



PROVINCIA AUTONOMA DI TRENTO



**PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLE RETI
DI TRASPORTO REGIONALE DEL GAS NATURALE
2022-2031**

TITOLO DELL'ELABORATO

PIANO DECENNALE

Emissione revisione: rev.0

PROPONENTE

**GASDOTTI
ALPINI**



**GASDOTTI
ALPINI**

INDICE

1	INFORMAZIONI GENERALI.....	3
1.1	Obiettivi generali e specifici del piano	3
1.2	Analisi del contesto sociale, economico, politico ed istituzionale	4
1.3	Analisi della domanda e dell'offerta attuale e futura	7
1.4	Quadro normativo di riferimento	10
2	PIANO DI SVILUPPO DECENNALE	11
2.1	Nuove infrastrutture ed eventuali congestioni.....	11
2.2	Driver delle decisioni relative agli interventi	11
2.3	Schede tecniche del progetto	13
3	Verifica fluidodinamica dell'infrastruttura.....	24
3.1	Metodo di calcolo portate orarie di picco	24
3.2	Portate di picco complessivo	27
3.3	Verifica sostenibilità scenario <i>Stress Consumption</i>	28
3.4	Casistiche di guasto e scenari di <i>Stress Consumption</i>	29
3.5	Risultati delle modellazioni fluidodinamiche.....	30
3.6	Analisi criticità e congestioni	36
3.7	Utilizzo dell'infrastruttura per trasporto gas derivanti da fonti rinnovabili	37
3.8	Blending con l'idrogeno	37
4	Analisi Costi Benefici.....	41
4.1	Criteri Utilizzati	41
4.2	Overview del piano	42
4.3	Benefici e Costi Totali.....	68
4.4	Sostenibilità del piano e indicatori di performance (VAN, B/C, PayBack Period).....	74

	Analisi di sensitività su elementi costitutivi analisi economica.....	76
4.6	Analisi di scenario: evoluzione nell'utilizzo del gas naturale.....	77
4.5		
4.7	Analisi di scenario: impatto derivante dal <i>blending</i> con idrogeno.....	78
4.8	Potenziali sinergie con la rete di distribuzione esistente.....	79
5	Operazioni di coordinamento con gli altri operatori	82
5.1	Coordinamento con l'impresa maggiore di trasporto	82
5.2	Altri soggetti coinvolti nel coordinamento	82
6	STRUTTURA SOCIETARIA - EXTRA OBBLIGHI	84
6.1	Compagine societaria, con separata evidenza della struttura dell'azionariato....	84
6.2	Indicazione di come si presume verrà esercita in futuro l'infrastruttura.....	84
7	Struttura Finanziaria	85
7.1	Forme di finanziamento	85
8	Riferimenti	86

1 INFORMAZIONI GENERALI

1.1 Obiettivi generali e specifici del piano

Gasdotti Alpini è una Società nata con l'obiettivo di sviluppare infrastrutture regionali di Trasporto gas.

Il presente Piano Decennale (di seguito anche solo "Piano") vuole, quindi, proporre uno sviluppo del servizio che porterà alla metanizzazione della parte occidentale della Provincia di Trento, estendendo la fornitura ad aree attualmente non servite attraverso la realizzazione di nuovi gasdotti, fino a raggiungere un assetto infrastrutturale di poco meno di 170 km entro il 2031, e che garantirà altresì un incremento di resilienza per i territori già metanizzati.

La proposta di sviluppo infrastrutturale esposta in questo Piano giunge a seguito di un'analisi dei fabbisogni energetici attuali della Provincia Autonoma di Trento e del trend evolutivo atteso in termini di consumi, con particolare attenzione alle aree ancora non metanizzate. Questi territori, infatti, vedono un importante utilizzo di fonti energetiche più inquinanti e/o meno performanti del metano come il GPL, il gasolio e le biomasse (nel caso specifico, legna e cippato).

Per quanto riguarda gli obiettivi, il Piano proposto da Gasdotti Alpini può essere inteso come un unico progetto: gli obiettivi specifici che si intende perseguire con i singoli interventi sono equivalenti agli obiettivi generali ai quali tende il Piano, in cui gli stessi sono inclusi. Di seguito se ne riassumono i principali:

