18	-0,05	-21,6%
<b>TOTALE PRELIEVI DI GAS NATURALE</b>	<b>70,44</b>	<b>74,81</b>	<b>72,39</b>	<b>-2,42</b>	<b>-3,2%</b>
GAS IMMESSO SU RETE REGIONALE DI ALTRI OPERATORI (***)	0,04	0,03	0,03	0,00	6,0%
TOTALE ESPORTAZIONI	0,26	0,32	0,44	0,12	36,9%
ALTRI CONSUMI (****)	0,71	0,63	0,69	0,06	8,8%
<b>TOTALE OFFERTA ITALIA</b>	<b>70,91</b>	<b>75,15</b>	<b>72,67</b>	<b>-2,49</b>	<b>-3,3%</b>

(\*) Dato al netto degli autoconsumi di gas dei pozzi

(\*\*) Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-) espressi al lordo dei consumi per iniezione/erogazione

(\*\*\*) Include la variazione dell'invaso in rete. Nel bilancio energetico redatto da Snam Rete Gas è definito convenzionalmente GNC la differenza fisiologica tra le quantità di gas misurate all'ingresso della rete e le quantità di gas misurate all'uscita, derivante dalla tolleranza tecnica degli strumenti di misura.

(\*\*\*\*) Comprende i consumi dei terminali di GNL, i consumi delle centrali di compressione per stoccaggio e delle centrali per il trattamento della produzione

## CAPACITÀ DI TRASPORTO NEL PERIODO 2015-2019

La capacità di trasporto continua ed interrompibile ad inizio anno termico 2018 – 2019, relativa ai punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, è pari a 370,2 milioni di metri cubi/giorno. Si evidenzia in particolare che sui punti di Entrata di Mazara del Vallo e Gela è resa disponibile una capacità concorrente di 24,4 milioni di metri cubi/giorno ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete. In aggiunta alle capacità sopra descritte, sono disponibili capacità di trasporto ai punti di entrata delle produzioni nazionali per un totale di 23,4 milioni di metri cubi/giorno. Per questi ultimi è stata inoltre messa a disposizione capacità di trasporto modulata nell'arco dell'anno, introducendo due periodi, estivo ed invernale, nell'ottica di incrementare la capacità di trasporto nel periodo invernale. Nelle tabelle seguenti viene illustrato il livello di utilizzo della rete nell'ultimo triennio che evidenzia che non sono presenti criticità o congestioni.

**TABELLA 8: CAPACITA' DI IMPORTAZIONE 2016 – 2018**

MILIONI DI SMC/GIORNO	Anno termico 2016-2017			Anno termico 2017-2018			Anno termico 2018-2019		
Punti di entrata	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale
Mazara del Vallo	103	3,2	106	107	3,5	111	105,0	3,8	108,8
Gela	41,9	3,2	45,1	46	3,5	49,2	45,4	3,8	49,2
Capacità concorrente (*)	18,6		18,6	27,3		27,3	24,4		24,4
<b>Totale SUD</b>	126	6,4	132	126	6,7	133	126,0	7,6	133,6
Panigaglia (GNL)	13		13	13		13	13,0		13,0
Cavarzere (GNL)	26,4		26,4	26,4		26,4	26,4		26,4
Livorno (GNL)	15		15	15		15	15,0		15,0
<b>Totale CENTRO</b>	54,4		54,4	54,4		54,4	54,4		54,4
Passo Gries	59	5,4	64,4	59	5,4	64,4	59,0	5,4	64,4
Tarvisio	107	6,7	114	107	6,1	113	106,9	6,1 (**)	113,0
Gorizia	2	2,8	4,8	1,9	2,9	4,8	1,9	2,9	4,8
<b>Totale NORD</b>	168	14,9	183	168	14,4	182	167,8	14,4	182,2
<b>CAPACITA' TOTALE</b>	348	21,3	370	348	21,1	369	348,2	22,0	370,2

(\*) E' offerta una capacità concorrente sui punti di entrata di Mazara del Vallo e Gela e ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete e pertanto il conferimento della Capacità Concorrente nel Punto di Entrata di Mazara del Vallo riduce di un uguale valore la capacità disponibile nel Punto di Entrata di Gela e viceversa.

(\*\*) Dal 26/02/2018 al 02/03/2018 si sono resi disponibili 2,5 MSm3/g (26.980.037 kWh/g) aggiuntivi per un totale di 8,6 MSm3/g (92.811.328 kWh/g) di capacità interrompibile.

**TABELLA 9: CAPACITÀ MASSIME UTILIZZATE NEL PERIODO 2015-2018**

MILIONI DI SMC/G @10,6 KWH/SMC	2015	2016	2017	2018
<b>IMPORTAZIONI</b>				
TARVISIO	116	113,2	115,6	116,8
MAZARA DEL VALLO	64,6	75,5	77,1	75,6
PASSO GRIES	63,5	65,9	59,8	46,5
GELA	28,7	20,4	23,9	23,9
GORIZIA	0,9	2,4	2,5	2,4
CAVARZERE (GNL)	27,1	22,8	27	27,5
PANIGAGLIA (GNL)	6,3	11,2	10,2	11,1
LIVORNO (GNL)	3,7	7,6	12,3	15,4
HUB STOCCAGGIO STOGIT (EROGAZIONE)	159,5	152,3	132,6	117,3
HUB STOCCAGGIO EDISON (EROGAZIONE)	6,1	7,6	8,7	8,9
HUB STOCCAGGIO ITALGAS STORAGE (EROGAZIONE)	-	-	-	0
PRODUZIONI NAZIONALI (DATO AGGREGATO)	19,1	17,2	16,5	14,8
<b>ESPORTAZIONI</b>				
TARVISIO	2,1	2,6	5,8	9,1
PASSO GRIES	0	0	0	3,6
GORIZIA	0,2	1,3	2,3	1,6
BIZZARONE	0,3	0,3	0,8	0,8
SAN MARINO	0,6	0,7	0,4	0,4
HUB STOCCAGGIO STOGIT (INIEZIONE)	81,2	84,4	96,1	103,4
HUB STOCCAGGIO EDISON (INIEZIONE)	5,1	5,3	6,7	7
HUB STOCCAGGIO ITALGAS STORAGE (INIEZIONE)	-	-	-	2,7
AREE DI PRELIEVO	329,6	369,6	418,7	400,2

**TABELLA 10: CAPACITÀ MASSIME IMPEGNATE NEL PERIODO 2015-2018**

MILIONI DI SMC/G	2015	2016	2017	2018
<b>IMPORTAZIONI</b>				
TARVISIO	112,3	113,7	113,7	115,5
MAZARA DEL VALLO	86,5	86	84,1	74,2
PASSO GRIES	64,2	64,4	59,8	49,9
GELA	29,4	28,3	23,2	30,3
GORIZIA	0,9	2,4	2,4	1,9
CAVARZERE (GNL)	24,4	24,4	24,4	24,4
PANIGAGLIA (GNL)	10,1	2,7	6,9	5,9
LIVORNO (GNL)	15	15	15	15
HUB STOCCAGGIO STOGIT (EROGAZIONE)	139,7	134,6	130,7	129,6
HUB STOCCAGGIO EDISON (EROGAZIONE)	6	7,6	8,6	8,8
HUB STOCCAGGIO ITALGAS STORAGE (EROGAZIONE)	-	-	-	1,5
PRODUZIONI NAZIONALI (DATO AGGREGATO)	24,9	23,8	20,7	19,7
<b>ESPORTAZIONI</b>				
TARVISIO	2,2	2,5	5,7	9,9
PASSO GRIES	-	-	0,3	5,5
GORIZIA	0,3	1,2	2,2	1,6
BIZZARONE	0,9	0,9	0,8	0,8
SAN MARINO	0,4	0,3	0,4	0,4
HUB STOCCAGGIO STOGIT (INIEZIONE)	92,6	92,6	98,7	102,6
HUB STOCCAGGIO EDISON (INIEZIONE)	6,2	6	6,9	7,1
HUB STOCCAGGIO ITALGAS STORAGE (INIEZIONE)	-	-	-	2,9
AREE DI PRELIEVO	425	419,9	428,3	435

## PROIEZIONI DI DOMANDA E OFFERTA DI GAS NEL PERIODO 2018-2035

### Scenari congiunti Snam-Terna

Gli scenari energetici previsionali per il piano decennale 2019-2028 sono frutto della collaborazione tra Snam e Terna al fine di poter giungere ad una visione condivisa delle possibili evoluzioni del sistema energetico italiano dati gli sfidanti target europei che prevedono al 2030 la riduzione delle emissioni di gas serra del 40% rispetto al 1990, la quota delle rinnovabili sul consumo finale lordo del 30% e la riduzione del 32,5% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007.

Le attività sono state eseguite in coerenza con quanto disposto da ARERA con le deliberazioni 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas in analogia al processo europeo in cui ENTSO-G ed ENTSO-E, le due

associazioni del trasporto gas ed elettrico, elaborano congiuntamente gli scenari energetici per i rispettivi Piani Sviluppo europei.

Il risultato del lavoro durato due anni si articola in tre differenti scenari, tra loro contrastanti, con orizzonte temporale il 2040: **uno scenario Business-As-Usual (BAU)**, che proietta inercialmente i trend attuali e si caratterizza per uno sviluppo tecnologico basato sul solo merito economico; **due scenari di sviluppo, Centralized (CEN) e Decentralized (DEC)**, che raggiungono i target 2030 di decarbonizzazione, quota FER ed efficienza energetica e le indicazioni non vincolanti di contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> di lungo periodo utilizzando una logica di sviluppi tecnologici alternativi.

Nello scenario CEN gli obiettivi di policy vengono raggiunti grazie al contenimento dei consumi e allo sviluppo di energie rinnovabili programmabili quali i gas verdi, sfruttando le infrastrutture gas esistenti. Nello scenario DEC viene ipotizzato uno sviluppo ancora più rapido del vettore elettrico e delle FER non programmabili.

Negli scenari Snam-Terna, il gas naturale ha un ruolo fondamentale per la decarbonizzazione degli usi finali sia nella generazione termoelettrica (sostituendo il carbone), sia nella mobilità come carburante alternativo a minori emissioni, che in altri usi industriali e civili. Per completare il processo di decarbonizzazione vengono inoltre considerate le seguenti opzioni di decarbonizzazione del gas trasportato dalla rete:

- **Biometano**, ottenuto da biomasse agricole sostenibili, rifiuti organici e biomasse solide, essendo chimicamente identico al gas naturale, non richiede alcun adeguamento infrastrutturale. Esso viene prodotto tramite digestione anaerobica e gassificazione termochimica.
- **Idrogeno**, viene considerato l'idrogeno verde, rinnovabile in quanto ottenuto attraverso l'elettrolisi dell'acqua con elettricità rinnovabile. L'idrogeno può essere trasportato e stoccato sia in miscela con il gas naturale che in forma pura in condotte dedicate.
- **Metano sintetico**, ottenuto dalla metanazione dell'idrogeno rinnovabile con CO<sub>2</sub> recuperata da altri processi.
- **Carbon Capture Utilization and Sequestration**, che prevede una cattura, utilizzo e stoccaggio della CO<sub>2</sub> sia dopo la combustione che prima dell'utilizzo del gas naturale, per evitare le emissioni in atmosfera.

Per una trattazione più esaustiva e dettagliata sia del processo di elaborazione degli scenari che dei risultati ottenuti si rimanda al "Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2019)" <sup>2</sup>.

## CONTESTO MACROECONOMICO E COMMODITIES NEGLI SCENARI

Le ipotesi delle variabili economiche e dei prezzi delle commodity si diversificano nel caso dello scenario BAU e degli scenari di sviluppo. La crescita del PIL è ipotizzata moderata nello scenario BAU (+0,5% annuo) e più sostenuta (+1,2%) negli scenari di sviluppo. Si ipotizza invece che la popolazione segua una

---

<sup>2</sup> consultabile al seguente link

[https://www.snam.it/it/trasporto/Processi\\_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/piano\\_decennale\\_2020\\_2029/scenari.html](https://www.snam.it/it/trasporto/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/piano_decennale_2020_2029/scenari.html).

traiettorie di leggera decrescita nello scenario BAU (CAGR -0,08%) e di moderata crescita nei casi di sviluppo (CAGR 0,15%).

Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, le previsioni sono in generale più alte negli scenari di sviluppo.

**TABELLA 11: Previsione dei prezzi commodity**

Real 2018		2025		2030		2040	
		BAU	SVILUPPO	BAU	SVILUPPO	BAU	SVILUPPO
Brent	\$/bbl	62,4	65,8	67,7	75,3	69,9	78,7
Coal	\$/t	75,2	75,2	84,2	84,2	85,7	85,7
Gas (PSV)	€/MWh	20,2	21,9	21,1	24,8	23,9	26,3
CO2	€/t	29,3	31,2	33,8	38,0	48,0	58,4

## PREVISIONI DI DOMANDA GAS

Il ruolo del gas naturale si conferma fondamentale in tutti gli scenari analizzati per abilitare la transizione energetica anche grazie alla progressiva sostituzione del gas naturale con gas verdi.

Al 2030 la domanda di gas in Italia rimane intorno ai 70 miliardi di metri cubi negli scenari sviluppo, più precisamente 73,5 miliardi di metri cubi nel Centralized e 68,6 miliardi nel Decentralized. Lo scenario BAU, che al contrario degli altri scenari non raggiunge i target, prevede una domanda di gas naturale pari a 79,6 miliardi di metri cubi al 2030.

Il settore residenziale, insieme a quello industriale, subisce la maggior riduzione dei consumi di gas nell'orizzonte di piano, con una previsione al 2030 di circa 23 miliardi di metri cubi negli scenari sviluppo principalmente a causa dell'incremento dell'efficienza energetica degli edifici, dell'efficientamento dei sistemi di riscaldamento e della maggior penetrazione delle fonti rinnovabili.

Un andamento simile è previsto anche per il settore industriale che risente della penetrazione di tecnologie elettriche e dell'aumento della contrazione dei consumi per effetto dell'efficienza energetica. Il settore passa dagli attuali 15,4 miliardi di metri cubi a circa 11 miliardi al 2030 negli scenari sviluppo.

Il settore dei trasporti vede una forte crescita nell'orizzonte di piano con un massimo di consumi di gas naturale al 2030 pari a 8,7 miliardi di metri cubi nello scenario Centralized grazie ad una maggiore penetrazione di veicoli alimentati a gas naturale e a gas verdi.

Negli scenari di sviluppo il settore termoelettrico è previsto crescere attorno al 5-6% rispetto agli attuali valori di consumo, con un aumento di circa 1-1,5 miliardi di metri cubi al 2030. Sull'orizzonte di piano i consumi termoelettrici raggiungono il valore massimo pari a circa 29 miliardi di metri cubi al 2025 negli scenari sviluppo a causa del phase-out del carbone.

Il gas risulta fondamentale per garantire adeguatezza e programmabilità della generazione elettrica impattata dalla crescente penetrazione delle rinnovabili non programmabili.



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

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

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2025			2030			2040		
	BAU	CEN	DEC	BAU	CEN	DEC	BAU	CEN	DEC
<b>GAS TOTALE</b>	<b>75,9</b>	<b>77,5</b>	<b>73,7</b>	<b>79,6</b>	<b>73,5</b>	<b>68,6</b>	<b>84,4</b>	<b>76,5</b>	<b>67,2</b>
<b>GAS NATURALE</b>	<b>75,9</b>	<b>74,6</b>	<b>72,6</b>	<b>79,6</b>	<b>65,2</b>	<b>64,8</b>	<b>84,4</b>	<b>58</b>	<b>54</b>
<i>di cui CCS</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>7,8</i>	<i>7,6</i>
<b>GAS VERDI</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>1,1</b>	<b>0</b>	<b>8,3</b>	<b>3,7</b>	<b>0</b>	<b>18,5</b>	<b>13,2</b>
<i>Biometano</i>	<i>0</i>	<i>3</i>	<i>1,1</i>	<i>0</i>	<i>8,1</i>	<i>3,7</i>	<i>0</i>	<i>12</i>	<i>12</i>
<i>Idrogeno</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0,2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>3</i>	<i>1,2</i>
<i>Metano sintetico</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>3,5</i>	<i>0</i>

## PREVISIONI DI OFFERTA DI GAS

Le importazioni di gas naturale, che attualmente coprono circa il 90% del fabbisogno di gas, continueranno nel lungo termine ad essere la fonte primaria di copertura della domanda a causa della diminuzione della produzione nazionale.

Al fine di valutare diversi scenari di approvvigionamento, sono state definite opzioni contrastanti, in particolare uno scenario South Route che favorisce l'import dal Nord Africa e uno scenario North Route che privilegia l'importazione dal Nord Europa, con una maggiore disponibilità del gas russo. E' stato preso in considerazione un ulteriore scenario di elevata disponibilità di GNL in Europa nel lungo termine.

Nella tabella sottostante sono riportati i massimi e i minimi per punto di importazione via metanodotto e il totale GNL. Gli scenari considerati ricadono all'interno dei range riportati in tabella.

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

MILIARDI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2025		2030		2040	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
<b>Passo Gries</b>	0	1	0	1	0	1
<b>Tarvisio</b>	22	31	24	32	12	31
<b>Mazara del Vallo</b>	13	22	8	26	7	31
<b>Gela</b>	5	5	5	5	5	5
<b>TAP</b>	7	9	7	9	7	9
<b>LNG</b>	10	13	5	9	0	10

All'interno degli scenari di sviluppo è prevista una quota di gas verdi al 2030 da idrogeno e biometano. Nello scenario Centralized il contributo dell'idrogeno è pari a circa 150 milioni di metri cubi al 2030 e viene prodotto attraverso la tecnologia Power to Gas e impiegato nel settore industriale in sostituzione

di una quota di idrogeno non rinnovabile attualmente impiegato nel settore industriale come “feedstock”.

Al 2030 il biometano raggiunge la quota massima di 8,1 miliardi di metri cubi nello scenario Centralized e 3,7 miliardi nel Decentralized. Viene impiegato nei principali settori di consumo di gas contribuendo al raggiungimento dei target di decarbonizzazione nei vari settori. I volumi di biometano previsti tengono conto dello sviluppo di una filiera agricolo/industriale per la produzione di biometano sia da matrice agricola sia da rifiuti, con una prevalenza di biometano proveniente da digestione anaerobica.

## SCENARI DI DOMANDA GAS PER LA DEFINIZIONE DELLE INFRASTRUTTURE

Per la definizione delle infrastrutture in progetto che verranno inserite all'interno del piano vengono presi in considerazione scenari previsionali giornalieri che vengono declinati sul contesto geografico italiano.

La previsione di domanda a livello nazionale viene disaggregata sul territorio tenendo conto della distribuzione dei punti di riconsegna, al fine di fornire una distribuzione geografica dei consumi sulla rete di trasporto del gas naturale. L'evoluzione dei consumi di ciascun punto di riconsegna viene elaborata con modelli di regressione lineare che tengono conto delle serie storiche dei prelievi, delle capacità conferite, dei fattori di utilizzo registrati e di tutte le informazioni disponibili, tecniche e commerciali, utili al processo di previsione della domanda di gas. Oltre alla distribuzione geografica della previsione di domanda viene modellizzata la distribuzione temporale dei prelievi nel corso dell'anno. Gli scenari giornalieri di domanda gas hanno infatti grande variabilità nel corso dell'anno essendo influenzati sia dalla climatica stagionale sia dalla ciclicità della produzione industriale. Gli scenari giornalieri vengono ottenuti modulando lo scenario annuale attraverso coefficienti giornalieri propri di ciascun punto di riconsegna, elaborati partendo dalle serie storiche dei prelievi giornalieri.

Per valutare particolari situazioni di criticità sulla rete di trasporto del gas vengono simulati inoltre scenari giornalieri di domanda “estremi” quali ad esempio scenari di domanda gas in condizioni di freddo eccezionale, scenari di minimo prelievo estivo dalla rete di trasporto o scenari di domanda gas che tengono conto di fenomeni esogeni quali, ad esempio, l'indisponibilità della generazione elettrica da fonti rinnovabili o la momentanea mancanza di importazione di energia elettrica dall'estero.

A titolo indicativo, il rapporto tra domanda media giornaliera invernale ed estiva è di circa 2 a 1 in condizioni normali mentre arriva a 3 a 1 in condizioni di freddo eccezionale.

La punta giornaliera della domanda gas si riduce in valore assoluto nell'orizzonte di piano e mostra un importante cambiamento nella composizione settoriale. Si riduce infatti la domanda di punta del settore civile mentre incrementa la domanda di punta termoelettrica, la cui variabilità aumenta con lo sviluppo delle rinnovabili non programmabili. La crescente volatilità della domanda termoelettrica è evidenziata anche dall'incremento del rapporto peak e off-peak.

Nelle tabelle seguenti viene riportato il dettaglio della domanda giornaliera di picco e fuori picco negli scenari Snam-Terna per gli anni 2025, 2030 e 2040.

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

MILIONI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2025			2030			2040		
	BAU	CEN	DEC	BAU	CEN	DEC	BAU	CEN	DEC
<b>DOMANDA DI PICCO</b>	<b>467</b>	<b>458</b>	<b>451</b>	<b>461</b>	<b>429</b>	<b>423</b>	<b>454</b>	<b>399</b>	<b>388</b>
<i>Civile</i>	317	292	287	301	264	259	264	201	178
<i>Industria</i>	46	42	42	46	39	38	48	34	35
<i>Termoelettrico</i>	99	111	114	105	109	116	124	141	162
<i>Altro</i>	6	12	8	9	18	10	18	23	14

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

MILIONI DI SMC @ 10,6 KWh/SMC	2025			2030			2040		
	BAU	CEN	DEC	BAU	CEN	DEC	BAU	CEN	DEC
<b>DOMANDA FUORI PICCO</b>	<b>152</b>	<b>163</b>	<b>153</b>	<b>160</b>	<b>142</b>	<b>127</b>	<b>163</b>	<b>140</b>	<b>113</b>
<i>Civile</i>	32	30	29	31	27	26	27	21	18
<i>Industria</i>	37	34	33	37	31	31	38	28	28
<i>Termoelettrico</i>	77	87	83	83	66	59	80	70	53
<i>Altro</i>	6	12	8	9	18	10	18	23	14

## COERENZA SCENARI DI DOMANDA CON ALTRI SCENARI ITALIANI ED EUROPEI

Gli scenari di riferimento per le previsioni di domanda gas in Europa rilevanti per il presente documento sono quelli predisposti da ENTSG nell'ambito dell'elaborazione del piano europeo di sviluppo della rete (di seguito TYNDP).

A partire dal TYNDP 2018, è stato previsto a livello europeo un coordinamento tra ENTSG ed ENTSOE volto a definire, attraverso un processo congiunto di elaborazione e consultazione, un set di scenari di riferimento comune alle due associazioni e basato su potenziali e differenziate evoluzioni del panorama energetico, economico e tecnologico (c.d. "storylines"). Tale processo congiunto prevede che ENTSG e ENTSOE concordino in maniera qualitativa i principali parametri che caratterizzano ciascuno scenario secondo la rispettiva storylines di base quali, a titolo esemplificativo: crescita economica, variazioni attese nella domanda di gas ed elettricità, grado di raggiungimento degli obiettivi di politica energetica ed ambientale, sviluppi tecnologici etc. Infine, i membri delle due associazioni elaborano le rispettive stime di domanda di gas e elettricità in coerenza con gli scenari congiuntamente concordati. Le "storylines" elaborate in ambito europeo, infatti, sono riconducibili a scenari di evoluzione coerenti con quelli considerati da Snam Rete Gas nell'ambito dell'elaborazione dei propri piani di sviluppo. In particolare il nuovo "Scenario Report" <sup>3</sup> recentemente pubblicato prevede tre scenari di evoluzione della domanda: National Trends, Distributed Energy e Global Ambition.

<sup>3</sup> <https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/>

Il National Trends si basa sui Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (NCEPs) dei diversi paesi europei, quindi riguarda gli obiettivi di decarbonizzazione sia nazionali sia a livello europeo. Questo scenario ha come orizzonte temporale il 2040 e contiene solo i dati di elettricità e gas contenuti nei diversi piani nazionali. Viene utilizzato per valutare le infrastrutture nell'orizzonte del TYNDP 2020 con analisi più approfondite rispetto agli altri scenari.

Distributed Energy e Global Ambition hanno come orizzonte temporale il 2050 e riguardano il target della COP21 di contenimento della temperatura entro 1,5°C. AL contrario del National Trend, questi due scenari sono veri e propri scenari energetici con il dettaglio per ogni fonte energetica e hanno l'obiettivo di valutare al 2050 l'impatto sulle infrastrutture di un sistema a zero emissioni.

Nello scenario Global Ambition viene massimizzato l'uso dell'infrastruttura del gas attraverso la progressiva sostituzione del gas naturale con i gas verdi.

Gli scenari Distributed Energy e Global Ambition del TYNDP 2020 sono sostanzialmente in linea con i due scenari sviluppo Snam-Terna, in particolare il Decentralized è allineato al Distributed Energy e il Global Ambition al Centralized.

## INFRASTRUTTURE DEL GAS IN ITALIA ED EUROPA

### RETE DI TRASPORTO DI SNAM RETE GAS

Snam Rete Gas è il principale operatore di trasporto e dispacciamento di gas naturale sul territorio nazionale, disponendo della quasi totalità delle infrastrutture di trasporto in Italia, con 32.541 chilometri di gasdotti in esercizio in alta e media pressione (circa il 93% dell'intero sistema di trasporto). Snam Rete Gas gestisce la rete dei gasdotti attraverso 8 Distretti, 48 Centri di Manutenzione sul territorio nazionale, 13 Impianti di compressione gas per complessivi 961 MW di potenza installata e un centro di dispacciamento, completamente rinnovato a fine 2012 nelle strutture e nella tecnologia.

La seguente tabella riporta i dati relativi alla rete di trasporto di Snam Rete Gas al 31 dicembre 2018 e per i due anni precedenti.

TABELLA 16: LUNGHEZZA DELLA RETE DI TRASPORTO DI SNAM RETE GAS

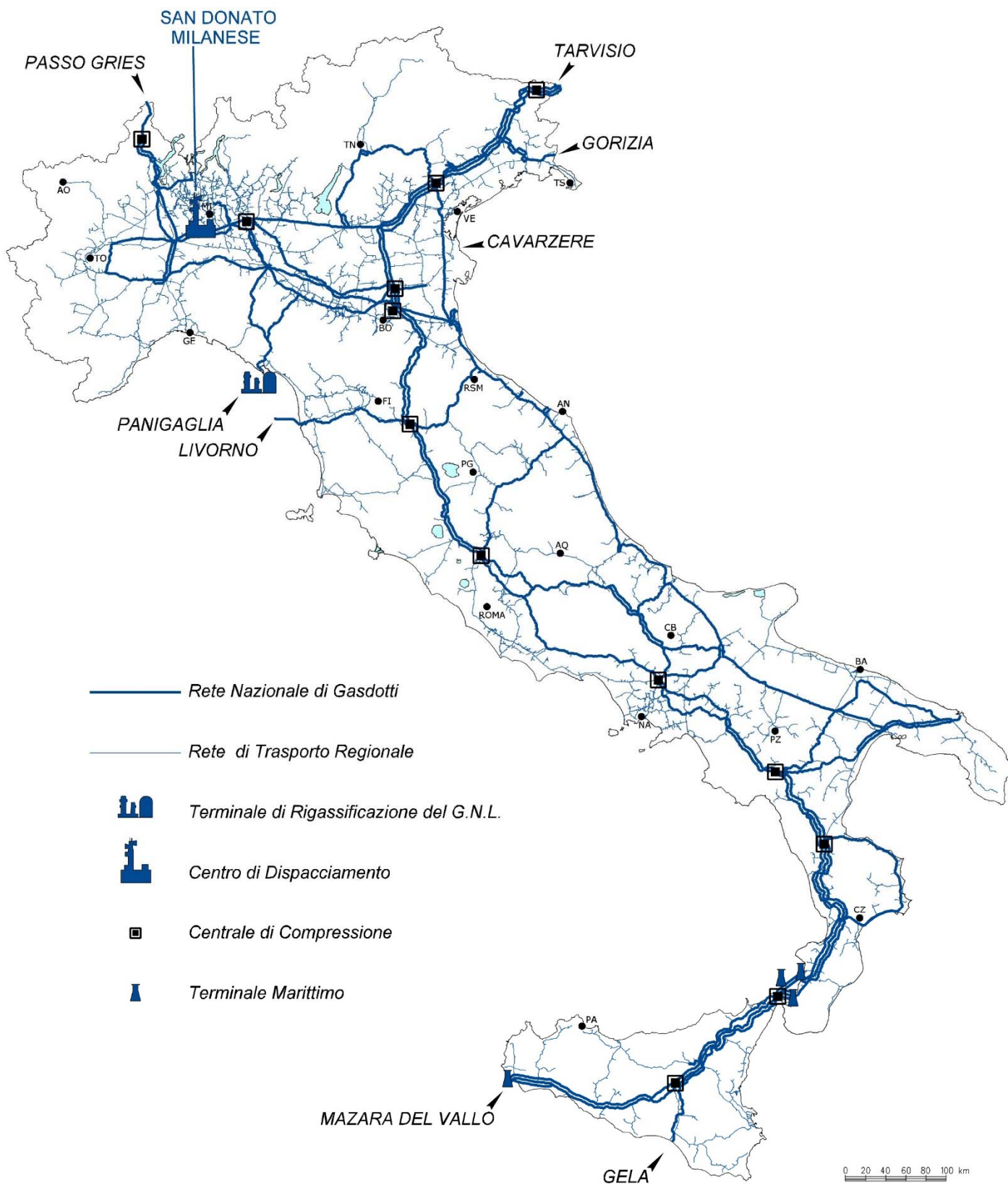
DATI IN CHILOMETRI	2016	2017	2018	Var. ass. 2018 vs 2017	Var. % 2018 vs 2017
RETE NAZIONALE	9.590	9.620	9.613	-7	-0,1%
RETE REGIONALE	22.918	22.880	22.928	48	0,2%
TOTALE	32.508	32.500	32.541	41	0,1%

La rete nazionale di gasdotti di proprietà di Snam Rete Gas è costituita da condotte di grande diametro che trasportano il gas dai punti di ingresso del sistema (i gasdotti di importazione, gli impianti di rigassificazione e i principali centri di produzione nazionale) ai punti di interconnessione con la rete di trasporto regionale e ai siti di stoccaggio.

La rete di trasporto regionale di Snam Rete Gas permette di movimentare il gas naturale su scala interregionale, regionale e locale, per la fornitura del gas ai consumatori industriali e termoelettrici e alle reti di distribuzione urbana. Sulla rete Snam Rete Gas sono presenti circa 30 punti di interconnessione con le reti di trasporto nazionali e regionali che fanno capo ad altre Società di trasporto operanti sul territorio italiano, punti di smistamento (i cosiddetti “nodi”) e da più di 500 aree impiantistiche contenenti impianti di riduzione e di regolazione della pressione. Tali impianti consentono di regolare il flusso del gas naturale all'interno della rete e assicurano il collegamento tra condotte operanti a diversi regimi di pressione.

Nel corso del 2018, la razionalizzazione delle infrastrutture esistenti e la realizzazione di nuovi gasdotti hanno aumentato l'estensione della rete dei gasdotti di 41 chilometri.

FIGURA 3: SNAM RETE GAS - INFRASTRUTTURA DI RETE



Le infrastrutture di trasporto sono completate da quattro terminali marittimi che connettono le condotte sottomarine a quelle di terra e che sono situati a Mazara del Vallo (Trapani), Messina, Favazzina (Reggio Calabria) e Palmi (Reggio Calabria).

## LA RETE NAZIONALE DI GASDOTTI

Al 31 dicembre 2018 la rete nazionale di Gasdotti di Snam Rete Gas si estende per 9.613 chilometri.

I gasdotti si distinguono in condotte di terra, il cui diametro massimo raggiunge i 1.400 millimetri, che realizzano il trasporto del gas a una pressione tra i 24 e i 75 bar e condotte sottomarine che attraversano lo stretto di Messina con un diametro compreso tra i 500 e i 600 millimetri e trasportano gas ad una pressione fino a 115 bar. Parte del sistema è inoltre la condotta (in parte sottomarina) di collegamento del terminale offshore LNG Toscana (OLT) di Livorno del diametro di 800 millimetri, esercita a una pressione fino a 84 bar.

Le principali linee della rete nazionale interconnesse con i gasdotti di importazione sono:

- Mazara del Vallo - Minerbio: due linee (in alcune tratte tre linee, DN1050 - DN1200) che collegano Mazara del Vallo a Minerbio, lunghe circa 1.500 chilometri ciascuna. Le condotte si raccordano a Mazara del Vallo alle sealine transmediterranee, che attraversano il canale di Sicilia, interconnettendo la Tunisia all'Italia e che fanno parte delle linee di importazione del gas naturale di provenienza algerina.
- Gela - Enna: una linea lunga 67 chilometri (DN900), che collega Gela, punto di arrivo del gasdotto sottomarino Greenstream di importazione dalla Libia, alla rete di trasporto nazionale presso Enna, lungo la dorsale di importazione di gas algerino.
- Tarvisio – Sergnano: tre linee di lunghezza pari a circa 900 chilometri (DN850 - DN1400), che collegano il sistema con la rete austriaca tramite il gasdotto TAG, attraversando la Pianura Padana, e si estendono fino a Sergnano. È stato realizzato il potenziamento (170 chilometri) sul tratto da Zimella a Cervignano e a settembre 2018 è entrato in esercizio quello nel tratto da Cervignano a Mortara (56 chilometri). La nuova linea, del diametro di 1400 millimetri, sostituisce la vecchia linea esistente di diametro 850/750 millimetri.
- Gorizia – Flaibano: una linea (in una tratta due linee) di lunghezza pari a circa 65 km (DN650 - DN1050) che collega la rete di trasporto slovena nel punto di interconnessione di Gorizia con la rete nazionale presso Flaibano lungo la dorsale di importazione da Tarvisio.
- Passo Gries – Mortara: una linea dallo sviluppo complessivo di 177 chilometri (DN1200), che collega il sistema di trasporto svizzero a Passo Gries, punto di ingresso del gasdotto Transigas e si estende fino al nodo di Mortara nella Pianura Padana.

La rete nazionale Snam Rete Gas è inoltre interconnessa ai seguenti impianti GNL:

- GNL Italia di Panigaglia: collegato alla rete nazionale nei pressi di Parma attraverso una condotta della lunghezza di 110 chilometri;
- Adriatic LNG di Porto Viro: collegato alla rete nazionale presso il nodo di Minerbio attraverso il gasdotto Cavarzere – Minerbio della società Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A.;



- OLT di Livorno: collegato alla rete nazionale attraverso una condotta della lunghezza di 36 chilometri, di cui 28 chilometri sottomarini.

## LA RETE REGIONALE DI GASDOTTI

La rete di trasporto regionale, che si estende per 22.928 chilometri, è costituita da gasdotti di diametro e pressioni di esercizio di norma inferiori a quelli della rete nazionale. Essa svolge la funzione di movimentare il gas naturale su scala interregionale, regionale e locale per la fornitura del gas agli utenti industriali e alle aziende di distribuzione e per l'immissione in rete di gas proveniente da produzioni di gas di origine fossile o di biometano.

## GLI IMPIANTI DI COMPRESSIONE

Snam Rete Gas utilizza 13 impianti di compressione con lo scopo di aumentare la pressione del gas nelle condotte e riportarla al valore necessario per assicurarne il flusso. Gli impianti sono posizionati lungo la rete nazionale dei gasdotti e comprendono generalmente più unità di compressione costituite da turbine a gas e compressori centrifughi. Tali impianti conferiscono al gas naturale l'energia (in forma di pressione - prevalenza) per il trasporto nella rete dei metanodotti nazionali. Al 31 dicembre 2018 la potenza installata è pari a 961 megawatt in 13 centrali.



FIGURA 4: SNAM RETE GAS - IMPIANTI DI COMPRESIONE



## SITI DI STOCCAGGIO ESISTENTI E SVILUPPI ATTESI

In Italia sono presenti dodici campi di stoccaggio di gas naturale attivi, realizzati in giacimenti di produzione di gas esauriti. Essi si trovano nelle regioni Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Abruzzo. Lo spazio disponibile presso i siti di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2018-2019 è pari a 17,6 miliardi di metri cubi; tale spazio comprende circa 4,6 miliardi di metri cubi di riserva strategica, il cui valore è definito dal Ministro dello Sviluppo Economico per far fronte a possibili emergenze gas.

Lo stoccaggio svolge un ruolo di primaria importanza nel mercato italiano. Da un lato costituisce la maggiore fonte di flessibilità per il sistema, dall'altro consente di aumentare il margine di sicurezza in un mercato fortemente dipendente dalle importazioni.

Incrementi della capacità di stoccaggio sono attesi a seguito dei potenziamenti ai siti di stoccaggio esistenti che riguardano Fiume Treste, Minerbio, Ripalta e Settala. Inoltre è prevista la messa in esercizio di nuovi siti in corso autorizzazione quale il progetto Palazzo Moroni nelle Marche, su iniziativa di Edison Stoccaggio.

E' invece entrato in esercizio dal ottobre 2018 lo stoccaggio di Cornegliano Laudense di proprietà di ItalgasStorage.

## TERMINALI DI GNL ESISTENTI E SVILUPPI ATTESI

In Italia sono presenti tre terminali di GNL collegati alla rete nazionale:

- il terminale GNL Italia di Panigaglia, con una capacità di 3,5 miliardi di metri cubi/anno;
- il terminale off-shore Adriatic LNG di Rovigo, con una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno. L'infrastruttura è di proprietà di ExxonMobil (70,7%), Qatar Terminal (22%) e SNAM (7,3%)
- il terminale off-shore OLT di Livorno, con una capacità di 3,75 miliardi di metri cubi/anno, per il quale le attività commerciali sono iniziate a metà dicembre 2013.

Il Ministro dello Sviluppo Economico ha inoltre già autorizzato la costruzione di altri tre terminali di GNL, costituiti dal terminale GNL di Falconara Marittima di Api Nòva Energia, con una capacità di 4 miliardi di metri cubi, dal terminale GNL di Gioia Tauro di LNG MedGas Terminal, con una capacità di 12 miliardi di metri cubi/anno, e dal terminale GNL di Porto Empedocle di Nuove Energie, con una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno (quest'ultimo autorizzato anche dalla Regione Siciliana).

## PRIORITÀ EUROPEE IN MATERIA DI INFRASTRUTTURE ENERGETICHE

Il Regolamento 2013/347/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013 contiene le linee guida in materia di infrastrutture energetiche transeuropee. Tale documento ha lo scopo di

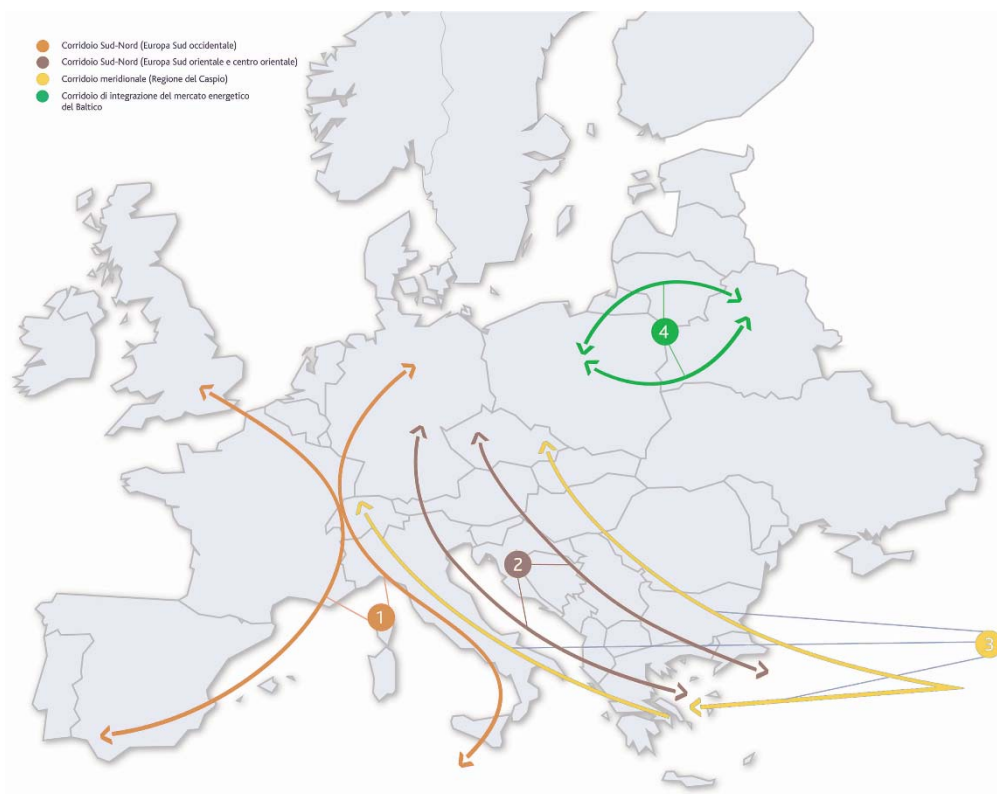
facilitare lo sviluppo e l'interoperabilità delle reti dell'energia tra Stati membri al fine di raggiungere gli obiettivi europei di competitività, sostenibilità e sicurezza degli approvvigionamenti.

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

1. Interconnessione Sud-Nord in Europa Occidentale ("NSI West Gas"): tale rotta è funzionale, tra l'altro, allo sviluppo di flussi bidirezionali di gas tra Nord e Sud Europa per incrementare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento e l'integrazione dei mercati attraverso maggiore disponibilità di gas di breve termine.
2. Interconnessione Sud-Nord in Europa centro-orientale e sud-orientale ("NSI East Gas"): il corridoio ha l'obiettivo da un lato di garantire le interconnessioni regionali tra le aree del Mar Baltico, l'Adriatico e il Mar Egeo, il Mar Mediterraneo orientale e il Mar Nero, dall'altro di migliorare la diversificazione e la sicurezza dell'approvvigionamento di gas.
3. Corridoio Sud ("Southern Gas Corridor - SGC"): afferisce a infrastrutture di importazione di gas di provenienza dal bacino del Mar Caspio, dall'Asia centrale, dal Medio Oriente e dal bacino del Mediterraneo orientale verso l'Europa per aumentarne la diversificazione dell'approvvigionamento di gas.
4. Piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico ("BEMIP Gas"): ha come obiettivo la riduzione dell'isolamento dei tre Stati baltici e della Finlandia e della loro dipendenza da un singolo fornitore (Russia); inoltre si pone l'obiettivo di rafforzare le infrastrutture interne, aumentando la diversificazione e la sicurezza degli approvvigionamenti nella regione del Mar Baltico.

FIGURA 5: PRIORITÀ EUROPEE DI INFRASTRUTTURE DEL GAS NATURALE

(Fonte: Snam su Commissione Europea)



Il Regolamento 2013/347/UE ha definito la formazione di un gruppo di collaborazione regionale per ciascun corridoio sopra identificato. La formazione di tali gruppi, presieduti dalla Commissione europea, dovrebbe assicurare una stretta cooperazione tra gli Stati membri, le autorità nazionali di regolamentazione, i promotori del progetto, ACER, ENTSG e le parti interessate al fine di creare un ampio consenso sulle infrastrutture identificate come prioritarie e facilitarne la realizzazione.

L'Italia è coinvolta all'interno di tre Gruppi regionali (NSI West Gas, NSI East Gas e SGC):

- Il progetto principale del corridoio NSI West Gas che riguarda la realizzazione di un'interconnessione tra l'Italia e la Germania, attraverso la Svizzera si è concluso a settembre 2018. Tale progetto permette di collegare, sempre attraversando la Svizzera, anche la Francia e la Germania. Il progetto comprende la realizzazione di flussi fisici bidirezionali funzionali al miglioramento dell'interconnessione complessiva della rete europea del gas.
- Nell'ambito del SGC sono previsti ulteriori sviluppi della rete di trasporto di Snam Rete Gas che includono potenziamenti della rete nazionale al fine di:
  - collegare la nuova infrastruttura di importazione TAP con la rete nazionale esistente (Interconnessione TAP);
  - incrementare la capacità massima dei punti di entrata della Puglia, senza aumentare la capacità complessiva del sistema (Metanodotto Matagiola-Massafra);

- permettere lo sviluppo di nuovi punti di entrata localizzati nel Sud del Paese (Linea Adriatica).

In particolare il SGC include progetti finalizzati all'importazione di gas naturale in Italia proveniente dalle aree del Mar Caspio e, in prospettiva, da ulteriori bacini di produzione del Mediterraneo orientale e del Medio Oriente. In tale contesto sono considerati di particolare rilevanza il progetto TransAdriatic Pipeline (TAP), che consentirà di far arrivare gas di provenienza dell'area del Caspio in Italia, attraverso la Grecia e l'Albania, e il progetto Poseidon (interconnessione off-shore tra Italia e Grecia) con l'obiettivo di collegare il mercato europeo con i giacimenti del mar Caspio, del Medio Oriente e del Mediterraneo orientale attraverso il progetto EastMed. In coerenza con la realizzazione programmata di nuove infrastrutture che potrebbero approdare nel Sud Italia, Snam Rete Gas ha pianificato la realizzazione di vari progetti che consentiranno di ricevere ulteriori quantitativi di gas naturale da un futuro punto di entrata da Sud, ad esempio per un nuovo metanodotto via mare o un nuovo terminale di rigassificazione. Snam Rete Gas ha inoltre già finalizzato (nel 2011) l'aumento della capacità di trasporto bidirezionale al punto di interconnessione di Tarvisio funzionale anche al corridoio SGC.

## PROGETTI DI INTERESSE COMUNE

Un Progetto di Interesse Comune (PIC) è definito come un progetto in grado di offrire significativi benefici ad almeno due Stati membri, contribuendo all'integrazione dei mercati e al rafforzamento della concorrenza e della sicurezza degli approvvigionamenti, nonché alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. I PIC sono accompagnati da uno «status di priorità» a livello nazionale, grazie al quale possono beneficiare di procedure di autorizzazione più efficienti ed accelerate e di un trattamento regolatorio incentivante. Tali progetti hanno inoltre la possibilità di accedere a finanziamenti europei (sono stati stanziati 5,85 miliardi di euro per il periodo 2014 – 2020).

Il 23 novembre 2017 la Commissione Europea ha presentato un elenco di 173 PIC nei settori petrolio, gas ed elettricità, che rappresenta la terza lista dopo quelle adottate ad ottobre 2013 e novembre 2015. Dei PIC che coinvolgono l'Italia inclusi nelle prime due liste adottate dalla Commissione e confermati anche nella terza, Snam Rete Gas ha proposto due progetti: il "Supporto al mercato Nord-Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" (PIC n° 5.11) ed il "Potenziamento per nuove importazioni da Sud (Linea Adriatica)" (PIC n° 7.3.4), descritti in dettaglio nel capitolo seguente del presente documento. Gli altri progetti PIC del settore gas di diretto impatto per il sistema italiano, riportati nella seguente tabella, sono a vario stadio di sviluppo. Tra questi altri progetti, al momento dell'adozione del terzo elenco dei PIC, la decisione finale d'investimento è stata presa solo per il metanodotto TAP.

TABELLA 17: PROGETTI DI INTERESSE COMUNE RIGUARDANTI L'ITALIA (fonte Commissione Europea)

PIC	CORRIDOIO	RIFERIMENTO PIC
CONNESSIONE DI MALTA ALLA RETE EUROPEA DEL GAS — GASDOTTO DI INTERCONNESSIONE CON L'ITALIA (GELA)	NSI WEST GAS	5.19
GASDOTTO DALLA GRECIA ALL'ITALIA VIA ALBANIA E MAR ADRIATICO [ATTUALMENTE NOTO COME TRANS-ADRIATIC PIPELINE (TAP)]	SGC	7.1.3
GASDOTTO OFFSHORE DALLA GRECIA ALL'ITALIA [ATTUALMENTE NOTO COME "POSEIDON PIPELINE"]	SGC	7.3.3
GASDOTTO DA GIACIMENTI DI GAS DEL MEDITERRANEO ORIENTALE ALLA GRECIA CONTINENTALE VIA CRETA [ATTUALMENTE NOTO COME EASTMED]	SGC	7.3.1

E' inoltre in corso di finalizzazione la 4° lista dei PIC, che la Commissione europea ha adottato in data 31 ottobre 2019 e che sarà definitivamente in vigore a fine febbraio 2020, con l'avallo di Parlamento e Consiglio europei. I progetti candidati da Snam Rete Gas e che risultano inclusi nella quarta lista proposta dalla Commissione sono i progetti "Interconnessione TAP", "met. Matagiola-Massafra" e "Potenziamento per nuove importazioni da Sud (Linea Adriatica)", quest'ultimo già incluso anche nella precedente lista dei PIC.

## PIANO DECENNALE ENTSG

Il Regolamento 2009/715/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 prevede che ENTSG predisponga ogni due anni il Ten Year Network Development Plan (TYNDP) sulla base dei piani di sviluppo nazionali. Il documento deve tenere in considerazione anche i piani di sviluppo regionali e gli orientamenti per le infrastrutture energetiche paneuropee, ovvero i PIC, che devono necessariamente farne parte. L'obiettivo principale del TYNDP è quello di fornire una visione d'insieme delle infrastrutture del gas esistenti e pianificate a livello europeo e di evidenziare eventuali necessità di investimenti futuri in rapporto alle evoluzioni attese di domanda e offerta a livello comunitario. La pubblicazione del TYNDP da parte di ENTSG è seguita da un processo di consultazione pubblica, che per il TYNDP 2018 si è svolto nei mesi di febbraio e marzo 2019, sulla base della bozza di TYNDP pubblicata a fine dicembre 2018. Dopo la conclusione della consultazione, ENTSG elabora i commenti e presenta formalmente il TYNDP all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), la quale è tenuta ad esprimere il proprio parere. Il processo per la predisposizione del TYNDP 2018, avviato e sviluppato nel corso del 2018/2019 si è concluso nel mese di novembre 2019 con la pubblicazione del documento definitivo. Il TYNDP include specifiche considerazioni relative agli impatti delle infrastrutture appartenenti alla lista dei PIC, valutati in termini di effetto aggregato. Il documento include un'analisi armonizzata dei costi-benefici a livello di sistema energetico europeo effettuata tramite la metodologia elaborata da ENTSG e approvata dalla Commissione ai sensi dell'articolo 11 del regolamento 347/2013. Tale analisi si basa sull'utilizzo di un modello di simulazione sviluppato da ENTSG (Network Modelling tool - "NeMo Tool"), funzionale alla valutazione del contributo dei progetti infrastrutturali a raggiungere gli obiettivi energetici europei di sicurezza di



approvvigionamento, l'aumento della competitività e l'integrazione dei mercati e sostenibilità ambientale. I risultati delle valutazioni effettuate tramite il Network Modelling tool identificano il grado di flessibilità ed adeguatezza nel garantire la sicurezza degli approvvigionamenti dei singoli sistemi nazionali, indicando potenziali necessità di sviluppo sulla rete di trasporto, la dipendenza di alcune zone da un'unica fonte di approvvigionamento e il grado di diversificazione degli approvvigionamenti. La valutazione dei progetti avviene in diversi scenari di evoluzione di mercato e di sviluppo infrastrutturale. Il piano contiene infatti alcuni scenari di domanda ed offerta basati sulle proiezioni dei gestori della rete di trasporto e confrontati con le previsioni di ENTSG e di altre istituzioni riconosciute.

Risultano già avviate anche varie attività relative alla predisposizione del TYNDP 2020, per il quale risultano già concluse le fasi di costruzione degli scenari (sviluppati congiuntamente da ENTSO-G e ENTSO-E) e quella di raccolta dei progetti, con le rispettive pubblicazioni avvenute nel corso del mese di novembre 2019. Per la prima volta è stata inclusa nel TYNDP la categoria degli *"Energy Transition Projects"*, ovvero quelle iniziative progettuali volte a facilitare l'integrazione delle rinnovabili, il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, il *sector coupling* gas-elettrico e, più in generale, la trasformazione del sistema energetico in chiave di maggiore sostenibilità.

Come ricordato in precedenza, il piano decennale di Snam Rete Gas risulta coerente con il piano di ENTSG e ne considera i possibili sviluppi previsti in relazione alle interconnessioni con il sistema europeo.

## PROCEDURA DI CAPACITA' INCREMENTALE

Il Capo V del Regolamento (UE) 2017/459 (CAM NC) descrive la procedura di capacità incrementale che deve essere seguita per la determinazione dei fabbisogni infrastrutturali relativi alle infrastrutture gas. Il regolamento prescrive di dare inizio alla realizzazione dei progetti per la creazione delle capacità incrementali richieste solo nel momento in cui gli stessi superino positivamente un test economico. In particolare il regolamento prevede che almeno ogni anno dispari immediatamente dopo lo svolgimento delle aste annuali di capacità venga valutata congiuntamente da tutti gli operatori europei la domanda di mercato relativa alla capacità incrementale. Di conseguenza tutti gli operatori raccolgono le domande non vincolanti di capacità incrementale e, 8 settimane dopo l'asta annuale di capacità redigono in maniera condivisa dei documenti di valutazione delle richieste ricevute (DAR). I DAR nei quali viene espressa la decisione relativa alla necessità di proseguire con la procedura al fine di determinare un progetto di capacità incrementale sono in seguito pubblicati sui siti internet dei TSO. Nel caso in cui il DAR includa una decisione positiva rispetto all'avvio della fase di design coordinato, il progetto viene dapprima sottoposto ad una consultazione pubblica ed in seguito finalizzato per poi essere valutato dalle autorità di regolazione coinvolte.

La capacità relativa al progetto elaborato viene quindi messa a disposizione al massimo contestualmente all'asta annuale di capacità dell'anno dispari successivo a quello in cui è stata iniziata la procedura.

Il progetto presentato alle autorità contiene:

- Elementi dimensionali dell'infrastruttura
- Elementi economici
- Elementi regolatori relativi all'infrastruttura
- Elementi relativi al test economico
- Dettaglio delle condizioni contrattuali per l'accesso alla procedura di allocazione.

Snam Rete Gas, nel contesto della procedura di capacità incrementale avviata nel 2017, ha ricevuto una richiesta relativa alla creazione di un nuovo punto di interconnessione con la Grecia con capacità 37,6 MSm<sup>3</sup>/g. Il progetto è stato pubblicato per consultazione in data 19/10/2017 e la consultazione è terminata in data 18/12/2017. E' stato avviato il coordinamento con le autorità Italiana e Greca e sono in corso le valutazioni circa la definizione del quadro regolatorio da applicare all'iniziativa.

Si segnala inoltre che è stato avviato a luglio 2019 il nuovo processo di capacità incrementale e la raccolta delle richieste è stata chiusa il 26 agosto 2019. Il 21 ottobre 2019 sono state pubblicate le *Relazioni di valutazione della domanda di capacità incrementale* con le quali si è dato evidenza dell'intenzione di procedere con le fasi successive del processo di capacità incrementale e quindi di avviare la fase progettuale coordinata per quanto riguarda:

- la creazione di nuova capacità di trasporto presso il punto di interconnessione in corso di realizzazione di Melendugno in coordinamento con Trans Adriatic Pipeline e Desfa, includendo in tali valutazioni anche la richiesta ricevuta nel corso del processo del 2017 sopra descritta;
- la realizzazione di un nuovo punto di interconnessione tra Italia e Malta presso Gela in coordinamento con Melita TransGas;
- la creazione di nuova capacità di trasporto presso il punto di interconnessione di Gorizia tra Italia e Slovenia in coordinamento con Plinovodi d.o.o.



# PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DI SNAM RETE GAS

## IL PIANO DI SVILUPPO NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA

Snam Rete Gas è pienamente cosciente del particolare periodo che il settore energetico sta attraversando, che condurrà nel medio termine a una transizione nella direzione di un contesto più sostenibile sotto il punto di vista ambientale. Gli scenari alla base del piano di sviluppo indicano infatti la necessità di sviluppare in modo significativo l'offerta di biometano, idrogeno e anche di tecnologie per la cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> al fine di raggiungere gli obiettivi di penetrazione di energie rinnovabili e decarbonizzazione di lungo periodo al minor costo possibile per consumatori e imprese.

Questo piano di sviluppo delle infrastrutture di trasporto si pone quindi l'obiettivo da un lato di cogliere le evoluzioni del mercato, di rispondere agli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti verso l'Italia, di integrazione tra mercati a livello europeo e di sviluppo della liquidità del mercato italiano del gas, e allo stesso tempo di includere interventi che sono necessari per la rete di trasporto del gas ai fini della decarbonizzazione. Come già anticipato, il piano presentato si limita ad investimenti inerenti la rete di trasporto del gas naturale, non includendo investimenti che riguardano infrastrutture per l'idrogeno.

Il piano è coerente inoltre con gli sviluppi in sede europea, compresi i PIC e gli investimenti decennali previsti da ENTSG nel TYNDP<sup>4</sup>.

I progetti più significativi compresi all'interno del piano riguardano:

- la realizzazione **dell'interconnessione al metanodotto TAP**, finalizzato a creare un nuovo punto di interconnessione a Melendugno per l'importazione di gas proveniente dall'Azerbaijan;
- la realizzazione della nuova **"Linea Adriatica"** (compresa la centrale di spinta di Sulmona), funzionale ad incrementare la capacità di importazione dal Sud Italia;
- l'installazione in **3 centrali di spinta di 5 elettrocompressori** in sostituzione dei turbocompressori esistenti, consentendo di ridurre i consumi e le emissioni inquinanti per la compressione del gas e facilitare inoltre l'accoppiamento dei settori del gas e dell'elettricità (cosiddetto *sector coupling*), fornendo flessibilità per il bilanciamento della rete elettrica e garantendo la possibilità di integrare una maggior quantità di produzione elettrica rinnovabile.

---

<sup>4</sup> Il piano prevede progetti di potenziamento della rete di trasporto finalizzati a potenziare la rete del Sud Italia o a creare nuovi punti di interconnessione ad essa collegati e progetti di potenziamento della rete sulla direttrice da Nord – Est. I progetti sono funzionali a possibili nuove fonti di approvvigionamento tramite metanodotti dall'estero e terminali di GNL. Viene inoltre data evidenza nel piano dei progetti previsti per l'allacciamento di nuove produzioni di biometano.

Si evidenziano inoltre i **principali sviluppi su rete regionale**, tra cui in particolare quelli relativi alla Metanizzazione della Regione Calabria. L'elenco completo dei progetti facenti parte del Piano decennale di sviluppo della rete di gas naturale è riportato nell'allegato 3.

Alla fine del capitolo sono presentati alcuni interventi specifici e ambiti di ricerca e studio che Snam Rete Gas sta portando avanti e che riguardano la transizione energetica.

## CAPACITÀ DI TRASPORTO NEL PERIODO 2018-2040

Snam Rete Gas ha predisposto il piano di lungo periodo sulle disponibilità di capacità di trasporto, che evidenzia i dati delle capacità in tutti i punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, tenendo conto dell'incremento di capacità derivante sia dai progetti FID che da quelli non FID previsti nell'orizzonte di Piano. Il piano contiene inoltre le capacità di trasporto dei punti di uscita interconnessi con l'estero, in particolare per il punto di uscita di Passo Gries sono entrati in esercizio progetti di sviluppo per la realizzazione di una capacità di trasporto fino a 40 milioni di metri cubi/giorno a partire dal 2018.

Il dettaglio della capacità continua di importazione è il seguente.

**TABELLA 18: CAPACITÀ CONTINUA DI IMPORTAZIONE 2019 – 2040**

MILIONI DI SMC/GIORNO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2028	2030	2035	2040
<b>PUNTI DI ENTRATA</b>												
MAZARA DEL VALLO (*)	103	103	103	103	103	103	103	103	101,2	101,2	101,2	101,2
GELA (*)	40	40	40	40	40	40	40	40	38,5	38,5	38,5	38,5
MELENDUGNO (*)	-	44	44	44	44	44	44	44	74	74	74	74
CAPACITÀ CONCORRENTE SUD (**)	19,6	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,9	31,9	31,9	31,9
<b>TOTALE SUD (max contemporanea) (***)</b>	<b>123,4</b>	<b>123,4</b>	<b>123,4</b>	<b>123,4</b>	<b>123,4</b>	<b>123,4</b>	<b>123,4</b>	<b>123,4</b>	<b>150</b>	<b>150</b>	<b>150</b>	<b>150</b>
GNL PANIGAGLIA	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
GNL CAVARZERE	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
GNL LIVORNO	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
<b>TOTALE CENTRO</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>	<b>54,4</b>
PASSO GRIES	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
TARVISIO	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
GORIZIA	2	2	2	2	2	6	6	6	6	6	6	6
<b>TOTALE NORD</b>	<b>168</b>	<b>168</b>	<b>168</b>	<b>168</b>	<b>168</b>	<b>172</b>	<b>172</b>	<b>172</b>	<b>172</b>	<b>172</b>	<b>172</b>	<b>172</b>
<b>CAPACITÀ TOTALE</b>	<b>345,8</b>	<b>345,8</b>	<b>345,8</b>	<b>345,8</b>	<b>345,8</b>	<b>349,8</b>	<b>349,8</b>	<b>349,8</b>	<b>376,4</b>	<b>376,4</b>	<b>376,4</b>	<b>376,4</b>

\* Capacità di trasporto massima che comprende la capacità concorrente

(\*\*) Capacità concorrente sui punti di entrata di Mazara del Vallo, Gela e 1a iniziativa da Sud ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete

(\*\*\*) Poiché il conferimento della Capacità Concorrente su uno dei punti di entrata da Sud (Mazara, Gela, Melendugno) riduce di eguale valore la capacità disponibile sugli altri punti, la Capacità Totale esclude la Capacità Concorrente.

Il dettaglio della capacità di esportazione è riportato nella tabella 19.

**TABELLA 19: CAPACITÀ CONTINUA DI ESPORTAZIONE 2019 – 2040**

MILIONI DI SMC/GIORNO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2028	2030	2035	2040
PASSO GRIES (*)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
TARVISIO (*)	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
CAPACITÀ CONCORRENTE (**)	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
<b>CAPACITÀ MASSIMA CONTEMPORANEA (P.GRIES + TARVISIO)</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>
GORIZIA	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	6	6	6	6	6	6	6
BIZZARONE, SAN MARINO	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
NUOVA INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA							0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
<b>CAPACITÀ TOTALE</b>	<b>46,0</b>	<b>46,0</b>	<b>46,0</b>	<b>46,0</b>	<b>46,0</b>	<b>47,6</b>	<b>47,9</b>	<b>47,9</b>	<b>47,9</b>	<b>47,9</b>	<b>47,9</b>	<b>47,9</b>

\* Capacità di trasporto massima che comprende la capacità concorrente

\*\* Capacità che può essere conferita nei punti di Tarvisio e/o Passo Gries secondo quanto indicato nel Codice di Rete, Capitolo 5, Paragrafo 3

## CRITERI DI PROGETTAZIONE E TUTELA DELL'AMBIENTE

Snam Rete Gas progetta le sue opere in base alle normative vigenti ed a best practice tecniche che tengono conto dei vincoli ambientali ed urbanistici insistenti sul territorio. In particolare, i tracciati dei gasdotti vengono studiati cercando di ridurre al minimo l'impatto ambientale, evitando il più possibile il passaggio in aree importanti o sensibili per la loro ecologia, quali parchi, aree naturali protette, Siti Natura 2000 (ZPS, zone a protezione speciale e SIC, siti di interesse comunitario), in aree di particolare pregio paesaggistico e di interesse archeologico. Inoltre ai fini della sicurezza, si evitano aree geologicamente instabili, interessate da dissesti idrogeologici, e aree fortemente antropizzate. La progettazione dei gasdotti valuta sempre più alternative di tracciato, scegliendo la soluzione migliore in termini di sostenibilità ambientale. In particolare per le opere soggette a valutazione di impatto ambientale nazionale o regionale, la normativa vigente in materia ambientale, D.lgs. 152/2006 e s.m.i., prevede tra l'altro che *“lo studio di impatto ambientale contiene una descrizione delle principali alternative prese in esame dal proponente, ivi compresa la cosiddetta opzione zero con indicazione delle principali ragioni della scelta”*.

Durante le fasi procedurali finalizzate all'ottenimento delle autorizzazioni, possono essere studiate delle minime varianti locali per soddisfare particolari esigenze in materia urbanistica degli Enti locali. Tenuto conto di quanto sopra esposto, si evidenzia che i progetti illustrati nel piano rappresentano la

sintesi di tutte le analisi effettuate al fine di minimizzare l'impatto sul territorio e si configurano come le migliori soluzioni progettuali realizzabili.

## CRITICITÀ E CONGESTIONI DELLA RETE

Ad oggi la rete di trasporto risulta avere un buon grado di flessibilità e di magliatura che ne garantisce l'esercizio anche in condizioni di stress in caso di punta di prelievo. Alcune situazioni particolari sono prese in considerazione ai fini della valutazione dello stato della rete e al fine di valutare la necessità di eventuali interventi. Sulla rete nazionale di trasporto si è considerato uno scenario in cui il punto di entrata di Passo Gries, a causa di eventi indipendenti da Snam Rete Gas, possa avere un flusso in entrata pari a zero (situazione possibile sia per fattori di natura commerciale che tecnica e già verificatasi in passato) unitamente a una disponibilità degli stoccaggi gas dell'area nord occidentale che possa essere limitata facendo venire meno l'apporto di questa fonte. Anche in questa particolare condizione, grazie soprattutto alla realizzazione del progetto "Supporto al mercato nord – ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" che è stato messo in esercizio a settembre 2018 il sistema del gas italiano è in grado di garantire l'approvvigionamento del mercato considerato e pertanto risulta resiliente anche a tale evenienza.

Tenuto conto delle massime capacità da Mazara del Vallo, da Gela e delle nuove capacità in arrivo dal TAP, la rete di trasporto potrebbe in futuro risultare congestionata e pertanto sono stati pianificati i progetti "Potenziamento per nuove importazioni da sud - Linea Adriatica" e "Metanodotto Matagiola – Massafra" che congiuntamente sono funzionali ad ulteriori richieste di capacità dal centro sud.

Inoltre per prevenire eventuali congestioni future del sistema di trasporto in funzione di ulteriori nuovi punti di entrata sono stati studiati i progetti "Ulteriori potenziamenti a sud" e "Potenziamenti da nord est" che permetteranno di garantire il trasporto di eventuali nuovi quantitativi.

La situazione più critica sulla rete di trasporto nazionale si ha in relazione al trasporto dei flussi di gas provenienti dallo stoccaggio di Fiume Treste. L'infrastruttura attuale non è infatti in grado di trasportare i flussi provenienti dallo stoccaggio nel caso in cui vengano erogate le capacità di punta, limitando di fatto un'importante fonte di flessibilità del sistema italiano. Snam Rete Gas ha già pianificato la realizzazione della centrale di Sulmona mediante la quale potranno essere eliminati i colli di bottiglia esistenti.

Per quanto riguarda la rete regionale sono state prese in considerazione una serie di situazioni di trasporto per le quali risulta necessario intervenire con la realizzazione di nuove infrastrutture, su aree più o meno circoscritte, al fine di:

1. creare nuova capacità di trasporto, allo scopo di sostenere nel medio-lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale, registrati in una determinata area;
2. potenziare (e/o estendere, nel caso di un nuovo bacino d'utenza) la rete a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto.

## PROGETTI DI POTENZIAMENTO DELLA RETE NAZIONALE

La rete nazionale è formata da metanodotti di grandi dimensioni e dai relativi impianti ausiliari che trasportano il gas dai punti di entrata del sistema, importazioni e principali produzioni nazionali, ai punti di uscita verso la rete regionale e presso le strutture di stoccaggio.

I principali progetti di rete nazionale compresi nel piano rispondono principalmente a esigenze di potenziamento delle infrastrutture per la creazione di nuova capacità di importazione e di esportazione, come illustrato nella figura seguente.

Nel prosieguo del documento sono descritte le finalità e le caratteristiche delle opere più significative che vengono maggiormente dettagliate nelle schede in allegato 4.

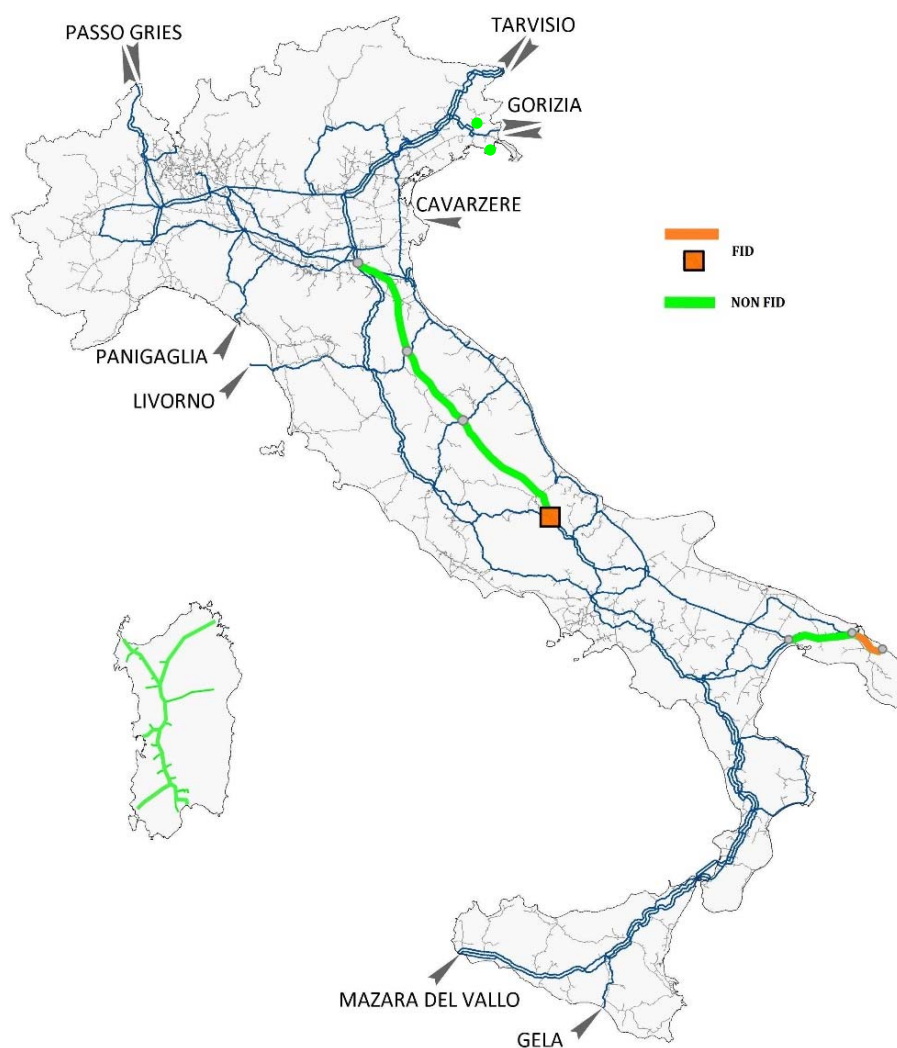
L'avvio delle fasi realizzative dei progetti è comunque subordinato all'assunzione degli impegni contrattuali di utilizzo delle capacità di trasporto, secondo le procedure di accesso alla rete di trasporto indicate nel Codice di Rete di Snam Rete Gas o nella normativa di fattispecie.

Gli sviluppi previsti da Snam Rete Gas, a meno dei collegamenti iniziali alla rete, non sono necessariamente legati a specifici progetti di importazione.

I progetti di sviluppo riportati nel piano sono infatti finalizzati creare capacità incrementale per trasportare nuovi flussi di gas provenienti sia da Sud, sia da Nord-Est.

Per il dimensionamento degli interventi e in particolare per il calcolo della nuova capacità di trasporto, Snam Rete Gas fa invece riferimento a specifici progetti di importazione e tiene conto di diversi scenari giornalieri di mercato derivati dalle previsioni di domanda e offerta nel periodo decennale. In particolare, per il dimensionamento degli interventi sulle dorsali di importazione, si assume di norma la stagione estiva (vedi Allegato 1), ovvero quella caratterizzata da prelievi ridotti, come condizione cautelativa di progetto. Tale approccio è mirato a garantire il corretto dimensionamento dei progetti pur preservando la generalità degli obiettivi degli stessi.

FIGURA 6: PRINCIPALI PROGETTI DI SVILUPPO NELL'ARCO TEMPORALE DEL PIANO



## PROGETTI DI SVILUPPO PRIORITARI

Nella tabella 20 sono indicati i progetti ritenuti prioritari. Il progetto “Interconnessione TAP” risulta prioritario nell’ottica di incrementare la sicurezza di approvvigionamento del sistema italiano, la concorrenza e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento e in funzione degli impegni contrattuali assunti con gli shipper.

TABELLA 20: PROGETTI DI SVILUPPO PRIORITARI

DENOMINAZIONE INIZIATIVA	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DECISIONE FINALE D’INVESTIMENTO
INTERCONNESSIONE TAP	2020	SI

## ULTERIORI PROGETTI DI SVILUPPO

Nella tabella 21 sono indicati i progetti previsti successivamente al triennio 2019-2021.

TABELLA 21: ULTERIORI PROGETTI DI SVILUPPO

DENOMINAZIONE INIZIATIVA	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DECISIONE FINALE D'INVESTIMENTO
INTERCONNESSIONE CON MALTA	2024	NO
POTENZIAMENTO IMPIANTO DI GORIZIA	2024	NO
CENTRALE DI MALBORGHETTO DUAL FUEL	2024	SI
CENTRALE DI POGGIO RENATICO DUAL FUEL	2024	NO
CENTRALE DI MESSINA DUAL FUEL	2025	NO
INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA	2025	NO
POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD ("LINEA ADRIATICA")	2027	NO
MET. MATAGIOLA-MASSAFRA	2027	NO
POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST	FUORI PIANO	NO
ULTERIORI POTENZIAMENTI SUD	FUORI PIANO	NO

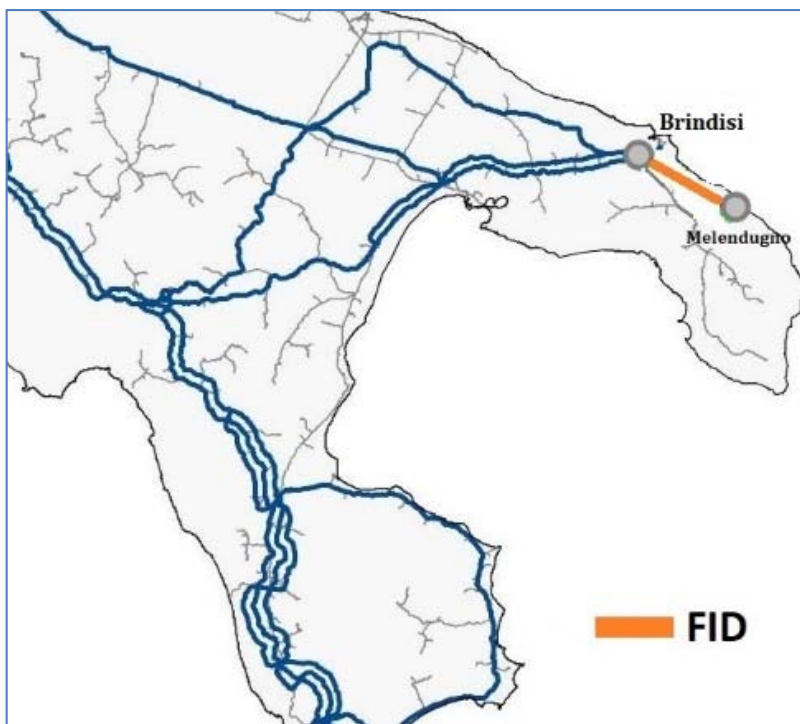
Nei paragrafi seguenti sono descritte le finalità e le motivazioni alla base delle scelte di pianificazione di ciascun progetto ed i relativi principali contenuti tecnici e tempi di messa in esercizio.

## INTERCONNESSIONE TAP

In data 21/09/2016, Snam Rete Gas ha avviato la procedura aperta prevista dalla delibera ARG/GAS 2/10, a seguito della “Prima Richiesta di accesso alla Rete Nazionale di Gasdotti” relativa ad un punto di entrata a Melendugno. Snam ha di conseguenza elaborato il progetto e formalizzato la proposta di conferimento che è stata accettata nel settembre 2018 dagli shipper i quali hanno definito i relativi contratti di trasporto. Come risultato della procedura, Snam Rete Gas ha preso la decisione finale di investimento per la realizzazione dell’opera.

Il progetto di Interconnessione TAP (DN1400 – 55 km) è funzionale al collegamento della nuova infrastruttura di importazione TAP, prevista in arrivo a Melendugno, con la rete nazionale esistente presso Brindisi, rendendo disponibile una capacità massima in ingresso pari a circa 44 MSm<sup>3</sup>/g senza incrementare la capacità complessiva del sistema da Sud. L’entrata in esercizio complessiva del progetto è programmata per l’anno 2020. Il progetto "Interconnessione TAP" è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2018 di ENTSOG con il codice identificativo TRA-F-1193 ed è rappresentato nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor". Il progetto risulta infine far parte della 4° lista PCI adottata dalla Commissione assieme al progetto TAP (codice 7.1.3).

FIGURA 7: INTERCONNESSIONE TAP





## METANIZZAZIONE SARDEGNA

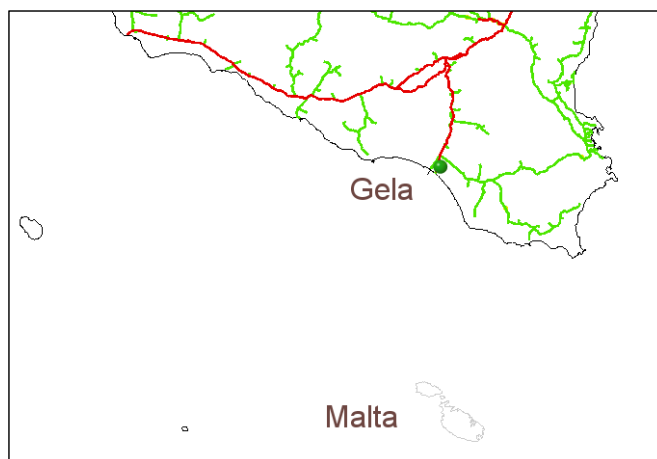
Snam Rete Gas e SGI hanno siglato un accordo per la costituzione di un nuovo operatore di trasporto partecipato da entrambe le società con il compito di realizzare ed esercire la rete di trasporto gas prevista per la metanizzazione della regione Sardegna. E' stata costituita a tale scopo la società Enura che svilupperà il proprio Piano decennale 2019-2028 e pertanto si rimanda a tale documento per tutte le informazioni relative al progetto di metanizzazione della Sardegna.

Si evidenzia inoltre che la società Galsi S.p.A., nell'ambito della raccolta informazioni su potenziali progetti che impattano il territorio italiano, ha segnalato a Snam Rete Gas il progetto di collegamento Algeria-Italia via Sardegna (come riportato in Allegato 2). Snam Rete Gas sottolinea che non ha pianificato all'interno del proprio Piano decennale nessuna opera funzionale ad interconnettere il progetto Galsi né con la rete di trasporto di cui è gestore nell'Italia continentale, né con la rete pianificata sul territorio sardo attraverso la società Enura.

## INTERCONNESSIONE MALTA

Il progetto di connessione di Malta alla rete Europea del gas, proposto dal Governo Maltese, è stato incluso nelle prime 3 liste dei Progetti di Interesse Comune e risulta confermato anche nella 4° lista PCI adottata dalla Commissione Europea. Snam Rete Gas ha avviato un'attività di coordinamento con la costituita società di trasporto Melita TransGas al fine di individuare gli interventi necessari sulla propria rete di trasporto. E' stato pertanto incluso nel Piano decennale di Snam Rete Gas il progetto "Interconnessione Malta" che consiste nella realizzazione presso Gela di un nuovo impianto di interconnessione e misura. Tale intervento consentirà di rendere disponibile una capacità di trasporto in uscita dalla rete nazionale pari a circa 5,3 MSmc/g. Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta all'esito procedura di capacità incrementale tuttora in corso.

FIGURA 8: INTERCONNESSIONE CON MALTA

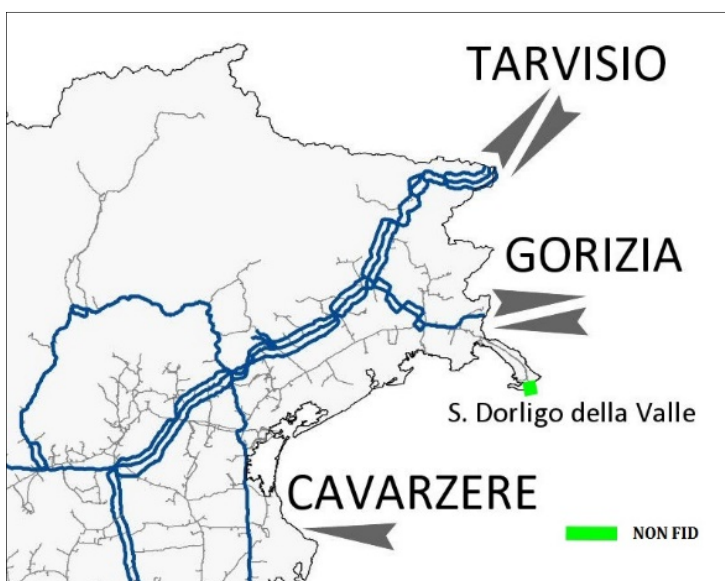


## INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA

Alla luce dei piani di sviluppo del consumo di gas naturale nell'area di Koper e tenendo conto degli obiettivi della direttiva europea n. 2009/73/CE e delle infrastrutture già presenti in tale area, il MiSE italiano e il Ministero delle infrastrutture sloveno hanno convenuto sull'opportunità di realizzare una nuova interconnessione tra le reti di Snam Rete Gas e di Plinovodi (il gestore del trasporto sloveno) nell'area di San Dorligo della Valle – Osp e supportano la partecipazione delle due società nella proposta di un progetto di interconnessione coordinato.

Snam Rete Gas e Plinovodi hanno predisposto un accordo tecnico tramite il quale definiscono e concordano i principali elementi tecnici del progetto, quali la capacità di trasporto considerata ai fini del dimensionamento, il diametro del metanodotto, la pressione minima contrattuale nel punto di interconnessione e la pressione massima di esercizio. In base all'accordo, il progetto prevede una nuova capacità presso il punto di uscita dalla rete nazionale di San Dorligo della Valle di circa 0,3 MSm<sup>3</sup>/g. Non è ancora stata presa la decisione finale d'investimento e al momento l'entrata in esercizio è programmata per l'anno 2025. Nell'ambito di un progetto coordinato, nel mese di novembre 2014 Snam Rete Gas e Plinovodi hanno avviato una consultazione di mercato al fine di raccogliere le manifestazioni di interesse non vincolanti dagli operatori/utenti interessati alla realizzazione di capacità in uscita dalla rete Snam Rete Gas e in entrata nella rete di Plinovodi presso il nuovo punto di interconnessione. Il periodo per l'invio delle manifestazioni di interesse si è concluso in dicembre 2014; la decisione finale d'investimento è subordinata all'avvio e all'esito del processo di conferimento di capacità di trasporto presso il punto. Il progetto "Interconnessione con la Slovenia" è incluso nel TYNDP 2017- 2026 di ENTSG, nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2018 di ENTSG e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-354.

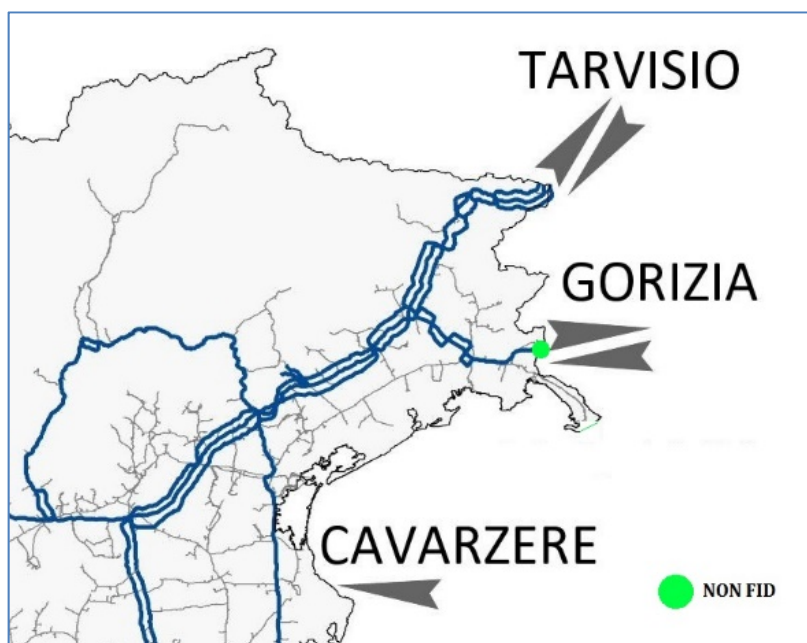
FIGURA 9: INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA



## POTENZIAMENTO IMPIANTO DI GORIZIA

Il Trasportatore Sloveno, Plinovodi mediante il progetto avente codice TRA-N-112 nel TYNDP 2017-2026 di ENTSOG e quello Ungherese FGSZ mediante il progetto avente codice TRA-N-325 pianificano un'interconnessione fra i due paesi. Un possibile sviluppo del corridoio Ungaro-Sloveno determinerebbe l'incremento di capacità bidirezionale presso il punto di interconnessione di Gorizia. Snam Rete Gas, anche a seguito di una richiesta non vincolante di capacità incrementale sul punto di Gorizia pervenuta a Plinovodi e FGSZ si sta coordinando con i due operatori per favorire la creazione di questo nuovo corridoio. Il progetto prevede un intervento circoscritto alla sola sezione di misura dell'impianto Gorizia per accrescere la capacità del punto di entrata fino a 6 MSm<sup>3</sup>/g in entrambe le direzioni di flusso. Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta all'esito delle relative aste di capacità incrementale. Il progetto "Potenziamento impianto di Gorizia" è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2018 di ENTSOG con il codice identificativo TRA-N-1227. Il corridoio Ungheria-Slovenia-Italia risulta far parte della 4° lista PCI adottata dalla Commissione (codice 6.23).