1. **Metanizzazione dell'area del Trentino occidentale** – la zona occidentale della Provincia di Trento attualmente non dispone di un'infrastruttura per la fornitura di gas naturale. Grazie al Piano proposto da Gasdotti Alpini si andrebbe a colmare questo gap, in coerenza con le esigenze energetiche del territorio, come anche illustrate nel Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 (PEAP) approvato dalla Provincia Autonoma di Trento (PAT);
2. **Riduzione delle esternalità negative** – la sostituzione delle attuali fonti energetiche con il metano ridurrebbe le emissioni di esternalità negative associate non solo alla CO₂ ma anche di altri componenti come l'anidride solforosa, il diossido di azoto, l'ammoniaca e, soprattutto, le polveri sottili (PM₁₀ e PM_{2.5}). Inoltre, l'infrastruttura illustrata nel presente Piano garantisce la possibilità di immettere nella rete il c.d. *green gas* derivato da fonti a basso o nullo impatto ambientale (biogas, biometano): questa possibilità, in via prospettica, andrebbe a ridurre ulteriormente le esternalità negative associate al consumo di energia nel territorio trentino;
3. **Incremento della sicurezza dell'approvvigionamento** – Il Piano presentato permette di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento dell'energia attraverso l'utilizzo di una fonte energetica (il gas naturale appunto) più sicura rispetto alle alternative ad oggi presenti nel territorio;
4. **Ridondanza della rete e continuità dell'approvvigionamento** – il Piano presentato garantisce la ridondanza infrastrutturale, aumentando la resilienza del sistema di Trasporto in tutto il Trentino, attraverso la predisposizione di un'infrastruttura capace di gestire situazioni di peak e off-peak anche in situazioni di *stress disruption*. Si rimarca come gli interventi infrastrutturali oggetto del presente Piano andrebbero ad aumentare la potenzialità, la resilienza e la continuità del servizio non solamente nei territori di nuova metanizzazione ma anche nelle aree ad oggi già servite;
5. **Contribuire alla crescita della rete** – il Piano prevede lo sviluppo di un'infrastruttura regionale che andrà ad accrescere la rete di trasporto nazionale e a fornire conseguentemente una maggiore competitività del sistema Italia (e della Provincia Autonoma di Trento in particolare) nei confronti degli attori internazionali;

6. **Efficientamento energetico** – si contribuisce al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica attraverso l'utilizzo di una fonte energetica, il metano, più efficiente e meno inquinante rispetto alle fonti energetiche utilizzate attualmente;
7. **Contribuire alla decarbonizzazione dei consumi** – l'infrastruttura sarà costruita e dimensionata secondo le migliori best practice con lo scopo di essere adatta per il trasporto in miscela (blending) di parte della produzione di idrogeno "verde" che avverrà in Trentino, allo scopo di soddisfare quote del fabbisogno di calore provinciale così come rappresentato negli scenari di decarbonizzazione LC e LC+ del PEAP;
8. **Sviluppo della concorrenza** – il Piano contribuisce allo sviluppo del mercato energetico in un'area eterogenea dal punto di vista delle fonti energetiche, offrendo un'ulteriore opportunità all'utenza.

1.2 Analisi del contesto sociale, economico, politico ed istituzionale

Secondo i dati della relazione annuale pubblicata dal Ministero dello Sviluppo Economico, nel 2019 la domanda italiana di gas naturale è stata pari a 74,5 miliardi di metri cubi con un incremento del 2,5% rispetto al 2018 pari a 1,8 miliardi di metri cubi in termini assoluti. La domanda di gas naturale è stata coperta per il 7% dalla produzione nazionale e per il rimanente 93% dall'importazione. La produzione nazionale è risultata in riduzione del 10,9%, mentre l'importazione è cresciuta del 4,7%; si è infine registrata un'iniezione netta di gas nei giacimenti di stoccaggio per circa 1,1 miliardi di metri cubi (MISE, 2020).

L'andamento storico evidenzia come la domanda di gas naturale italiana abbia raggiunto il picco, quantificato in 86,3 miliardi di metri cubi, nel 2005. Successivamente, si è registrato un calo della domanda, in concomitanza della crisi economica del 2008, che si è poi stabilizzata negli anni dal 2014 ad oggi ad un livello sempre superiore ai 70 miliardi di metri cubi. Il principale settore di destinazione del gas naturale è quello civile (incluso domestico e terziario) che ad oggi impegna il 40% del volume complessivo di gas, seguito dal settore industriale (SNAM/Terna, documento di descrizione degli scenari 2019). Non trascurabile l'utilizzo del gas naturale nel settore della produzione elettrica.

Anche a livello europeo, l'importazione di gas rappresenta una fetta fondamentale della copertura del fabbisogno energetico raggiungendo il 70% dell'utilizzo complessivo. Come indicato dalla "European Energy Security Strategy" (COM/2014/0330 final), l'importazione raggiungerà i 350 miliardi di metri cubi nel 2025-2030. Le importazioni giungono principalmente dalla Russia, dalla Norvegia e dal Nord Africa.

Inoltre, la domanda di gas giornaliera è sempre più variabile e imprevedibile anche a causa dell'utilizzo non programmabile delle fonti energetiche rinnovabili e del contestuale utilizzo del gas per la produzione elettrica nella gestione delle fasi di picco/ridotta produzione da rinnovabili.

Nella Provincia Autonoma di Trento si osservano numeriche differenti rispetto al contesto italiano, con solo il 70% dei comuni raggiunto dal servizio di Distribuzione del gas, nonostante le condizioni climatiche particolarmente rigide porterebbero a prediligere l'adozione di questa fonte energetica per il riscaldamento e l'uso di acqua calda sanitaria. I Comuni sprovvisti di una rete di distribuzione del gas naturale devono quindi soddisfare i propri fabbisogni energetici principalmente attraverso l'utilizzo di gasolio come fonte alternativa di energia e, per la parte residuale, attraverso l'utilizzo di GPL e di legna. Da sottolineare infatti come l'adozione di impianti elettrici (es. pompe di calore) non risulti conveniente per l'utenza data la condizione climatica e l'effettivo stato di efficienza energetica degli edifici, così come illustrato anche dal PEAP.