FIGURA 10: POTENZIAMENTO IMPIANTO DI GORIZIA



## POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD (LINEA ADRIATICA)

Snam Rete Gas considera lo sviluppo di nuove importazioni da Sud un elemento strategico per una maggiore diversificazione delle fonti, per un incremento della competitività del mercato del gas e per una maggiore sicurezza dell'intero sistema di trasporto Nazionale. Pertanto Snam Rete Gas ha pianificato la realizzazione del progetto "Potenziamento per nuove importazioni da sud" volto a garantire il raggiungimento degli obiettivi appena esposti che si compone delle opere descritte di seguito.

### Linea Adriatica

Tale progetto consentirà di rendere disponibile nuova capacità di trasporto per circa 24 MSm<sup>3</sup>/g dai punti di entrata da Sud. Il progetto comprende la costruzione di circa 430 km di nuova linea di diametro DN1200 lungo la direttrice Sud – Nord e il potenziamento dell'impianto di compressione di Sulmona per circa 33 MW. La Linea Adriatica è funzionale al trasporto di quantitativi di gas provenienti da eventuali nuove iniziative di approvvigionamento dalla Sicilia e dal medio Adriatico. La Linea Adriatica può essere vista come uno sviluppo che ha carattere di generalità e che consente di potenziare le capacità della direttrice di importazione da Sud, favorendo l'interconnessione di nuove iniziative di importazione che insistono sul Corridoio ad alta priorità delle reti energetiche "Southern Gas Corridor". Gli interventi di potenziamento della rete (metanodotti) necessari per il trasporto dei nuovi quantitativi di gas sono al momento in corso di acquisizione dei permessi.

Per il progetto "Nuova Centrale di Sulmona" è stata adottata una decisione finale di investimento e sono state acquisite le autorizzazioni necessarie alla costruzione.

Il progetto, infatti, garantisce un incremento delle portate trasportabili provenienti dall'erogazione dello stoccaggio di Fiume Treste. Lo sfruttamento della piena capacità erogativa di punta dello stoccaggio di Fiume Treste mette a disposizione del sistema italiano una maggiore flessibilità che potrebbe permettere un contenimento dei prezzi in caso di eventi che producano un mercato del gas particolarmente corto. La Centrale di Sulmona, oltre ad aumentare la flessibilità della rete italiana, permette inoltre di evitare costi in investimenti di sostituzione sulle altre centrali di compressione del sistema di trasporto.

FIGURA 11: POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD (LINEA ADRIATICA)



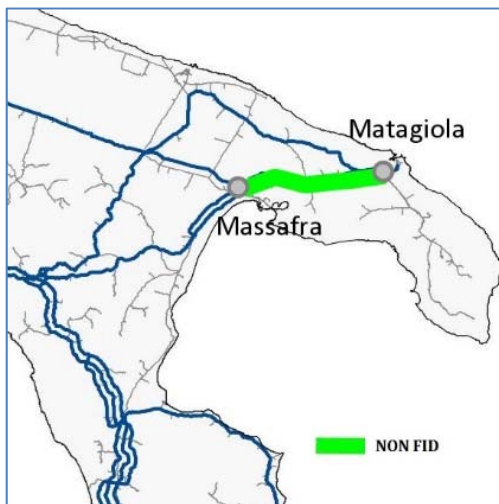
La "Linea Adriatica" è inclusa nel TYNDP 2018 di ENTSG, nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-007. Il progetto è inoltre inserito nella lista PIC della Commissione Europea del 23 novembre 2017 con n° 7.3.4, con l'obiettivo di portare in Europa nuovo gas dalle riserve del Mediterraneo Orientale ed è stato confermato nella quarta lista adottata dalla Commissione il 31 ottobre 2019 (codice PCI 7.3.4 esteso a comprendere anche il metanodotto Matagiola – Massafra). Snam Rete Gas, in conformità alla direttiva 2009/73/CE del 13 luglio 2009, tiene in considerazione tale progetto all'interno del piano e ne riconosce l'importanza ai fini della strategia energetica europea.

L'entrata in esercizio complessiva del progetto è programmata per l'anno 2027. Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta alle richieste di capacità incrementale in esenzione o in regime regolato che verranno avanzate su Punti di Entrata esistenti o da creare nel sud Italia. Si evidenzia che il progetto della Linea Adriatica è abilitante per più opportunità di nuove importazioni: l'Adriatica è infatti funzionale a importazioni dal Sud da differenti origini. A tal proposito, come descritto nel paragrafo "Procedura di capacità incrementale", si segnala che è in corso una procedura, in coordinamento con i trasportatori a monte, per creare nuova capacità di trasporto nel punto di entrata da Sud di Melendugno.

#### Metanodotto Matagiola-Massafra

Il nuovo metanodotto Matagiola – Massafra (DN1400 – 80 km) permetterà l'incremento della capacità massima dei punti di entrata della Puglia fino ad un massimo di 74 MSm<sup>3</sup>/g senza incrementare la capacità complessiva del sistema da Sud. Tale investimento è funzionale alle iniziative che insistono sulla rotta del Southern Gas Corridor (SGC). L'entrata in esercizio del progetto è programmata per l'anno 2027. Il progetto relativo al metanodotto "Matagiola – Massafra" è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2018 con il codice identificativo TRA-N-1195 ed è stato incluso nella quarta lista adottata dalla Commissione il 31 ottobre 2019 (codice PCI 7.3.4 assieme al progetto Linea Adriatica). Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta alle richieste di capacità incrementale in esenzione o in regime regolato che verranno avanzate su Punti di Entrata esistenti o da creare in Puglia.

FIGURA 12: METANODOTTO MATAGIOLA – MASSAFRA

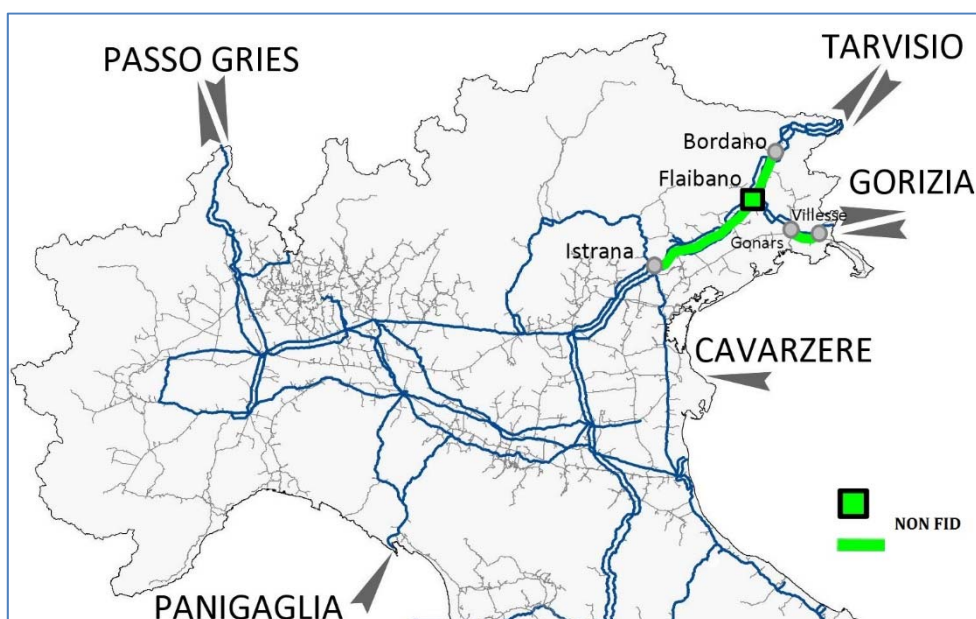




## POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST

Il progetto prevede la posa di nuovi gasdotti per l'incremento della capacità di trasporto da Nord – Est ed è incluso nel TYNDP 2017-2026 di ENTSOE, nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2018 e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-008. Le attività realizzative del progetto "Potenziamenti importazioni da Nord - Est", data l'indeterminatezza degli scenari di domanda e offerta, sono previste al di fuori del perimetro temporale del piano, pertanto il progetto è incluso nel documento limitatamente alle attività di ingegneria e acquisizione dei permessi.

FIGURA 13: POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST



## ULTERIORI POTENZIAMENTI A SUD

Il progetto prevede ulteriori potenziamenti di una serie di metanodotti e impianti lungo la direttrice Sud – Nord, per realizzare nuova capacità di trasporto in entrata da un eventuale nuovo punto di entrata da Sud relativo a nuovi progetti di importazione o GNL. Il progetto "Ulteriori potenziamenti a Sud" è incluso nel TYNDP 2017-2026 di ENTSOG nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2018 e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-009. Le attività realizzative del progetto "Ulteriori Potenziamenti a Sud", data l'indeterminatezza degli scenari di domanda e offerta, sono previste al di fuori del perimetro temporale del piano, pertanto il progetto è incluso nel documento limitatamente alle attività di ingegneria e acquisizione dei permessi.

FIGURA 14: ULTERIORI POTENZIAMENTI A SUD





## CENTRALI DI COMPRESSIONE DUAL FUEL

Snam Rete Gas ha pianificato l'installazione nelle proprie centrali di spinta di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori sui quali ad oggi sarebbe necessario intervenire per una sostituzione a seguito di vetustà delle macchine installate. Tale investimento ha come obiettivo quello di ridurre i consumi e le emissioni inquinanti per la compressione del gas. La realizzazione dello stesso va inoltre nella direzione dell'accoppiamento dei settori del gas e dell'elettricità (cosiddetto *sector coupling*) fornendo flessibilità per il bilanciamento della rete elettrica e garantendo la possibilità di integrare una maggior quantità di produzione elettrica rinnovabile.

In particolare sono state pianificate:

- l'installazione di due elettrocompressori da 12 MW nella centrale di Malborghetto in sostituzione di due unità esistenti a gas da 12 MW
- l'installazione di un elettrocompressore da 15 MW nella centrale di Poggio Renatico in sostituzione di una unità esistente a gas da 12 MW
- l'installazione di due elettrocompressori da 12 MW nella centrale di Messina in sostituzione di una unità esistente a gas da 25 MW.

Per tali progetti è stata effettuata un'analisi costi benefici riportata in allegato 4.

Oltre a tali progetti esplicitati nel presente documento, Snam sta allargando il perimetro di studio coinvolgendo anche le centrali di compressione dei siti di stoccaggi di Minerbio, Fiume Treste e Settala per un totale di ulteriori 45 MW elettrici.

## ALTRI PROGETTI DI INTERESSE COMUNE INERENTI LA RETE NAZIONALE

I progetti pianificati da Snam Rete Gas nel periodo decennale tengono conto degli sviluppi inclusi nella lista dei PIC, presentata il 23 novembre 2017 dalla Commissione Europea. Con riferimento ai progetti PIC presentati nella tabella 17 per i quali non si trova un riscontro diretto nel piano, Snam Rete Gas è comunque predisposta per attuare gli interventi necessari a garantire il trasporto dei quantitativi indicati, allorquando lo stato di avanzamento del progetto prefiguri un effettivo impegno alla sua realizzazione.

## PROGETTI DI POTENZIAMENTO DELLA RETE REGIONALE

La rete regionale è costituita da infrastrutture di estensione interregionale, regionale e locale, spesso magliate, alimentate da uno o più punti di immissione dalla rete nazionale. L'esigenza di potenziamento e sviluppo della rete regionale è conseguente alle seguenti necessità:

- potenziare la rete per creare nuova capacità di trasporto, allo scopo di sostenere nel medio lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale, registrati in una determinata area;
- realizzare di nuovi allacciamenti alla rete esistente, funzionali a consentire la riconsegna del gas naturale a nuovi siti industriali, a reti di distribuzione o reti di trasporto di gestori terzi, ovvero consentire l'immissione in rete di gas naturale di origine fossile o da biometano;
- potenziare (e/o estendere, nel caso di un nuovo bacino d'utenza) la rete a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto.

Ai fini del dimensionamento delle suddette esigenze di potenziamento, viene considerata la domanda di picco in condizioni climatiche invernali, tali condizioni infatti caratterizzano fortemente i prelievi delle reti di distribuzione urbana. Tali valutazioni sono effettuate in quanto le infrastrutture di rete regionale, essendo più prossime ai punti di prelievo finale del gas naturale, sono maggiormente sollecitate dalle dinamiche del mercato. Per i nuovi punti di immissione in rete vengono invece considerate condizioni di minimo mercato, al fine di verificare anche in tali condizioni la possibilità di assorbimento dei volumi immessi.

Le soluzioni tecniche individuate tengono conto di eventuali sinergie con esigenze di adeguamento della rete esistente al fine di ottimizzare i costi complessivi.

Le principali opere di potenziamento e di estensione della rete regionale, comprese nel piano, sono ubicate nell'area della Lombardia, della Campania e della Calabria e sono descritte nei paragrafi seguenti. In particolare in Calabria è prevista l'ultima fase realizzativa a conclusione delle numerose opere di estensione della rete già messe in esercizio nell'ambito del programma di metanizzazione della regione.

L'elenco completo di tutti i progetti di potenziamento della Rete Regionale, ivi compresi i nuovi allacciamenti, è riportato in allegato 3.

Nel suddetto allegato si dà evidenza anche dei progetti inclusi nel Piano 2018, programmati in avvio in anni successivi al primo (non FID), per i quali, a fronte di un aggiornamento delle valutazioni sottese alla loro individuazione, ne è stata decisa l'eliminazione dal nuovo piano, essendo venute meno le esigenze di potenziamento infrastrutturale nelle relative aree. Tra questi si segnalano in particolare i seguenti interventi, con costo di investimento superiore ai 5 milioni di Euro:

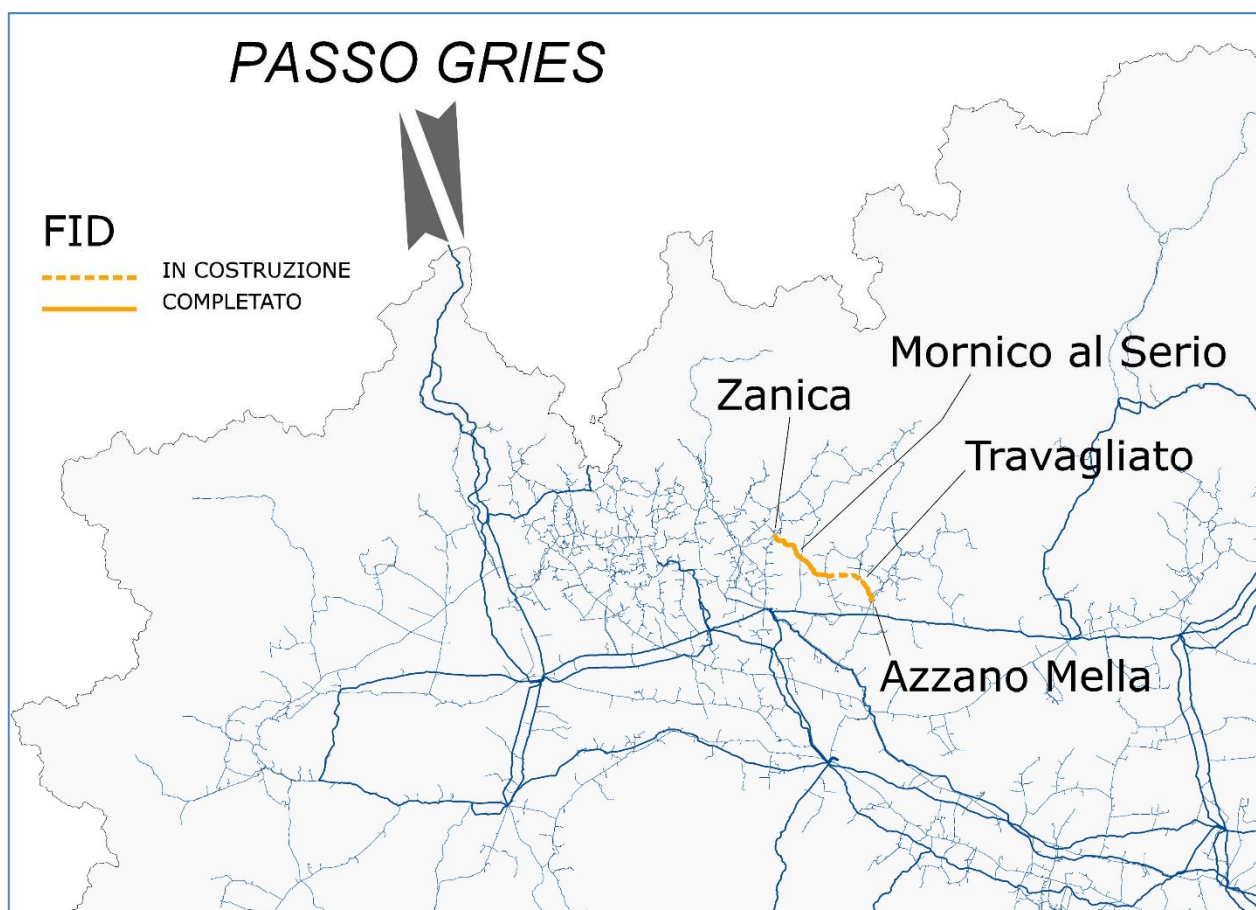
- Derivazione per Rezzato 2° tratto
- Metanodotto Cazzano S. Andrea – Clusone
- Pot. Der. Pinerolo – Villarperosa
- Metanodotto Vernole - S. Donato di Lecce
- Pot. Derivazione per Udine Est

## POTENZIAMENTI IN LOMBARDIA

Sulla rete regionale della Lombardia sono stati pianificati, e in larga parte già realizzati, alcuni importanti interventi di potenziamento che consentono di adeguare le prestazioni delle strutture di trasporto regionale, alle esigenze del mercato del gas naturale.

Nella zona Centro Orientale sono previsti interventi di sviluppo nell'area compresa tra Azzano Mella (BS) e Zanica (BG). Ad oggi, a completamento della suddetta struttura di trasporto, è in corso di realizzazione il tratto Chiari-Travagliato (13,5 km).

FIGURA 15: POTENZIAMENTO IN LOMBARDIA



## COLLEGAMENTO PIETRAVAIRANO - PIGNATARO MAGGIORE

Nella Regione Campania è prevista la realizzazione di un nuovo metanodotto di circa 25 km con partenza dal metanodotto Transmediterraneo “A” ed arrivo sul metanodotto Melizzano – Cisterna. Il nuovo collegamento consentirà di potenziare quest’ultimo metanodotto sulla tratta Melizzano – Pignataro Maggiore, funzionale alla fornitura del gas naturale ad una pluralità di punti di riconsegna tra i quali si evidenziano due centrali termoelettriche ed il mercato dell’area metropolitana di Napoli, ripristinando assetti di trasporto in linea con i criteri di affidabilità e flessibilità richiesti.

Consentirà inoltre di incrementare la sicurezza dell’approvvigionamento del gas naturale, in quanto la nuova infrastruttura si configura quale una seconda alimentazione per i suddetti mercati, potendone garantire la fornitura anche in caso di indisponibilità dell’alimentazione da Melizzano.

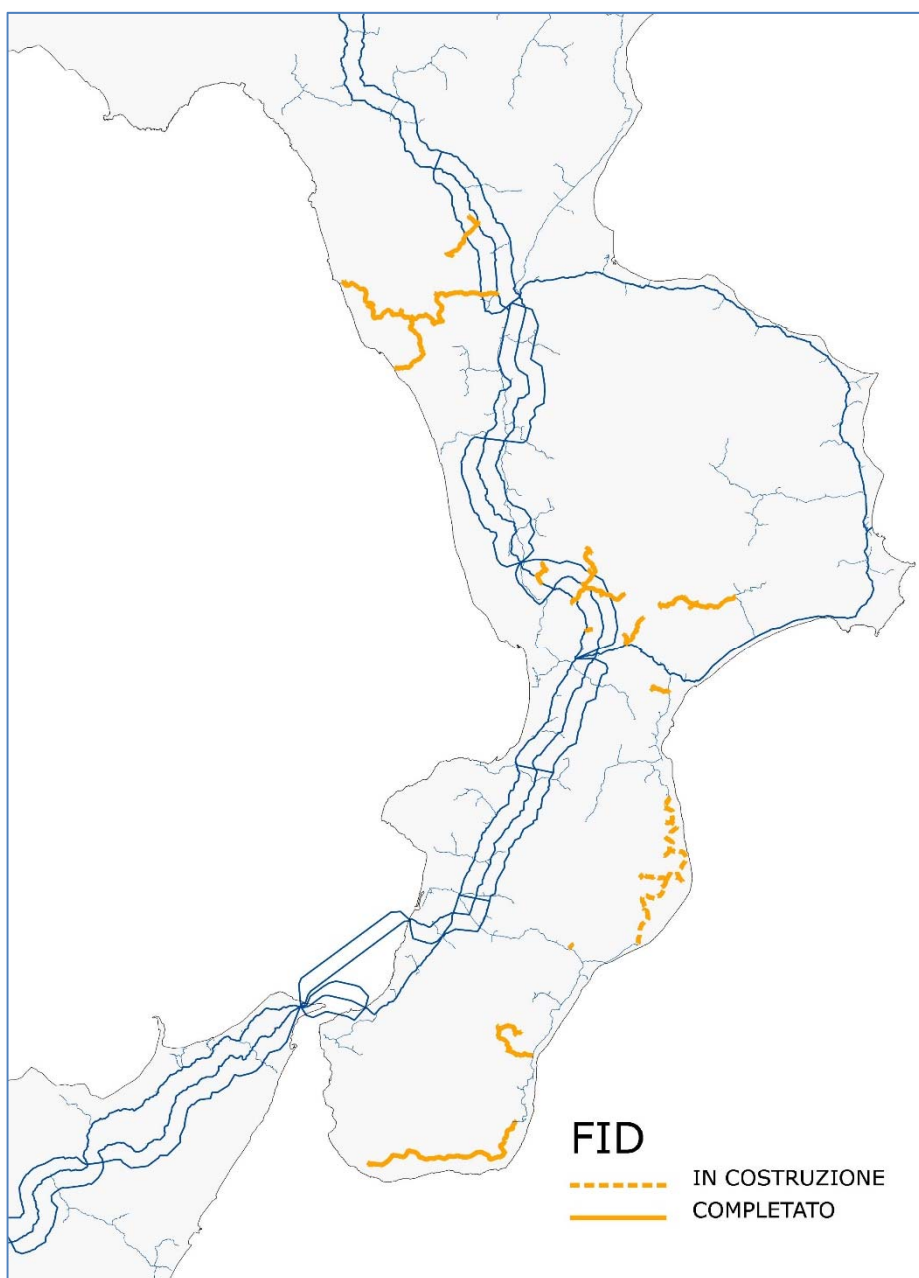
FIGURA 16: COLLEGAMENTO PIETRAVAIRANO – PIGNATARO MAGGIORE



## METANIZZAZIONE DELLA REGIONE CALABRIA

Sull'intero territorio della Regione Calabria è prevista la realizzazione di opere per il completamento della metanizzazione della Regione a seguito della stipula da parte delle imprese di distribuzione dei contratti di allacciamento alla rete di metanodotti di Snam Rete Gas. Tali opere, che prevedono la costruzione di metanodotti per circa 310 km complessivi, comprendono 17 adduttori (di cui 15 già realizzati) al servizio di 62 punti di riconsegna (di cui 59 già realizzati).

FIGURA 17: METANIZZAZIONE DELLA REGIONE CALABRIA



## ALTRI PROGETTI DI RETE REGIONALE

Nell'ambito del coordinamento con il gestore del trasporto di Rete Regionale Retragas è stata avviata un'analisi finalizzata a valutare le esigenze di interventi infrastrutturali sulla rete di trasporto di Snam Rete Gas a fronte del progetto pianificato da Retragas di metanizzazione dell'area delle Valli Giudicarie, in Trentino. A tal proposito è stata avviata un'attività di coordinamento a tre, con il coinvolgimento anche della Provincia Autonoma di Trento che si occuperà del procedimento di assegnazione delle concessioni alle imprese di distribuzione. Snam Rete Gas è disponibile a proseguire l'attività di coordinamento tra le parti interessate ed eventualmente a pianificare nelle prossime edizioni dei piani decennali gli interventi necessari sulla propria rete allorquando lo stato di maturità del progetto e la relativa analisi costi benefici evidenzino uno stato di avanzamento positivo. Nello specifico, ad oggi, sono state condivise con Retragas le valutazioni preliminari in termini di costi di investimento relativi alle opere di potenziamento della rete Snam Rete Gas necessarie a fronte dei quantitativi aggiuntivi di gas naturale per il mercato del Trentino.

## PROGETTI DI ALLACCIAMENTO

Secondo quanto previsto dal decreto 164/2000 "Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144." Snam Rete Gas quale impresa che svolge attività di trasporto e dispacciamento è tenuta *"ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema di cui esse dispongono abbia idonea capacità, e purché le opere necessarie all'allacciamento dell'utente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili"*. I progetti di allacciamento, a seconda dell'infrastruttura allacciata e delle dimensioni dell'infrastruttura di allacciamento, possono fare parte della Rete Nazionale dei Gasdotti o della Rete Regionale dei Gasdotti. All'interno del piano decennale sono di conseguenza inseriti i progetti di allacciamento che ricadono all'interno dell'arco temporale del Piano.

Nel contesto dei progetti di allacciamento, particolare importanza ricoprono gli investimenti relativi all'interconnessione delle produzioni di biometano che costituiscono una percentuale importante della spesa di piano dedicata a questa tipologia di progetti. Tali progetti sono stati inseriti come aggregato nella lista dei progetti che verranno considerati nel TYNDP 2018-2027 con codice identificativo TRA-N-1265, mentre sono riportati puntualmente nel successivo allegato 3.

## PROGETTI DI MANTENIMENTO

Oltre ai progetti di sviluppo della rete, Snam Rete Gas provvede a programmare e realizzare le opere necessarie per il mantenimento dei metanodotti e degli impianti esistenti al fine di assicurare il servizio di trasporto attraverso un sistema sicuro, efficiente ed in linea con le moderne tecnologie costruttive.

Tra i suddetti progetti di mantenimento di cui si fornisce una descrizione all'interno del Piano sono considerate le seguenti tipologie di intervento:



- progetti finalizzati a garantire l'esercizio in sicurezza della rete di trasporto del gas. Tali progetti prevedono la sostituzione dei metanodotti esistenti lungo la stessa direttrice (o il futuro esercizio a pressione ridotta, ove ciò sia compatibile con le prestazioni richieste in termini di capacità di trasporto) secondo le più recenti tecnologie applicate alla posa dei gasdotti e alla produzione dell'acciaio al fine di continuare a garantire l'esercizio in sicurezza della rete in aree ove le infrastrutture di trasporto risultano ancora necessarie per l'alimentazione delle utenze sia di tipo civile che industriale. Per i principali progetti appartenenti a tale tipologia si riporta in allegato 6 una scheda di dettaglio con evidenza della domanda servita da ciascuno;
- progetti finalizzati alla continuità di esercizio. La continuità di esercizio è la capacità del sistema di garantire la disponibilità del servizio di trasporto gas dei punti di entrata e uscita della rete al fine di preservare la fornitura dei clienti finali e l'approvvigionamento del gas necessario al bilanciamento del sistema. Per tutti i progetti appartenenti a tale tipologia che rientrano nelle soglie di investimento per l'applicazione dell'analisi economica dei costi e dei benefici, viene riportata una scheda di dettaglio corredata dall'analisi costi benefici in allegato 5.

## COSTI E FINANZIAMENTI

L'ammontare di spesa di investimento complessivamente prevista nello scenario di Piano dal 2019 al 2028 per i progetti di sviluppo ammonta a circa 2,9 miliardi di euro. Nella seguente tabella è riportata la spesa prevista nei primi cinque anni di piano:

**TABELLA 22: COSTI PROGETTI (M€)**

	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2028
Interventi di sviluppo	227	210	137	88	97	2.936
Interventi di mantenimento	285	265	267	248	258	3.084
Interventi per sicurezza	170	326	486	588	522	3.458
Altro	125	158	165	158	93	1.451
<b>TOTALE</b>	<b>808</b>	<b>959</b>	<b>1.055</b>	<b>1.083</b>	<b>970</b>	<b>10.929</b>

I progetti previsti saranno finanziati sia con mezzi propri, incluso l'utilizzo dei flussi di cassa da attività operativa, sia con ricorso, per il tramite della controllante Snam, a capitale di debito, attraverso emissione di prestiti obbligazionari, finanziamenti da parte di istituti di credito o finanziamenti di scopo erogati da organismi finanziari nazionali o internazionali (ad es.: BEI, CDP, ecc.) ovvero attraverso il regime di contribuzione, ove previsto e secondo le regole in essere, a carico di enti pubblici (italiani o comunitari) o dei soggetti beneficiari.

## ANALISI COSTI - BENEFICI

L'analisi Costi-Benefici è stata eseguita tenendo conto dei criteri indicati nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" approvato dall'ARERA con la delibera 230/2019/R/Gas e pubblicato sul sito Snam. I risultati della stessa sono riportati nelle schede specifiche di ogni intervento all'interno dell'allegato 4.

### DETERMINAZIONE DEI COSTI

Per tutti i progetti sono stati utilizzati i costi determinati come indicato nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" approvato dall'ARERA con la delibera 230/2019/R/Gas e pubblicato sul sito Snam.

### DETERMINAZIONE DEI BENEFICI

#### *MODELLI DI SIMULAZIONE*

Per la determinazione delle capacità e per le analisi relative al calcolo dei benefici sono stati usati i seguenti modelli di simulazione:

- **Modello per la simulazione idraulica della rete:** Il modello utilizzato è SIRE 2000 ed è descritto approfonditamente nell'allegato 1. Tale modello è stato utilizzato per la determinazione delle capacità incrementali di trasporto dei singoli progetti e per la determinazione degli effetti sulla rete di indisponibilità infrastrutturali o di domanda di picco per investimenti che coinvolgono porzioni circoscritte del mercato gas prevalentemente riferite alla rete regionale.
- **Modello per la definizione dei flussi e dei prezzi all'ingrosso del gas:** Il modello utilizzato è stato fornito dalla società Poyry ed è denominato Pegasus 3. Tale modello è stato utilizzato con il fine di determinare proiezioni di dispacciamento e di prezzo all'ingrosso gas in Italia e nel resto d'Europa per la determinazione dei benefici B1 e B3 relativi a investimenti che hanno impatto sulle fonti di approvvigionamento italiane, quindi sviluppi della rete nazionale dei gasdotti. Pegasus 3 è un modello paneuropeo e statunitense che permette di simulare con granularità giornaliera numerose zone di mercato del mondo. Tali simulazioni si basano sull'interazione tra offerta e domanda su base giornaliera in 31 zone, consentendo di avere un elevato dettaglio in termini di output. Il modello, inoltre, include nelle simulazioni le tariffe di trasporto, i flussi di GNL, i flussi in iniezione/erogazione in/da stoccaggio e i profili meteorologici, e quindi di domanda, rendendo i risultati delle analisi quanto più aderenti alla realtà. Pegasus 3 è un modello di ottimizzazione basato su una tecnica di programmazione lineare (LP), che permette di trovare una soluzione di ottimo economico per la fornitura di gas a livello globale per ciascun anno di analisi. La soluzione è soggetta a una serie di vincoli, come capacità dei gasdotti, dei terminali GNL, capacità di interconnessione e limiti di iniezione/erogazione degli stoccaggi, nonché di vincoli contrattuali di prelievo di medio/lungo termine. Il modello consente inoltre di modificare le variabili di input creando scenari ad hoc, opportunamente tarati sulla base delle ipotesi più attendibili. In particolare, lo strumento consente di aggiungere o modificare infrastrutture gas,



stimando l'impatto di tali modifiche sul mercato nazionale ed europeo. Gli output del modello sono il risultato di una complessa elaborazione di numerosi input contenuti in un database multidimensionale (tempo, costi, capacità, ecc.) basato anche su parametri macroeconomici e climatici (ad esempio temperature). Nel caso in oggetto sono stati estratti dal modello Pegasus 3 le proiezioni di flusso agli entry/exit point italiani e i prezzi gas all'ingrosso in Italia.

- **Modello di simulazione del mercato elettrico:** Per le simulazioni sul sistema elettrico Snam Rete Gas si è avvalsa della collaborazione di Ref-e che ha utilizzato i propri modelli per la simulazione del mercato elettrico. In particolare Ref-e ha utilizzato un modello per la simulazione del dispacciamento elettrico (ELFO++) ed un ulteriore modello a reti neurali per la simulazione del mercato di bilanciamento. Elfo++ è uno strumento di simulazione del mercato dell'energia elettrica del giorno prima su un orizzonte temporale di medio termine (un anno). L'obiettivo principale di Elfo++ è la valutazione dell'influenza di un determinato scenario di mercato atteso, costituito dall'insieme dei parametri e vincoli del sistema elettrico e delle strategie di offerta dei competitori, sul prezzo spot dell'energia (approccio deterministico). ELFO++ simula un mercato liberalizzato in cui le società di produzione competono offrendo la propria produzione di energia elettrica direttamente in borsa o stipulando contratti bilaterali con i consumatori. A tal fine, ELFO++ implementa, su un orizzonte annuale e con dettaglio orario, il mercato elettrico del giorno prima, caratterizzato da un system marginal price e da un sistema zonale di gestione delle congestioni sulla rete di trasmissione. ELFO++ effettua una programmazione ottima (con l'obiettivo di minimizzare il costo per l'intero sistema per coprire la domanda di energia elettrica) su base oraria del parco di generazione idro-termoelettrico attraverso due fondamentali step di calcolo:
  - Unit Commitment: durante questa fase, ELFO++ determina lo stato orario ON/OFF di ciascuna unità termoelettrica sulla base di un ordine di merito (basato sui costi medi di produzione) delle unità di produzione e rispettando i vincoli del sistema elettrico. La soluzione tiene in considerazione i costi di accensione e spegnimento delle unità termoelettriche e ne rispetta la flessibilità (frequenza delle manovre di accensione e spegnimento, in modo dipendente dalla tecnologia impiantistica).
  - Dispacciamento: durante questa fase, ELFO++ determina il diagramma di produzione orario di ciascuna unità termoelettrica in coordinamento con il dispacciamento idroelettrico e nel rispetto dei vincoli del sistema. La fase di dispacciamento tiene in considerazione i vincoli di rampa, a salire ed a scendere di carico, delle unità termoelettriche.

La costruzione delle offerte potenza/prezzo da sottoporre al mercato spot per tutti i gruppi termoelettrici è affrontata partendo dai risultati dello unit commitment (in genere eseguito a minimi costi) sul medio periodo, che determina uno scenario di base da cui, differenziando le tattiche d'offerta ipotizzate per ciascun produttore, si innesca la formulazione delle offerte.

Quindi, al mercato spot sono presentate le offerte orarie potenza/prezzo dei gruppi termici, in funzione della tattica adottata da ciascun produttore e dell'economicità degli impianti. L'energia idroelettrica è offerta a prezzo nullo secondo le quantità fissate dal dispacciamento idroelettrico eseguito attraverso la procedura programmazione a minimi costi (il che è equivalente a una allocazione delle produzioni idriche di tipo peak shaving compatibilmente con i vincoli di min/max accumulo dei serbatoi idrici). La determinazione del prezzo orario avviene attraverso un matching

di borsa, che riproduce il ruolo svolto dal Gestore del Mercato Elettrico relativamente al mercato spot, secondo quanto previsto dalle istruzioni del mercato.

#### Previsione dei prezzi del mercato di bilanciamento

I prezzi del mercato di bilanciamento vengono calcolati attraverso un approccio probabilistico sulla base dei risultati storici di mercato (prezzi zonali MGP e prezzi zonali del mercato di bilanciamento) e sulla base dei prezzi MGP di scenario in esito dalla simulazione di Elfo++. In particolare, poiché il mercato MB è un mercato pay-as-bid ovvero in cui non vi è un prezzo marginale ma i partecipanti vengono remunerati al prezzo dell'offerta presentata, dai dati storici viene estrapolata la distribuzione di frequenza dei differenziali di prezzo tra MGP e MB. Tale distribuzione di differenziali di prezzo viene poi applicata ai prezzi MGP di scenario così da ottenere i prezzi MB previsionali.

#### Previsione dei volumi del mercato di bilanciamento

La previsione dei volumi di bilanciamento viene effettuata in due step:

##### *1. Previsione dei volumi di MSD attraverso una simulazione dedicata di Elfo++:*

La previsione dei volumi MSD effettuata con Elfo++ tiene in considerazione i requisiti di riserva da soddisfare nel sistema: riserva primaria, secondaria e terziaria. Tali requisiti sono calcolati considerando lo scenario previsionale MGP e quindi considerando l'ingresso di nuove rinnovabili e di nuove tecnologie flessibili. In particolare, Elfo++ permette una simulazione del dispacciamento ottimale di centrali idroelettriche e termiche su MGP/MI (per soddisfare il carico) e poi una simulazione del ri-dispacciamento di centrali idroelettriche e termiche dopo MSD, per soddisfare i requisiti sia di carico che di riserva secondo il codice di rete di Terna. La differenza tra la pianificazione risultante dalle due fasi è una stima dei volumi di ex-ante MSD.

##### *2. Previsione dei volumi MB utilizzando una rete neurale:*

La rete neurale è un sistema di gruppi interconnessi di nodi, chiamati neuroni poiché ricordano i neuroni di un cervello umano. Sono in grado di collegare alcune variabili di input a una o più variabili di output. I neuroni sono collegati e interagiscono tra loro. I nodi possono acquisire dati di input ed eseguire semplici operazioni su di essi. Il risultato di queste operazioni viene passato ad altri neuroni. A tal fine, ogni neurone assegna un peso al segnale di input e con un processo di apprendimento eseguito attraverso diversi cicli iterativi impara come associare l'uscita corretta a ciascun input. Per la previsione dei volumi è stata utilizzata una rete neurale *feed-forward* in cui il flusso di informazioni è unidirezionale. Un'unità invia informazioni ad altre unità da cui non riceve alcuna informazione, ciò significa che non ci sono loop di feedback. La rete neurale è stata implementata con il software R utilizzando la libreria *nnet*.

Gli input usati per addestrare la rete neurale sono i volumi orari zonali storici (2016-2019) di MSD e di MB. Una volta addestrata, la rete neurale viene applicata ai volumi zonali orari previsionali MSD risultanti dalla simulazione di Elfo++ per ottenere i volumi orari zonali previsionali di MB.

## *CONTRASTING SCENARIO*

In accordo con l'elaborazione già presentata nel "Documento di Descrizione degli Scenari 2019", sono stati prodotti tre scenari contrastanti denominati "Centralized" (CEN), "Decentralized" (DEC) e "BAU" caratterizzati dalle assunzioni riportate di seguito relativamente a:

- domanda gas;
- scenario infrastrutturale europeo;
- prezzo delle fonti energetiche.

In particolare lo scenario "BAU" prevedendo una domanda e un fabbisogno di import crescenti risulta essere quello per il quale si riscontrano i benefici maggiori.

### **Assunzioni sulla domanda gas**

Le proiezioni di domanda gas sono state dettagliate sia per l'Italia che per il resto dell'Europa.

Ai fini dell'analisi è stata utilizzata per l'Italia la domanda gas prevista nel documento di descrizione degli scenari.

Per il resto d'Europa, la domanda gas assunta coincide con quella fornita da ENTSOG nel piano decennale 2018 (TYNDP 2018). In particolare negli scenari CEN e BAU la domanda gas coincide con i dati dello scenario Sustainable Transition (ST) (la domanda europea eccetto l'Italia cresce fino a 383 bcm fino al 2030 per poi mantenersi pressoché stabile), mentre nello scenario DEC coincide con i dati dello scenario Distributed Generation (DG) (la domanda europea eccetto l'Italia cresce fino a 383 bcm nel 2025 per stabilizzarsi poi a circa 330 bcm dal 2030 in poi).

Per quanto riguarda i consumi termoelettrici, sono stati valutati come somma di due contributi: una componente rigida, anelastica al prezzo del gas naturale, le cui proiezioni sono allineate a quanto sopra descritto, e una componente sensibile a variazioni di prezzo del gas. Quest'ultima quota è stata stimata attraverso l'uso di Pegasus 3 il quale ha consentito, per ogni scenario, di quantificare il volume di gas per generazione elettrica aggiuntivo e connesso a una maggiore competitività del gas verso altri combustibili (tra tutti il carbone).

### **Assunzioni sullo scenario infrastrutturale**

In tutti gli scenari si assume una stessa configurazione infrastrutturale.

In Europa l'infrastruttura simulata è quella prevista da ENTSOG nel piano decennale del 2018 (TYNDP 2018) e definita come infrastruttura low, che afferisce a tutte le infrastrutture con decisione di investimento intrapresa.

Relativamente allo scenario infrastrutturale considerato sono da mettere in evidenza le seguenti assunzioni:

- il completamento del Nord Stream II, gasdotto che collega la Russia con la Germania, la cui capacità nel 2020 raggiungerebbe 110 Gmc/a (attualmente è pari a 55 Gmc/a);
- la riduzione della capacità in entrata a Wallbach, punto di interconnessione tra Germania e Svizzera, in conseguenza della indisponibilità di una delle due linee del gasdotto TENP.

Per quanto concerne l'Italia sono state considerate tutte le infrastrutture esistenti inclusa la disponibilità del nuovo sito di stoccaggio di Cornegliano Laudense a partire dal 2019.

### **Assunzioni prezzi fonti energetiche**

Le fonti energetiche utilizzate per l'analisi sono: energia elettrica, carbone, greggio e CO<sub>2</sub>. I prezzi delle fonti energetiche, da cui dipendono i prezzi del gas in quanto ad esse indicizzati, sono quelli definiti all'interno del documento di descrizione degli scenari.

### *DETERMINAZIONE DEI BENEFICI PER I PROGETTI DI RETE NAZIONALE*

### **Progetti con obiettivo generale di diversificazione delle fonti di approvvigionamento e sicurezza di approvvigionamento**

#### Benefici considerati:

I benefici individuati per questa categoria di interventi sono i seguenti:

- *B1 variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura* → si è considerata la variazione di social welfare per i diversi scenari contrastanti
- *B3d Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption* → si è determinata l'interruzione infrastrutturale del nodo di Baumgarten, con un conseguente annullamento del flusso di gas sui punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, nel mese di febbraio per i diversi scenari contrastanti.

Per la determinazione dei benefici relativi a questi progetti si sono svolte analisi, in particolare utilizzando il modello per la definizione dei flussi e dei prezzi all'ingrosso del gas. Si sono svolte simulazioni a partire dal 2020 con intervalli quinquennali. Per il calcolo degli indicatori economici si è proceduto linearizzando i benefici fra un anno di analisi e il successivo. Dopo il 2040 i benefici sono stati considerati costanti. Al fine di far apprezzare i benefici dei progetti proposti nel Piano Decennale, in scenari anche molto differenti fra loro, Snam Rete Gas ha svolto le simulazioni nell'ambito di un contesto Europeo.

#### Configurazioni di supply:

Tenendo conto dell'incertezza sulla futura disponibilità delle fonti di approvvigionamento, per ogni contrasting scenario, si è inoltre deciso di presentare una sensitivity che permetta di tenere in considerazione questo parametro che può avere effetti importanti sul prezzo del gas e sulla composizione degli scenari di supply.

Sono stati elaborati 3 differenti configurazioni di supply: SUD, NORD ed EQUILIBRATO.

Le analisi sono state condotte assumendo determinate evoluzioni dell'offerta in relazione ai maggiori produttori di gas da cui l'Italia e l'Europa importano, ossia Russia, Algeria e Europa del Nord (Norvegia e Paesi Bassi).

Le configurazioni analizzate tengono conto del potenziale massimo e minimo di esportazione indicati da ENTSG nel TYNDP 2018 e sono state definite in modo da favorire nello scenario SUD l'import dall'Algeria, mentre in quello NORD l'importazione da Nord Europa assumendo una maggiore disponibilità di gas russo (ed una minore di gas algerino).

*Configurazione EQUILIBRATO:* potenzialità della produzione algerina e russa pressoché stabile e paragonabile a quella ad oggi disponibile e corrispondente a un valore medio rispetto ai potenziali massimi e minimi definiti nel TYNDP 2018 di ENTSG (Algeria mediamente 30 bcm, Russia mediamente 155 bcm). La domanda interna all'Europa, compreso il mare del nord, tiene conto dell'interruzione della produzione dal campo di Groeningen dal 2028 in avanti. In questa configurazione scende a circa 118 bcm nel 2030 e fino a 102 bcm nel 2040. In tale configurazione si è considerato uno scenario medio per la domanda del Far East (domanda in crescita fino a circa 740 bcm nel 2030 per decrescere a circa 730 bcm nel 2040). Tale assunzione ha impatto sul GNL a disposizione per il mercato Europeo.

*Configurazione SUD:* potenzialità massima della produzione algerina (cresce da circa 40 bcm a circa 50 bcm), media per la produzione russa (uguale a quanto riportato per lo scenario equilibrato) e minima sulla produzione del Mare del Nord ed europea (84 bcm nel 2030, 46 bcm nel 2040). Per quanto riguarda il GNL si è considerato un mercato Far East basso (665 bcm nel 2030 e 616 bcm nel 2040).

*Configurazione NORD:* potenzialità massima della produzione russa (210 bcm nel 2030, 226 nel 2040), del Mare del Nord ed Europea (118 nel 2030, 102 nel 2040), minima per quanto riguarda l'Algeria (10 bcm al 2030 stabile fino al 2040). Per quanto riguarda il GNL si è considerato un mercato Far East alto (848 bcm nel 2030 e 1052 bcm nel 2040).

Per lo scenario BAU, essendo uno scenario in cui la domanda gas sia Italiana che Europea cresce fino al 2040 (fino a circa 80 bcm in Italia e 380 bcm nel resto d'Europa) è stato necessario impostare una configurazione di supply che massimizzi la disponibilità del gas (massima disponibilità dalla Russia, produzione europea e del Mare del Nord pari a quella della configurazione Nord, media domanda GNL in estremo oriente e media disponibilità in Algeria) per garantire la copertura del mercato italiano.

## **Progetti con obiettivo generale di sostenibilità**

### Benefici considerati

Per la valutazione di questi progetti, quindi in particolare dei progetti relativi alle centrali dual fuel, sono stati determinati i seguenti benefici:

- *B5: Riduzione effetti negativi associati a emissioni di CO<sub>2</sub>* → Si è determinata la riduzione di emissioni della CO<sub>2</sub> derivanti dall'utilizzo delle macchine elettriche, tecnologia maggiormente efficiente sia in termini di emissioni in loco che di emissioni a livello del sistema paese. La valorizzazione è stata effettuata mediante i valori pubblicati nell'appendice informativa dei criteri applicativi dell'analisi costi benefici.
- *B6: Riduzione effetti negativi associati a emissioni non CO<sub>2</sub>* → Si è determinata la riduzione di emissioni di NOX derivanti dall'utilizzo delle macchine elettriche, tecnologia maggiormente efficiente sia in termini di emissioni in loco che di emissioni a livello del sistema paese. La

valorizzazione è stata effettuata mediante i valori pubblicati nell'appendice informativa dei criteri applicativi dell'analisi costi benefici.

- *B8b: Riduzione dei costi di compressione* → Si sono determinati i benefici come riduzione del gas utilizzato a livello di sistema per effettuare il lavoro di compressione (si è ipotizzato un phase-out totale del carbone al momento dell'entrata in esercizio delle macchine a elettriche) valorizzandoli con il prezzo della materia prima pubblicato nel documento di descrizione degli scenari. Per la valutazione del beneficio si è considerato di adottare una logica di massimizzazione dell'utilizzo delle macchine elettriche nelle centrali dove saranno installate. Si è inoltre considerato una produzione elettrica con un'efficienza pari a quella media del parco generativo italiano (crescente nel tempo).
- *B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera* → Si è determinata la riduzione di emissioni di CH<sub>4</sub> derivanti dall'utilizzo delle macchine elettriche, tecnologia maggiormente efficiente sia in termini di emissioni in loco che di emissioni a livello del sistema paese. La valorizzazione è stata effettuata mediante i valori pubblicati nell'appendice informativa dei criteri applicativi dell'analisi costi benefici.
- *B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico* → Si è determinata la riduzione dei prezzi del mercato di bilanciamento elettrico mediante i modelli di simulazione del mercato elettrico, ipotizzando una partecipazione al mercato MSD delle centrali di Snam come price taker. I modelli sono stati implementati tenendo conto delle assunzioni presenti nel documento di descrizione degli scenari. Si è inoltre tenuto conto di tutti gli interventi contenuti nel piano decennale di Terna. Nell'elaborazione si sono utilizzate le seguenti ipotesi:
  - Prezzi:
    - il compressore elettrico vada a ridurre le quota di volumi di bilanciamento zonale che rappresentano la parte concorrenziale di MB, escludendo le offerte più costose
    - la distribuzione degli spread tra MGP e MB è stata considerata costante nel futuro mentre potrebbe diminuire a causa dell'entrata di nuove tecnologie. Per includere tale ipotesi, il beneficio MB è stato valorizzato considerando il 50° percentile della distribuzione oraria dei prezzi
  - Volumi:
    - è stato considerato esclusivamente il servizio di regolazione terziaria ai fini del bilanciamento escludendo eventuali opportunità di partecipazione alla fornitura di servizi più pregiati (quali la regolazione secondaria)
    - i volumi accettati da Terna dal compressore elettrico sono stati limitati assumendo che i volumi di bilanciamento zonali siano distribuiti su più impianti per garantire una maggiore affidabilità del sistema elettrico: di conseguenza, i volumi di regolazione a scendere offerti dal compressore elettrico sono assunti accettati per il 60% della relativa disponibilità (in media).

I benefici sono stati determinati per entrambi i contrasting scenario "centralized" e "decentralized" tenendo conto delle assunzioni descritte nel documento di descrizione degli scenari, analizzando in particolare gli anni 2025, 2030 e 2040 (anni di riferimento all'interno del medesimo documento). Per il

calcolo degli indicatori economici si è proceduto linearizzando i benefici fra un anno di analisi e il successivo.

#### *DETERMINAZIONE DEI BENEFICI PER I PROGETTI DI RETE REGIONALE*

##### Benefici considerati

Per i progetti di rete regionale sono stati utilizzati i seguenti parametri:

- *B2 variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili* → determinato considerando le richieste di allacciamento in essere sulla porzione di rete considerata, tenendo conto dei prezzi dei combustibili pubblicati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici. Per determinate situazioni locali ritenute significativamente discordanti da una situazione media nazionale si è effettuata un'analisi di dettaglio
- *B3n Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali* → determinato secondo i principi riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici, per gli scenari contrastanti centralized e decentralized
- *B3d Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption* → determinato secondo i principi riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici, per gli scenari contrastanti centralized e decentralized
- *B5 Riduzione effetti negativi associati a emissioni di CO2* → determinato conseguentemente al beneficio B2 secondo i parametri riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici
- *B6 Riduzione effetti negativi associate a emissioni non CO2* --> determinato conseguentemente al beneficio B2 secondo i parametri riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici.



## INTERVENTI SPECIFICI INERENTI LA TRANSIZIONE ENERGETICA

Come già evidenziato, gli scenari condivisi Snam-Terna sono stati costruiti traguardando la transizione energetica e, di conseguenza, le implicazioni sono state considerate negli interventi sulla rete di trasporto del gas previsti a Piano. Tra le iniziative che hanno particolare rilievo per la transizione energetica si evidenzia:

- **Leak Detection and Remediation Campaign:** Un rilancio dell'impegno storico per la riduzione delle emissioni di gas naturale. Nel corso del 2019 è stata completata un'estesa campagna di misura in campo delle emissioni fuggitive, con oltre 150.000 misurazioni su punti di possibile emissione, in oltre 100 siti, e con la revisione della metodologia di calcolo delle emissioni. E' stato inoltre completato il set-up tecnologico, organizzativo e gestionale per l'applicazione di un programma LDAR – Leak Detection and Repair, su base sistematica, in tutti gli impianti, a partire dal 2020. L'applicazione di questa tecnica, insieme alle diverse altre iniziative avviate per il contenimento delle emissioni, consentirà una riduzione delle emissioni di CH<sub>4</sub> al 2025 del 40%, rispetto al 2016.
- **Interconnessioni Impianti per la produzione di biometano:** tali infrastrutture producono gas naturale utilizzando rifiuti urbani o sottoprodotti agricoli/agroalimentari, evitando emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera, pertanto il gas prodotto da tale fonte risulta carbon neutral e quindi è un importante vettore energetico per la decarbonizzazione del settore energetico (power generation, civile e industriale, ivi inclusi i trasporti). Snam si sta impegnando per supportare e facilitare la connessione di questi impianti;
- **Interconnessioni per stazioni di rifornimento di gas naturale compresso e gas naturale liquefatto:** tali infrastrutture contribuiscono alla riduzione delle emissioni e degli inquinanti locali del settore dei trasporti, uno dei settori più difficili da decarbonizzare. Il gas naturale è infatti un carburante ad emissività di inquinanti inferiore rispetto ai carburanti tradizionali. Queste infrastrutture sono inoltre il mezzo per poter permettere l'impiego del biometano nel settore dei trasporti e quindi fornire una valida opzione di piena decarbonizzazione, in un settore ad oggi particolarmente esposto a problematiche di inquinamento atmosferico;
- **Interconnessioni per impianti di microliquefazione:** tali infrastrutture possono produrre GNL promuovendone l'utilizzo come carburante a ridotte emissioni inquinanti - attraverso la distribuzione su autobotti alle stazioni di rifornimento - nel settore dei trasporti pesanti su strada o - attraverso la modalità truck to ship - per il trasporto marino. Inoltre gli impianti di microliquefazione sono infrastrutture che possono produrre anche GNL da biometano (al servizio dei settori appena citati) sotto forma del cosiddetto BIO-GNL, carburante a bassissimo impatto ambientale.
- **Verifica compatibilità dell'idrogeno in miscela con il gas naturale:** L'idrogeno è un vettore energetico fondamentale per rendere più sostenibili le reti e integrare sempre più fonti

rinnovabili nei sistemi energetici, puntando a una completa decarbonizzazione del settore energetico al minor costo possibile per consumatori e imprese. L'Italia ha il potenziale per diventare l'hub del sud Europa dell'idrogeno nei prossimi decenni, anche in virtù della sua posizione geografica di ponte naturale verso il Nord Africa, dove in futuro potrà essere sviluppata una consistente produzione di idrogeno verde da energia solare.

Snam Rete Gas è impegnata nella verifica della compatibilità dei propri metanodotti con crescenti quantitativi di idrogeno miscelato con gas naturale: ad aprile 2019, per prima in Europa, Snam Rete Gas ha iniziato un processo di test delle sue infrastrutture di trasporto e sperimentato l'immissione di un mix di idrogeno al 5% e gas naturale nella propria rete di trasmissione per la fornitura di due imprese industriali localizzate nella zona di immissione. Inoltre, a fine anno sarà condotta una seconda sperimentazione e verrà applicato nel medesimo tratto di rete del primo test un quantitativo di idrogeno pari al 10% della miscela idrogeno-gas naturale.

Oltre alla compatibilità sui metanodotti esistenti, si evidenzia come gli interventi sui metanodotti e componentistica considerati nel piano, con l'eccezione di componentistica di modesto valore economico (ad esempio i gascromatografi), risultino compatibili con immissione e trasporto di quote crescenti di gas rinnovabili, idrogeno incluso.

## ALLEGATI

## ALLEGATO 1: MODALITÀ DI DETERMINAZIONE DELLA CAPACITÀ DI TRASPORTO

Le capacità di trasporto nei Punti di Entrata, di Uscita e di Riconsegna della rete di trasporto sono definite nel capitolo 2 del Codice di Rete, ove sono descritte anche le modalità con cui tali capacità sono determinate da SRG. Le capacità di trasporto nei Punti di Entrata, interconnessi con l'estero o con terminali GNL, sono determinate mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto, definendo i flussi in entrata e in uscita nella rete e verificando il rispetto dei vincoli di esercizio della rete. I dati di ingresso delle simulazioni sono costituiti dai valori di portata giornaliera e di pressione nei Punti di Entrata, dai valori di portata giornaliera nei punti di Uscita/Riconsegna; i risultati delle simulazioni sono costituiti dai valori di pressione nei punti di Uscita/Riconsegna, dai valori di portata e di pressione del gas in transito nei vari tratti della rete e dai valori delle grandezze caratteristiche (ad es. la potenza e il numero di giri) del funzionamento delle centrali di compressione.

Le capacità di trasporto possono essere messe a disposizione degli utenti con servizi di trasporto di tipo continuo o di tipo interrompibile. Le capacità di trasporto di tipo continuo sono calcolate in modo tale che il valore di capacità risultante è garantito in ogni situazione ed in ogni periodo dell'Anno Termico; le capacità di trasporto di tipo continuo sono messe a disposizione per un orizzonte temporale pluriennale.

Oltre alle capacità di trasporto di tipo continuo, sono calcolate e messe a disposizione, su base annua, le capacità di trasporto di tipo interrompibile, il cui valore è determinato facendo ricorso a vincoli di esercizio meno severi di quelli utilizzati per il calcolo delle capacità di tipo continuo.

Le capacità di trasporto nei Punti di Uscita interconnessi con l'estero sono determinate con modalità analoghe a quelle utilizzate per i Punti di Entrata, tenendo conto della necessità di garantire le capacità di trasporto nei Punti di Uscita senza compromettere l'alimentazione dei mercati collegati alla rete in Italia. Le capacità di trasporto nei Punti di Uscita interconnessi con l'estero sono messe a disposizione su base annua.

Di seguito si riportano alcune informazioni sull'intero processo di definizione delle capacità di trasporto sulla rete SRG, incluse le caratteristiche tecniche del sistema di simulazione.

### Programmi di simulazione della rete

Il sistema informatico utilizzato per le simulazioni di trasporto è costituito da un insieme di programmi rivolti alla simulazione, in regime stazionario, di reti magliate e di centrali di compressione. Il sistema attualmente utilizzato, denominato SIRE2000, è stato prodotto su specifiche di SRG.

L'interazione con il sistema da parte degli operatori di SRG avviene mediante un'interfaccia grafica che consente l'introduzione dei dati necessari nel sistema e l'analisi dei risultati della simulazione.

Le principali caratteristiche del sistema permettono di:

- modellizzare la rete, rappresentandola con tratti di metanodotto e punti di calcolo che corrispondono, nel modello, ad elementi fisici quali i nodi principali di connessione tra le condotte, i punti di stacco di derivazioni o di reti di distribuzione, i cambi di diametro o di

profilo altimetrico delle condotte. I punti di calcolo sono posti pure in corrispondenza dell'aspirazione e della mandata delle centrali di compressione, dei Punti di Entrata interconnessi con i metanodotti di importazione/terminali GNL e con i campi di produzione, delle interconnessioni con i campi di stoccaggio;

- concentrare i flussi di gas, in entrata e in uscita dalla rete, nei punti di calcolo;
- simulare la rete per calcolare le seguenti grandezze, risolvendo un sistema di equazioni di trasporto secondo formule e modelli riconosciuti dalla letteratura scientifica e dalle associazioni tecniche del gas:
  - pressione, temperatura e composizione del gas nei punti di calcolo;
  - portata e composizione del gas in ogni tratto di metanodotto;
  - portata in transito negli impianti di regolazione/riduzione della pressione localizzati lungo la rete, per verificarne la compatibilità rispetto alla capacità nominale dell'impianto;
  - punti di funzionamento delle centrali di compressione;
- utilizzare un modello relativo alle centrali di compressione, basato su:
  - applicazione del criterio di controllo caratteristico della centrale per la ripartizione della
  - portata tra le unità;
  - simulazione realistica del punto di funzionamento di compressori e turbine, grazie all'utilizzo di un modello matematico che descrive le curve caratteristiche delle singole macchine, risultanti dalle rilevazioni in campo (ove disponibili) o dalle curve attese fornite dai Costruttori; tale simulazione consente, con buona approssimazione, la determinazione del perimetro di funzionamento delle centrali basato sulle effettive curvelimite (antisurge, minimo e massimo numero di giri, massima potenza);
  - calcolo delle grandezze caratteristiche delle unità di compressione, basato sul modello delle macchine (ad esempio: consumo di gas, potenza richiesta dal compressore, potenza fornita dalla turbina, numero di giri).

I modelli di calcolo utilizzati adottano le seguenti principali equazioni di base:

- Calcolo delle perdite di carico : Equazione di Fergusson
- Equazione di stato per il calcolo di Z e dei fattori derivati : Equazione Redlich-Kwong
- Calcolo del friction factor : Equazione di Colebrook
- Calcolo della viscosità : Metodo di Dean-Stiel

## Vincoli di esercizio

### Pressioni di consegna

Le pressioni minime contrattuali di consegna nei Punti di Entrata, concordate con gli operatori interconnessi alla rete di trasporto già in fase di dimensionamento degli impianti di interconnessione, sono pubblicate sul sito Internet di SRG, in accordo a quanto stabilito dal Codice di Rete.

I valori delle pressioni di consegna attualmente in vigore sono i seguenti:

Punto di entrata	Pressione minima contrattuale (bar rel)
Tarvisio	52,5
Gorizia	58
Passo Gries (*)	49/52
Mazara del Vallo	75
Gela	70
Panigaglia	70
Livorno	80
Cavarzere	70

(\*) Pressione riferita alla stazione di misura di Masera (52 bar rel. per flussi tra 0 - 400.000 Nm<sup>3</sup>/h e 49 bar rel. per flussi superiori a 400.000 Nm<sup>3</sup>/h).

### Pressioni massime nei metanodotti

La pressione in un metanodotto non può mai essere superiore alla massima pressione di esercizio del metanodotto prevista dalla normativa vigente, cioè la pressione dichiarata all'autorità competente (VVF), valore generalmente coincidente con la pressione di progetto della condotta.

Nelle simulazioni di trasporto si considerano pressioni massime nei metanodotti inferiori di 1 bar rispetto alla massima pressione operativa, al fine di evitare il superamento di tale valore per effetto di variazioni altimetriche o di regimi transitori di trasporto. Alcuni tratti dei metanodotti a valle dei punti di entrata di Passo Gries e Tarvisio, costruiti nei primi anni '70 e quasi interamente duplicati o triplicati con nuove linee, sono eserciti con una massima pressione operativa più bassa.

### Pressioni minime nei metanodotti

I vincoli di pressione minima nei metanodotti tengono conto:

- delle pressioni minime di funzionamento delle centrali di compressione, incrementate per tenere conto delle fluttuazioni di pressione della rete nel corso della giornata o in presenza di transitori;
- dei rapporti di compressione delle centrali di compressione, che nella rete di trasporto SRG assumono valori compresi tra 1,4 e 1,5 (70/50 bar rel. sulla rete di trasporto con CPI di 70 bar rel. , 75/50 bar rel. sulla rete di trasporto con CPI di 75 bar rel.);

- della necessità di mantenere un livello minimo di pressione ai terminali delle reti che si dipartono dai nodi e dalla rete di trasporto, in modo da far fronte ai picchi di prelievo che altrimenti tenderebbero a svuotare le condotte nelle ore di punta (il quantitativo di gas contenuto nei metanodotti è infatti direttamente proporzionale alla pressione);
- delle pressioni minime di riconsegna agli stoccaggi, incrementate per tenere conto delle fluttuazioni di pressione nel corso della giornata o in presenza di transitori;
- Delle pressioni minime di ingresso degli impianti di riduzione/regolazione della pressione;
- Delle pressioni minime garantite nei punti di consegna.

I vincoli di pressione minima nei metanodotti sono imposti all'ingresso delle centrali di compressione e nei principali nodi della rete di trasporto, in modo che in qualsiasi altro punto della rete simulata la pressione risulti sempre superiore ai valori minimi desiderati.

La pressione minima è pari a 49 bar rel. nei nodi di Mortara e Sergnano e a 54 bar rel. nel nodo di Minerbio. Per quanto riguarda le pressioni minime in ingresso alle centrali di compressione, si considerano valori di 49 bar rel.

#### Funzionamento delle centrali di compressione

Nelle simulazioni di trasporto è previsto il funzionamento delle centrali di compressione entro i seguenti parametri:

- potenza di centrale, definita come la somma delle potenze erogate dalle turbine in funzione, inferiore al  $95\pm 1\%$  della potenza massima disponibile (MW);
- numero di giri di compressore e turbina, inferiore al  $100\pm 1\%$  dei giri nominali (RPM).

I campi di funzionamento sopra definiti consentono di mantenere dei margini di sicurezza che, tenendo conto delle approssimazioni insite nella simulazione del funzionamento delle unità, permettono di far fronte alle condizioni operative che si possono verificare nella realtà (principalmente i fenomeni transitori legati alle fluttuazioni giornaliere del trasporto).

Ai fini dell'affidabilità del sistema di trasporto nelle condizioni operative ordinarie, in ogni centrale è mantenuto a scorta un numero di unità di compressione tale da garantire che la somma delle potenze delle unità di scorta risulti maggiore o uguale alla potenza di ciascuna delle unità in funzione.

Ad esempio in una centrale costituita da due unità di compressione di potenza nominale di 10 MW e due unità di compressione di potenza nominale di 25 MW, la massima potenza nominale per la quale risulta sempre garantita la scorta è 45 MW.

Altre limitazioni nella gestione delle centrali sono conseguenti: alla mappatura dei compressori installati, che delimita il campo di prevalenze/portate ammesse per ogni macchina, ai coefficienti di



riduzione della potenza erogata dalle turbine e dell'efficienza dei compressori, che tengono conto dell'invecchiamento delle macchine, alle perdite di carico localizzate in corrispondenza dei filtri, dell'air cooler e delle tubazioni di centrale.

### Vincoli sulla rete di trasporto regionale

Nell'ambito delle verifiche idrauliche sulla rete di trasporto regionale, quali indicatori significativi del grado di "saturazione" della rete vengono considerati i seguenti parametri in uno scenario di massimo trasporto (temperature estreme):

- la caduta di pressione (o perdita di carico) lungo una condotta: le perdite di carico in una condotta sono considerate critiche per la continuità del servizio di trasporto quando inducono una pressione al punto terminale della condotta pari al 70% di quella al suo inizio;
- la velocità del gas lungo le condotte: velocità troppo elevate inducono fenomeni di vibrazione e rumore negli impianti; si assume quale valore limite di riferimento per i potenziamenti una velocità pari a 20 m/s;
- la portata in transito negli impianti di regolazione/riduzione della pressione: la portata oraria in transito negli impianti di riduzione della pressione deve essere inferiore alla massima portata nominale degli impianti.

## **Flussi in entrata e in uscita nella rete**

La definizione dei flussi di gas in entrata e in uscita nella rete è effettuata sulla base dei criteri generali di seguito descritti.

### Punti di Riconsegna

I prelievi di gas dai Punti di Riconsegna non sono costanti durante l'anno ma soggetti a variazioni stagionali (ad esempio la diversa incidenza tra estate e inverno dei prelievi per il riscaldamento o il comportamento stagionale di alcuni settori dell'industria); pertanto la stima dei relativi flussi in uscita è effettuata elaborando molteplici scenari, che rappresentano la previsione di portata giornaliera caratteristica, per i diversi periodi dell'anno, di ciascun Punto di Riconsegna.

### Punti di Entrata ed Uscita della rete nazionale interconnessi con l'estero

Le capacità di trasporto continue sono calcolate con uno scenario di prelievo estivo, che costituisce lo scenario più gravoso per i Punti di Entrata da sud e da nord est in quanto è caratterizzato da prelievi inferiori rispetto agli altri scenari. In questo scenario, infatti, il gas immesso nei Punti di Entrata deve essere trasportato per lunghe distanze verso i campi di stoccaggio situati nelle aree nord occidentali, nord orientali e centrali dell'Italia. Le capacità di trasporto (continue e interrompibili) calcolate con questo scenario possono pertanto essere garantite in qualsiasi altro momento dell'anno. Per il Punto di Entrata di Passo Gries, situato in prossimità degli stoccaggi e di importanti

poli di prelievo, l'effetto di stagionalità sul trasporto è meno accentuato e pertanto deve essere verificato ogni volta quale scenario permette di garantire la capacità di trasporto continua in qualsiasi momento dell'anno.

Le capacità di trasporto interrompibili sono determinate sia con gli scenari estivi che con gli scenari invernali.

Le capacità di trasporto dei Punti di Uscita di Passo Gries, Tarvisio e Gorizia sono calcolate con uno scenario di prelievo invernale che costituisce lo scenario più gravoso. Infatti in tale scenario, sulle infrastrutture di trasporto devono transitare, oltre ai quantitativi di gas destinati all'esportazione, anche quelli destinati al mercato locale che, in inverno, risultano maggiori rispetto a quelli previsti negli altri periodi dell'anno. Le capacità di trasporto calcolate con questo scenario possono pertanto essere garantite in qualsiasi altro momento dell'anno.

#### Campi di stoccaggio e di produzione nazionale

I campi di stoccaggio sono caratterizzati da flussi in uscita dalla rete negli scenari estivi e da flussi in entrata nella rete negli scenari invernali. Negli scenari estivi si considera un flusso in uscita verso i campi di stoccaggio pari a 60 MSm<sup>3</sup>/giorno. Tale valore è coerente con l'ipotesi di immissione in stoccaggio, nel periodo estivo, di un volume totale di gas rappresentativo di una campagna di ricostituzione degli stoccaggi conseguente ad un inverno particolarmente rigido.

Negli scenari invernali si considera un flusso in entrata dagli stoccaggi in grado di compensare la differenza tra i flussi in entrata (importazioni e produzioni nazionali) e i flussi in uscita (punti di riconsegna ed esportazioni) nella rete, tenendo conto delle capacità di erogazione e dei dati storici di portata in erogazione di ogni singolo campo.

I flussi in entrata alla rete di trasporto dai campi di produzione nazionale sono determinati a partire dalle previsioni fornite dagli operatori dei campi di produzione sul volume annuo di produzione e dei volumi di produzione di ogni singolo campo risultanti dai dati storici, ipotizzando produzioni costanti durante l'anno.

## ALLEGATO 2: SCHEDE PROGETTO RICEVUTE DA TERZI

La tabella seguente riassume le Schede progetto ricevute dai soggetti interessati a progetti di interconnessione alla rete di Snam Rete Gas, raccolte all'interno dell'elaborazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di Snam Rete Gas.

TABELLA 23: SCHEDE DI PROGETTO DI RETE NAZIONALE

PROPONENTE	DENOMINAZIONE PROGETTO	DESCRIZIONE	CAPACITÀ (MSM3/G FISICI)	STATO DEL PROGETTO	ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA
GALSI SPA	Progetto GALSI	Nuovo gasdotto che collegherà l'Algeria con l'Italia via Sardegna	24,4 (PdE Porto Botte)	In attesa di decisione finale d'investimento	2022
IGI POSEIDON SA	Poseidon Pipeline	Il progetto Poseidon è un tratto finale di un sistema di interconnessione Grecia-Italia che permetterà di collegare il sistema italiano ai volumi gas disponibili nel Bacino del Levantino (Cipro e Israele) mediante il progetto di gasdotto Eastmed e al confine turco/greco, mediante un'estensione terrestre fino alla località greca di Kipi	Prima fase: 37 Seconda fase: 58	In attesa di decisione finale d'investimento	2023
OPM - MALTA	Connessione di Malta alla rete europea di trasporto del gas naturale	Il progetto prevede la realizzazione di un gasdotto che consenta il trasporto di gas dall'Italia verso Malta, consentendo l'interconnessione dell'isola di Malta alla rete gas Europea	5,25	In attesa di decisione finale d'investimento	2024

## ALLEGATO 3: ELENCO PROGETTI DI SVILUPPO

Le tabelle seguenti riepilogano i progetti di sviluppo relativi alle infrastrutture di trasporto previste nel Piano 2019-2028 con i principali elementi tecnico economici e il confronto con lo stato del progetto previsto nel precedente Piano 2018-2027.

TABELLA 24: PROGETTI DI SVILUPPO RETE NAZIONALE

PIANO 2019-2028										PIANO 2018-2027			STATO INTERVENTO	
CODICE PROGETTO	DENOMINAZIONE PROGETTO	CLASSIFICAZIONE	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	DIAMETRO	km	MW	COSTO VITA INTERA [M€]	Oneri sostenuti al 31/12/2018	FID/ NON FID	STATO AVANZAMENTO	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO	FID/ NON FID		STATO AVANZAMENTO
RN_02	INTERCONNESSIONE TAP	INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO	2020	1400	55,0	-	298	20	FID	COSTRUZIONE	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RN_03	INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA	INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO	2025	250	6,5	-	7	0	NON FID	PRE-FATTIBILITA'	2023	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI	POSTICIPATO, Data di EE subordinata all'avvio e all'esito del processo di conferimento di capacita'
RN_04	LINEA ADRIATICA	POTENZIAMENTO DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO ESISTENTE	2027	1200	425,0	33	1722	55	NON FID	AUTORIZZAZIONI PUBBLICHE	2026	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI	POSTICIPATO, In coerenza con le richieste di capacita' incrementale che verranno avanzate
RN_05	METANODOTTO MATAGIOLA-MASSAFRA	POTENZIAMENTO DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO ESISTENTE	2027	1400	80,0	-	309	0	NON FID	FATTIBILITA'	2026	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI	POSTICIPATO,In coerenza con le richieste di capacita' incrementale che verranno avanzate
RN_06	POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI NORD EST	POTENZIAMENTO DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO ESISTENTE	FUORI PIANO	1050/1400	134,0	75	649		NON FID	IN FASE DI VALUTAZIONE	FUORI PIANO	NON FID	IN FASE DI VALUTAZIONE	N.A.
RN_07	ULTERIORI POTENZIAMENTI A SUD	POTENZIAMENTO DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO ESISTENTE	FUORI PIANO	850/1050/1200	960,0	133	3179		NON FID	IN FASE DI VALUTAZIONE	FUORI PIANO	NON FID	IN FASE DI VALUTAZIONE	N.A.
RN_11	ALLACCIAMENTO GNL API FALCONARA	ESTENSIONE DI RETE	2024	150	1,0	-	4	0	NON FID	PROGETTAZIONE DI BASE	2023	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI	POSTICIPATO, In coerenza con le necessità del cliente finale
RN_12	ALLACCIAMENTO GNL PTO EMPEDOCLE	ESTENSIONE DI RETE	FUORI PIANO	900	14,0	-	58	3	NON FID	AUTORIZZAZIONI PUBBLICHE	FUORI PIANO	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI	N.A.
RN_14	IMPIANTO DI REGOLAZIONE DI MOLITERNO	POTENZIAMENTO DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO ESISTENTE	2027	-	-	-	3	0	NON FID	PRE-FATTIBILITA'	2026	NON FID	INGEGNERIA E PERMESSI	POSTICIPATO, In coerenza con le richieste di capacita' incrementale che verranno avanzate
RN_15	POTENZIAMENTO IMPIANTO DI MASERA	POTENZIAMENTO DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO ESISTENTE	2022	-	-	-	9	2	FID	COSTRUZIONE	2020	FID	IN COSTRUZIONE	POSTICIPATO, modifica della progettazione
RN_16	POTENZIAMENTO IMPIANTO DI GORIZIA	POTENZIAMENTO DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO ESISTENTE	2024	-	-	-	3	0	NON FID	PRE-FATTIBILITA'	2024	NON FID	PIANIFICATO	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RN_17	ALLACCIAMENTO ENI PANDA A GELA	ESTENSIONE DI RETE	2021	500	0,5	-	3	0	FID	AUTORIZZAZIONI PUBBLICHE	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RN_18	CENTRALE IBRIDA DI MESSINA	INTERVENTO SU RETE ESISTENTE	2025	-	-	24	83	0	NON FID	PRE-FATTIBILITA'	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
RN_19	CENTRALE IBRIDA DI POGGIO RENATICO	INTERVENTO SU RETE ESISTENTE	2025	-	-	15	52,5	0	NON FID	PRE-FATTIBILITA'	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
RN_21	INTERCONNESSIONE MALTA	INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO	2024	-	-	-	8	0	NON FID	FATTIBILITA'	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

TABELLA 25: PROGETTI DI SVILUPPO RETE REGIONALE

PIANO 2019 - 2028										PIANO 2018 - 2027			STATO INTERVENTO
CODICE PROGETTO	DENOMINAZIONE PROGETTO	CLASSIFICAZIONE DEL PROGETTO	ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	DN	KM	COSTO VITA INTERA [M€]	ONERI SOSTENUTI AL 31/12/2018 [M€]	FID / NON FID	STATO DI AVANZAMENTO	ANNO ENTRATA IN ESERCIZIO	FID / NON FID	STATO DI AVANZAMENTO	
RR_0003	All. Comune di BADOLATO	SVILUPPO RETE IN AREE NON METANIZZATE	2019	100	1,68	0,8	0,3	FID	In esercizio	2019	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0004	All. Comune di SANTA CATERINA DELLO IONIO	SVILUPPO RETE IN AREE NON METANIZZATE	2019	100	0,50	0,4	0,1	FID	In esercizio	2019	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0005	All. Comune di GUARDAVALLE	SVILUPPO RETE IN AREE NON METANIZZATE	2019	100	2,10	1,0	0,4	FID	In esercizio	2019	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0006	All. Comune di MONASTERACE	SVILUPPO RETE IN AREE NON METANIZZATE	2020	100	1,18	0,5	0,2	FID	In Costruzione	2019	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0007	All. Comune di STILO	SVILUPPO RETE IN AREE NON METANIZZATE	2020	100	0,04	0,1	0,0	FID	In Costruzione	2019	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0008	All. Comune di Bivongi	SVILUPPO RETE IN AREE NON METANIZZATE	2020	100	2,20	1,0	0,2	FID	In Costruzione	2019	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0009	All. Comune di PLACANICA	SVILUPPO RETE IN AREE NON METANIZZATE	2019	100	0,84	0,3	0,2	FID	In esercizio	2019	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0010	Pot. All. DUCA VISCONTI di Vaprio D'Adda	ESTENSIONI DI RETE	2019	200	0,00	0,1	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0012	All. POWERFLOR S.r.l. di Molfetta (BA)	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,45	0,2	0,1	FID	In Costruzione	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0014	All. METALUPIAE S.r.l. di Muro Leccese	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,17	0,1	0,1	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0016	All. MENGA PETROLI di Ceglie Messapica	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,35	0,1	0,1	FID	Autorizzazioni pubbliche	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0023	All. ENI R&M di Caponago	ESTENSIONI DI RETE	-	100	0,00	0,1	-	FID	RISOLUZIONE CONTRATTUALE	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	NA
RR_0032	All.to A2A Reti Gas - Via Missaglia (MI)	ESTENSIONI DI RETE	2020	300	0,04	0,3	0,1	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0043	All.to Simonetti Mario di Foligno (PG)	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,70	0,2	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0044	ALL. Gr. MUCCI - Chieti (ex Martina Gas)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,49	0,3	0,1	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0045	All.to Bonatti CO.MET-AM Soriano C. (VV)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,65	0,3	0,1	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0046	ALL. A.PALMIERI IN PIANA DI MONTE VERNA	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,75	0,2	0,1	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0051	All.to ENI S.p.A. Comune Baronissi (SA)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,40	0,2	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0055	All.to ENI Comune di BARI	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,56	0,3	0,1	FID	Autorizzazioni pubbliche	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0062	Pot. met. Boltiere - Bergamo	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2020	400	8,21	17,4	8,1	FID	In Costruzione	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0064	POT.DER. PER TREZZANO ROSA	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2021	250	2,33	3,0	1,5	FID	In Costruzione	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0065	POT.DER. PER MOZZATE	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2021	250	2,20	2,6	0,6	FID	Autorizzazioni pubbliche	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0066	POT.DER.ARCO-RIVA DEL GARDA	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2019	300	3,25	1,9	3,4	FID	In esercizio	2019	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0067	MET. MORNICO AL SERIO-TRAVAGLIATO	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2020	500	24,94	31,5	18,1	FID	Progettazione Esecutiva e approvvigionamento	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0070	Metanodotto Desio - Biassono	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2021	400	4,79	12,0	2,0	FID	Progettazione Esecutiva e approvvigionamento	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI

RR_0073	MET. S.ANDREA APOSTOLO D.I.-CAULONIA	SVILUPPO RETE IN AREE NON METANIZZATE	2020	300	51,79	53,9	17,1	FID	In Costruzione	2019	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0074	DIRAMAZIONE PER STILO E BIVONGI	SVILUPPO RETE IN AREE NON METANIZZATE	2020	150	4,70	3,7	1,2	FID	In Costruzione	2019	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0076	Pot. All. Comune di Gavarate 1a Pr.	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		200	0,30	0,4	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2023	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0081	Potenz. rete di Vaprio d'Adda	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2019	200	1,37	3,6	4,4	FID	In esercizio	2018	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0084	POT. ALL. COMUNE DI LAINATE 1a PRESA	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		300	1,60	0,2	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2023	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0085	Pot. Rete Ravenna Fiumi Uniti	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2021	100	7,43	6,9	1,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0087	POT. ALL. FIAT V.I. DI BRESCIA	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		250	0,30	0,2	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2021	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0090	Pot. Spina di Pomezia (RM)	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2019/2020	200	4,51	5,4	1,3	FID	In esercizio (a meno di 50 metri relativi ad un attraversamento stradale)	2019	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0092	Pot. Diramazione sud Roseto	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2023	150	2,75	1,4	0,5	FID	Autorizzazioni pubbliche	2021	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0093	Pot. All. Com. di Imola 1a presa	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		200	0,30	0,5	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2022	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0096	Pot. Der. per Meda (MI)	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2021	250	0,41	1,7	0,2	FID	Autorizzazioni pubbliche	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0101	Met. Cazzano Sant'Andrea - Clusone	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		400	9,00	12,0	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2025	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0106	Pot. Der. Pinerolo-Villarperosa	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		600	9,10	14,9	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2025	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0108	Pot. All. comune di Sorisole (BG)	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2020	250	0,31	0,3	0,1	FID	In Costruzione	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, RITROVAMENTI ARCHEOLOGICI
RR_0109	Pot. All. ti Moretti e Metallurgica S. Gior	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		200	0,10	0,2	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2023	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0110	Derivazione per Rezzato 2° tratto	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		500/300	3,20	5,7	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2024	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0118	Pot. Lecco - Mandello tra PIL 4.1 e 4.2	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		300	0,50	0,6	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2023	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0119	Pot. All. ORI Martin di Brescia	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		200	0,00	0,1	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2021	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0121	Pot. Rete di Desio	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		200	0,60	0,5	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2024	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0123	Pot. All. comune di Usmate Velate	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		250	0,00	0,1	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2020	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0127	POT.IMP.REG. N° 637 VEZZANO LIGURE	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2022	#	0,00	1,0	0,0	NON FID	PIANIFICATO	2021	NON FID	PIANIFICATO	POSTICIPATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0128	Pot. Der. per Gorla Minore (VA)	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2022	150	0,50	1,5	0,0	NON FID	PIANIFICATO	2022	NON FID	PIANIFICATO	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0133	Pot. Der. per Curno (BG)	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2025	300	2,00	2,0	0,0	NON FID	PIANIFICATO	2022	NON FID	PIANIFICATO	POSTICIPATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0135	Colleg. Pietravairano - Pignataro M.	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2019	600	25,10	35,6	9,5	FID	In Costruzione	2019	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0137	Potenziamento Rete Valle Olona	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		200	0,30	0,4	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2022	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0142	All.to Toscopetrol Spa Livorno	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,22	0,5	0,3	FID	In Costruzione	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0145	All.to M.V.S. S.R.L. Comune di Potenza	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,37	0,2	0,1	FID	In esercizio	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI

RR_0147	All.to Sirtam Spa Altopascio (LU)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,23	0,2	0,1	FID	In esercizio	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0151	All.to CENTRALE MET MARSICA SRL AVEZZANO	ESTENSIONI DI RETE	2018	100	0,60	0,4	0,5	FID	In esercizio	2018	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0160	All.to LTS S.R.L. comune Colliano (SA)	ESTENSIONI DI RETE	2018	100	0,30	0,1	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0163	All.to Olivi Spa di Scandriglia (RI)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,35	0,3	0,1	FID	In Costruzione	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0164	TOTALERG S.P.A. SAN MARCO ARGENTANO (CS)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,33	0,2	0,1	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0165	All.to Milugas srl Pontecagnano F. (SA)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,76	0,2	0,1	FID	Autorizzazioni pubbliche	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0176	Pot. All. 1a presa comune di Rozzano	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		200	0,20	0,2	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2023	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0178	Pot. All. 1a Pr. Com. di Besana Br. (MB)	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		150	0,10	0,2	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2023	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0179	Met. Vernole - S. Donato di Lecce	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		400	13,00	15,8	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2025	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0180	COLL. ALL.SORGENIA - MET. MAENZA-VITINIA	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2020	400	0,70	0,8	0,1	FID	AUTORIZZAZIONI PUBBLICHE	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0181	Pot. Rete di Suzzara 3° tronco (RE)	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2020	300	2,32	1,8	0,1	FID	Progettazione di base	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0182	Derivazione Nord di S.Giovanni V.no (FI)	ESTENSIONI DI RETE	2020	200	0,23	0,2	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0183	Spina x Ecoprogetto di Albairate (MI)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,22	0,2	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0184	Pot. All. Com. Ortona (CH)	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2020	150	0,15	0,2	0,0	FID	Progettazione di base	2020	NON FID	PIANIFICATO	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0185	Pot. Dir. Nocera - Cava dei Tirreni	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2022	250	2,94	2,9	0,0	FID	Progettazione di base	2022	NON FID	PIANIFICATO	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0186	Pot. Derivazione per Udine Est	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		300	12,00	8,7	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2022	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0187	Pot. Deriv. per Solaro (MI)	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2022	200	0,87	0,7	0,0	NON FID	PIANIFICATO	2022	NON FID	PIANIFICATO	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0188	Pot. All. 2a presa comune di Saronno	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		200	0,00	0,2	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2021	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0189	Pot. All. Cartiera Merati di Laveno M.	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		200	0,50	0,5	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2023	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0190	POT. ALL. 39 PR. COM. MAGENTA (MI)	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		150	0,10	0,2	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2022	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0191	Pot. All. 1a presa Com. di Bari	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		400	1,10	1,1	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2023	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0192	Pot. Rete di Modena	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		200	4,30	4,3	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2024	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0193	Pot. All. Com. Montecchio M. 3a pr.	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		150	0,00	0,1	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2021	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0194	POT. I.R. N° 337/A DI CASALMAGGIORE	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2024	#	0,00	0,1	0,0	NON FID	PIANIFICATO	2024	NON FID	PIANIFICATO	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0195	Pot. All. 1a presa Com. di Erba (CO)	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE		200	0,00	0,2	0,0	NON FID	ELIMINATO DAL PIANO	2023	NON FID	PIANIFICATO	ELIMINATO PER VARIAZIONE CONTESTO DI MERCATO
RR_0196	All.to Totalerg spa Rieti	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,50	0,3	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0197	All.to Soc.Condotte Acqua Sesto S.Giov.	ESTENSIONI DI RETE	2021	150	0,55	0,5	0,1	FID	In Costruzione	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI



RR_0198	All.to F.Ili Vaccarella S Salvatore T-BN	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,23	0,1	0,0	FID	In esercizio	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0199	All.to ENI spa in Comune di Statte (TA)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,45	0,2	0,1	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0200	All.to S.I.Con. S.r.L. Pace del Mela	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,70	0,3	0,3	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0201	ALL.TO EASY ENERGIA AMBIENTE BIOMETANO P	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,90	0,7	0,4	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0202	All.to Recali Latina 2 Biometano	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	1,03	0,7	0,1	FID	Costruzione	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0203	ALL.TO CAVIRO BIOMETANO FAENZA (RA)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,00	0,7	0,3	FID	IN ESERCIZIO	2019	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0204	All.to Caviro Distillerie 2 di Faenza	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,00	0,6	0,3	FID	IN ESERCIZIO	2019	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0205	ALL.TO BIOMETANO BIOMAN S.P.A - MANIAGO	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	4,31	2,3	0,2	FID	Costruzione	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0206	All.to Biometh srl - BIO - Venosa (PZ)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,30	0,6	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0207	ALL.TO BIO ECOAGRIM BIOMETANO LUCERA(FG)	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	1,05	0,8	0,3	FID	Autorizzazioni pubbliche	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0208	All.to Turriziani Petroli - Latina (LT)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,14	0,0	0,1	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0209	all.to CNG asset company 1 Latina (LT)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,60	0,4	0,1	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0210	all.to Turriziani Petroli srl - Latina	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,08	0,1	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0211	all.to Coronet spa - Cisterna L. (LT)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,13	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0212	all.to CNG Asset Company 1 - Minturno LT	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,45	0,2	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0213	All.to Totalerg - Certaldo (FI)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,15	0,2	0,0	FID	In esercizio	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0214	All.to Torregas - Grosseto	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,91	0,2	0,1	FID	In esercizio	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0215	All.to Stoc Energy Srl - Empoli (FI)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,65	0,2	0,1	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0216	Metano Toscana srl - Lastra a Signa (FI)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,20	0,2	0,0	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0217	all.to CNG asset company 1 Prato (PO)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,01	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0218	all.to CNG asset company 1 GR AureliaNor	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,00	0,2	0,1	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0219	all.to CNG asset company 1 Scarlino (GR)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,70	0,2	0,1	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0220	all.to Celli Paper spa - Capannori (LU)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,39	0,0	0,1	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0221	all.to Bindi G.H.F. - Figline V. (FI)	ESTENSIONI DI RETE	2020	150	0,01	0,0	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0222	all.to Bindi S.p.A. - Figline V. (FI)	ESTENSIONI DI RETE	2020	150	0,01	0,0	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0224	all.to CNG asset company 1 Perugia (PG)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,09	0,2	0,0	FID	In esercizio	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0225	CROWN PACKAING MANUFACTURING ITALY SRL	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,01	0,2	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA

RR_0226	All.to Biometano En-Ergon s.r.l. - Ostra	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	1,00	0,9	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0227	all.to Biometano Bioland - Casal C (AL)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,96	0,4	0,5	FID	In esercizio	2019	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0228	All.to PDR 21 R.G. di Casalino (NO)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,20	0,2	0,2	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0229	all.to Bitux spa S. Giorgio C. (TO)	ESTENSIONI DI RETE	2018	100	0,10	0,2	0,2	FID	IN ESERCIZIO	2019	FID	IN COSTRUZIONE	IN ANTICIPO RISPETTO AL PROGRAMMA
RR_0230	All.to Aleanna Resources Formignana (FE)	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,05	0,7	0,2	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0231	all.to Biometano di Isola della Scala VR	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,13	0,4	0,2	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0232	all.to SESA Biometano Este (PD)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,30	0,6	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0233	ALL-ASPIAG SERVICE MONSELICE (PD)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,00	0,3	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2019	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0234	ALL-TO MATER BIOTECH BIOMETANO BOTTRIGHE	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,85	1,0	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0235	All.to Biometano Agriman Srl -Noventa V.	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,91	0,8	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0236	All.to Biometano Società A. Sant'Illario	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,70	0,8	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0237	All.to Maserati - Sarmato PC biometano	ESTENSIONI DI RETE	2018	100	0,06	0,2	0,2	FID	In esercizio	2018	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0238	all.to Maserati Energia - Sarmato (PC)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,00	0,0	0,0	FID	IN ESERCIZIO	2019	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0239	All.to AMSA SpA di Milano Via Olgettina	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,30	0,4	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0241	all.to Keropetrol spa - Uboldo (VA)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,34	0,0	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0242	All.to Matrix Biometano Brescia (BS)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,06	0,6	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0243	all.to Kuwait spa S. Zenone al Lambro	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,39	0,3	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0244	all.to 2ª presa Comune Vobarno UNARETI	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,15	0,6	0,0	FID	Progettazione di base	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0245	BIOMETANO ASIA AMBIENTE ITALIA LEGNANO	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,03	0,5	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0246	all.to Gaia Servizi srl - Bollate (MI)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,02	0,2	0,0	FID	In Costruzione	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0247	all.to E.On Connecting En. It. Cesano M.	ESTENSIONI DI RETE	2019	150	0,00	0,1	0,0	FID	IN ESERCIZIO	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0248	All. Asja Ambiente Italia spa Legnano	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,02	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0249	All.to Biometano Ecoprogetto -Albairate	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,03	0,4	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0250	All. Ecoprogetto Milano Srl - Albairate	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,01	0,0	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0251	All.to Biometano di Piverone (TO)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,02	0,3	0,1	FID	In Costruzione	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0253	all.to Energia Lucana srl di Picerno (PZ)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,40	0,2	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0254	all.to Econet srl - Lamezia Terme (CZ)	ESTENSIONI DI RETE	2018	100	0,30	0,1	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA

RR_0255	all.to Comune Cerchiara di Calabria (CS)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,00	0,1	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0256	all.to Megas srl di Morano Calabro (CS)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,33	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0257	all.to CNG Asset Company 1 - Soverato CZ	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,20	0,2	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0258	All.to Prom Self srl Teverola (CE)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,12	0,1	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0259	All.to Pomilia Gas Pietraroja (BN)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,28	0,1	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0260	All.to LC Holding di Cervinara (AV)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,28	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0261	RAMOFUEL S.R.L. - Lioni (AV)	ESTENSIONI DI RETE	2018	100	0,20	0,1	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	IN COSTRUZIONE	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0262	all.to Cartiera Confalone - Montoro (AV)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,26	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2020	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0263	all.to Nuova Fuel Calor - Quarto (NA)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,47	0,3	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0264	all.to CNG asset company 1 Acerra (NA)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,40	0,2	0,1	FID	IN ESERCIZIO	2018	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0265	all.to CNG asset company 1 MercoglianoAV	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,51	0,3	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0266	all.to CNG asset company 1 Aversa (CE)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,72	0,3	0,1	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0267	all.to CNG asset company 1 Napoli (NA)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,34	0,3	0,0	FID	In Costruzione	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0268	All. Pdr Eurocarburanti di Cardito (NA)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,02	0,2	0,1	FID	In esercizio	2018	FID	IN COSTRUZIONE	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0269	all.to Euroenergia snc Marano di Napoli	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,23	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0270	all.to I.C.A.A. Srl Acerra NA	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,64	0,2	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0271	All.to Di Mauro Off. Grafiche S.p.A.	ESTENSIONI DI RETE	2020	150	1,40	0,7	0,1	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0272	all.to Oro Nero srl - Afragola (NA)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,12	0,1	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0273	all.to CNG Asset Company 1 - Pomigliano	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,45	0,2	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0274	all.to I.M.C.A. Spa - Pagani (SA)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,02	0,0	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0275	All.to Camaldoli Service srl - Scisciano	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,00	0,1	0,0	FID	IN ESERCIZIO	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0276	FIB S.r.l. - Teverola (CE)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,13	0,1	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0277	All.to Comune di Calciano (MT)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,04	0,0	0,0	FID	In esercizio	2018	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0278	all.to Comune di Roccanova (PZ)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,03	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0279	all.to Gas Natural Car di Pede C' Matera	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,24	0,2	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0280	Ora S.r.l. - Rionero in Vulture (PZ)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,31	0,2	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0281	all.to CNG asset company 1 Noicattaro BA	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	1,35	0,5	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI

RR_0282	all.to CNG asset company 1 Melpignano LE	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	1,25	0,6	0,1	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0283	all.to CNG asset company 1 Foggia (FG)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,73	0,3	0,1	FID	Autorizzazioni pubbliche	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	RITARDO PER CAUSE ESOGENE, OTTENIMENTO PERMESSI
RR_0284	all.to Lezzi Suri - Surbo (LE)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,19	0,1	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0285	all.to S.I. Internazionale Noci (BA)	ESTENSIONI DI RETE	2019	100	0,03	0,1	0,0	FID	In esercizio	2019	FID	INGEGNERIA E PERMESSI	IN AVANZAMENTO COME DA PROGRAMMA
RR_0286	Pot. All.to Com. di Albano Laziale	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2022	250	0,02	0,4	0,0	NON FID	PIANIFICATO	-	-	-	NA
RR_0287	Pot. all. comune di Rescaldina (MI)	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2020	200	0,02	0,1	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0288	all.to Sirtam spa - Lastra a Signa (FI)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,24	0,3	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0289	all.to Auchan spa Vimodrone	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,17	0,3	0,0	FID	Costruzione	-	-	-	NA
RR_0290	all.to Auchan spa Rescaldina MI	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,22	0,3	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0291	all.to Ambiente Servizi San Vito (PN)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,45	0,4	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0292	Bioenergia Trentino S.r.l. - Faedo (TN)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,26	0,8	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0293	all.to Ali Fuel Srl S Maria Capua Vetere	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,56	0,3	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0294	all.to ENI Spa - Polistena (RC)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,05	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0295	all.to Nigro srl - Melfi (PZ)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,37	0,2	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0296	all.to Consorzio Azimut S.Egidio M.A (SA)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,01	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0297	all.to S. Francesco srl - Boscoreale (NA)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,01	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0298	all.to Gobbi Sandro - Tolentino (MC)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,13	0,2	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0299	All.to Biometano Società Agricola Leona	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,45	0,6	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0300	all.to Babetto (ex AF Petroli) Cadoneghe	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,70	0,2	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0301	all.to CentraleMetanFoligno Grotteria RC	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,03	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0302	All. Biometano Ferrania Ecologia - (SV)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,45	1,0	0,1	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0303	All.to Ferrania Ecologica-Cairo Monte(SV)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,01	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0304	ALL.TO BIOMETANO REVERE ENERGIA SOCIETÀ	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	2,34	1,3	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0305	all.to C&C Petroli (ex-Cancellieri-Nepi)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,03	0,1	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0306	all.to GSA Servizi A. Civita Castellana	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	1,20	0,6	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0307	all.to BBV BIOMETHANE Srl ex Sweet Milk	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,27	0,5	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0308	all.to CNG Snam4Mobility Mantova	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,85	0,7	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA

RR_0309	all.to CNG Snam4Mobility Levico (TN)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,87	0,6	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0310	all.to CNG Snam4Mobility Torino	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,39	0,4	0,1	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0311	all.to CNG Snam4Mobility Busano (TO)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,48	0,4	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0312	all.to CNG Snam4Mobility Milazzo (ME)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	1,40	0,4	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0313	all.to CNG Snam4Mobility Bovalino	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	1,40	0,7	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0314	all.to CNG Snam4Mobility Aprilia (LT)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	1,05	0,6	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0315	all.to CNG Snam4Mobility Salerno - Irno	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,43	0,3	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0316	all.to CNG Snam4Mobility Salerno -Lamia	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,70	0,3	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0317	all.to CNG Snam4Mobility S Maria Capua V	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,90	0,5	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0318	all.to CNG Snam4Mobility Missanello PZ	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,35	0,3	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0319	all.to Bitolea srl - Landriano (PV)	ESTENSIONI DI RETE	2020	150	1,25	0,9	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0320	all.to Trussardi Petroli srl Bergamo	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,03	0,2	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0321	All Biometano AB Ambiente	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,02	0,5	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0322	all.to Dicomi srl - Rho (MI)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,32	0,2	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0323	all.to Snam4Mobility Salsomaggiore	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,21	0,4	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0324	all.to Di Lella Invest spa Putignano-BA	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,26	0,2	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0325	SNAM 4 MOBILITY S.P.A.- PINEROLO(TO)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,56	0,3	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0326	all.to CNG Snam4Mobility Locorotondo -BA	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	1,65	0,5	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0327	ALLACCIAMENTO SNAM4MOBILITY ASCOLI PICEN	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,03	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0328	ALLACCIAMENTO SNAM4MOBILITY MOZZAGROGNA	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,34	0,3	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0329	All. Bio Verola di Verolanuova (BS)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,01	0,0	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0330	All. Biometano Bio Verola di Verolanuova	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,03	0,5	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0331	SNAM4MOBILITY SPA ADS COSENZA OVEST	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,19	0,0	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0332	Deriv. per AdS Cosenza Ovest e Cosenza E	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	1,50	0,0	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0333	SNAM4MOBILITY SPA ADS COSENZA EST	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,12	0,0	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0334	all.to Nova frutta - Fisciano (SA)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,50	0,2	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0335	all.to Acquedotto Pugliese Spa (TA)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,19	0,2	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA

RR_0336	all.to Gervasio srl Mugnano (NA)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,03	0,1	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0337	all.to Gatti Carburanti - Bitetto (BA)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,21	0,2	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0338	all.to Humanitas Centro Catanese	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,80	0,4	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0339	All.to Kuwait - Paderno Dugnano	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,30	0,2	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0340	all.to Biometano Green Power Marcallese	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,22	0,6	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0341	ALL.TO BIOMETANO FERTITALIA SRL - VILLA	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,02	0,5	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0342	ALL.TO BIOMETANO VILLABIOENERGIE -VILLA	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,02	0,5	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0343	All.to Biometano Smat - Settimo To.	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,03	0,5	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0344	ALLACCIAMENTO REVERE ENERGIA DI REVERE	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,01	0,0	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0345	all.to Biometano Bascapè Energia (PV)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,36	0,6	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0346	Diramazione per Villa Bartolomea	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	1,60	0,7	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0347	all.to S4M Todi	ESTENSIONI DI RETE	2020	150	0,50	0,3	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0348	ALL.SNAM4MOBILITY DI ROVIGO (RD)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,14	0,3	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0349	All.to Biometano Asja Ambiente I. GE	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,16	0,8	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0350	all.to Ekomobil subentro Rialto Usmate V	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,35	0,3	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0351	all.to Biometano Az. Agricola Bosia	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,03	0,5	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0352	SNAM 4 MOBILITY DI MADIGNANO (CR)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,56	0,3	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0353	all.to pdr Az. Agricola Bosia(CarbonarT)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,01	0,0	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0354	all.to NLMK Verona DN150 Oppeano	ESTENSIONI DI RETE	2021	150	1,30	0,6	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0355	all.to S4M Civita Castellana	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,07	0,1	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0356	all.to Stella di Cucumazzo M. - Bitonto	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,01	0,1	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0357	T.C.A. S.P.A. DI CAPOLONA (AR)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,01	0,1	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0358	all.to Dilella Invest spa - Polignano	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,66	0,3	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0359	ENERSI SICILIA DI CALTANISSETTA_BIOMETANO	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,60	0,7	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0360	all.to SANTORO PETROLI - GROTTAMINARDA	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,34	0,2	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0361	ENERSI SICILIA DI CALTANISSETTA	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,05	0,0	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0362	all.to Keropetrol sito in Baranzate	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,84	0,2	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA

RR_0363	ALL. TERSAN PUGLIA - MODUGNO (BA) PdC	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,53	0,6	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0364	all.to Tersano Puglia pdr Modugno	ESTENSIONI DI RETE	2021	#	0,00	0,0	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0365	all.to Iper Montebello di Seriante	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,10	0,2	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0366	all.to Iper Montebello di Magenta	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,25	0,2	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0367	KUWAIT PETROLEUM ITALIA S.P.A. DI LASTRA	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,01	0,1	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0368	MAPEI S.P.A. DI LATINA (LT)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,04	0,1	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0369	all.to Tanzi Aurelio Petr. Piazz. Brenta	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,15	0,2	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0370	all.to A8 Impianti srl - Orzinuovi	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,02	0,1	0,0	FID	In Costruzione	-	-	-	NA
RR_0371	all.to Azienda Agr Bagnod Piverone PDR	ESTENSIONI DI RETE	2020	#	0,00	0,0	0,0	FID	Autorizzazioni pubbliche	-	-	-	NA
RR_0372	all.to Mossuca Michele - Melfi (PZ)	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,03	0,0	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0373	all.to Kuwait Petroleum Segrate	ESTENSIONI DI RETE	2021	100	0,60	0,5	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0374	Pot. Com. di Volvera	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2024	200	3,00	3,0	0,0	NON FID	PIANIFICATO	-	-	-	NA
RR_0375	Pot. All. Com. di Latina 3a presa	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2023	200	0,15	1,0	0,0	NON FID	PIANIFICATO	-	-	-	NA
RR_0376	Pot. All. Tess. Bolladello di Cairate	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2023	200	0,01	0,0	0,0	NON FID	PIANIFICATO	-	-	-	NA
RR_0377	Met. Casalmaggiore - Rivarolo del Re	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2024	250	5,27	5,2	0,0	NON FID	PIANIFICATO	-	-	-	NA
RR_0378	LE GHIANDE - BIOMETANO DI S.ANGELO LODIG	ESTENSIONI DI RETE	2020	100	0,00	0,7	0,0	FID	Progettazione di base	-	-	-	NA
RR_0379	Met. Reana del Roiale - Campofornido	POTENZIAMENTO DI RETE ESISTENTE	2023	500	16,00	28,6	0,0	NON FID	PIANIFICATO	-	-	-	NA



## ALLEGATO 4: SCHEDE PROGETTI DI SVILUPPO

### INTERCONNESSIONE TAP

#### INFORMAZIONI SUL CONTESTO DI RIFERIMENTO

Il progetto riguarda la costruzione dell'infrastruttura di collegamento fra il progetto Trans Adriatic pipeline e la rete esistente. Le informazioni sul contesto di riferimento considerate nel Piano sono descritte nel "Documento di Descrizione degli Scenari 2019" pubblicato sul sito Snam.

#### ANALISI DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA

##### ANALISI DELLA DOMANDA

Le assunzioni effettuate sulla domanda gas per l'analisi del progetto sono descritte nel "Documento di Descrizione degli Scenari 2019" redatto da Snam e Terna in conformità alla delibera 468/2018/R/Gas dell'ARERA e pubblicato sul sito Snam.

##### ANALISI DELL'OFFERTA

Il progetto riguarda la creazione di un nuovo punto di interconnessione e il suo collegamento alla rete nazionale dei gasdotti esistente. Il gas in ingresso dal nuovo punto sarà disponibile per tutto il mercato italiano, pertanto si ritiene opportuno rifarsi a quanto già espresso nel "Documento di Descrizione degli Scenari 2019" e al dettaglio dato nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM. L'infrastruttura interconnessa al progetto di Snam Rete Gas è inserita nel contesto delle infrastrutture europee del gas e, per apprezzarne i benefici in maniera corretta è necessario valutarla in tale contesto. Le assunzioni fatte sono anch'esse riepilogate nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM.

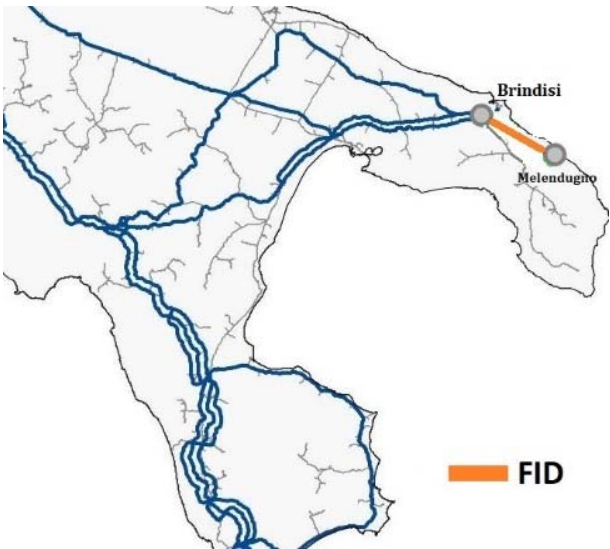
#### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

##### Denominazione intervento

Interconnessione TAP

##### Opere principali ed accessorie

Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)	Tipologia
RN_02	Interconnessione TAP	1400	55	75	Principale

Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)			
Codice identificativo intervento		COD. SRG: RN_02 TYNDP ENTSG: TRA-F-1193	
Obiettivo generale dell'intervento		<ul style="list-style-type: none"><li>• integrazione del mercato</li><li>• sicurezza dell'approvvigionamento;</li><li>• concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento</li></ul>	
Obiettivi specifici		<ul style="list-style-type: none"><li>• accordi internazionali</li><li>• resilienza del sistema</li><li>• flessibilità infrastrutturale</li><li>• continuità della fornitura</li><li>• sviluppo della concorrenza, competizione e liquidità</li><li>• disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento</li></ul>	
Categoria principale intervento		Nuova interconnessione con l'estero	
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano		Piano Decennale 2017-2026	
Incremento delle capacità di trasporto			
Punto della rete impattato	Direzione (entrata/uscita)	Incremento di capacità [Sm3/g]	
Creazione di un nuovo punto di entrata a Melendugno (Puglia)	Entrata (*)	44,3 MSm3/g (tale capacità non aumenterà la capacità totale di importazione del sistema gas)	
(*) Il progetto prevede capacità in uscita in controflusso			
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative		Il progetto è naturalmente correlato all'infrastruttura TAP che consente nuova capacità di importazione dalle produzioni di gas Azero. Tale fonte di approvvigionamento non è attualmente disponibile sul mercato italiano del gas.	
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi		Non applicabile.	
Indicazione dello stato dell'intervento		Realizzazione	

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
19/02/2015	13/04/2015	10/11/2015	21/05/2018	10/11/2015	22/09/2017	02/2019	2020

### ANALISI COSTI/BENEFICI

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

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

COSTI	
Capex totale progetto [M€]	297,9
Consuntivo al 31/12/2018 [M€]	13,3
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	282,9
Opex	0,1 M€/ANNO

### SCENARIO CENTRALIZED

#### BENEFICI MINIMI (Par. 9.1.1 – 9.1.7 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)

B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	Sud: 4417 M€
	Equilibrato: 6064 M€
	Nord: 4967 M€
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazione di nuove aree	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption	Sud: 82 M€
	Equilibrato: 660 M€
	Nord: 1964 M€
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 associati a emissioni di CO2	-
B6: Riduzione effetti negativi associate a emissioni non CO2	-
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-
<b>BENEFICI ULTERIORI OLTRE AI REQUISITI MINIMI</b> (Par. 9.1.8 del documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto")	
B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	-
B8b: Riduzione dei costi di compressione	-
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	-
B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	-
B8e: Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	-
<b>BENEFICI QUALITATIVI</b>	
TAP può favorire la riduzione del divario del prezzo del gas al PSV con i prezzi del Nord Europa (cosiddetto "spread TTF-PSV"). Un ulteriore effetto netto in bolletta e sul Pil può verificarsi in quanto i corrispettivi pagati dagli «shipper» per il nuovo entry point «ripagano» il costo dell'infrastruttura superando il ricavo di Snam direttamente correlato all'infrastruttura.	

<b>INDICATORI ECONOMICI: 1° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")</b>	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
Sud	2549	11,7	2
Equilibrato	4075	18,1	1
Nord	4097	18,2	1

<b>INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")</b>	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
Sud	2536	11,1	2
Equilibrato	4062	17,2	2
Nord	4084	17,3	1

<b>INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi + benefici ulteriori (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")</b>	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
Sud	2536	11,1	2
Equilibrato	4062	17,2	2
Nord	4084	17,3	1

(\*) La mancata realizzazione dell'infrastruttura sul territorio italiano, oltre a causare la perdita delle esternalità positive garantite dal nuovo gas che verrebbe approvvigionato, determinerebbe ulteriori costi per il sistema Italia derivanti dal mancato rispetto degli impegni ed accordi che peserebbero sul welfare dell'intero Paese. Se si decidesse, in via arbitraria e unilaterale, di venire meno agli impegni sin qui assunti anche in base a provvedimenti legislativi e regolamentari, si rimarrebbe esposti alle pretese risarcitorie dei vari soggetti coinvolti nella realizzazione dell'opera e che hanno fatto affidamento su di essa. Lo Stato italiano verrebbe coinvolto in un contenzioso lungo e perdente, i cui costi potrebbero aggirarsi, in base a una stima prudenziale, in uno spettro compreso tra i 20 e i 35 miliardi di euro.

SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE)	CAPEX+ OPEX	CODG	ANNO E.E.
Sud	non critico	non critico	+22anni
Equilibrato	non critico	non critico	+22 anni
Nord	non critico	non critico	+22 anni

#### SCENARIO DECENTRALIZED

<b>BENEFICI MINIMI</b> (Par. 9.1.1 – 9.1.7 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	Sud: 3939 M€ Equilibrato: 5604 M€ Nord: 5280 M€
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazione di nuove aree	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption	Sud: 72 M€ Equilibrato: 431 M€ Nord: 1054 M€
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 associati a emissioni di CO2	-
B6: Riduzione effetti negativi associate a emissioni non CO2	-
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-
<b>BENEFICI ULTERIORI OLTRE AI REQUISITI MINIMI</b> (Par. 9.1.8 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	-
B8b: Riduzione dei costi di compressione	-
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	-
B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	-
B8e: Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	-
<b>BENEFICI QUALITATIVI</b>	
TAP può favorire la riduzione del divario del prezzo del gas al PSV con i prezzi del Nord Europa (cosiddetto “spread TTF-PSV”).	

(\*) La mancata realizzazione dell’infrastruttura sul territorio italiano, oltre a causare la perdita delle esternalità positive garantite dal nuovo gas che verrebbe approvvigionato, determinerebbe ulteriori costi per il sistema Italia derivanti dal mancato rispetto degli impegni ed accordi che peserebbero sul welfare dell’intero Paese. Se si decidesse, in via arbitraria e unilaterale, di venire meno agli impegni sin qui assunti anche in base a provvedimenti legislativi e regolamentari, si rimarrebbe esposti alle pretese risarcitorie dei vari soggetti coinvolti nella realizzazione dell’opera e che hanno fatto affidamento su di essa. Lo Stato italiano verrebbe coinvolto in un contenzioso lungo e perdente, i cui costi potrebbero aggirarsi, in base a una stima prudenziale, in uno spettro compreso tra i 20 e i 35 miliardi di euro.

Un ulteriore effetto netto in bolletta e sul Pil può verificarsi in quanto i corrispettivi pagati dagli «shipper» per il nuovo entry point «ripagano» il costo dell'infrastruttura superando il ricavo di Snam direttamente correlato all'infrastruttura.

INDICATORI ECONOMICI: 1° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
Sud	2347	10,9	2
Equilibrato	3657	16,4	1
Nord	3639	16,3	1

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
Sud	2334	10,3	2
Equilibrato	3644	15,5	2
Nord	3626	15,5	1

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi + benefici ulteriori (rif. par. 8.4 "criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
Sud	2334	10,3	2
Equilibrato	3644	15,5	2
Nord	3626	15,5	1

SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE)	CAPEX+ OPEX	CODG	ANNO E.E.
Sud	non critico	non critico	+21 anni
Equilibrato	non critico	non critico	+21 anni
Nord	non critico	non critico	+21 anni

#### SCENARIO BAU

È stato studiato anche lo scenario BAU nella configurazione di supply presentata nel paragrafo di descrizione della metodologia del presente documento. I risultati degli indicatori economici riportati qui di seguito sono di fatto allineati con lo scenario centralized equilibrato. Nello scenario BAU infatti la domanda è più elevata a livello italiano, mentre a livello europeo è paragonabile a quella dello scenario centralized. L'aumento della domanda in Italia è ben compensato dall'incremento delle disponibilità di supply che ha come ulteriore conseguenza l'abbassamento dei prezzi in tutto il continente (over supply). In questo contesto la nuova fonte di approvvigionamento, pur incrementando la resilienza del sistema italiano in maniera maggiormente significativa risulta avere un beneficio sui 25 anni non superiore a quello della configurazione precedentemente citata.

#### Indicatori economici

- **NPV:** 4022 M€
- **B/C:** 17,0
- **PBP:** 2 anni

#### INDICATORI QUANTITATIVI

INDICATORI QUANTITATIVI		2019	2025	2030
N-1	Inerziale	103	113	112
	Con il progetto	103	113	112
IRDI	Inerziale	2139	2139	2139
	Con il progetto	2139	1819	1819

## POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD

### INFORMAZIONI SUL CONTESTO DI RIFERIMENTO

Il progetto riguarda la creazione di nuova capacità di trasporto nei punti di entrata del Sud Italia. Le informazioni sul contesto di riferimento considerate nel Piano sono descritte nel “Documento di Descrizione degli Scenari 2019” pubblicato sul sito Snam.

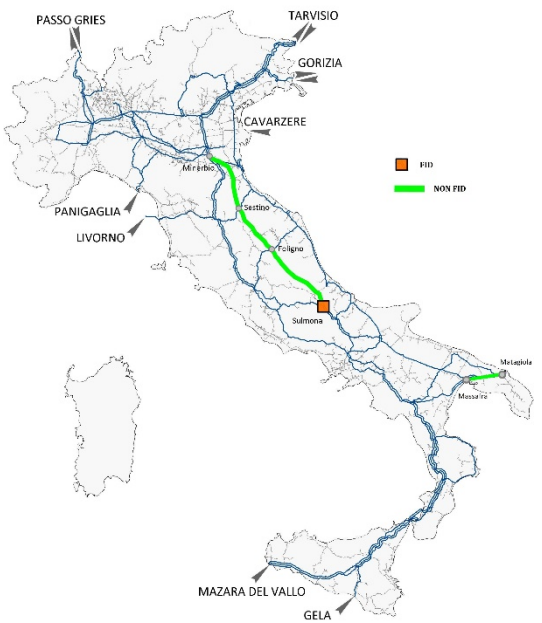
### ANALISI DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA

<b>ANALISI DELLA DOMANDA</b>	Le assunzioni effettuate sulla domanda gas per l'analisi del progetto sono descritte nel “Documento di Descrizione degli Scenari 2019” redatto da Snam e Terna in conformità alla delibera 468/2018/R/Gas dell'ARERA e pubblicato sul sito Snam.
<b>ANALISI DELL'OFFERTA</b>	Il progetto riguarda la creazione di nuova capacità di trasporto nei punti di entrata del Sud Italia. Il nuovo gas in ingresso sarà disponibile per tutto il mercato italiano, pertanto si ritiene opportuno rifarsi a quanto già espresso nel “Documento di Descrizione degli Scenari 2019” e al dettaglio dato nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di SNAM. L'infrastruttura interconnessa al progetto di Snam Rete Gas è inserita nel contesto delle infrastrutture europee del gas e, per apprezzarne i benefici in maniera corretta è necessario valutarla in tale contesto. Le assunzioni fatte sono anch'esse riepilogate nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di SNAM.

### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

Denominazione intervento			POT. NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD			
Opere principali ed accessorie						
Codice	Denominazione	DN	km	MW	Pressione (bar)	Tipologia
RN_04_a	Met. Sulmona-Foligno	1200	170	-	75	principale
RN_04_b	Met. Foligno-Sestino	1200	114	-	75	principale
RN_04_c	Met. Sestino-Minerbio	1200	141	-	75	principale
RN_04_d	Centrale di Sulmona			33		principale
RN_05	Met. Matagiola-Massafra	1400	80		75	principale
RN_14	Imp. di Regolazione di Moliterno	-	-		-	accessoria



Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)		
Codice identificativo intervento	COD. SRG: RN_04, RN_05 e RN_14 TYNDP ENTSG: TRA-N-007 e TRA-N-1195	
Obiettivo generale dell'intervento	<ul style="list-style-type: none"><li>• sicurezza dell’approvvigionamento;</li><li>• concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento</li></ul>	
Obiettivi specifici	<ul style="list-style-type: none"><li>• resilienza del sistema</li><li>• risoluzione congestioni</li><li>• flessibilità infrastrutturale</li><li>• continuità della fornitura</li><li>• sviluppo della concorrenza, competizione e liquidità</li><li>• disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento</li></ul>	
Categoria principale intervento	Potenziamento di interconnessione con l’estero esistente	
Anno di primo inserimento dell’intervento nel Piano	Piano Decennale 2014-2023 per RN_04, Piano Decennale 2016_2025 per RN_14 Piano Decennale 2016_2025 per RN_05	
Incremento delle capacità di trasporto		
Punto della rete impattato	Direzione (entrata/uscita)	Incremento di capacità [Sm3/g]
Il progetto permette l’incremento della capacità complessiva dei punti di entrata da Sud	Entrata	24 MSm3/g
Il progetto permette inoltre l’incremento della capacità massima in Puglia	Entrata	30 MSm3/g (*)
(*) la capacità massima dei punti di entrata in Puglia sarà di 74 MSm3/g		
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative	La Linea Adriatica può essere vista come uno sviluppo che ha carattere di generalità e che consente di potenziare le capacità della direttrice di importazione da Sud. Il metanodotto Matagiola-Massafra è correlato invece a infrastrutture di trasporto nuove od esistenti con approdo in Puglia	
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Non applicabile.	

Indicazione dello stato dell'intervento					Pianificazione e progettazione			
	inizio progetto	Avvio progettazione e di dettaglio	Data presentazione e AU	Data ottenimento AU	Data presentazione e VIA	Data ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data EE
RN_04a	05/07/2006	19/02/2007	20/06/2011	01/2025	31/01/2005	14/03/2011	07/2025	06/2027
RN_04b	05/07/2006	19/02/2007	19/05/2014	01/2025	31/01/2005	16/05/2011	07/2025	06/2027
RN_04c	05/07/2006	19/02/2007	25/01/2012	12/05/2015	15/03/2005	09/12/2008	07/2025	6/2027
RN_04d	18/07/2005	25/09/2006	21/06/2011	07/03/2018	31/01/2005	07/03/2011	7/2022	03/2025
RN_05	06/2021	06/2021	01/2022	12/2024	01/2022	07/2024	07/2025	6/2027
RN_14	gen-20	06/2021	03/2022	12/2024	NA	NA	4/2026	6/2027

#### ANALISI COSTI/BENEFICI

**BENEFICI** - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni  
i benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” secondo i dettagli riportati nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di SNAM.

COSTI		
Capex totale progetto [M€]	RN_04_a	529
	RN_04_b	402
	RN_04_c	475
	RN_04_d	190
	RN_05	309
	RN_14	3
	TOTALE	1.909
Consuntivo al 31/12/2018 [M€]	67	
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	1.889	
Opex	2,0 M€/ANNO	

#### SCENARIO CENTRALIZED

<b>BENEFICI MINIMI</b> (Par. 9.1.1 – 9.1.7 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	Sud: 4612 M€
	Equilibrato: 6342 M€
	Nord: 5917 M€
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	-
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	Sud: 0 M€
	Equilibrato: 1 M€
	Nord: 111 M€
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	-
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	-
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

<b>BENEFICI ULTERIORI OLTRE AI REQUISITI MINIMI</b> (Par. 9.1.8 del documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto")	
B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	-
B8b: Riduzione dei costi di compressione	-
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	-
B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	-
B8e: Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	-

<b>BENEFICI QUALITATIVI</b>
La disponibilità della centrale di compressione di Sulmona garantisce un incremento delle portate trasportabili provenienti dall'erogazione dello stoccaggio di Fiume Treste. Lo sfruttamento della piena capacità erogativa di punta dello stoccaggio di Fiume Treste mette a disposizione del sistema italiano una maggiore flessibilità che permette un contenimento dei prezzi in caso di eventi caratterizzati da una domanda di punta giornaliera significativa.

<b>INDICATORI ECONOMICI: 1° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi)</b>	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
Sud	833	1,7	10
Equilibrato	1484	2,2	9
Nord	1523	2,2	7

<b>INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi)</b>	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
Sud	820	1,7	10
Equilibrato	1471	2,2	9
Nord	1510	2,2	7

<b>INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi + benefici ulteriori (rif. par. 8.4 "criteri applicativi)</b>	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
Sud	820	1,7	10
Equilibrato	1471	2,2	9
Nord	1510	2,2	7

SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE)	CAPEX+ OPEX	CODG	ANNO E.E.
Sud	+66%	non critico	+ 9 anni
Equilibrato	non critico	non critico	+14 anni
Nord	non critico	non critico	+11 anni

#### SCENARIO DECENTRALIZED

BENEFICI MINIMI (Par. 9.1.1 – 9.1.7 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	Sud: 2832 M€
	Equilibrato: 5096 M€
	Nord: 4961 M€
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	-
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	Sud: 0 M€
	Equilibrato: 0 M€
	Nord: 4 M€
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	-
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	-
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

BENEFICI ULTERIORI OLTRE AI REQUISITI MINIMI (Par. 9.1.8 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	-
B8b: Riduzione dei costi di compressione	-
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	-
B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	-
B8e: Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	-

#### BENEFICI QUALITATIVI

La disponibilità della centrale di compressione di Sulmona garantisce un incremento delle portate trasportabili provenienti dall’erogazione dello stoccaggio di Fiume Treste. Lo sfruttamento della piena capacità erogativa di punta dello stoccaggio di

Fiume Treste mette a disposizione del sistema italiano una maggiore flessibilità che permette un contenimento dei prezzi in caso di eventi caratterizzati da una domanda di punta giornaliera significativa.

INDICATORI ECONOMICI: 1° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
Sud	123	1,1	13
Equilibrato	1011	1,8	10
Nord	1103	1,9	7

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
Sud	108	1,1	13
Equilibrato	996	1,8	10
Nord	1089	1,9	7

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi + benefici ulteriori (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
Sud	108	1,1	13
Equilibrato	996	1,8	10
Nord	1089	1,9	7

SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE)	CAPEX+ OPEX	CODG	ANNO E.E.
Sud	+9%	non critico	+2 anni
Equilibrato	+81%	non critico	+10 anni
Nord	+88%	non critico	+8 anni

### SCENARIO BAU

È stato studiato anche lo scenario BAU nella configurazione di supply presentata nel paragrafo di descrizione della metodologia del presente documento. I risultati degli indicatori economici riportati qui di seguito sono di fatto allineati con lo scenario centralized equilibrato. Nello scenario BAU infatti la domanda è più elevata a livello italiano, mentre a livello europeo è paragonabile a quella dello scenario centralized. L’aumento della domanda in Italia è ben compensato dall’incremento delle disponibilità di supply che ha come ulteriore conseguenza l’abbassamento dei prezzi in tutto il continente (over supply). In questo contesto l’incremento della fonte di approvvigionamento, pur incrementando la resilienza del sistema italiano in maniera maggiormente significativa risulta avere un beneficio sui 25 anni non superiore a quello della configurazione precedentemente citata.