L'area attualmente non metanizzata si riferisce principalmente al Trentino occidentale, comprendente la Val di Sole, l'Alta Val di Non, le Giudicarie Settentrionali, Interiori ed Esteriori, il Bleggio e la Valle di Ledro.

Questa zona conta circa 40.000 abitanti e, soprattutto, è a forte vocazione turistica, sia estiva che invernale: questa situazione porta ad un importante incremento stagionale della popolazione effettivamente presente sul territorio e al conseguente aumento del fabbisogno energetico. Gasdotti Alpini ritiene che l'assenza di un'infrastruttura energetica di fornitura del gas naturale abbia influito, limitandole, sulle possibilità di sviluppo demografico ed economico di quest'area. Infatti, il reddito medio dei comuni attualmente non metanizzati – il cui territorio è interessato dalle infrastrutture oggetto del presente Piano – è sensibilmente inferiore al reddito medio della provincia di Trento (-14%), come illustrato nel grafico seguente.

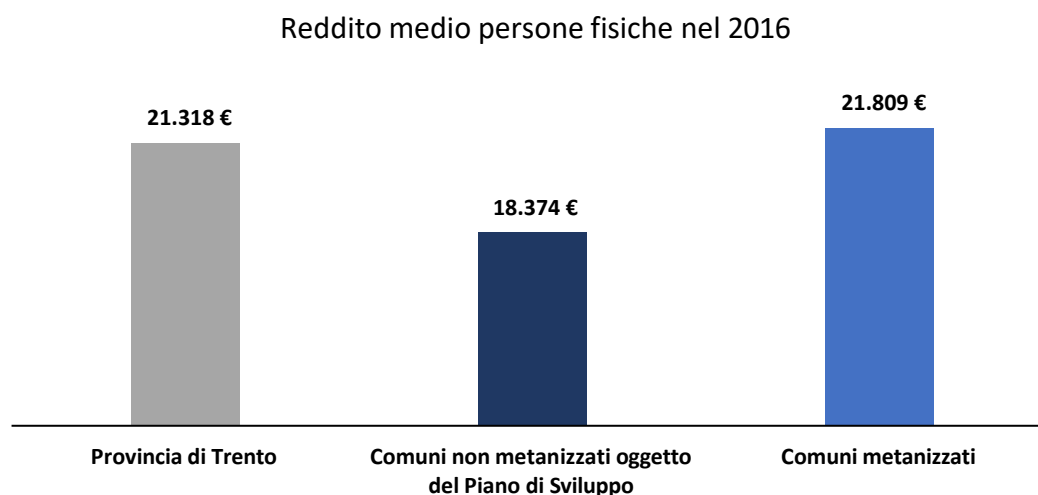


Immagine 1 - Reddito medio imponibile persone fisiche nel 2016 in euro per la provincia di Trento, per i comuni non metanizzati che sono oggetto del presente piano di sviluppo e per i comuni metanizzati della provincia. Fonte: Elaborazione su dati del Ministero dell'Economia e delle Finanze relativi all'anno d'imposta 2016.

Una delle motivazioni che ha portato a questa limitata estensione dell'infrastruttura di Trasporto gas in Trentino, che è gestita attualmente da due trasportatori, Snam Rete Gas spa e in minima parte Retragas spa, è ragionevolmente da ricondurre alla particolare conformazione del territorio, dove le valli, in cui si concentra la popolazione, sono separate da aree montane disabitate, nonché alla carenza di disponibilità di gas delle reti di trasporto dell'area sudoccidentale (Tione - Arco). Infatti, a differenza della rete di trasporto gestita da SNAM (che si estende lungo la Valle dell'Adige, la Vallagarina e la Valsugana), che dispone e garantisce adeguata capacità, la propaggine che si estende verso Riva del Garda ed Arco manifesta una carenza di disponibilità, così come anche la rete di trasporto gestita da Retragas, che si estende da Storo fino a Tre Ville, nella bassa Valle delle Chiese e nelle basse Giudicarie Centrali. Detta conformazione ad oggi penalizza la parte occidentale/nord-occidentale e, conseguentemente, non permette lo sviluppo infrastrutturale e la conseguente fornitura di gas in quell'area.

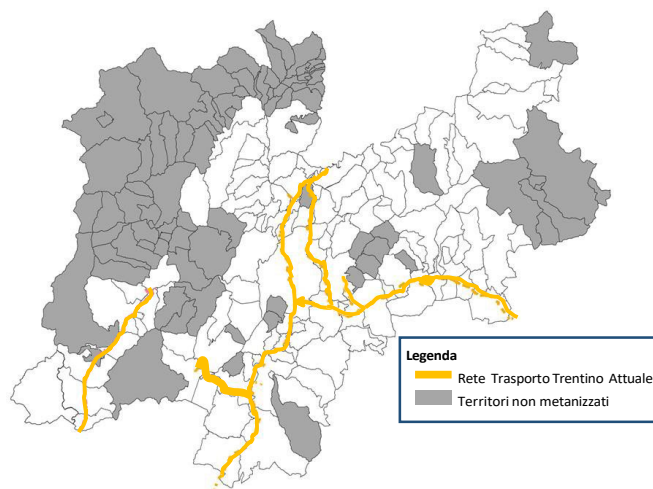


Immagine 2 - Rappresentazione dell'attuale rete di trasporto in Trentino

Date queste premesse, Gasdotti Alpini, attraverso il suo Piano, intende perseguire l'obiettivo di garantire l'approvvigionamento del gas nei comuni non ancora metanizzati, prevedendo la realizzazione di nuove tratte di rete di trasporto che andranno a interconnettersi con la rete già esistente dei due trasportatori attualmente presenti. Il Piano, in particolare, offre una soluzione di continuità e permette il raggiungimento delle aree attualmente non servite con un'adeguata capacità di fornitura derivante dall'anello con la rete della Valle dell'Adige.

Infrastruttura da Piano Gasdotti Alpini

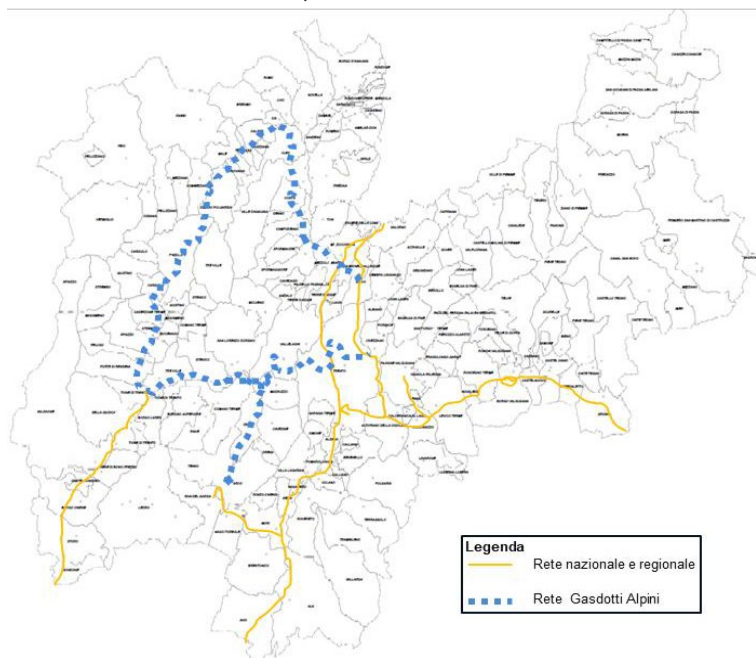


Immagine 3 - Rappresentazione dell'attuale rete trasporto Trentino post Piano

Inoltre, questo Piano si pone in linea con il PNIEC che evidenzia la necessità di una maggiore flessibilità nel reperimento dell'energia dalle varie fonti e un potenziamento dell'infrastruttura energetica complessiva. Il

Piano, focalizzato sulla metanizzazione del Trentino Occidentale, va in questa direzione, contribuendo a una maggiore flessibilità, efficienza energetica e potenziamento della rete.

In conclusione, per quanto riguarda il contesto economico-sociale, si nota la continua crescita del settore turistico (settore che contribuisce all'11% del PIL provinciale) e la sempre maggior attenzione dedicata alle tematiche ambientali, aspetti, questi, che si muovono di pari passo con uno sviluppo delle infrastrutture adeguato a rispondere all'evoluzione del contesto.

Infatti, il Trentino custodisce un patrimonio di valori e di risorse che vanno sviluppate tenendo conto degli aspetti di fragilità ambientale, economica e sociale che derivano dalla particolare conformazione fisica della regione stessa.

Date queste evidenze si sottolinea come il Piano di Gasdotti Alpini vada incontro anche alla volontà della Provincia di sostenere il percorso rivolto verso una decarbonizzazione dell'economia, in linea con gli accordi di Parigi e con la Strategia Energetica Nazionale che vede uno sforzo importante verso questa direzione: questo non solo grazie alle ridotte emissioni del gas metano rispetto alle fonti energetiche attualmente utilizzate ma anche in relazione ai potenziali sviluppi dell'utilizzo dell'infrastruttura, come l'immissione dei c.d. *green gas*.

Si evidenzia come l'assetto infrastrutturale descritto nel presente Piano sia perfettamente coerente con il ruolo definito per le infrastrutture di Trasporto gas dal PEAP, andando anche a favorire la diffusione e l'utilizzo di gas quali il biometano e l'idrogeno.

Infine, Gasdotti Alpini si propone di collaborare con i vari stakeholder per promuovere lo sviluppo energetico sostenibile e alla gestione dei rischi ambientali esplicitando i criteri di intervento utilizzati per lo sviluppo della sua rete (paragrafo 4.1).