#### Indicatori economici

- NPV: 1235 M€
- B/C: 2,0
- PBP: 9 anni

#### INDICATORI QUANTITATIVI

INDICATORI QUANTITATIVI		2019	2025	2030
N-1	Prima di EE progetto	103	113	112
	Con il progetto	103	113	118
IRDI	Prima di EE progetto	2139	1819	1819
	Con il progetto	2139	1819	1764

## CENTRALE DUAL FUEL DI MALBORGHETTO

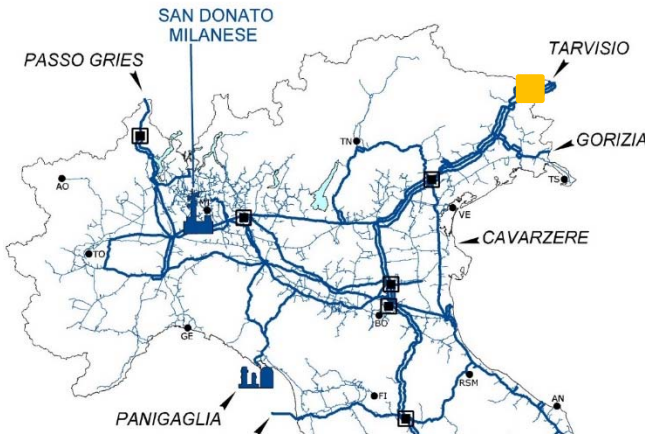
### INFORMAZIONI SUL CONTESTO DI RIFERIMENTO

Il progetto riguarda l'upgrading della centrale di Malborghetto mediante la sostituzione di due unità turbogas da 12 MW con elettrocompressori di pari potenza. Infatti, sulla base delle prescrizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, le due unità a gas dovrebbero essere dismesse a causa delle emissioni inquinanti troppo elevate. Il progetto permette pertanto di eliminare i turbocompressori più inquinanti con macchine più efficienti sotto il punto di vista del consumo di energia primaria e con un minore impatto ambientale in termini di emissioni di gas ad effetto serra ed altre emissioni inquinanti. Il progetto consente inoltre di mantenere ai livelli attuali la massima capacità del punto di interconnessione di Tarvisio. Le informazioni sul contesto di riferimento considerate nel Piano sono descritte nel "Documento di Descrizione degli Scenari 2019" pubblicato sul sito Snam.

### ANALISI DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA

<b>ANALISI DELLA DOMANDA</b>	Le assunzioni effettuate sulla domanda gas per l'analisi del progetto sono descritte nel "Documento di Descrizione degli Scenari 2019" redatto da Snam e Terna in conformità alla delibera 468/2018/R/Gas dell'ARERA e pubblicato sul sito Snam.
<b>ANALISI DELL'OFFERTA</b>	L'infrastruttura analizzata appartiene alla rete nazionale dei gasdotti e, per quanto riguarda la domanda gas da considerare nelle analisi, si ritiene pertanto opportuno rifarsi a quanto già espresso nel "Documento di Descrizione degli Scenari 2019" e al dettaglio dato nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM

### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

Denominazione intervento		Centrale dual fuel di Malborghetto			
Opere principali ed accessorie					
Codice	Denominazione	MW	km	Pressione (bar)	Tipologia
RN_18	Centrale dual fuel di Malborghetto	24		75	Principale
Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)					
Codice identificativo intervento		COD. SRG: RN_18 TYNDP ENTSG: ETR-F-599			
Obiettivo generale dell'intervento		<ul style="list-style-type: none"><li>• integrazione del mercato</li><li>• sicurezza dell'approvvigionamento;</li></ul>			

			<ul style="list-style-type: none"><li>sostenibilità ambientale</li></ul>																					
Obiettivi specifici			<ul style="list-style-type: none"><li>Integrazione con il mercato UE</li><li>resilienza del sistema</li><li>flessibilità infrastrutturale</li><li>continuità della fornitura</li><li>Riduzione emissioni CO2</li><li>Riduzione emissioni altri inquinanti</li><li>Integrazione FER elettriche</li><li>Efficienza energetica</li></ul>																					
Categoria principale intervento			Sostituzione infrastrutture esistenti																					
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano			Piano Decennale 2019-2028																					
Incremento delle capacità di trasporto																								
Punto della rete impattato		Direzione (entrata/uscita)		Incremento di capacità [Sm3/g]																				
Tarvisio		Entrata (*)		Nel caso non si realizzasse l'intervento la capacità di Tarvisio si ridurrebbe da 107 MSm3/g a 99,2 MSm3/g, infatti le macchine che vengono sostituite dovrebbero essere dismesse a causa delle emissioni inquinanti troppo elevate.																				
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative				Non applicabile																				
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi				Non applicabile.																				
Indicazione dello stato dell'intervento				Realizzazione																				
<table><tr><td>Data inizio progetto</td><td>Avvio progettazione di dettaglio</td><td>Presentazione richiesta Autorizzazione Unica</td><td>Ottenimento Autorizzazione Unica</td><td>Presentazione richiesta VIA</td><td>Ottenimento VIA</td><td>Data Inizio lavori</td><td>Data Entrata in Esercizio</td></tr><tr><td>02/07/2018</td><td>20/02/2019</td><td>4/2020</td><td>01/2022</td><td>na</td><td>na</td><td>02/2022</td><td>12/2024</td></tr></table>									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	02/07/2018	20/02/2019	4/2020	01/2022	na	na	02/2022	12/2024
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																	
02/07/2018	20/02/2019	4/2020	01/2022	na	na	02/2022	12/2024																	

#### ANALISI COSTI/BENEFICI SCENARIO CENTRALIZED

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

i benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" secondo i dettagli riportati nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM. Il beneficio B1 sulla centrale si apprezza in caso di mercato corto come maggiore flessibilità che si concretizza anche in un innalzamento del welfare del sistema (minori costi). Tale beneficio è stato determinato sulla base dello storico tenendo conto dei giorni di mercato corto in cui Tarvisio ha avuto un flusso superiore a quello trasportabile senza le due macchine che sono oggetto dell'investimento. La differenza fra il flusso sostenuto nel singolo giorno e la capacità trasportabile senza le macchine da sostituire è stata valorizzata con il differenziale di prezzo fra il prezzo dello sbilanciamento e il prezzo del PSV day ahead. Tale valore storico è stato riproporzionato negli anni tenendo conto dell'import netto previsto.



<b>COSTI</b>	
Capex totale progetto [M€]	91,8
Consuntivo al 31/12/2018 [M€]	1
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	91,8
Opex	0,1 M€/ANNO

#### SCENARIO CENTRALIZED

<b>BENEFICI MINIMI</b> (Par. 9.1.1 – 9.1.7 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	7 M€
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazione di nuove aree	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di 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 associati a emissioni di CO2	41,6 M€
B6: Riduzione effetti negativi associate a emissioni non CO2	4,7 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

<b>BENEFICI ULTERIORI OLTRE AI REQUISITI MINIMI</b> (Par. 9.1.8 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	-
B8b: Riduzione dei costi di compressione	82,3 M€
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	1,8 M€
B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	28,7 M€
B8e: Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	-
<b>BENEFICI QUALITATIVI</b>	

Oltre ai benefici elencati il progetto permette di mantenere la capacità massima di importazione dall’Austria sul punto di entrata di Tarvisio. L’interconnessione coinvolta risulta essere una delle maggiormente flessibili e reattive nei confronti del mercato soprattutto nelle transizioni infragiornaliere. La capacità garantita dal progetto permette di incrementare la flessibilità del sistema e di conseguenza di arginare la volatilità dei prezzi in condizioni di mercato particolarmente corto a causa di condizioni al contorno stressate (interruzioni infrastrutturali o climatiche con freddo accentuato).

INDICATORI ECONOMICI: 1° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	-43,1	0,4	36

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	-43,7	0,4	36

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi + benefici ulteriori (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	16,1	1,2	10

SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE)	CAPEX+ OPEX	CODG	ANNO E.E.
	+22 %	NA	+3 anni

#### SCANARIO DECENTRALIZED

**BENEFICI MINIMI** (Par. 9.1.1 – 9.1.7 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)

B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	7 M€
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazione di nuove aree	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di 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 associati a emissioni di CO2	43,6 M€
B6: Riduzione effetti negativi associate a emissioni non CO2	4,8 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

**BENEFICI ULTERIORI OLTRE AI REQUISITI MINIMI** (Par. 9.1.8 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)

B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	-
B8b: Riduzione dei costi di compressione	84,9 M€
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	1,9 M€
B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	10,8 M€
B8e: Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	-

**BENEFICI QUALITATIVI**

Oltre ai benefici elencati il progetto permette di mantenere la capacità massima di importazione dall’Austria sul punto di entrata di Tarvisio. L’interconnessione coinvolta risulta essere una delle maggiormente flessibili e reattive nei confronti del mercato soprattutto nelle transizioni infragiornaliere. La capacità garantita dal progetto permette di incrementare la flessibilità del sistema e di conseguenza di arginare la volatilità dei prezzi in condizioni di mercato particolarmente corto a causa di condizioni al contorno stressate (interruzioni infrastrutturali o climatiche con freddo accentuato).

INDICATORI ECONOMICI: 1° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	-42.4	0,4	36

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	-42,4	0,4	36

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi + benefici ulteriori (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	8,3	1,1	11

SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE)	CAPEX+ OPEX	CODG	ANNO E.E.
	+12 %	NA	+2 anni

**INDICATORI QUANTITATIVI**

INDICATORI QUANTITATIVI	2019	2025	2030
N-1	Non applicabile		
IRDI	Non applicabile		

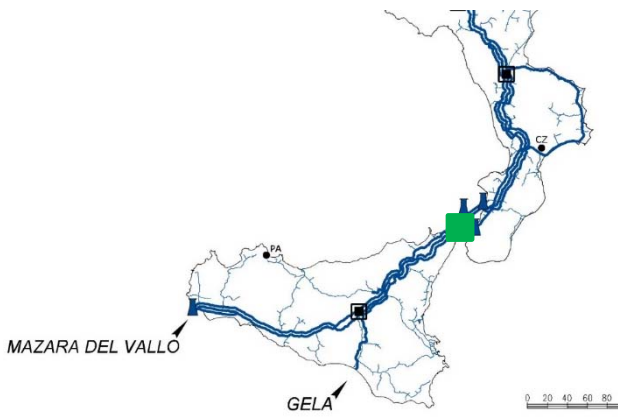
## CENTRALE DUAL FUEL DI MESSINA

### INFORMAZIONI SUL CONTESTO DI RIFERIMENTO

Il progetto riguarda l'upgrading della centrale di Messina mediante la sostituzione di un gruppo turbogas da 25 MW con elettrocompressori da 12 MW. Il progetto permette di eliminare il turbocompressore più inquinanti con macchine più efficienti sotto il punto di vista del consumo di energia primaria e con un minore impatto ambientale in termini di emissioni di gas ad effetto serra ed altre emissioni inquinanti. Le informazioni sul contesto di riferimento considerate nel Piano sono descritte nel "Documento di Descrizione degli Scenari 2019" pubblicato sul sito Snam.

### ANALISI DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA

ANALISI DELLA DOMANDA	Le assunzioni effettuate sulla domanda gas per l’analisi del progetto sono descritte nel “Documento di Descrizione degli Scenari 2019” redatto da Snam e Terna in conformità alla delibera 468/2018/R/Gas dell’ARERA e pubblicato sul sito Snam.				
ANALISI DELL'OFFERTA	L’infrastruttura analizzata appartiene alla rete nazionale dei gasdotti e, per quanto riguarda la domanda gas da considerare nelle analisi, si ritiene pertanto opportuno rifarsi a quanto già espresso nel “Documento di Descrizione degli Scenari 2019” e al dettaglio dato nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di SNAM. Per apprezzare i benefici dell’intervento in maniera corretta è necessario valutare i flussi di import in Italia in un contesto europeo. Le assunzioni fatte sono riepilogate nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di SNAM.				
ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO					
Denominazione intervento		Centrale dual fuel di Messina			
Opere principali ed accessorie					
Codice	Denominazione	MW	km	Pressione (bar)	Tipologia
RN_19	Centrale dual fuel di Messina	24		115	Principale

Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)			
Codice identificativo intervento			COD. SRG: RN_19
Obiettivo generale dell'intervento			<ul style="list-style-type: none"><li>sostenibilità ambientale</li></ul>
Obiettivi specifici			<ul style="list-style-type: none"><li>Riduzione emissioni CO2</li><li>Riduzione emissioni altri inquinanti</li><li>Integrazione FER elettriche</li><li>Efficienza energetica</li></ul>
Categoria principale intervento			Sostituzione infrastrutture esistenti
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano			Piano Decennale 2019-2028
Incremento delle capacità di trasporto			
Punto della rete impattato	Direzione (entrata/uscita)	Incremento di capacità [Sm3/g]	
Non applicabile	Non applicabile	Non applicabile	
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative			Non applicabile
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi			Non applicabile.
Indicazione dello stato dell'intervento			Pianificato

#### ANALISI COSTI/BENEFICI

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

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

<b>COSTI</b>	
Capex totale progetto [M€]	82,5
Consuntivo al 31/12/2018 [M€]	0
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	82,5
Opex	0,1 M€/ANNO

#### SCENARIO CENTRALIZED

<b>BENEFICI MINIMI</b> (Par. 9.1.1 – 9.1.7 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazione di nuove aree	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di 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 associati a emissioni di CO2	64,4 M€
B6: Riduzione effetti negativi associate a emissioni non CO2	6,0 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

<b>BENEFICI ULTERIORI OLTRE AI REQUISITI MINIMI</b> (Par. 9.1.8 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	-
B8b: Riduzione dei costi di compressione	99,3 M€
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	2,8 M€

B8d:Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	57,1 M€
B8e:Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	-
<b>BENEFICI QUALITATIVI</b>	
Non applicabile.	

INDICATORI ECONOMICI: 1° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	-27,7	0,5	36

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	-27,7	0,5	36

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi + benefici ulteriori (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	46,7	1,8	11

SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE)	CAPEX+ OPEX	CODG	ANNO E.E.
	+81 %	NA	+11 anni

INDICATORI QUANTITATIVI	2019	2025	2030
N-1	Non applicabile		
IRDI	Non applicabile		

### SCENARIO DECENTRALIZED

<b>BENEFICI MINIMI</b> (Par. 9.1.1 – 9.1.7 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazione di nuove aree	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di 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 associati a emissioni di CO2	58,8 M€
B6: Riduzione effetti negativi associate a emissioni non CO2	5,5 M€

B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-
---	---

<b>BENEFICI ULTERIORI OLTRE AI REQUISITI MINIMI</b> (Par. 9.1.8 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	-
B8b: Riduzione dei costi di compressione	91,4 M€
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	2,6 M€
B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	48,4 M€
B8e: Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	-
<b>BENEFICI QUALITATIVI</b>	
Non applicabile.	

INDICATORI ECONOMICI: 1° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	-30,1	0,5	36

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	-30,1	0,5	36

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi + benefici ulteriori (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	37,6	1,6	11

SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE)	CAPEX+ OPEX	CODG	ANNO E.E.
	+65 %	NA	+9 anni

#### INDICATORI QUNTITATIVI

INDICATORI QUANTITATIVI		2019	2025	2030
N-1	Non applicabile			
IRDI	Non applicabile			



## CENTRALE DUAL FUEL DI POGGIO RENATICO

### INFORMAZIONI SUL CONTESTO DI RIFERIMENTO

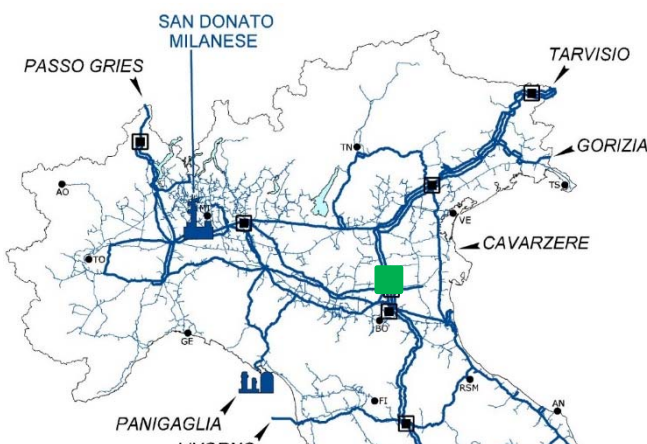
Il progetto riguarda l'upgrading della centrale di Poggio Renatico mediante la sostituzione di una unità turbogas da 12 MW con un elettrocompressore da 15 MW. Il progetto permette di eliminare il turbocompressore più inquinante con una macchina più efficiente sotto il punto di vista del consumo di energia primaria e con un minore impatto ambientale in termini di emissioni di gas ad effetto serra ed altre emissioni inquinanti. Le informazioni sul contesto di riferimento considerate nel Piano sono descritte nel "Documento di Descrizione degli Scenari 2019" pubblicato sul sito Snam.

### ANALISI DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA

<b>ANALISI DELLA DOMANDA</b>	Le assunzioni effettuate sulla domanda gas per l'analisi del progetto sono descritte nel "Documento di Descrizione degli Scenari 2019" redatto da Snam e Terna in conformità alla delibera 468/2018/R/Gas dell'ARERA e pubblicato sul sito Snam.
<b>ANALISI DELL'OFFERTA</b>	L'infrastruttura analizzata appartiene alla rete nazionale dei gasdotti e, per quanto riguarda la domanda gas da considerare nelle analisi, si ritiene pertanto opportuno rifarsi a quanto già espresso nel "Documento di Descrizione degli Scenari 2019" e al dettaglio dato nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM. Per apprezzare i benefici dell'intervento in maniera corretta è necessario valutare i flussi di import in Italia in un contesto europeo. Le assunzioni fatte sono riepilogate nel capitolo "Analisi dei Costi e dei Benefici" del piano decennale di SNAM.

### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

Denominazione intervento		Centrale dual fuel di Poggio Renatico			
Opere principali ed accessorie					
Codice	Denominazione	MW	km	Pressione (bar)	Tipologia
RN_20	Centrale dual fuel di Poggio Renatico	15		75	Principale

Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)			
Codice identificativo intervento			COD. SRG: RN_20
Obiettivo generale dell'intervento			<ul style="list-style-type: none"><li>sostenibilità ambientale</li></ul>
Obiettivi specifici			<ul style="list-style-type: none"><li>Riduzione emissioni CO2</li><li>Riduzione emissioni altri inquinanti</li><li>Integrazione FER elettriche</li><li>Efficienza energetica</li></ul>
Categoria principale intervento			Sostituzione infrastrutture esistenti
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano			Piano Decennale 2019-2028
Incremento delle capacità di trasporto			
Punto della rete impattato	Direzione (entrata/uscita)	Incremento di capacità [Sm3/g]	
Non applicabile	Non applicabile	Non applicabile	
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative			
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi			Non applicabile.
Indicazione dello stato dell'intervento			Pianificato

#### ANALISI COSTI/BENEFICI

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

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

<b>COSTI</b>	
Capex totale progetto [M€]	52,5
Consuntivo al 31/12/2018 [M€]	0
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	52,5
Opex	0,1 M€/ANNO

<b>BENEFICI MINIMI</b> (Par. 9.1.1 – 9.1.7 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazione di nuove aree	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di 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 associati a emissioni di CO2	53,2 M€
B6: Riduzione effetti negativi associate a emissioni non CO2	4,7 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

<b>BENEFICI ULTERIORI OLTRE AI REQUISITI MINIMI</b> (Par. 9.1.8 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	-
B8b: Riduzione dei costi di compressione	83,8 M€
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	2,0 M€
B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	34,9 M€

B8e: Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	-
<b>BENEFICI QUALITATIVI</b>	
Non applicabile.	

INDICATORI ECONOMICI: 1° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	-12,8	0,7	22

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	-12,8	0,7	22

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi + benefici ulteriori (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	45,0	2,1	8

SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE)	CAPEX+ OPEX	CODG	ANNO E.E.
	Non critico	NA	+13 anni

### SCENARIO DECENTRALIZED

<b>BENEFICI (art. 11) - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>
i benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” secondo i dettagli riportati nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di SNAM.

<b>BENEFICI MINIMI</b> (Par. 9.1.1 – 9.1.7 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazione di nuove aree	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di 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 associati a emissioni di CO2	53,2 M€

B6: Riduzione effetti negativi associate a emissioni non CO2	4,7 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

<b>BENEFICI ULTERIORI OLTRE AI REQUISITI MINIMI</b> (Par. 9.1.8 del documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto”)	
B8a: Riduzione del costo di approvvigionamento	-
B8b: Riduzione dei costi di compressione	83,7 M€
B8c: Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera	2,0 M€
B8d: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico	10,7 M€
B8e: Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	-
<b>BENEFICI QUALITATIVI</b> Non applicabile.	

<b>COSTI</b>	
Capex totale progetto [M€]	52,5
Consuntivo al 31/12/2018 [M€]	0
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	52,5
Opex	0,1 M€/ANNO

INDICATORI ECONOMICI: 1° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	-12,9	0,7	22

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	-12,9	0,7	22

INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi + benefici ulteriori (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN [M€]	B/C	PBPE [anni]
	56,2	2,4	7


SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE)	CAPEX+ OPEX	CODG	ANNO E.E.
	+89%	NA	+11 anni

#### INDICATORI QUANTITATIVI

INDICATORI QUANTITATIVI	2019	2025	2030
N-1	Non applicabile		
IRDI	Non applicabile		

## METANIZZAZIONE REGIONE CALABRIA

### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	<p>Sull'intero territorio della Regione Calabria è prevista la realizzazione di opere per il completamento della metanizzazione della Regione a seguito della stipula da parte delle imprese di distribuzione dei contratti di allacciamento alla rete di metanodotti di Snam Rete Gas. Tali opere, che prevedono la costruzione di metanodotti per circa 310 km complessivi, comprendono 17 adduttori (di cui 15 già realizzati) al servizio di 62 punti di riconsegna (di cui 59 già realizzati).</p> <p>I progetti di cui alla presente scheda costituiscono l'ultima fase ad oggi prevista del piano complessivo di metanizzazione della regione.</p>
<b>Denominazione dell'intervento</b>	Metanizzazione Regione Calabria
<b>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</b>	<p>Regione Calabria - Province di Catanzaro e Reggio Calabria</p> 
<b>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSG e nei piani regionali di ENTSG</b>	<p>COD. SRG: RR_0073</p> <p>COD. SRG: RR_0074</p>
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b>	Metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda
<b>Obiettivi specifici</b>	Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree
<b>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</b>	Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate / estensione di rete
<b>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</b>	Piano Decennale 2014-2023

Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)			Non applicabile				
Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)			Nr. 7 Nuovi Punti di Riconsegna				
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative			Non applicabile				
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi			Non applicabile				
Indicazione dello stato dell'intervento			In Costruzione				
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente			In ritardo per cause esogene (ottenimento permessi)				
Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera							
Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_0073	Met. Sant'Andrea a Ap. dello Jonio - Caulonia	Principale	300	52,5	24	Pianificato	In Costruzione
RR_0074	Diramazione per Stilo e Bivongi	Principale	150	4,7	24	Pianificato	In Costruzione

Data inizio Progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Data presentazione AU	Data ottenimento AU	Data presentazione VIA	Data ottenimento VIA	Data inizio lavori	Data e.e.
mag-06	apr-17	mag-15	mar-18	ott-08	apr-09	gen-19	lug-20

<b>COSTI</b>		
<b>Capex totali</b>		<b>57,6 M€</b>
RR_0073	Met. Sant'Andrea Ap. dello Jonio - Caulonia	53,9M€
RR_0074	Diramazione per Stilo e Bivongi	3,7 M€
Consuntivo al 31/12/2018		18,3 M€
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio		53,1 M€
Opex		4,2 M€

### ANALISI DOMANDA

Analisi della domanda	Volume da richiesta di allacciamento 6,935 MSm <sup>3</sup> /anno
-----------------------	---

### ANALISI COSTI/BENEFICI

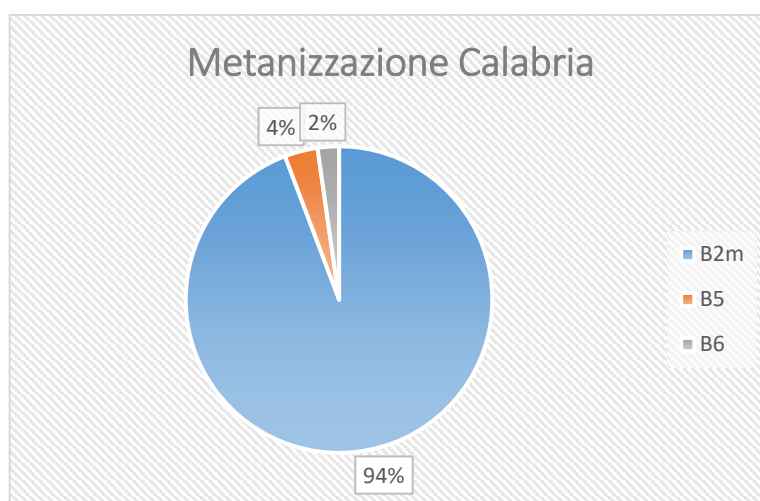
**Prezzi:** La domanda gas sottesa all'investimento è stata considerata come switching di GPL e Gasolio per riscaldamento in percentuali proporzionali al consuntivo Calabria registrato da Istat per l'anno 2018. Il prezzo del gas considerato è quello pubblicato all'interno dell'appendice informativa ai criteri applicativi della metodologia ACB. Per quanto riguarda il prezzo dei prodotti petroliferi spiazzati si è utilizzato il prezzo pubblicato nel medesimo documento modificato tenendo conto del rapporto fra le ultime rilevazioni disponibili degli stessi prezzi in Calabria (\*) e i corrispondenti prezzi medi italiani pubblicati dal MiSE. Tale analisi ha portato a considerare un prezzo in Calabria maggiorato del 20% rispetto alla media nazionale.

**CAPEX distribuzione:** è stata applicata una tariffa di distribuzione derivata dai dati pubblicati da arera per la zona geografica di riferimento che è stata fattorizzata nel prezzo di fornitura del gas utilizzato nella valorizzazione dei benefici

(\*) Camera di Commercio di Reggio Calabria



<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	92 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	3,4 M€
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	2,2 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	



### INDICATORI DI PERFORMANCE

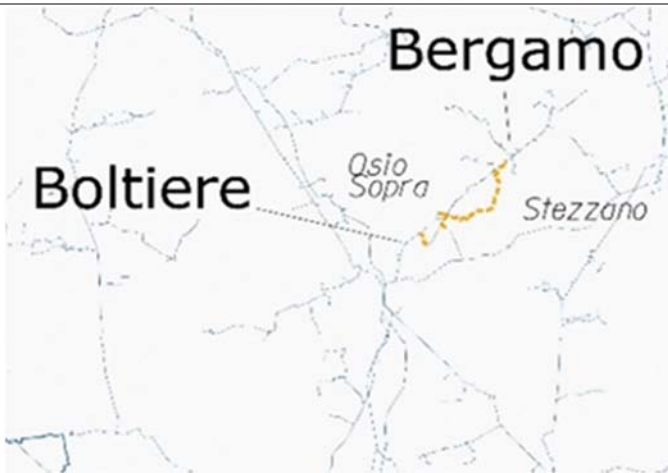
Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	12,7	1,3	18
2° STADIO	8,4	1,2	20

### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+16 %	+2 anni	NA

## POTENZIAMENTO METANODOTTO BOLTIERE - BERGAMO

### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	<p>L'esistente Metanodotto Boltiere - Bergamo DN 200 (8") assicura il servizio di trasporto ad un consistente bacino d'utenza comprendente 12 punti di riconsegna interconnessi con clienti finali e 11 punti di riconsegna interconnessi con reti di distribuzione, tra i quali la città di Bergamo.</p> <p>A fronte degli impegni assunti da Snam Rete Gas in termini di capacità di trasporto, la struttura sopra citata risulta al limite rispetto ai criteri di affidabilità e flessibilità richiesti nella gestione delle reti di trasporto.</p> <p>Il progetto di potenziamento consentirà di incrementare la capacità di trasporto della rete regionale interessata al servizio del bacino d'utenza sopra descritto, ripristinando assetti di trasporto in linea con gli standard di affidabilità e flessibilità richiesti e di disporre di adeguati margini per far fronte ad eventuali sviluppi del mercato locale del gas, nel medio – lungo periodo.</p> <p>Le nuove realizzazioni permetteranno infine di sostituire le strutture esistenti, realizzate tra il 1961 ed il 1971.</p>
<b>Denominazione dell'intervento</b>	Potenziamento Metanodotto Boltiere-Bergamo
<b>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</b>	<p>Regione Lombardia - Provincia Bergamo</p> 
<b>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSG e nei piani regionali di ENTSG</b>	COD. SRG: RR_0062
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b>	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
<b>Obiettivi specifici</b>	Resilienza del sistema, flessibilità infrastrutturale / Continuità e affidabilità del servizio
<b>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</b>	Potenziamento rete esistente
<b>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</b>	Piano Decennale 2014-2023

<i>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)</i>			Incremento della capacità di trasporto della rete				
<i>Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l’aumento di capacità (ove applicabile)</i>			Nr. 23 Punti di Riconsegna				
<i>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</i>			Non applicabile				
<i>Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</i>			Non applicabile				
<i>Indicazione dello stato dell’intervento</i>			In costruzione				
<i>Avanzamento rispetto al piano decennale precedente</i>			In avanzamento come da programma				
<i>Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera</i>							
Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_0062a	Met. Osio Sopra - Stezzano	Principale	400	6,2	24	Pianificato	In Costruzione
RR_0062b	Impianto di riduzione di Osio Sopra (pot. 120.000 Sm3/h)	Principale			64/24	Pianificato	In esercizio
RR_0062c	Altre opere connesse	Accessorie	100 ÷ 400	2,0	24	Pianificato	In Costruzione

Data inizio Progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Data presentazione AU	Data ottenimento AU	Data presentazione VIA	Data ottenimento VIA	Data inizio lavori	Data e.e.
lug-01	nov-09	mar-16	nov-18	na	na	lug-19	ago-20

<b>COSTI</b>		
<b>Capex totali</b>		<b>17,4 M€</b>
RR_0062a	Met. Osio Sopra - Stezzano	9,7 M€
RR_0062b	Impianto di riduzione di Osio Sopra (pot. 120.000 Sm <sup>3</sup> /h)	4,7 M€
RR_0062c	Altre opere connesse	3,0 M€
Consuntivo al 31/12/2018		8,1 M€
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio		16,8 M€
Opex		0,030 M€/anno

### SCENARIO DI DOMANDA CENTRALIZED

#### ANALISI DOMANDA

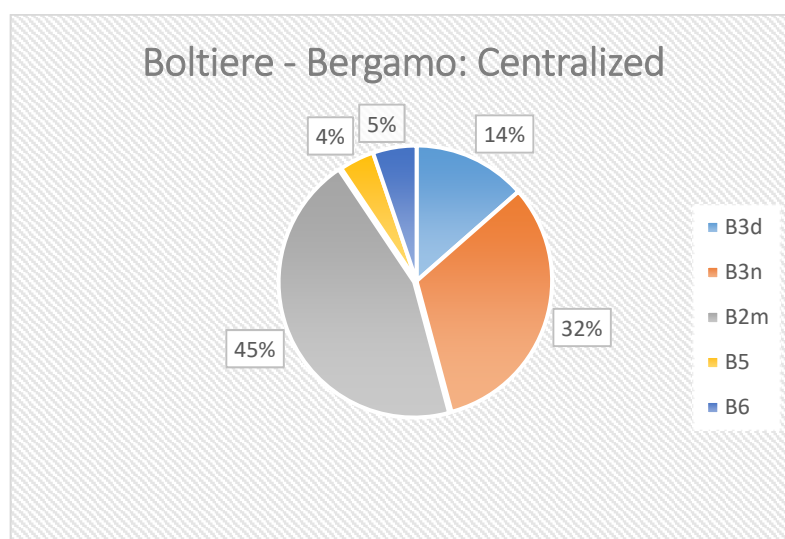
Centralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
<b>Domanda di punta Eccezionale</b>	1,59	1,39
<b>Domanda di punta Normale</b>	1,33	1,24
<b>Sostituzione combustibile</b>	Due nuovi punti di riconsegna per un volume annuo di 1,2 MSm <sup>3</sup>	

#### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	12,9 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 (*)	9,3 M€

B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption (*)	3,9 M€
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	1,2 M€
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	1,5 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



## INDICATORI DI PERFORMANCE

Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
<b>1° STADIO</b>	2,7	1,2	18
<b>2° STADIO</b>	2,1	1,1	20

### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+13%	+2 anni	-85%

### SCENARIO DI DOMANDA DECENTRALIZED

#### ANALISI DOMANDA

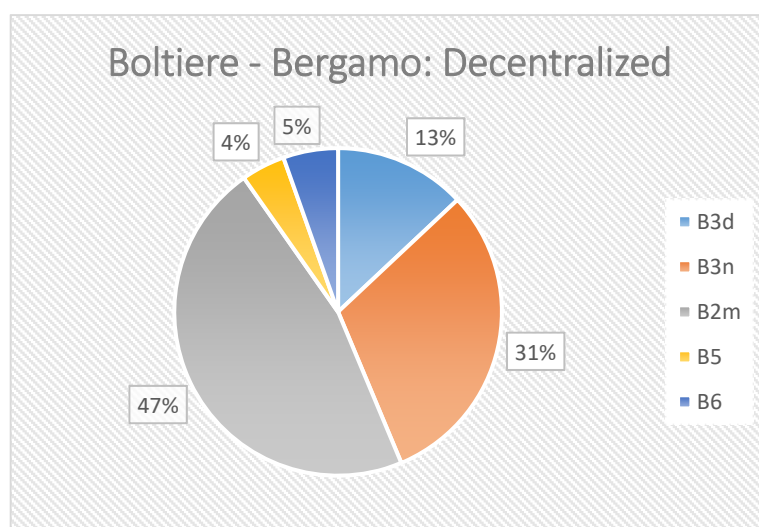
Decentralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
Domanda di punta Eccezionale	1,57	1,35
Domanda di punta Normale	1,31	1,24
Sostituzione combustibile	Due nuovi punti di riconsegna per un volume annuo di 1,2 MSm3	

#### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	12,9 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 (*)	8,5 M€
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption (*)	3,6 M€
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	1,2 M€
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	1,5 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



### INDICATORI DI PERFORMANCE

Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
<b>1° STADIO</b>	2,0	1,1	20
<b>2° STADIO</b>	1,4	1,1	22


### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
<b>Switching value - 2° Stadio</b>	+9%	+1 anno	-17%



## METANODOTTO MORNICO AL SERIO - TRAVAGLIATO

### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	<p>Il metanodotto DN 500 (20") Mornico al Serio – Travagliato si sviluppa per circa 25 km, e si inserisce nell'ambito di un più ampio programma di potenziamento della Rete Regionale in Lombardia realizzando una nuova linea di trasporto da Azzano Mella (BS) a Zanica (BG). In quest'ambito, il tratto Mornico al Serio – Travagliato rappresenta il completamento dell'intera struttura sopra descritta.</p> <p>L'opera consentirà di ripristinare adeguati assetti di trasporto in linea con i criteri di affidabilità e flessibilità richiesti.</p> <p>Consentirà inoltre di fronteggiare eventuali sviluppi dei consumi di gas naturale, nel medio-lungo termine, nelle province di Brescia e Bergamo.</p>
<b>Denominazione dell'intervento</b>	Metanodotto Mornico al Serio - Travagliato
<b>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</b>	<p>Regione Lombardia - Provincia Bergamo / Brescia</p> 
<b>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSG e nei piani regionali di ENTSG</b>	COD. SRG: RR_0067
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b>	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
<b>Obiettivi specifici</b>	
<b>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</b>	Potenziamento rete esistente
<b>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</b>	Piano Decennale 2014-2023
<b>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)</b>	Incremento della capacità di trasporto della rete regionale della Lombardia

Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l’aumento di capacità (ove applicabile)			Non applicabile				
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative			Non applicabile				
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi			Non applicabile				
Indicazione dello stato dell’intervento			Progettazione esecutiva e approvvigionamento materiali				
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente			In avanzamento come da programma				
Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera							
Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_0067a	Met. Mornico al Serio - Travagliato: tratto Mornico al Serio - Chiari	Principale	500	11,4	75	Pianificato	In esercizio
RR_0067b	Met. Mornico al Serio - Travagliato: tratto Chiari - Travagliato	Principale	500	13,5	75	Pianificato	Progettazione esecutiva e approvvigionamento materiali

Data inizio Progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Data presentazione AU	Data ottenimento AU	Data presentazione VIA	Data ottenimento VIA	Data inizio lavori	Data e.e.
dic-03	lug-15	mag-18	ott-18	na	na	dic-19	ago-20

<b>COSTI</b>	
<b>Capex totali</b>	<b>31,5 M€</b>
RR_0067a Met. Mornico al Serio - Travagliato: tratto Mornico al Serio - Chiari RR_0067b Met. Mornico al Serio - Travagliato: tratto Chiari - Travagliato	
Consuntivo al 31/12/2018	18,1 M€
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio	30,8 M€
Opex	0,080 M€/anno

## SCENARIO DI DOMANDA CENTRALIZED

### ANALISI DOMANDA

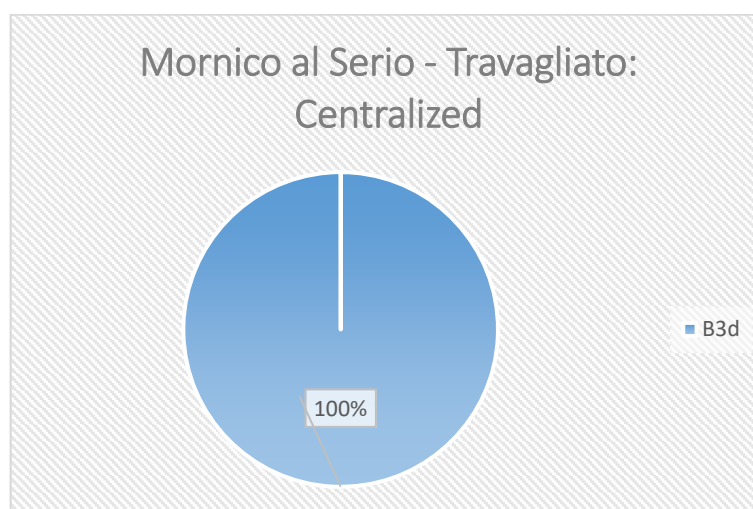
Centralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
Domanda di punta Normale	7,1	5,7

### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	-
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 (*)	51,0 M€
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	-
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	-
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



#### INDICATORI DI PERFORMANCE

Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	6,5	1,2	15
2° STADIO	5,9	1,2	16

### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+22%	+ 2 anni	-18%

### SCENARIO DI DOMANDA DECENTRALIZED

#### ANALISI DOMANDA

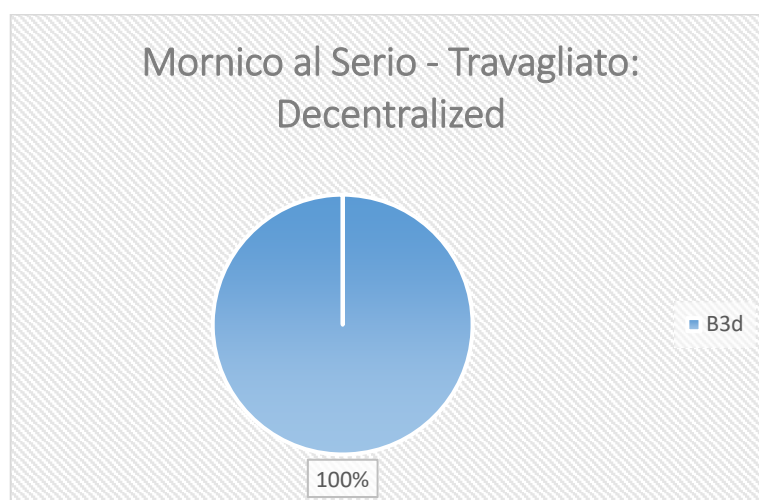
Decentralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
Domanda di punta Normale	6,9	5,3

#### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	-
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 (*)	46,6 M€
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	-
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	-
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



### INDICATORI DI PERFORMANCE


Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	4,3	1,2	16
2° STADIO	3,6	1,1	17

### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+13%	+ 1 anno	-12%

## METANODOTTO DESIO - BIASSONO

### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

<i>Requisiti minimi informativi</i>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	<p>La rete di trasporto regionale esistente costituita dai metanodotti DN 200 (8") Vimercate – Biassono e Lissone - Biassono, dello sviluppo totale di circa 21 km, unitamente al potenziamento già realizzato DN 300 (12") del metanodotto Vimercate – Biassono di circa 6 km, assicurano il servizio di trasporto per un consistente bacino d'utenza composto da 27 punti di riconsegna, di cui 15 interconnessi con clienti finali e 12 interconnessi con reti di distribuzione. Considerando gli attuali impegni di capacità di trasporto, i suddetti metanodotti ed alcune strutture da essi derivate risultano al limite rispetto ai criteri di affidabilità e flessibilità richiesti nella gestione delle reti di trasporto.</p> <p>In tale contesto, la realizzazione del metanodotto Desio - Biassono consentirà di incrementare la capacità della rete regionale interessata, ripristinando assetti di trasporto in linea con gli standard di affidabilità e flessibilità richiesti, con adeguati margini per far fronte ad eventuali esigenze aggiuntive di capacità di trasporto nel medio – lungo periodo.</p>
<b>Denominazione dell'intervento</b>	Metanodotto Desio - Biassono
<b>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</b>	Regione Lombardia - Provincia Monza Brianza
	
<b>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSOG e nei piani regionali di ENTSOG</b>	COD. SRG: RR_0070
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b>	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
<b>Obiettivi specifici</b>	
<b>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</b>	Potenziamento rete esistente

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2014-2023						
Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)	Incremento della capacità di trasporto della rete regionale						
Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)	Nr. 27 Punti di Riconsegna						
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative	Non applicabile						
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Non applicabile						
Indicazione dello stato dell'intervento	Progettazione esecutiva e approvvigionamento materiali						
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	Ritardo per cause esogene (ottenimento permessi)						
Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera							
Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_0070a	Met. Desio - Biassono	Principale	400	4,4	12	Pianificato	Progettazione esecutiva e approvvigionament o materiali
RR_0070b	Altre opere connesse	Accessorie	100 ÷ 500	0,4	12	Pianificato	Progettazione esecutiva e approvvigionament o materiali

Data inizio Progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Data presentazione AU	Data ottenimento AU	Data presentazione VIA	Data ottenimento VIA	Data inizio lavori	Data e.e.
gen-07	set-16	lug-17	lug-19	na	na	dic-19	giu-21



<b>COSTI</b>	
<b>Capex totali</b>	<b>12,0 M€</b>
RR_0070a Met. Desio - Biassono	10,6 M€
RR_0070b Altre opere connesse	1,4 M€
Consuntivo al 31/12/2018	2,0 M€
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio	11,9 M€
Opex	0,020 M€/anno

### SCENARIO DI DOMANDA CENTRALIZED

#### ANALISI DOMANDA

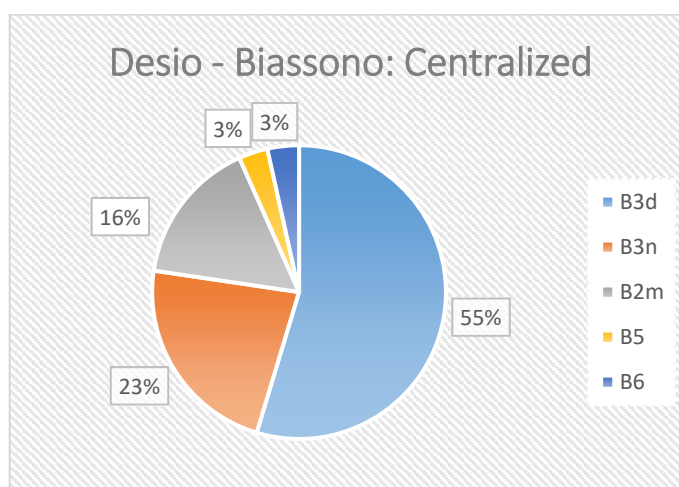
Centralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
<b>Domanda di punta Eccezionale</b>	1,68	1,47
<b>Domanda di punta Normale</b>	1,44	1,34
<b>Sostituzione combustibile</b>	Un nuovo punto di riconsegna per un volume annuo di 1,0 MSm3	

#### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	6,0 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 (*)	8,5 M€
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption (*)	20,5 M€
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	1,2 M€
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	1,3 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



#### INDICATORI DI PERFORMANCE

Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	12,1	2,2	8
2° STADIO	12,0	2,2	8

### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+115%	+ 9 anni	-69%

### SCENARIO DI DOMANDA DECENTRALIZED

#### ANALISI DOMANDA

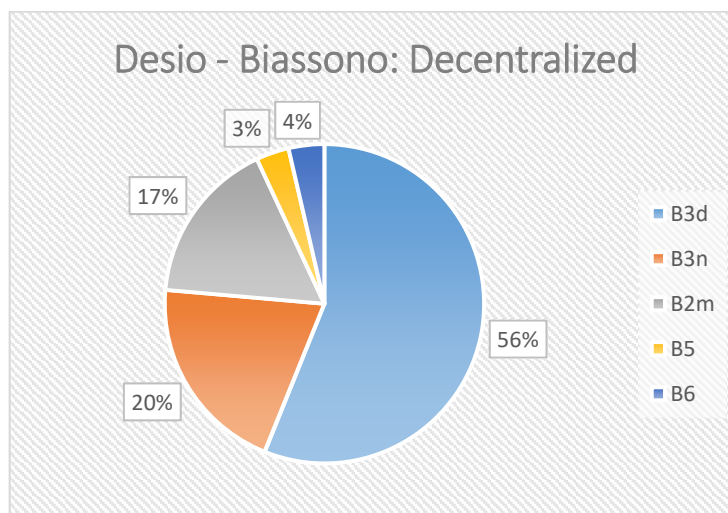
Decentralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
Domanda di punta Eccezionale	1,66	1,43
Domanda di punta Normale	1,42	1,34
Sostituzione combustibile	Un nuovo punto di riconsegna per un volume annuo di 1,0 MSm3	

#### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	6,0 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 (*)	7,3 M€
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption (*)	20,2 M€
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	1,2 M€

B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	1,3 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



### INDICATORI DI PERFORMANCE

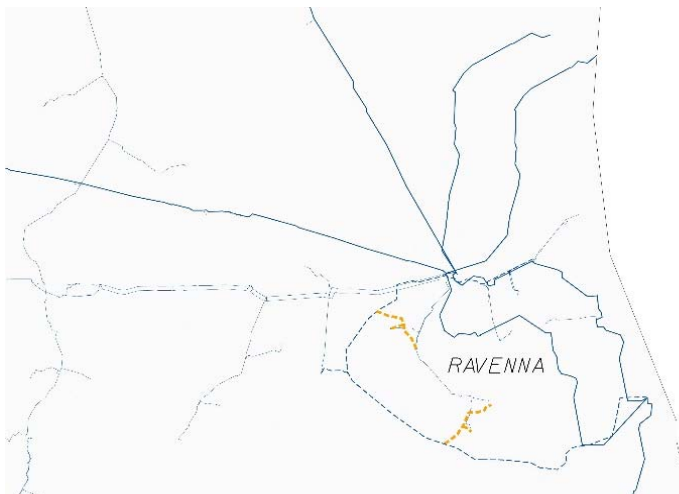
Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	11,3	2,1	8
2° STADIO	11,2	2,1	8

### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+107%	+9 anni	-67%

## POTENZIAMENTO RETE DI RAVENNA FIUMI UNITI

### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	<p>L'esistente metanodotto Derivazione per Ravenna Fiumi Uniti DN 150/125 (6"/5"), dello sviluppo totale di circa 10 km, assicura il servizio di trasporto a 3 punti di riconsegna interconnessi con clienti finali e 1 punto di riconsegna interconnesso con rete di distribuzione (2<sup>a</sup> presa della città di Ravenna). Quest'ultimo è ubicato al terminale della struttura di trasporto sopra descritta ed è il punto di maggior prelievo di gas. Considerando gli attuali prelievi, l'esistente derivazione risulta al limite rispetto ai criteri di affidabilità e flessibilità richiesti nella gestione delle reti di trasporto.</p> <p>La realizzazione del progetto Potenziamento Rete di Ravenna fiumi Uniti consentirà di incrementare la capacità di trasporto della rete regionale interessata, ripristinando assetti di trasporto in linea con gli standard di affidabilità e flessibilità richiesti e con adeguati margini di capacità per far fronte ad eventuali esigenze nel medio – lungo periodo.</p> <p>Le nuove realizzazioni permetteranno infine di sostituire le strutture esistenti, nei tratti interessati, per la maggior parte realizzate nel 1956.</p>
<b>Denominazione dell'intervento</b>	Potenziamento Rete di Ravenna Fiumi Uniti
<b>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</b>	<p>Regione Emilia Romagna - Provincia Ravenna</p> 
<b>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSG e nei piani regionali di ENTSG</b>	COD. SRG: RR_0085
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b>	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
<b>Obiettivi specifici</b>	
<b>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</b>	Potenziamento rete esistente

Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2014-2023						
Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)	Incremento della capacità di trasporto della rete regionale						
Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)	Nr. 4 Punti di Riconsegna						
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative	Non applicabile						
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Subordinato al metanodotto in progetto Ravenna Mare – Ravenna Terra						
Indicazione dello stato dell'intervento	Autorizzazioni pubbliche						
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	Ritardo per cause esogene (ottenimento permessi)						
Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera							
Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_0085a	Rif. All. comune di Ravenna 2a presa	Principale	200	3,2	12	Pianificato	Permessi
RR_0085b	Altre opere connesse	Principale	100	4,4	12	Pianificato	Permessi

Data inizio Progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Data presentazione AU	Data ottenimento AU	Data presentazione VIA	Data ottenimento VIA	Data inizio lavori	Data e.e.
mag-14	giu-14	mag-18	giu-20	dic-17	dic-19	lug-20	lug-21

<b>COSTI</b>		
<b>Capex totali</b>		<b>6,9 M€</b>
RR_0085a	Rif. All. comune di Ravenna 2a presa	5,7 M€
RR_0085b	Altre opere connesse	1,2 M€
Consuntivo al 31/12/2018		1 M€
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio		6,8 M€
Opex		0,020 M€/anno

### SCENARIO DI DOMANDA CENTRALIZED

#### ANALISI DOMANDA

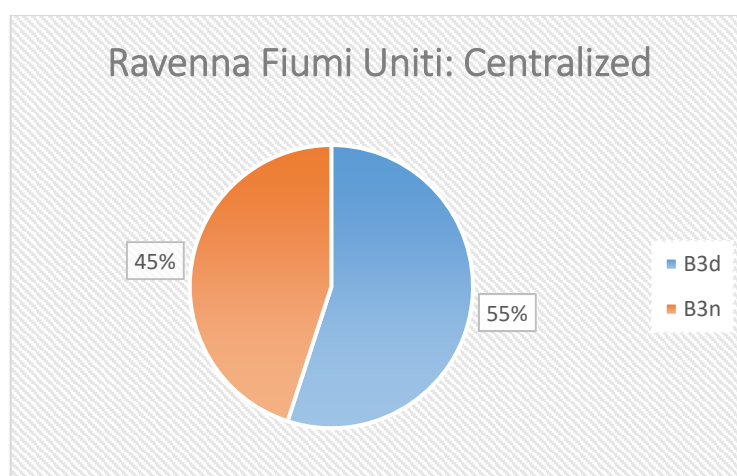
Centralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
<b>Domanda di punta Eccezionale</b>	0,52	0,46
<b>Domanda di punta Normale</b>	0,33	0,30

#### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali (*)	8,1 M€
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption (*)	9,9 M€
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	-
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	-
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



#### INDICATORI DI PERFORMANCE

Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	5,2	1,9	10
2° STADIO	5,1	1,8	10

#### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+82%	+8 anni	-45%



## SCENARIO DI DOMANDA DECENTRALIZED

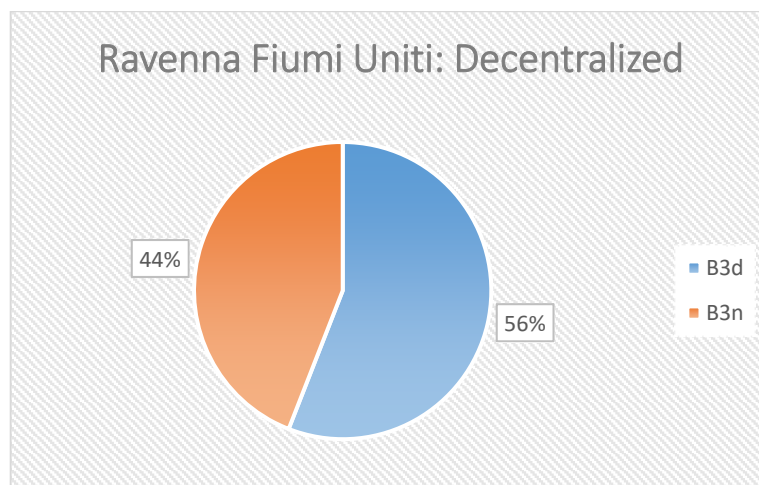
### ANALISI DOMANDA

Decentralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
Domanda di punta Eccezionale	0,52	0,44
Domanda di punta Normale	0,32	0,30

### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	-
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali (*)	7,8 M€
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption (*)	9,9 M€
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	-
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	-
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



### INDICATORI DI PERFORMANCE


Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	4,9	1,8	10
2° STADIO	4,8	1,8	10

### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+78%	+ 7 anni	-44%

## COLLEGAMENTO PIETRAVAIRANO - PIGNATARO MAGGIORE

### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	<p>L'opera in oggetto, localizzata nella Regione Campania, consiste nella realizzazione di un nuovo metanodotto DN 600 (24") di circa 25 km, con partenza dal metanodotto Transmediterraneo "A" ed arrivo sul metanodotto Melizzano – Cisterna.</p> <p>Il nuovo collegamento consentirà di potenziare quest'ultimo metanodotto, nella tratta Melizzano – Pignataro Maggiore, funzionale alla fornitura del gas naturale ad una pluralità di punti di riconsegna tra i quali si evidenziano due centrali termoelettriche ed il mercato dell'area metropolitana di Napoli, ripristinando assetti di trasporto in linea con i criteri di affidabilità e flessibilità richiesti.</p> <p>Consentirà inoltre di incrementare la sicurezza dell'approvvigionamento del gas naturale, in quanto la nuova infrastruttura si configura quale una seconda alimentazione per i suddetti mercati, potendone garantire la fornitura anche in caso di indisponibilità dell'alimentazione da Melizzano.</p>
<b>Denominazione dell'intervento</b>	Collegamento Pietravairano - Pignataro Maggiore
<b>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</b>	<p>Regione Campania - Provincia di Caserta</p> 
<b>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSG e nei piani regionali di ENTSG</b>	COD. SRG: RR_0135
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b>	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
<b>Obiettivi specifici</b>	
<b>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</b>	Potenziamento rete esistente
<b>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</b>	Piano Decennale 2015-2024

<i>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)</i>			Incremento della capacità di trasporto della rete regionale				
<i>Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)</i>			Non applicabile				
<i>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</i>			Non applicabile				
<i>Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</i>			Non applicabile				
<i>Indicazione dello stato dell'intervento</i>			In Costruzione				
<i>Avanzamento rispetto al piano decennale precedente</i>			In avanzamento come da programma				
<i>Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera</i>							
<b>Codice</b>	<b>Opera</b>	<b>Tipologia</b>	<b>DN</b>	<b>km</b>	<b>DP</b>	<b>Stato del progetto</b>	<b>Stato avanzamento</b>
RR_0135a	Collegamento Pietravairano - Pignataro Maggiore	Principale	600	25,1	75	Pianificato	In Costruzione

Data inizio Progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Data presentazione AU	Data ottenimento AU	Data presentazione VIA	Data ottenimento VIA	Data inizio lavori	Data e.e.
nov-15	dic-15	gen-17	lug-18	na	na	gen-19	dic-19

<b>COSTI</b>	
<b>Capex totali</b>	<b>35,6 M€</b>
RR_0135a Collegamento Pietravairano - Pignataro Maggiore	35,6 M€
Consuntivo al 31/12/2018	9,5 M€
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio	32,8 M€

Opex	0,090 M€/anno

### SCENARIO DI DOMANDA CENTRALIZED

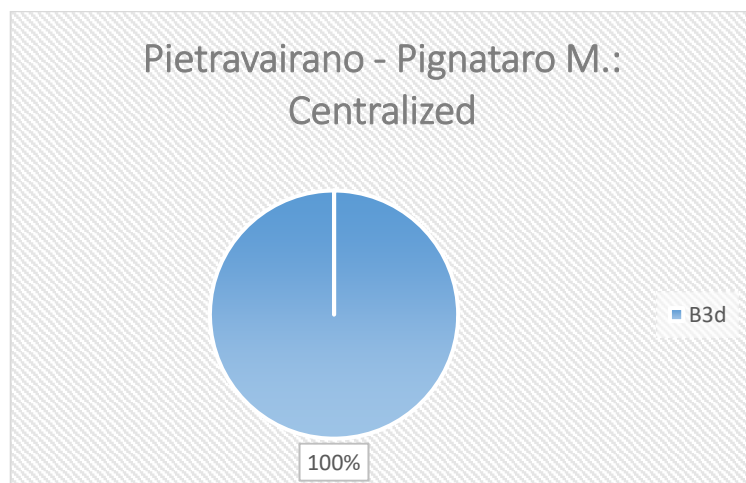
#### ANALISI DOMANDA

Centralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
Domanda di punta Normale	6,6	6,2

#### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	-
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 (*)	162,3 M€
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	-
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	-
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



### INDICATORI DI PERFORMANCE

Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	71,4	3,3	5
2° STADIO	68,5	3,0	6

### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+204%	+ 14 anni	-67%

### SCENARIO DI DOMANDA DECENTRALIZED

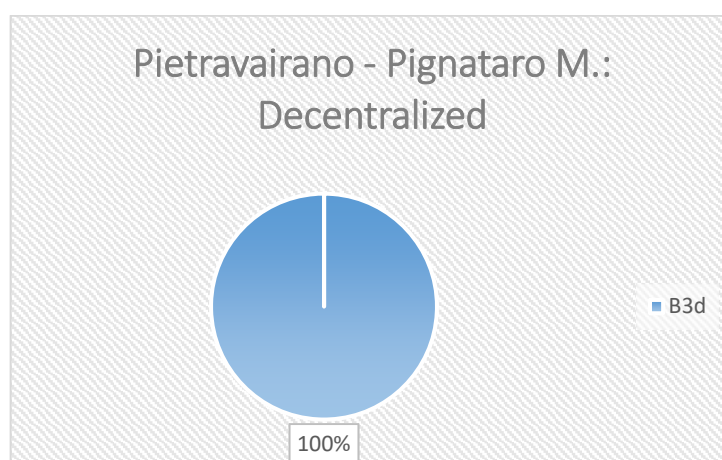
#### ANALISI DOMANDA

Decentralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
Domanda di punta Normale	6,5	5,9

**ANALISI COSTI/BENEFICI**

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	-
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 (*)	157,6 M€
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	-
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	-
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



### INDICATORI DI PERFORMANCE

Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	68,7	3,2	6
2° STADIO	65,9	3,0	6


### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+196%	+ 13 anni	-67%



## METANODOTTO REANA DEL ROIALE - CAMPOFORMIDO

### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	<p>L'esistente rete regionale dell'area è oggetto di un piano di declassamento che di fatto ne riduce le potenzialità ed i margini di trasporto.</p> <p>L'opera di potenziamento in oggetto si rende pertanto necessaria per ripristinare adeguati margini di capacità di trasporto della rete, tali da consentire anche il consistente incremento della capacità richiesto da un importante gruppo industriale.</p> <p>L'opera consentirà inoltre di sostituire circa 15 km della rete esistente interessata, realizzata nel 1969 e 1985</p>
<b>Denominazione dell'intervento</b>	Metanodotto Reana del Roiale - Campoformido
<b>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</b>	<p>Regione Friuli Venezia Giulia - Provincia di Udine</p> 
<b>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSOG e nei piani regionali di ENTSOG</b>	COD. SRG: RR_0379
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b>	Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio
<b>Obiettivi specifici</b>	

Categoria principale a cui afferisce l'intervento			Potenziamento rete esistente				
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano			Piano Decennale 2019-2028				
Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)			Incremento della capacità di trasporto della rete regionale				
Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)			Non applicabile				
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative			Non applicabile				
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi			Non applicabile				
Indicazione dello stato dell'intervento			Pianificato				
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente			Non presente nel precedente piano decennale				
Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera							
Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_0379a	Met. Reana del Roiale - Campoformido	Principale	500	16,0	75	Pianificato	Pianificato

Data inizio Progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Data presentazione AU	Data ottenimento AU	Data presentazione VIA	Data ottenimento VIA	Data inizio lavori	Data e.e.
Previsto avvio nel 2020	Prevista nel 2020	gen-21	dic-22	gen-21	giu-22	gen-23	dic-23

<b><i>COSTI</i></b>	
<b>Capex totali</b>	<b>28,6 M€</b>
RR_0379a Met. Reana del Roiale - Campoformido	28,6M€

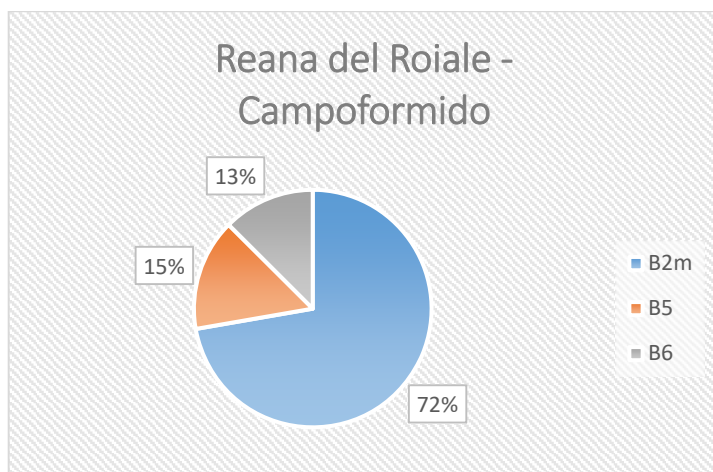
Consuntivo al 31/12/2018	0,0 M€
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio	28,6 M€
Opex	0,064 M€/anno

### ANALISI DOMANDA

Il progetto considera lo sviluppo di nuova domanda sulla base delle informazioni raccolte e delle interlocuzioni avviate con i clienti industriali dell'area (volume annuo incrementale di 10,5 MSm<sup>3</sup>/a)

### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	64,1
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	-
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	-
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 CO <sub>2</sub>	13,5
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	11,1
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-



#### INDICATORI DI PERFORMANCE


Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	24,7	2,1	10
2° STADIO	24,7	2,1	10

#### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+111%	+ 11 anni	Non significativo

## METANODOTTO CASALMAGGIORE – RIVAROLO DEL RE

### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	<p>Considerando gli attuali impegni di capacità di trasporto, l'esistente metanodotto DN 100 (4") Allacciamento Comune di Rivarolo del Re (CR) risulta al limite rispetto ai criteri di affidabilità e flessibilità richiesti nella gestione delle reti di trasporto.</p> <p>Il metanodotto in oggetto, oltre al ripristino di adeguati margini di trasportabilità, consentirà di soddisfare la richiesta di potenziamento del Punto di Riconsegna ricevuta dal gestore della rete interconnessa a valle, e sarà avviato solo a fronte di un impegno da parte del richiedente.</p> <p>L'opera consentirà infine di sostituire circa 5 km della rete esistente interessata, realizzata nel 1975</p>
<b>Denominazione dell'intervento</b>	Metanodotto Casalmaggiore – Rivarolo del Re
<b>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</b>	<p>Regione Lombardia - Provincia di Cremona</p> 
<b>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSG e nei piani regionali di ENTSG</b>	COD. SRG: RR_0377

Obiettivo generale dell'intervento			Sicurezza dell'approvvigionamento/qualità del servizio				
Obiettivi specifici							
Categoria principale a cui afferisce l'intervento			Potenziamento rete esistente				
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano			Piano Decennale 2019-2028				
Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)			Incremento della capacità di trasporto della rete regionale				
Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)			Non applicabile				
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative			Non applicabile				
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi			Non applicabile				
Indicazione dello stato dell'intervento			Pianificato				
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente			Non presente nel precedente piano decennale				
Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera							
Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_0377a	Met. Casalmaggiore – Rivarolo del Re	Principale	250	5,3	24	Pianificato	Pianificato

Data inizio Progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Data presentazione AU	Data ottenimento AU	Data presentazione VIA	Data ottenimento VIA	Data inizio lavori	Data e.e.
Previsto avvio nel 2021	Prevista nel 2021	gen-22	dic-23	gen-22	giu-23	giu-24	dic-24

<b>COSTI</b>	
<b>Capex totali</b>	<b>5,2 M€</b>
RR_0377a Met. Casalmaggiore – Rivarolo del Re	5,2M€
Consuntivo al 31/12/2018	0,0 M€
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio	5,2 M€
Opex	0,017 M€/anno

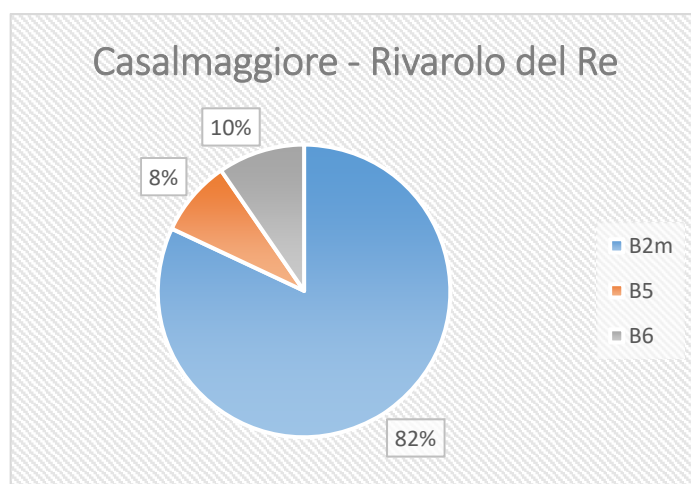
### ANALISI DOMANDA

Il progetto considera lo sviluppo di nuova domanda sulla base delle informazioni raccolte e delle interlocuzioni avviate con i clienti finali dell'area (volume annuo incrementale di 10 MSm3/a)

### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	109,3
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	11,2
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	12,8
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-



#### INDICATORI DI PERFORMANCE

Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	63,9	16,4	1
2° STADIO	63,9	16,4	1

#### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+1.543%	+ 22 anni	Non applicabile



## ALLEGATO 5: SCHEDE PROGETTI DI MANTENIMENTO - Continuità di esercizio

### SCHEDE DI PROGETTO RELATIVE ALL'AREA DI GENOVA


Sono di seguito presentate le schede di dettaglio di progetti finalizzati a incrementare la resilienza della rete funzionale al trasporto di gas verso l'area di Genova. Le attività sono in linea con gli obiettivi del protocollo siglato a novembre 2018 da Snam con Cdp, Fincantieri, Gruppo Ferrovie dello Stato e Terna con il Comune di Genova e la Regione Liguria, a sostegno della ripresa economica del capoluogo e dell'area metropolitana duramente colpite dal crollo del Ponte Morandi.

Si riportano di seguito le schede dei progetti "Sestri Levante-Recco" e "Rifacimento Derivazione Spina di Genova".

### METANODOTTO SESTRI LEVANTE - RECCO

#### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

<i>Requisiti minimi informativi</i>	
<p><i>Elementi informativi relativi all'intervento</i></p>	<p>L'area del levante ligure compresa tra Genova e Sestri Levante è alimentata dalle seguenti infrastrutture: verso Genova, provenienti dal Piemonte, dai gasdotti Alessandria– Genova e Potenziamento Gavi– Pietralavezzara; verso Sestri Levante, proveniente dall'Emilia-Romagna, dalla Derivazione per Sestri Levante, alimentata a sua volta dal gasdotto Pontremoli – Parma. Tutte le utenze industriali e tutti i Comuni metanizzati comprese tra queste due località prelevano gas dalle suddette strutture. L'eventuale interruzione o anche solo la riduzione della capacità di trasporto dei gasdotti in parola provoca rilevanti impatti sulle utenze civili ed industriali collegate. Sulla base di tale scenario sono state ricercate soluzioni per aumentare il livello di resilienza del sistema dei gasdotti dell'area del levante ligure e si è individuata la possibilità di collegare le infrastrutture esistenti con un nuovo gasdotto, da Sestri Levante a Recco, così da interconnettere le due reti, aumentando di conseguenza la garanzia della continuità dell'esercizio. Grazie all'impiego delle moderne tecniche realizzative che potranno essere adottate per il nuovo gasdotto SESTRI LEVANTE - RECCO DN 400 (16"), si potranno superare aree dell'appennino ligure sensibili sotto l'aspetto idrogeologico, consentendo con maggior efficienza, sia la salvaguardia dell'ambiente sia la sicurezza del trasporto.</p> <p>In particolare, in caso di indisponibilità dell'adduttore di rete funzionale all'area di Genova est e Recco, il nuovo progetto consentirà di approvvigionare la quasi totalità del mercato di picco giornaliero di un inverno normale. Analogamente, in caso di indisponibilità dell'adduttore di rete funzionale all'area di Sestri Levante, il nuovo progetto consentirà di approvvigionare la totalità del mercato di picco giornaliero di un inverno normale.</p> <p>Si segnala che sono inoltre allo studio ulteriori opere infrastrutturali, di entità economica inferiore al progetto qui descritto, finalizzate a</p>

	incrementare ulteriormente la resilienza della rete di trasporto dell'area genovese.
<i>Denominazione dell'intervento</i>	Metanodotto Sestri Levante - Recco
<i>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</i>	<p>Regione Liguria - Provincia di Genova</p>  <p>— FID</p>
<i>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSG e nei piani regionali di ENTSG</i>	COD. SRG: RR_M0001
<i>Obiettivo generale dell'intervento</i>	Qualità del servizio
<i>Obiettivi specifici</i>	
<i>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</i>	Rete Regionale
<i>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</i>	Piano Decennale 2019-2028
<i>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)</i>	Magliatura di rete regionale che incrementa l'affidabilità, la sicurezza e la continuità del servizio
<i>Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)</i>	Non applicabile
<i>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</i>	Non applicabile
<i>Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</i>	Non applicabile

Indicazione dello stato dell'intervento			Ingegneria e Permessi				
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente			Non presente nel precedente piano decennale				
Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera							
Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_M0001	Met. Sestri Levante – Recco	Principale	400	48,7	75	Pianificato	Progettazione

Data inizio Progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Data presentazione AU	Data ottenimento AU	Data presentazione VIA	Data ottenimento VIA	Data inizio lavori	Data e.e.
dic-17	set-18	mar-21	nov-21	mag-19	mag-21	giu-22	ott-24

<b>COSTI</b>	
<b>Capex totali</b>	<b>209,5 M€</b>
RR_M0001	
Consuntivo al 31/12/2018	1,3 M€
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio	192 M€
Opex	0,162 M€/anno

I benefici sono calcolati tenendo conto del caso controfattuale in cui il metanodotto esistente derivazione per Recco richieda attività di manutenzione tali da produrre interruzioni del trasporto; tali interruzioni è prevedibile che accadano principalmente nei periodi autunnali con eventuali ripercussioni anche nei periodi invernali, ma al fine di adottare un approccio conservativo nel calcolo dei benefici si è ipotizzata un'interruzione ogni anno nel periodo estivo.

Si è inoltre considerata anche l'interruzione dello stesso metanodotto con probabilità 1 volta ogni 25 anni in condizioni di inverno normale (contributo massimo del nuovo metanodotto di 1,12 MSm<sup>3</sup>/g).

## SCENARIO DI DOMANDA CENTRALIZED

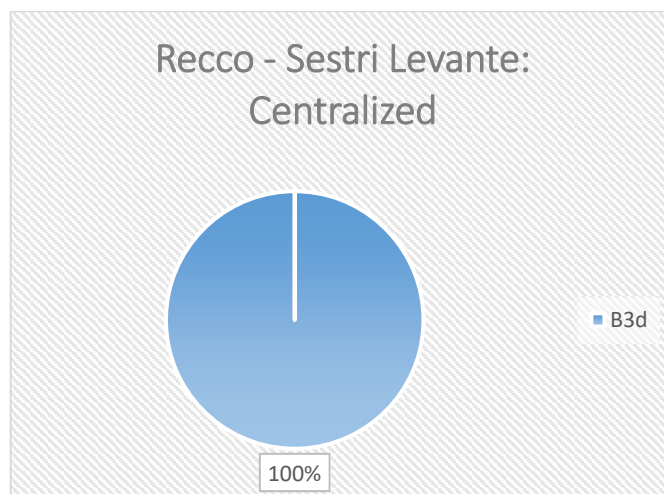
### ANALISI DOMANDA

Decentralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
Domanda media estiva	0,73	0,57

### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	
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 (*)	325 M€ (somma disruption invernale + manutenzione estiva)
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	
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



### INDICATORI DI PERFORMANCE

Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	33	1,2	18
2° STADIO	19	1,1	21

### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Sensitivity fattori critici	+24%	+ 3 anno	-19%

### SCENARIO DI DOMANDA DECENTRALIZED

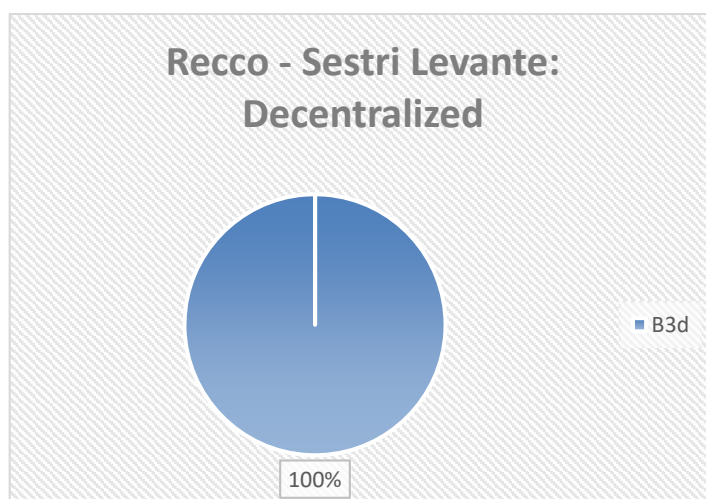
Decentralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
Domanda media estiva	0,71	0,56

### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
---	--

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

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



### INDICATORI DI PERFORMANCE


Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi”)	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	29,7	1,2	18
2° STADIO	15,4	1,1	21

### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+10%	+ 1 anno	-9%

## METANODOTTO RIF. DER. E SPINA DI GENOVA

### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	Il progetto rientra in un piano di ammodernamento di strutture di trasporto esistenti realizzate negli anni '50 e '60, aumentando la resilienza del sistema, incrementando nel contempo la capacità di trasporto per eventuali sviluppi futuri.
<b>Denominazione dell'intervento</b>	Rif. Der. e Spina di Genova
<b>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</b>	Regione Liguria - Provincia di Genova.
	 <p>PIETRALAVEZZARA</p> <p>GENOVA</p> <p>— NON FID</p>
<b>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSG e nei piani regionali di ENTSG</b>	COD. SRG: RR_M0002
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b>	Qualità del servizio
<b>Obiettivi specifici</b>	
<b>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</b>	Rete Regionale



Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano	Piano Decennale 2019-2028						
Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)	Miglioramento dell'affidabilità, della sicurezza e della continuità del servizio						
Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)	Non applicabile						
Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative	Non applicabile						
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Non applicabile						
Indicazione dello stato dell'intervento	Pianificato						
Avanzamento rispetto al piano decennale precedente	Non presente nel precedente piano decennale						
Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera							
Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_M0002	Rif. Derivazione e Spina di Genova	Principale	500/600	15,0	24/12	Pianificato	Pianificato

Data inizio Progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Data presentazione AU	Data ottenimento AU	Data presentazione VIA	Data ottenimento VIA	Data inizio lavori	Data e.e.
Previsto avvio nel 2020	Prevista nel 2020	mar-21	giu-24	mar-21	gen-24	gen-25	giu-26

<b>COSTI</b>	
<b>Capex totali</b>	<b>29,5 M€</b>
RR_M0002	
Consuntivo al 31/12/2018	
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio	29,5 M€

Opex	0,055 M€/anno
------	---------------

I benefici sono calcolati tenendo conto del caso controfattuale in cui il metanodotto esistente lungo la stessa direttrice richieda attività di manutenzione tali da produrre interruzioni del trasporto; tali interruzioni è prevedibile che accadano principalmente nei periodi autunnali con eventuali ripercussioni anche nei periodi invernali, ma al fine di adottare un approccio conservativo nel calcolo dei benefici si è ipotizzata un'interruzione ogni anno nel periodo estivo.

## SCENARIO DI DOMANDA CENTRALIZED

### ANALISI DOMANDA

Decentralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
Domanda media estiva	0,16	0,15

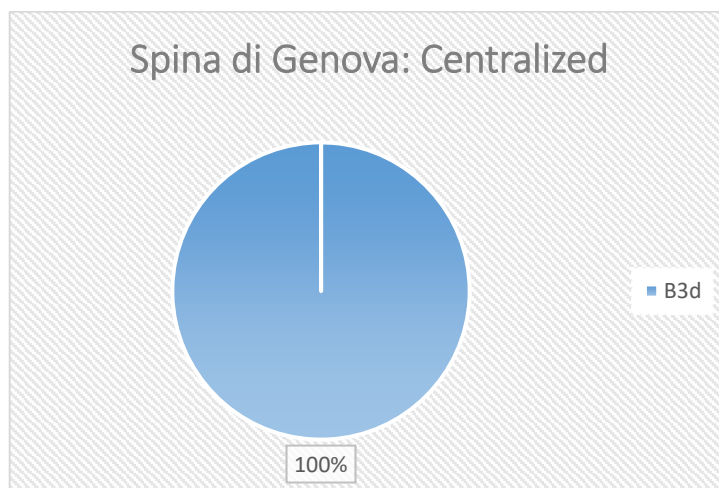
### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	
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 (*)	78,2 M€
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	
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	

B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico

-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



#### INDICATORI DI PERFORMANCE

Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	17,0	1,8	11
2° STADIO	17,0	1,8	11

#### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+84%	+ 8 anni	-46%

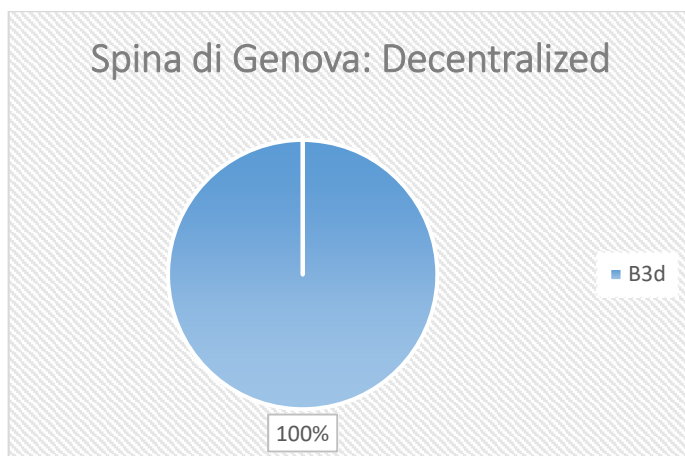
**SCENARIO DI DOMANDA DECENTRALIZED**
**ANALISI DOMANDA**

Decentralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
Domanda media estiva	0,16	0,14

**ANALISI COSTI/BENEFICI**

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	
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 (*)	74,5 M€
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	
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



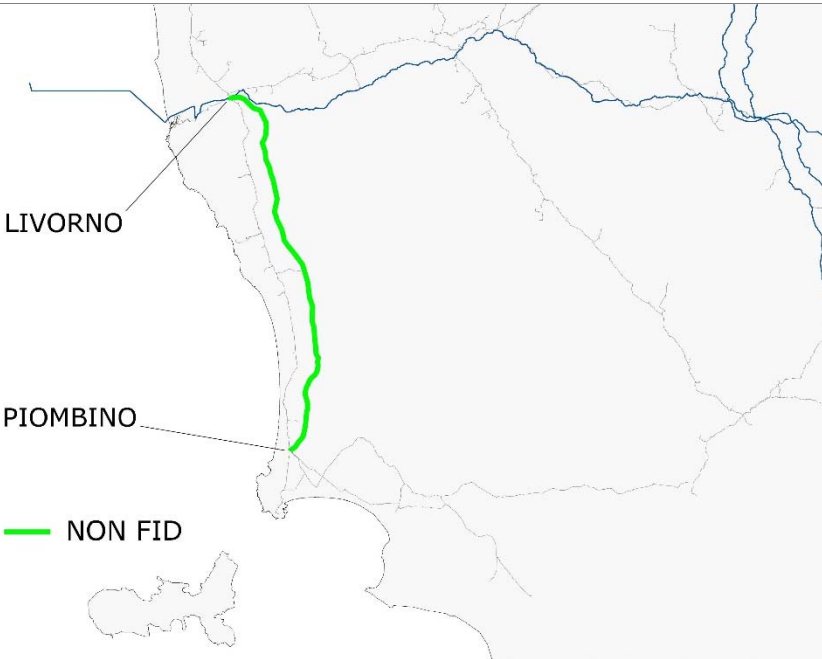
### INDICATORI DI PERFORMANCE

Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	15,3	1,8	11
2° STADIO	15,3	1,8	11

### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+76%	+ 8 anni	-43%

**ULTERIORI SCHEDE DI PROGETTO PER CONTINUITA' DI ESERCIZIO**
**METANODOTTO RIFAC. LIVORNO - PIOMBINO**
**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	Il rifacimento del metanodotto Livorno – Piombino si rende necessario al fine di ripristinare la capacità di trasporto, funzionale alla continuità del servizio per l'alimentazione del polo termoelettrico di Rosignano (LI), conseguente al declassamento della struttura esistente, realizzata nel 1970.
<b>Denominazione dell'intervento</b>	Rifac. Livorno - Piombino
<b>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</b>	<p>Regione Toscana - Provincia di Livorno</p> 
<b>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSG e nei piani regionali di ENTSG</b>	COD. SRG: RR_M0003
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b>	Qualità del servizio
<b>Obiettivi specifici</b>	
<b>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</b>	Rete Regionale
<b>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</b>	Piano Decennale 2019-2028
<b>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)</b>	Miglioramento dell'affidabilità, della sicurezza e della continuità del servizio

<i>Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l’aumento di capacità (ove applicabile)</i>			Non applicabile				
<i>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</i>			Non applicabile				
<i>Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</i>			Non applicabile				
<i>Indicazione dello stato dell’intervento</i>			Pianificato				
<i>Avanzamento rispetto al piano decennale precedente</i>			Non presente nel precedente piano decennale				
<i>Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera</i>							
Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_M0003	Rif. Metanodotto Livorno – Piombino	Principale	750	83,2	75	Pianificato	Pianificato

Data inizio Progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Data presentazione AU	Data ottenimento AU	Data presentazione VIA	Data ottenimento VIA	Data inizio lavori	Data e.e.
Previsto avvio nel 2020	Prevista nel 2020	mar-21	apr-24	mar-21	giu-23	ott-24	nov-26

<b>COSTI</b>	
<b>Capex totali</b>	<b>259,7 M€</b>
RR_M0003	
Consuntivo al 31/12/2018	0,0 M€
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio	259,7 M€
Opex	0,231 M€/anno

I benefici sono calcolati tenendo conto del caso controfattuale in cui si prevede il declassamento del metanodotto esistente lungo la stessa direttrice; in tale configurazione:

- in caso di interruzione dell'esercizio di un metanodotto di adduzione dell'area con probabilità 1 volta ogni 25 anni in condizioni di inverno normale si avrebbe una riduzione della trasportabilità
- non sarebbe più possibile trasportare gas verso le utenze termoelettriche connesse; ai fini del calcolo dei benefici si è ipotizzata un'alimentazione alternativa a olio combustibile

## SCENARIO DI DOMANDA CENTRALIZED

### ANALISI DOMANDA

Centralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
<b>Domanda di punta Eccezionale</b>	35,2	30,2
<b>Domanda di punta Normale</b>	26,8	24,3
<b>Volume termoelettrico [Mmc/a]</b>	508	494

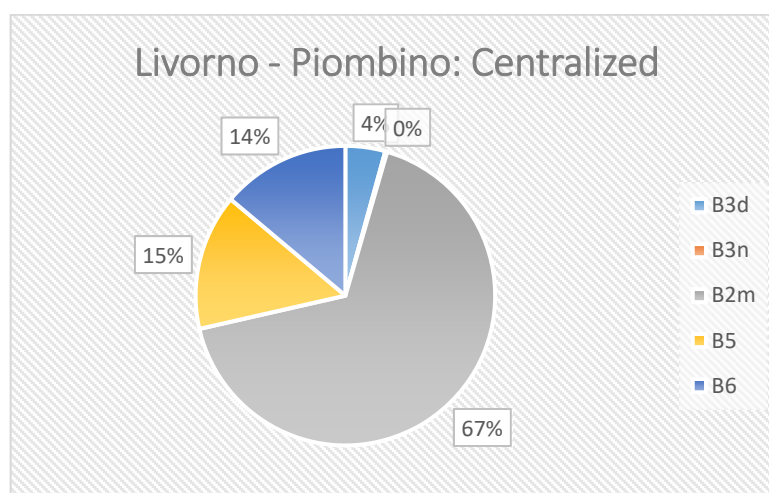
### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	3.077 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 (*)	10,1 M€
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption (*)	197,4 M€
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	675,1 M€
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	638,4 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