1.3 Analisi della domanda e dell'offerta attuale e futura

Gasdotti Alpini, come base della propria analisi, ha individuato i valori di riferimento del fabbisogno energetico annuo per i territori attualmente non metanizzati suddividendo le utenze potenziali in residenziali, alberghiere/terziarie, e industriali in conformità a quanto previsto dalla delibera 468/2018/R/GAS e relativo allegato.¹

L'analisi dei consumi trova conferma nei dati storici evidenziati dai soggetti pubblici attraverso i PAES comunali e dal Piano Energetico Ambientale Provinciale. Il fabbisogno annuo per tipologia di utenza è rappresentato nella tabella sottostante:

Tipologia di Utenza	Fabbisogno annuo (kwh/anno)
Residenziale	17.798
Industriale	156.325
Alberghiero	297.742
Terziario	113.532

Tabella 1 - Fabbisogno annuo di gas per tipologia di utenza espresso in kwh/anno

¹ Posto che per l'analisi della "domanda di gas" il dato utile e oggetto di studio è costituito dal potenziale numero di soggetti interessati all'utilizzo di gas per uso proprio, si precisa che il termine "Utenze" viene di seguito utilizzato sul piano meramente terminologico e in senso tecnico rispetto alla definizione data dalle disposizioni inerenti al codice di rete del Trasporto, ai sensi delle quali "Utente del Trasporto" è l'utilizzatore del sistema gas (cfr. delibera Arera n. 137/2002).

Il fabbisogno annuo per le utenze residenziali è stato calcolato sulla base di dati di letteratura e da valori aggregati acquisiti da distributori locali.

Per quanto riguarda le utenze industriali, si ipotizza che il consumo medio orario sia pari al 70% della portata di picco oraria e che le ore di consumo siano 8 ore al giorno per 220 giorni lavorativi, supponendo quindi, in via prudenziale, un unico turno produttivo. Le utenze alberghiere e terziarie, invece, sono caratterizzate da un profilo di consumo più simile a quello delle utenze residenziali che a quello delle utenze industriali. Di conseguenza, per le utenze alberghiere e terziarie si è supposto un rapporto tra consumo annuo e portata di picco uguale a quello delle utenze residenziali ottenendo così il consumo annuo medio.

Nell'analisi è stato considerato anche il tema dell'efficientamento energetico basato sulle previsioni effettuate dal PNIEC. Si prevede una diminuzione annua dei consumi complessivi nell'ordine di circa l'1% annuo per arrivare alla fine dell'arco di valutazione, nel 2045, a una riduzione cumulata di 14 punti percentuali per quanto riguarda le utenze industriali. Per le utenze residenziali è stata ipotizzata una diminuzione più contenuta, in ordine del 50% rispetto alle utenze industriali, mentre per le utenze alberghiere e terziarie è stata individuata una riduzione del 75% rispetto a quelle industriali. Il fabbisogno annuo di gas è stato quindi proiettato nel tempo utilizzando questi fattori correttivi per l'efficientamento energetico atteso.

L'analisi della domanda aggregata suddivisa per tipologia di utenza, così come indicato nell'allegato della delibera 468/2019/R/Gas è riportata nella tabella seguente:

Località da metanizzare	Utenze domestiche	Utenze Alberghiere	Utenze Terziarie	Utenze Industriali	Utenze Potenziali Totali	Fabbisogno totale potenziale @ 2021 (Smc/anno)
38	39.485	599	1.073	222	41.379	101.499.813

Sulla base del numero di utenze potenziali, è stata quindi stimata la domanda effettiva, cioè quella derivante dalla curva di acquisizione delle utenze. Per la stima della curva di acquisizione delle utenze, Gasdotti Alpini ha seguito un approccio rigoroso basato sui dati storici del numero di utenze gas ed elettriche, del numero di abitanti e del numero di edifici per comune nel territorio trentino su dati ISTAT osservabili sulle aree attualmente metanizzate. Utilizzando tali dati, sono stati calcolati il tasso storico di penetrazione e il tasso storico di penetrazione in relazione al numero di edifici per comune, ottenendo così le curve di acquisizione per le varie metanizzazioni. Le curve di acquisizione ottenute a partire dal numero di utenze e a partire dal numero di edifici sono state sostanzialmente identiche in termini di sviluppo sebbene leggermente diverse in termini di magnitudo ($\pm 2\%$).

Per la definizione delle curve di acquisizione Gasdotti Alpini ha fatto riferimento anche ai risultati dello "Studio RSE: Approvvigionamento Energetico della regione Sardegna (anni 2020-2040) ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019" che riportavano tassi di adesione più contenuti rispetto a quelli osservabili per l'area trentina.

Tuttavia, in considerazione delle specificità del territorio trentino, caratterizzato prevalentemente da territori in fascia climatica F, si ritiene che le due situazioni non siano perfettamente comparabili: si sono quindi utilizzati i dati relativi alla Sardegna come validazione degli ordini di grandezza ottenuti e come supporto al tuning degli stessi.

Questa impostazione, come espresso in precedenza, è confermata anche dalle analisi contenute nel Piano Energetico Ambientale Provinciale della Provincia Autonoma di Trento, che illustra la ridotta efficacia dell'utilizzo di fonti elettriche per il riscaldamento e l'utilizzo sanitario per gli edifici costruiti prima del 2005, che costituiscono la maggioranza delle costruzioni presenti in Trentino: infatti se è ipotizzabile un'ampia

diffusione delle pompe di calore nei territori dell'Italia centro-meridionale e nelle isole, ciò non è applicabile per il territorio trentino (Capitolo 4, PEAP).

Partendo da questi dati è stato quindi possibile identificare un modello previsionale per i Comuni di nuova metanizzazione compresi nel Piano di Sviluppo del trasporto, per i quali sono noti il numero degli edifici (e la loro vetustà) e il numero e tipologia di utenze potenziali (ottenuti da sopralluogo puntuale e censimento ISTAT).

La curva di acquisizione utenze è riportata di seguito: sull'asse delle ascisse è indicato il numero di anni trascorso dalla data di metanizzazione di un determinato territorio (inteso come intervento di Trasporto e conseguente intervento di Distribuzione) e sull'asse delle ordinate è indicata la percentuale di utenze acquisite sul totale delle utenze potenziali.

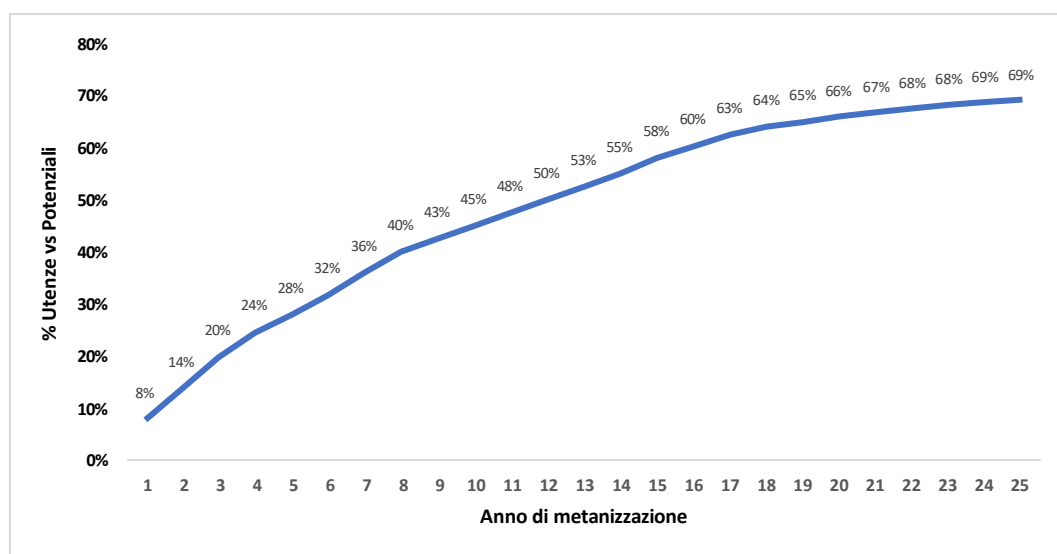


Immagine 4 - percentuale di acquisizione utenze negli anni successivi alla prima metanizzazione di ciascun Comune

Come evidenziato dal grafico sopra riportato la previsione di Gasdotti Alpini è sicuramente cautelativa. Inoltre, in via prudenziale, l'impostazione utilizzata parte dalla valutazione delle utenze potenziali as is, che risultano indipendenti dallo sviluppo demografico, economico e immobiliare prospettico. Date queste premesse, si evidenzia come questa impostazione permetta di arrivare a una stima cautelativa dei benefici.

La curva di acquisizione utilizzata implica che nell'arco dei 25 anni di Piano si allaccino all'infrastruttura un numero di utenze molto inferiore a quelle potenziali: in altre parole, si è utilizzato *de facto* un tasso di adesione di molto inferiore al 100% in modo, tra le altre cose, da considerare implicitamente i possibili effetti di un'elettificazione dei consumi e del mantenimento delle biomasse come fonte energetica. Infatti, un ruolo maggiormente rilevante dell'energia elettrica nel mix energetico, in presenza di un importante piano di efficientamento immobiliare, potrebbe portare alcune utenze a non allacciarsi alla rete di distribuzione del gas, bensì a dotarsi di impianti di riscaldamento a energia elettrica (es. pompe di calore).

La stima di Gasdotti Alpini risulta essere ancora più cautelativa se si considerano le caratteristiche peculiari delle aree di nuova metanizzazione previste nel presente Piano. Infatti, tali località sono caratterizzate da condizioni climatiche particolarmente rigide che richiederebbero quantitativi di energia elettrica molto maggiori rispetto a quelli ipotizzabili in aree cittadine standard. Oltretutto, in tali località si registra una presenza significativa di utenze terziarie e strutture ricettive/alberghiere, caratterizzate da elevati fabbisogni energetici. Per tutti questi motivi si rimarca come sia difficilmente ipotizzabile un'elettificazione massiva nelle zone considerate.

1.4 Quadro normativo di riferimento

A livello comunitario, le normative di riferimento in materia sono la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, il regolamento (CE) n. 715/2009 e il regolamento (UE) 2017/1938.

La direttiva reca 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 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.

A livello nazionale i principali riferimenti normativi sono il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, la delibera ARERA 351/2016/R/Gas, come sostituita dalla delibera ARERA 468/2018/R/GAS, ai sensi del relativo art. 8.8., nonché le successive delibere 230/2019 e 539/2020.

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 di sviluppo decennale, 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 all'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, tenendo conto anche dell'economicità degli investimenti e della tutela dell'ambiente.

La delibera 351/2016/R/Gas ha attuato 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.