### INDICATORI DI PERFORMANCE

Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	2000,7	12,8	2
2° STADIO	2000,7	12,8	2

### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
-----------------------------	--------------	------------------------------	---------------------------------

Switching value - 2° Stadio	+1.176%	+ 22 anni	NA
-----------------------------	---------	-----------	----

## SCENARIO DI DOMANDA DECENTRALIZED

### ANALISI DOMANDA

Decentralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
Domanda di punta Eccezionale	34,6	27,9
Domanda di punta Normale	22,8	23,2
Volume termoelettrico [Mmc/a]	508	494

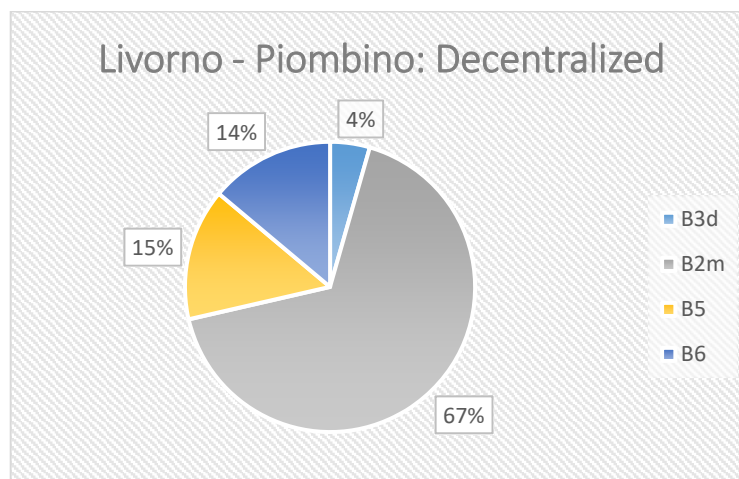
### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	3.077 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 (*)	203,5 M€-
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	675,1 M€
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	638,4 M€

B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico

-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



#### INDICATORI DI PERFORMANCE

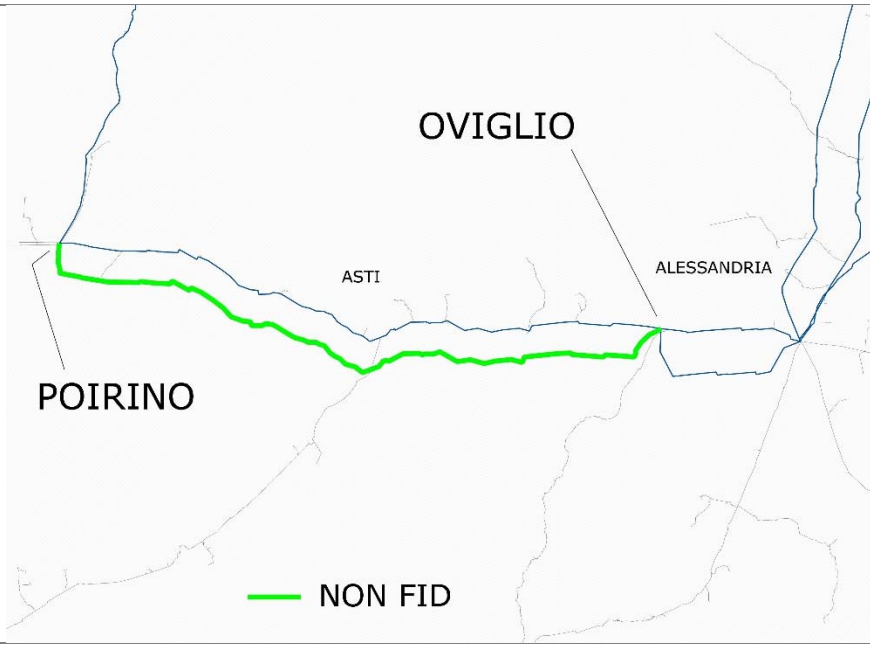
Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	1996,9	12,7	2
2° STADIO	1996,9	12,7	2

#### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+1.174%	+ 22 anni	NA

## METANODOTTO RIFAC. ALESSANDRIA – ASTI - TORINO

### ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

<b>Requisiti minimi informativi</b>	
<b>Elementi informativi relativi all'intervento</b>	Il rifacimento del metanodotto Alessandria – Torino, nel tratto compreso tra Oviglio e Poirino, si rende necessario al fine di ripristinare la capacità di trasporto, funzionale alla continuità del servizio per l'alimentazione del mercato civile, industriale e termoelettrico di Torino e del suo comprensorio, conseguente al declassamento della struttura esistente, realizzata nel 1971 - 72.
<b>Denominazione dell'intervento</b>	Rifac. Alessandria -Asti - Torino
<b>Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica</b>	<p>Regione Piemonte - Provincia di Alessandria, Asti e Torino</p>  <p style="text-align: center;">POIRINO      ASTI      ALESSANDRIA      OVIGLIO</p> <p style="text-align: center;">— NON FID</p>
<b>Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSG e nei piani regionali di ENTSG</b>	COD. SRG: RR_M0004
<b>Obiettivo generale dell'intervento</b>	Qualità del servizio
<b>Obiettivi specifici</b>	
<b>Categoria principale a cui afferisce l'intervento</b>	Rete Regionale
<b>Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano</b>	Piano Decennale 2019-2028
<b>Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)</b>	Miglioramento dell'affidabilità, della sicurezza e della continuità del servizio
<b>Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)</b>	Non applicabile

<i>Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative</i>			Non applicabile				
<i>Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi</i>			Non applicabile				
<i>Indicazione dello stato dell'intervento</i>			Pianificato				
<i>Avanzamento rispetto al piano decennale precedente</i>			Non presente nel precedente piano decennale				
<i>Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera</i>							
Codice	Opera	Tipologia	DN	km	DP	Stato del progetto	Stato avanzamento
RR_M0004	Rif. Metanodotto Alessandria – Torino: tratto Oviglio – Poirino	Principale	750	54	75	Pianificato	Pianificato

Data inizio Progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Data presentazione AU	Data ottenimento AU	Data presentazione VIA	Data ottenimento VIA	Data inizio lavori	Data e.e.
Previsto avvio nel 2021	Prevista nel 2021	ott-21	feb-24	ott-21	lug-23	giu-24	dic-25

<b>COSTI</b>	
<b>Capex totali</b>	<b>104,7 M€</b>
RR_M0004	
Consuntivo al 31/12/2018	0,0 M€
Capex totali al netto di opere compensative esogene al servizio	104,7 M€
Opex	0,237 M€/anno

I benefici sono calcolati tenendo conto del caso controfattuale in cui si prevede il declassamento del metanodotto esistente lungo la stessa direttrice, in tale configurazione in caso di interruzione dell'esercizio di un metanodotto di adduzione dell'area con probabilità 1 volta ogni 25 anni in condizioni di inverno normale si avrebbe una riduzione della trasportabilità

## SCENARIO DI DOMANDA CENTRALIZED

### ANALISI DOMANDA

Centralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
Domanda di punta Normale	17,9	15,4

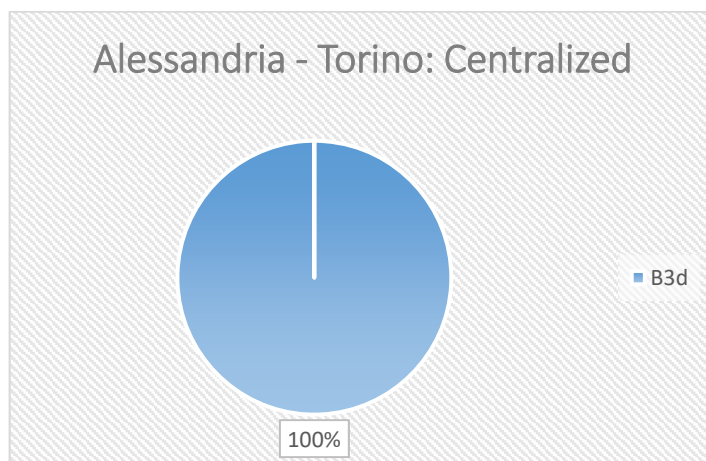
### ANALISI COSTI/BENEFICI

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	
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 (*)	298,1 M€
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	
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	

B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico

-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040



#### INDICATORI DI PERFORMANCE

Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	75,0	2,0	9
2° STADIO	75,0	2,0	9

#### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+101%	+ 9 anni	-50%

**SCENARIO DI DOMANDA DECENTRALIZED**
**ANALISI DOMANDA**

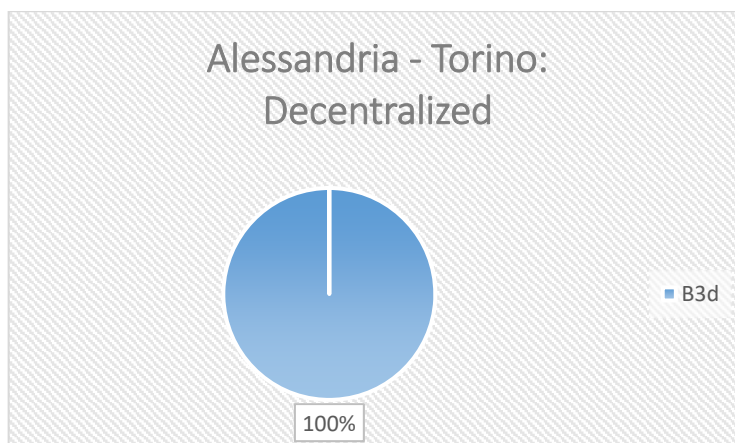
Decentralized	2025 [Mmc/g]	2040 [Mmc/g]
Domanda di punta Normale	17,7	14,7

**ANALISI COSTI/BENEFICI**

<b>BENEFICI - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni</b>	
B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	-
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazioni	
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 (*)	280,4 M€
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	
B6: Riduzione effetti negativi da produzione di altri inquinanti	
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	-

(\*) Ai fini dell'analisi economica si ipotizza il beneficio distribuito su tutto il periodo oggetto dell'ACB, interpolando linearmente il valore del beneficio calcolato al 2025 e quello calcolato al 2040





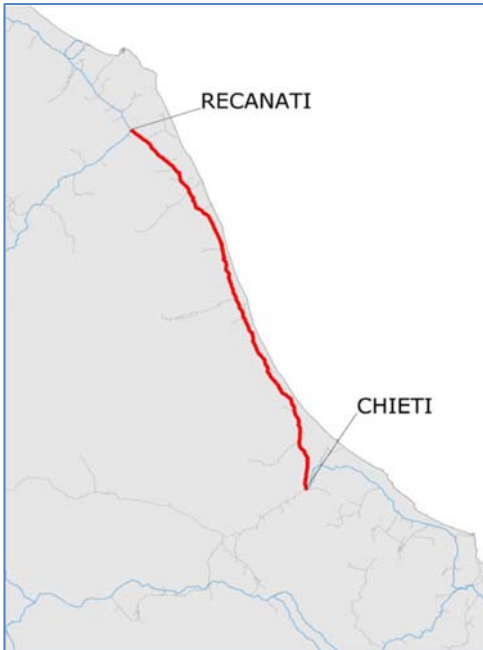
### INDICATORI DI PERFORMANCE


Benefici di cui ai requisiti minimi (rif. par. 8.4 "criteri applicativi")	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [anni]
1° STADIO	67,2	1,9	10
2° STADIO	67,2	1,9	10

### SENSITIVITY

Sensitivity fattori critici	CAPEX e OPEX	Anno di entrata in esercizio	Costo dell'interruzione del gas
Switching value - 2° Stadio	+90%	+ 8 anni	-48%

## ALLEGATO 6: SCHEDE PROGETTI DI MANTENIMENTO – Progetti per sicurezza

METANODOTTO RECANATI-CHIETI							
FINALITÀ							
<p>Il metanodotto esistente RECANATI-CHIETI DN 650 (26") attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti ha lunghezza pari a 150,1 km, attraversa le regioni Marche ed Abruzzo e garantisce il collegamento con i metanodotti della Rete Nazionale a nord verso Ravenna, a Ovest verso Gallese ed a sud verso Vasto; mantenere tale importante connessione risulta necessaria al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell'area centrale del Paese. L'opera si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato interessa tratti fortemente urbanizzati e geologicamente complessi, attraversando aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, permettendo infine l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area. Il nuovo metanodotto, di lunghezza pari a circa 153,8 km, verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti.</p> <p>Il metanodotto Recanati – Chieti alimenta direttamente 115 punti di riconsegna (di cui 58 interconnessi a reti cittadine, 28 a utenze industriali dirette e 21 impianti per autotrazione); consente inoltre l'alimentazione di 2 punti di interconnessione con reti di trasporto gestite da imprese terze e l'immissione in rete di 6 campi di produzione nazionale. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2017/2018, è stato pari a circa 408 milioni di metri cubi.</p>							
ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO							
Codice	Denominazione			DN	km	Pressione (bar)	
NR16139	Met. RA-CH tratto Recanati-Chieti			650	154	75	
							
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
dic-16	nov-18	nov-17	nov-20	nov-17	mag-20	nov-20	apr-23
Costo a vita intera (M€): 409,6							

METANODOTTO RAVENNA-RECANATI							
FINALITÀ							
<p>Il metanodotto esistente RAVENNA-RECANATI DN 650 (26") attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti attraversa le regioni Emilia Romagna e Marche e garantisce (a nord) il collegamento con i metanodotti della Rete Nazionale presenti nell'area dello stoccaggio di Ravenna e lo stoccaggio di San Salvo (a sud) e fa da collettore tra le numerose produzioni di gas naturale presenti al largo della costa adriatica. Mantenere tale importante connessione risulta necessario al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell'area centrale del Paese.</p> <p>L'opera si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato interessa tratti fortemente urbanizzati e geologicamente complessi, attraversando aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, permettendo infine l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area.</p> <p>Il nuovo metanodotto, verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando tutte le utenze esistenti.</p> <p>Il metanodotto Ravenna - Recanati alimenta direttamente 150 punti di riconsegna (di cui 72 interconnessi a reti cittadine, 36 a utenze industriali dirette, 38 a impianti per autotrazione e 3 a impianti di produzione di energia elettrica); consente inoltre l'immissione in rete di 3 campi di produzione nazionale. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2017/2018, è stato pari a circa 1264 milioni di metri cubi.</p>							
ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO							
Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)			
NR17350	Met. RA-CH tratto Ravenna-Recanati	650/1050	178,5	75			
							
Data inizio progetto	Avvio progettaz. di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
mag-17	giu-17	dic-17	mar-21	apr-18	ott-20	apr-19	feb-23
Costo a vita intera (M€): 362,2							

**METANODOTTO RIMINI-SANSEPOLCRO**
**FINALITÀ**

Il metanodotto esistente RIMINI-SANSEPOLCRO DN 650 (26") attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti, attraversa le regioni Emilia Romagna, Marche e Toscana e garantisce il collegamento con i metanodotti della Rete Nazionale Ravenna-Chieti e Montelupo-Sansepolcro. Mantenere tale importante connessione risulta necessaria al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell'area centrale del Paese.

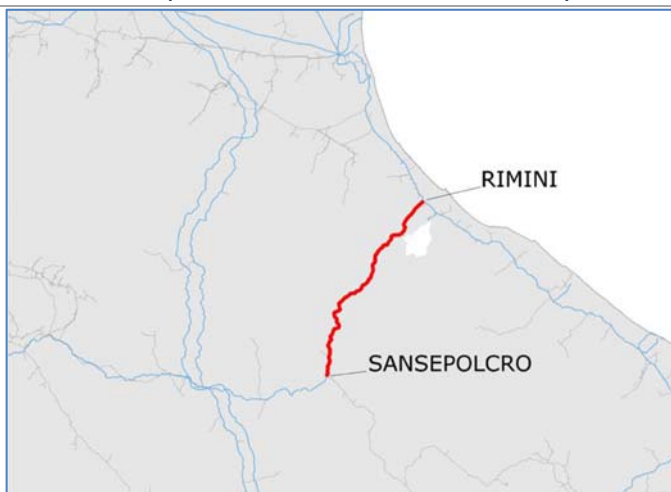
L'opera si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato interessa tratti fortemente urbanizzati e geologicamente complessi, attraversando aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, permettendo infine l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area.

Il nuovo metanodotto, di lunghezza pari a circa 74,6 km, verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale, ricollegando inoltre tutte le utenze esistenti.

Il metanodotto Rimini - Sansepolcro alimenta direttamente 13 punti di riconsegna (di cui 7 interconnessi a reti cittadine, 2 a utenze industriali dirette, 4 a impianti per autotrazione); consente inoltre l'alimentazione di 1 punto di interconnessione con reti di trasporto gestite da imprese terze. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2017/2018, è stato pari a circa 53 milioni di metri cubi.

**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)
NR15309	Metanodotto Rimini-Sansepolcro	650/750	75	75



Data inizio progetto	Avvio progettaz. di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
ago-15	gen-16	mag-17	ott-19	mag-17	mar-19	dic-19	giu-22

**Costo a vita intera (M€): 240,7**

**METANODOTTO MESTRE - TRIESTE**
**FINALITÀ**

Snam Rete Gas ha previsto la parziale sostituzione del metanodotto esistente MESTRE-TRIESTE DN 400 (16") con un metanodotto di pari diametro, nel tratto da Roncade (TV) a Gonars (UD).

L'opera si rende necessaria in quanto Snam Rete Gas ha in corso un programma di sostituzione/ammodernamento dei metanodotti più vetusti.

Il metanodotto esistente MESTRE-TRIESTE attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti ha una lunghezza di circa ... km e garantisce l'alimentazione del mercato delle Province di Treviso, Venezia, Udine e Trieste.

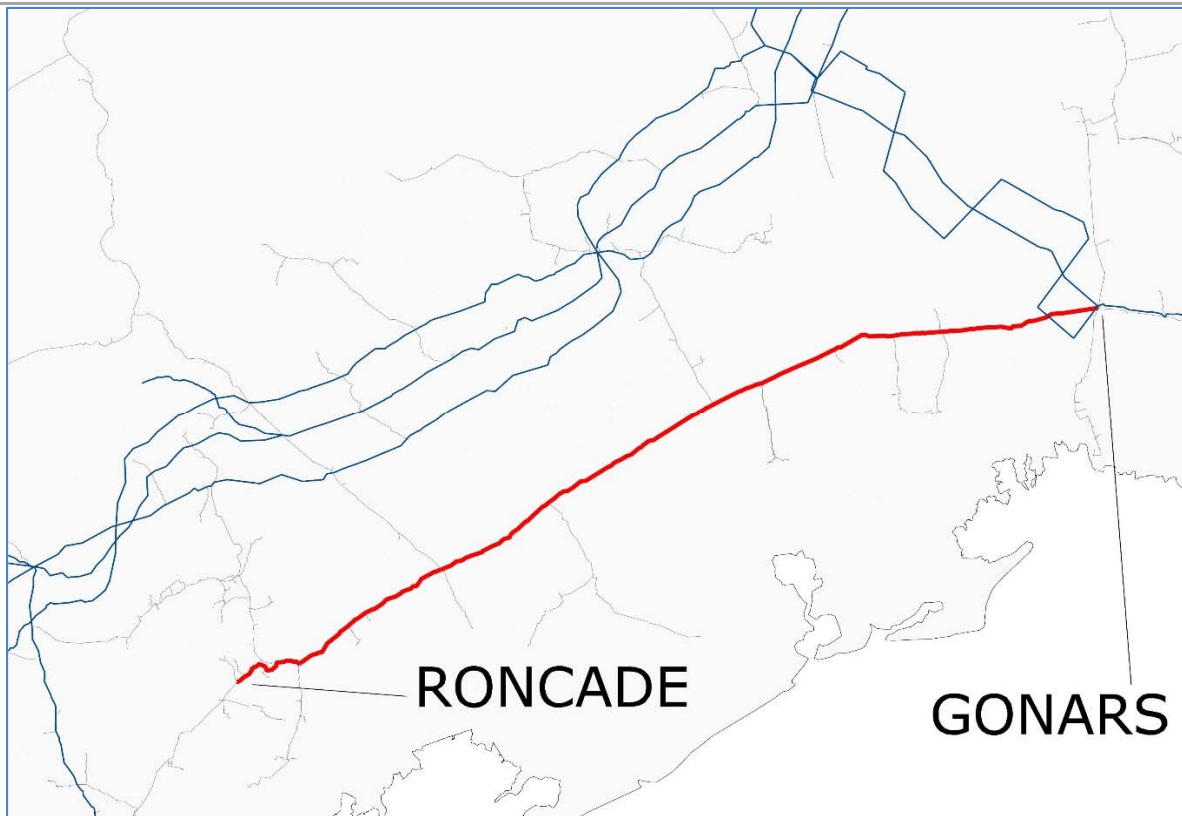
Il tracciato del nuovo metanodotto, che verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente ricollegando tutte le utenze esistenti, si sviluppa nei territori delle Regioni Veneto e Friuli Venezia Giulia, per una lunghezza complessiva di circa 80 km.

Il metanodotto Mestre - Trieste garantisce il trasporto del gas per 62 punti di riconsegna (di cui 34 interconnessi a reti cittadine, 24 a utenze industriali dirette e 4 a impianti per autotrazione).

Il volume di gas complessivamente movimentato per i suddetti punti di riconsegna nel corso dell'anno termico 2017/2018, è stato pari a circa 620 milioni di metri cubi.

**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)
NR17157	Met. Mestre - Trieste	400	80	75



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
mag-17	ago-18	mag-18	ago-20	dic-17	nov-19	ott-20	mag-22

**Costo a Vita Intera (M€): 186,4**

**METANODOTTO CAMPODARSEGO - CASTELFRANCO**
**FINALITÀ**

Snam Rete Gas ha previsto la sostituzione del metanodotto esistente CAMPODARSEGO - CASTELFRANCO DN 150 (6") con un metanodotto DN 300/200 (12"/8").

L'opera si rende necessaria in quanto Snam Rete Gas ha in corso un programma di sostituzione/ammodernamento dei metanodotti più vetusti.

Il metanodotto esistente CAMPODARSEGO - CASTELFRANCO attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti ha una lunghezza di circa 19 km e garantisce l'alimentazione del mercato Nelle Province di Treviso e Padova.

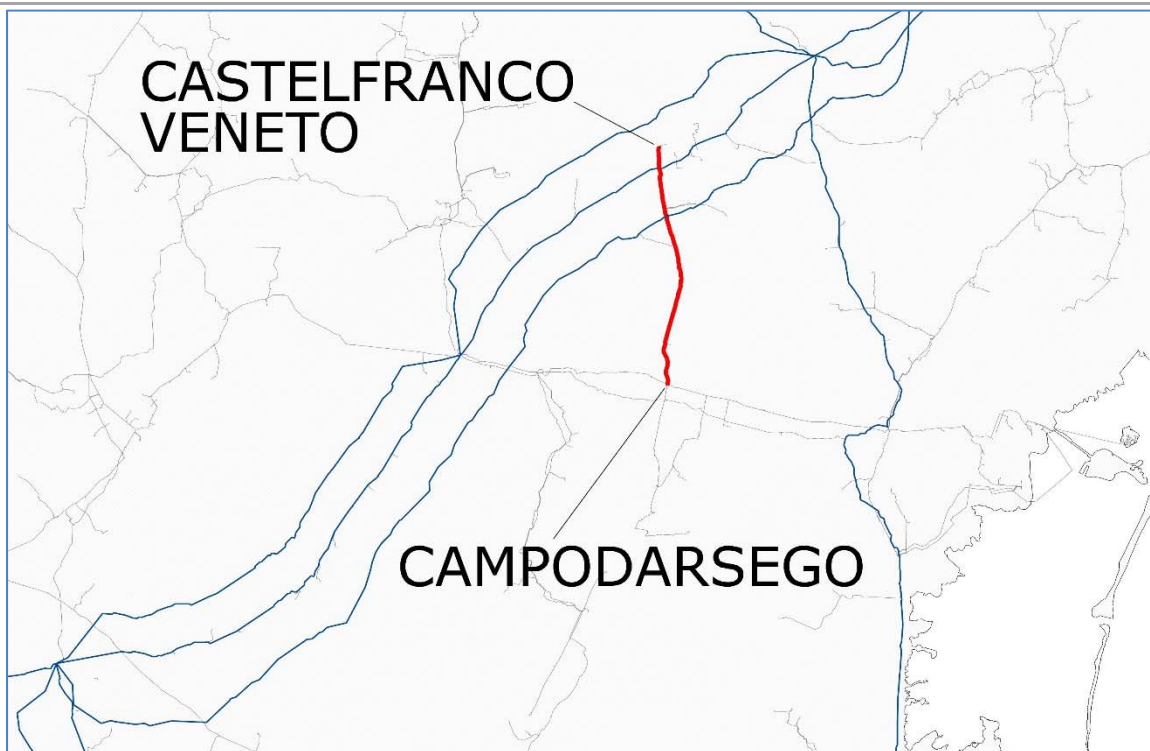
Il tracciato del nuovo metanodotto, che verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente ricollegando tutte le utenze esistenti, si sviluppa nei territori delle Regioni Veneto per una lunghezza complessiva di circa 21 km da DN 300 (12") e di 2,3 km da DN 200 (8"), interessando i territori comunali di Campodarsego, Borgorizzo, Camposampiero e Loreggia in Provincia di Padova; Resana e Castelfranco V. in Provincia di Treviso.

Il metanodotto Campodarsego - Castelfranco garantisce il trasporto del gas per 13 punti di riconsegna (di cui 8 interconnessi a reti cittadine, 4 a utenze industriali dirette e 1 a impianti per autotrazione).

Il volume di gas complessivamente movimentato per i suddetti punti di riconsegna nel corso dell'anno termico 2017/2018, è stato pari a circa 105 milioni di metri cubi.

**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)
NR16025	Met. Campodarsego - Castelfranco	300/200	23,3	75/24



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
mag-17	mag-17	mar-18	mag-20	dic-17	set-19	set-20	feb-22

**Costo a Vita Intera (M€): 33,7**

**METANODOTTO GAGLIANO – TERMINI IMERESE**
**FINALITÀ**

Snam Rete Gas ha previsto la parziale sostituzione del metanodotto esistente GAGLIANO – TERMINI IMERESE nei tratti: Gagliano – Nicosia e Collesano – Sciara, con condotte rispettivamente da DN 400 (16") e DN 300 (12").

L'opera si rende necessaria in quanto Snam Rete Gas ha in corso un programma di sostituzione/ammodernamento dei metanodotti più vetusti.

Il metanodotto esistente MESTRE-TRIESTE attualmente inserito in Rete Regionale Gasdotti ha una lunghezza di circa 98 km e garantisce l'alimentazione del mercato delle Province di Enna e Palermo.

Il tratto DN 400 del nuovo metanodotto, che verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente ricollegando tutte le utenze esistenti, si sviluppa nei territori della Regione Sicilia, per una lunghezza di circa 23 km, interessando i territori comunali di Gagliano, Castelferrato, Cerami e Nicosia, tutti in Provincia di Enna.

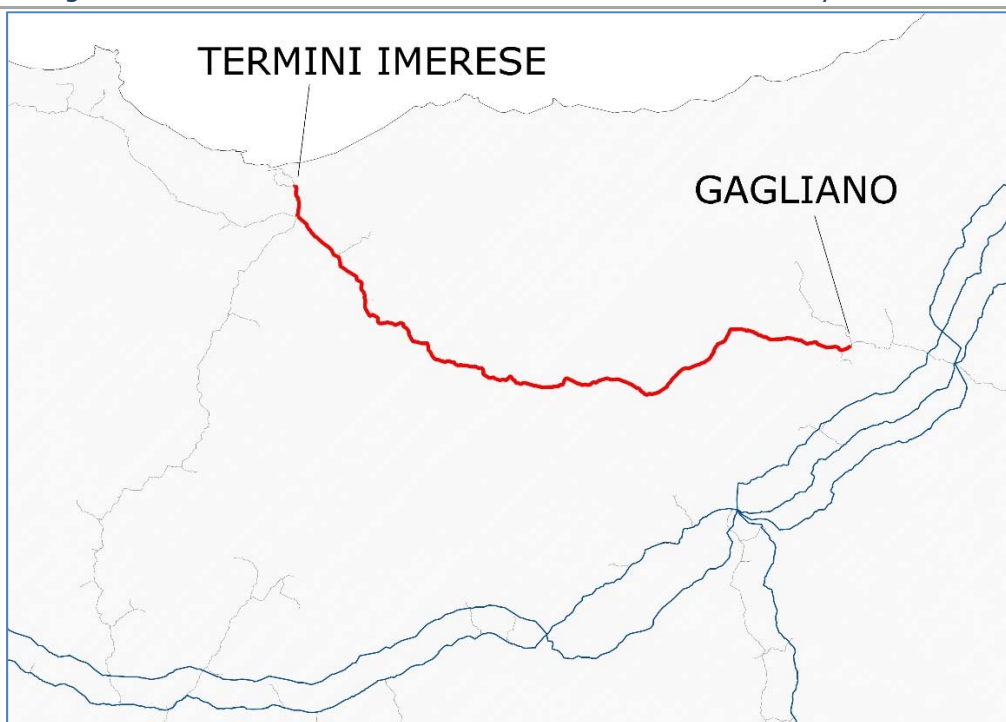
Il tratto DN 300, che sarà realizzato sempre in sostituzione dell'esistente, avrà uno sviluppo di circa 12 km, interessando i comuni di Sclafani Bagni, Cerda e Sciara, in Provincia di Palermo.

Il metanodotto Gagliano – Termini Imerese garantisce il trasporto del gas per 12 punti di riconsegna (di cui 8 interconnessi a reti cittadine, 3 a utenze industriali dirette e 1 impianto di produzione di energia elettrica).

Il volume di gas complessivamente movimentato per i suddetti punti di riconsegna nel corso dell'anno termico 2017/2018, è stato pari a circa 20 milioni di metri cubi.

**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)
NR16141	Met. Gagliano – Termini Imerese	400/300	35	24



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
apr-17	dic-18	dic-17	gen-19	dic-17	mar-19	apr-19	mag-21

**Costo a Vita Intera (M€): 71,2**



**METANODOTTO RAVENNA MARE-RAVENNA TERRA**
**FINALITÀ**

Il metanodotto esistente RAVENNA MARE-RAVENNA TERRA 1° DN 400/300 (16"/12"), attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti ha lunghezza pari a 16,0 km, si colloca interamente nella Regione Emilia Romagna e garantisce il travaso dei quantitativi di gas prodotti dalle numerose produzioni di gas naturale presenti al largo della costa adriatica verso il mercato del basso Veneto e verso il nodo e lo stoccaggio di Minerbio; mantenere tale importante connessione risulta necessaria al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema del centro Italia.

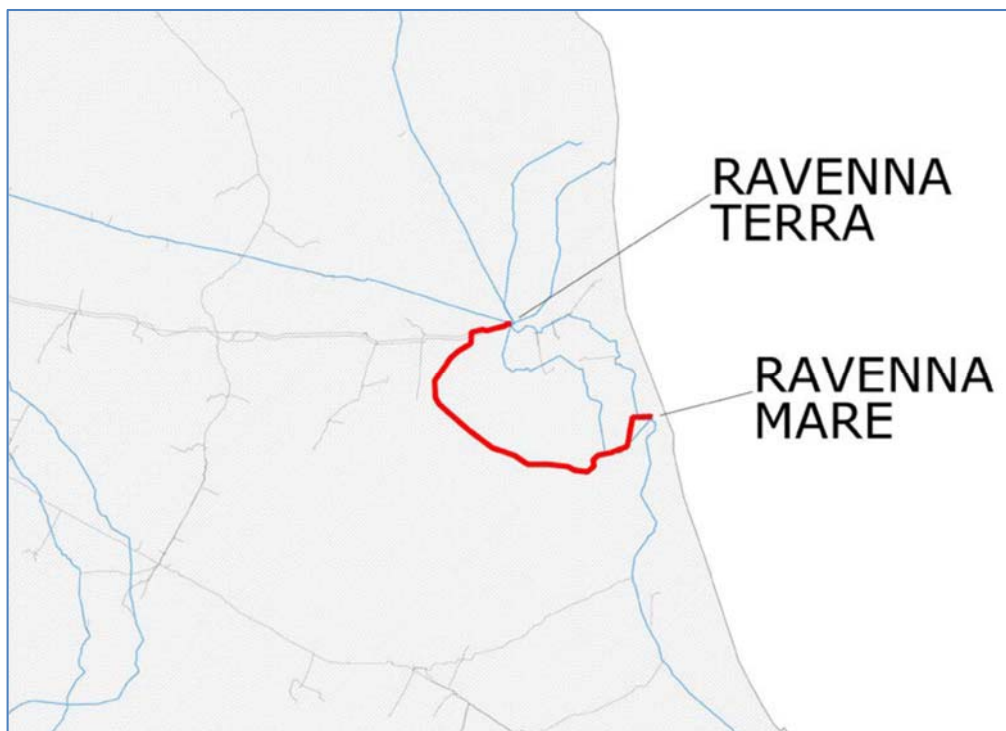
L'opera si rende necessaria al fine di delocalizzare in area non urbanizzata l'attuale gasdotto esistente, attualmente esercito in prima specie all'interno della zona industriale/portuale della città di Ravenna, caratterizzata da fenomeni di antropizzazione territoriale; l'intervento generale prevede anche il futuro esercizio in seconda specie del metanodotto esistente RAVENNA MARE-RAVENNA TERRA 2° DN 600 (24"), attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti.

Il progetto si interconnette con il progetto del nuovo metanodotto Ravenna-Chieti che, nell'ambito della procedura VIA, ha avuto come prescrizioni l'indicazione di seguire un tracciato diverso rispetto all'esistente al fine di evitare alcune aree protette speciali. Pertanto il progetto Ravenna Mare – Ravenna Terra diventa la necessaria prosecuzione del nuovo Ravenna-Chieti consentendo a quest'ultimo di mantenere l'interconnessione con la restante infrastruttura nazionale.

Il metanodotto Ravenna Mare – Ravenna Terra alimenta direttamente 6 punti di riconsegna (di cui 4 interconnessi a utenze industriali dirette, 1 ad utenza comunale e 1 ad impianto di produzione di energia elettrica). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti della rete, nel corso dell'anno termico 2017/2018, è stato pari a circa 74 milioni di metri cubi.

**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)
NR17135	Met. Ravenna Mare-Ravenna Terra	650	34	75



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
mag-17	giu-17	dic-17	lug-20	dic-17	ott-19	lug-20	lug-21

**Costi a Vita intera (M€): 45,1**



**METANODOTTO SAN SALVO-BICCARI**
**FINALITÀ**

Il metanodotto esistente S.SALVO-BICCARI DN 500 (20"), attualmente inserito in Rete Nazionale Gasdotti ha lunghezza pari a 83,9 km, attraversa le regioni Abruzzo, Molise e Puglia e garantisce (a nord) il collegamento con i metanodotti della Rete Nazionale presenti nell'area dello stoccaggio di San Salvo e il nuovo metanodotto Massafra-Biccari (a sud) di recente realizzazione; mantenere tale importante connessione risulta necessaria al fine di garantire flessibilità e sicurezza al servizio di trasporto verso gli utilizzatori del sistema dell'area centro-meridionale del Paese. L'opera si rende necessaria in quanto l'attuale tracciato interessa tratti fortemente urbanizzati e geologicamente complessi, attraversando aree interessate da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni.

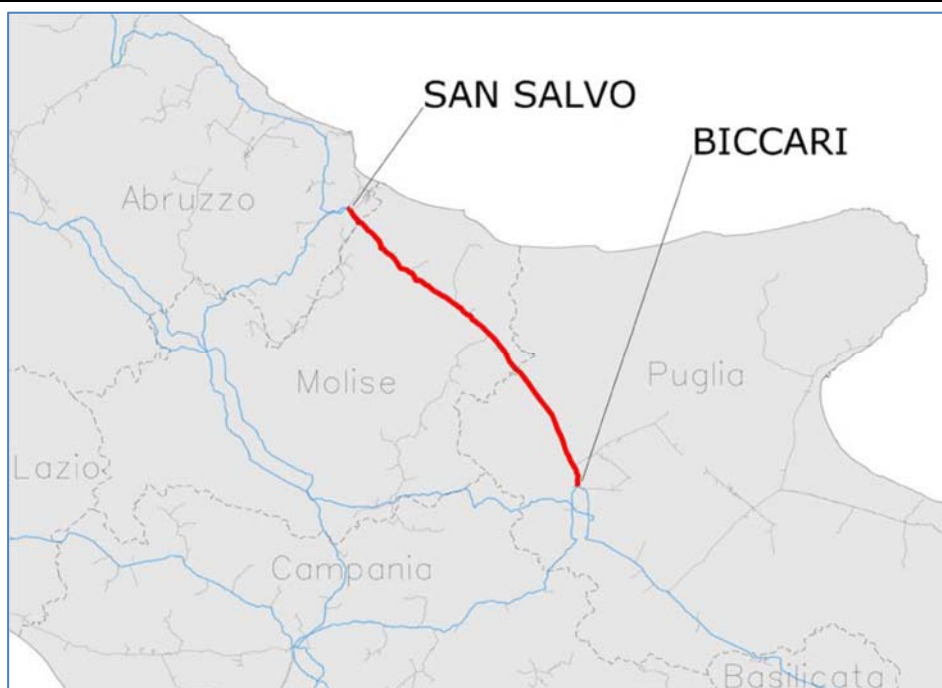
L'impiego delle moderne tecniche realizzative permetterà infatti di superare aree geologicamente instabili contribuendo così, con maggior efficienza, alla salvaguardia della sicurezza del trasporto, permettendo infine l'armonizzazione delle pressioni di esercizio e dei diametri dei metanodotti presenti nell'area.

Il nuovo metanodotto, verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente e contribuirà in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità nell'esercizio del sistema di trasporto di gas naturale tra le direttrici Sud-Nord e ricollegando tutte le utenze esistenti.

Il metanodotto San Salvo - Biccari alimenta direttamente 78 punti di riconsegna (di cui 54 interconnessi a reti cittadine, 17 a utenze industriali dirette, 3 a impianti per autotrazione e 4 impianti di produzione di energia elettrica). Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti della rete, nel corso dell'anno termico 2017/2018, è stato pari a circa 950 milioni di metri cubi.

**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)
NR17076	Met. San Salvo-Biccari	650	101	75



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
giu-17	giu-18	apr-18	set-20	dic-17	nov-19	dic-20	dic-22

**Costo a vita intera (M€): 231,6**

**METANODOTTO PIEVE DI SOLIGO – S. POLO DI PIAVE - SALGAREDA**
**FINALITÀ**

Snam Rete Gas ha previsto l'intera sostituzione del metanodotto esistente PIEVE DI SOLIGO-S. POLO PIAVE DN 300 (12") con un metanodotto di pari diametro.

L'opera si rende necessaria in quanto Snam Rete Gas ha in corso un programma di sostituzione/ammodernamento dei metanodotti più vetusti.

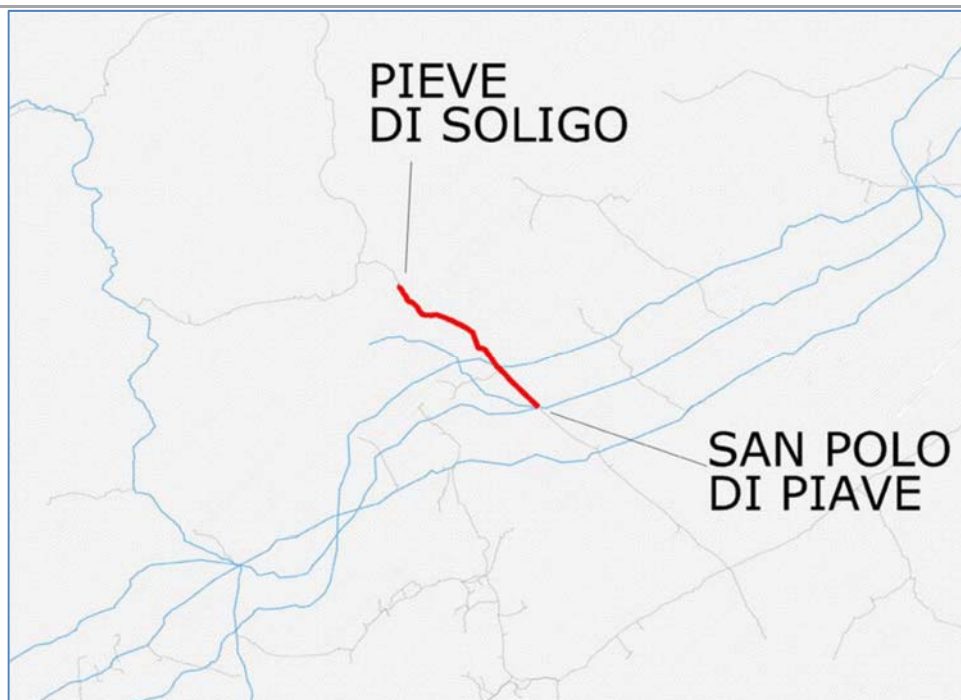
Il metanodotto esistente, nel tratto PIEVE DI SOLIGO - S. POLO PIAVE (18,5 Km), garantisce l'alimentazione del mercato Bellunese oltre che la connessione con la rete nazionale della società S.G.I. sulla quale si trova lo stoccaggio di Collalto. Il tratto S. POLO DI PIAVE – SALGAREDA (17,4 km) garantisce l'alimentazione di parte delle Province di Treviso e Venezia.

Il tracciato del nuovo metanodotto, che verrà realizzato da Snam Rete Gas in sostituzione dell'esistente ricollegando tutte le utenze esistenti, si sviluppa interamente nel territorio della Regione Veneto, per una lunghezza complessiva di 34,7 km, interessando i territori comunali di Vazzola, Mareno di Piave, Santa Lucia di Piave, Conegliano, Susegana e San Pietro di Feletto, tutti posti in provincia di Treviso.

Il metanodotto Pieve di Soligo-San Polo di Piave-Salgareda alimenta direttamente 17 punti di riconsegna (di cui 6 interconnessi a reti cittadine, 7 a utenze industriali dirette, 2 a impianti per autotrazione e 1 impianto di produzione di energia elettrica); consente inoltre l'alimentazione di 1 punto di interconnessione con reti di trasporto gestite da imprese terze. Il volume di gas complessivamente movimentato attraverso i suddetti punti di entrata/uscita dalla rete, nel corso dell'anno termico 2017/2018, è stato pari a circa 103 milioni di metri cubi.

**ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO**

Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)
NR16091	Met. Pieve di Soligo-San Polo di Piave-Salgareda	300	34,7	75



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
mag-17	mag-17	dic-17	mar-20	dic-17	set-19	ott-20	apr-22

**Costo a vita intera (M€): 52,9**