La delibera 468/2018/R ha sostituito la delibera n. 351/2016 e individuato i requisiti minimi informativi che devono essere previsti all'interno di un piano decennale.

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

La delibera 539/2020/R/Gas, che ha modificato l'Allegato A della delibera n. 468/2018.

2 PIANO DI SVILUPPO DECENNALE

2.1 Nuove infrastrutture ed eventuali congestioni

L'infrastruttura individuata nel progetto di Gasdotti Alpini si compone di un totale di 11 tratte per una lunghezza complessiva di poco meno di 170 Km. Si riporta in Immagine 5 una rappresentazione schematica dell'assetto infrastrutturale atteso al 2031.

Infrastruttura Piano Decennale elaborato da Gasdotti Alpini

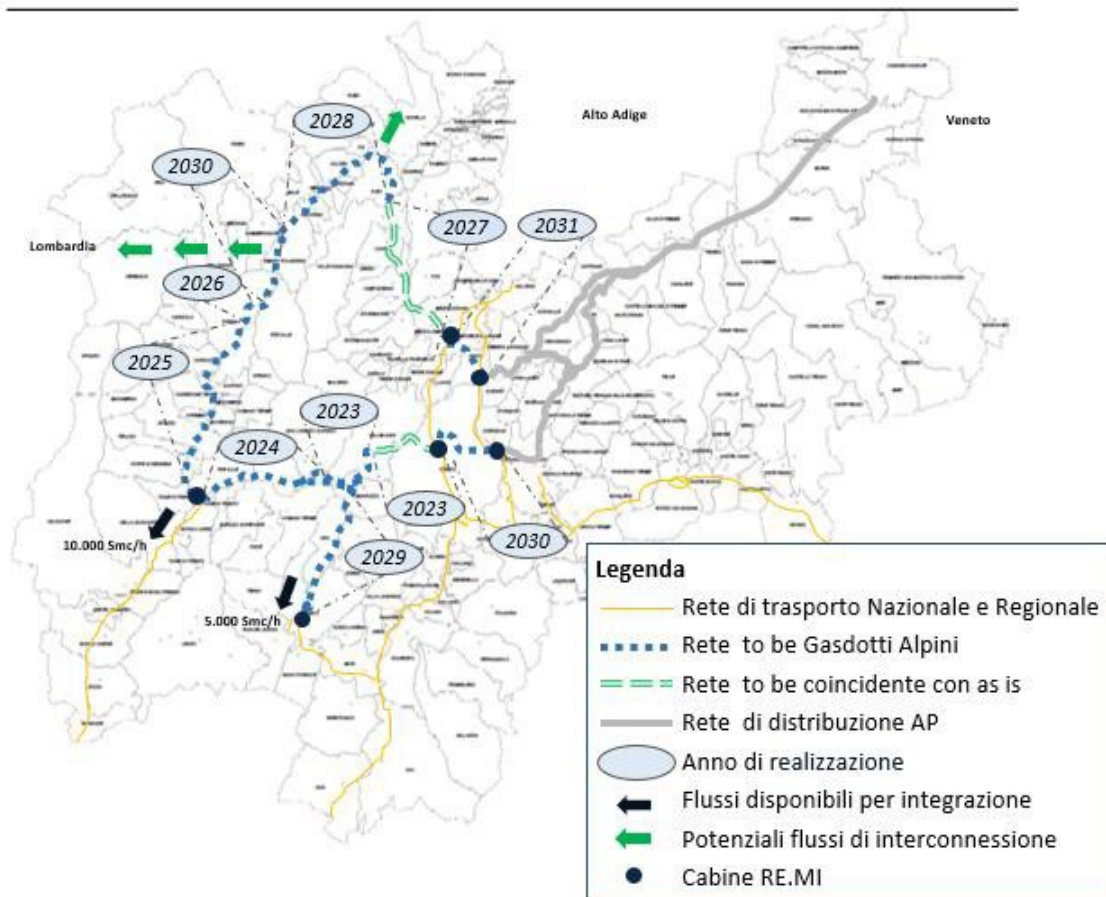


Immagine 5 - Rappresentazione rete trasporto Trentino post Piano

Tale infrastruttura è stata progettata con l'intento di non creare alcuna congestione con lo stato attuale degli impianti presenti.

Inoltre, facendo riferimento a quanto riportato nella delibera Arera n. 539/2020, art. 2, lett. D), quanto al trasportatore Retragas spa e agli ivi indicati: "singoli tratti della dorsale nell'Alta Valle Giudicarie "Tione-Pinzolo/Carisolo", "Tione-Comano", "Pinzolo-Campiglio", "Campiglio-Folgarida"; risulta che il Piano Decennale di Retragas non abbia ricevuto una valutazione positiva da parte di ARERA e, comunque, i tratti non si configurano quale congestione allo stato prevista (in proposito, si veda anche il successivo paragrafo 5).

2.2 Driver delle decisioni relative agli interventi

La scelta delle dimensioni e delle caratteristiche dell'infrastruttura è supportata da una serie di analisi riguardanti la modellazione fluidodinamica della rete volte ad individuare l'impianto che possa rispondere al

meglio ai fabbisogni rilevati nella zona. Il territorio, infatti, per via della sua esposizione a temperature particolarmente rigide per almeno 3 mesi all'anno, costringe il trasportatore a dotarsi di un impianto flessibile agli scostamenti della domanda e in grado di reggere i picchi di consumo tipicamente invernali derivanti sia dalle utenze domestiche che dalle utenze alberghiere che vedono da dicembre a febbraio l'apice delle presenze turistiche.


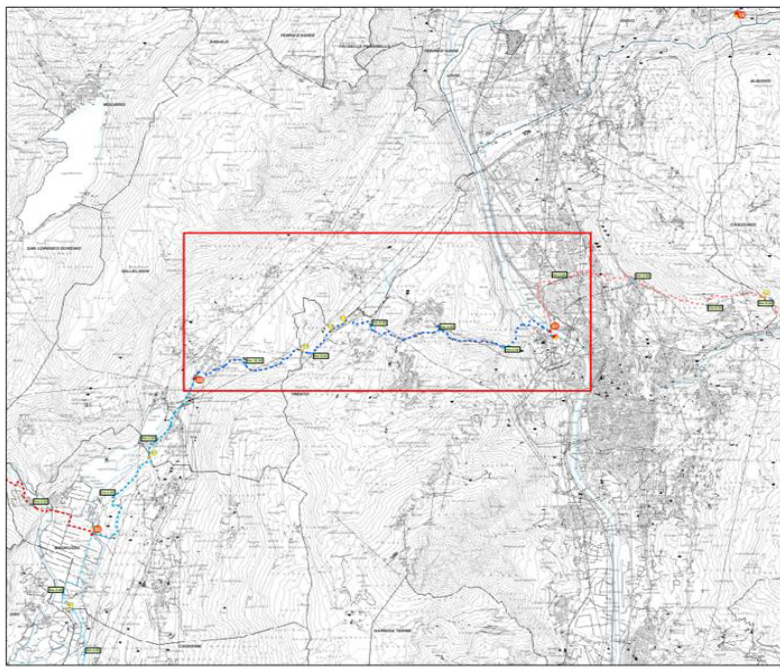
L'iter di progettazione ha visto numerosi sopralluoghi in tutte le aree interessate dal Piano con lo scopo di individuare i tracciati ottimali e di valutare la loro idoneità tenuto conto delle caratteristiche proprie dell'infrastruttura che si andrà a realizzare. Ciascun tracciato è stato individuato con l'obiettivo di garantire la sicurezza per la collettività, di salvaguardare il più possibile il paesaggio e al contempo di ottenere uno sviluppo infrastrutturale quanto più efficiente possibile. L'analisi ingegneristica è stata resa particolarmente sfidante dalle caratteristiche morfologiche del Trentino che hanno influenzato in maniera rilevante la proposta definitiva dei tracciati dell'infrastruttura.

Con queste premesse, Gasdotti Alpini ha portato avanti il suo percorso di programmazione nel rispetto dei vincoli ambientali e civili presenti.

2.3 Schede tecniche del progetto

Di seguito vengono rappresentate le schede tecniche riguardanti le tratte di rete che compongono il progetto. I costi indicati nelle schede sono tutti al netto della contingency successivamente valutata all'interno dell'Analisi Costi-Benefici.

- COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.001 DA TRENTO A VALLELAGHI**

 TR.TN.001 – TRATTA TRENTO – VALLELAGHI	
INFORMAZIONI GENERALI Localizzazione dell'intervento Territorio della Val d'Adige Presenza di altre reti di trasporto Nessuna Categoria principale intervento Nuovo sviluppo di rete per avvicinamento ad aree non metanizzate Codice Tratta TR.TN.001 Denominazione Tratta TRENTO – VALLELAGHI Obiettivo generale Intervento propedeutico alle nuove metanizzazioni Obiettivo specifico Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO ₂ , riduzione emissioni di altri inquinanti Incremento capacità di trasporto PdR: 1 a Trento loc. Vela con Snam Rete Gas (Nuova R.E.MI.) Direzione: Entrata Incremento capacità: 500.000 Smc/gg	STATO DEL PROGETTO Fase del progetto: Pianificato Data entrata in esercizio prevista: 2023 Costo dell'opera: 5.036.806 € Data avvio iter autorizzativo 05/08/2022 Data inizio lavori 01/03/2023 Data fine lavori 16/12/2023 DATI TECNICI Estensione rete: 11,864 km DN: 300 Specie: III specie – Acciaio Pressione min/max: 5-12 bar Portata massima dell'intera rete: 103.517 Smc/h BENEFICI DEL PROGETTO Soddisfare nuova domanda; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche Pianificato per la prima volta nel Piano del 2021
	

• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.002 DA VALLELAGHI A MADRUZZO**



TR.TN.002 – TRATTA VALLELAGHI – MADRUZZO

INFORMAZIONI GENERALI

Localizzazione dell'intervento

Comunità della valle dei Laghi

Presenza di altre reti di trasporto

Nessuna

Categoria principale intervento

Nuovo sviluppo di rete per avvicinamento ad aree non metanizzate

Codice Tratta

TR.TN.002

Denominazione Tratta

VALLELAGHI – MADRUZZO

Obiettivo generale

Intervento propedeutico alle nuove metanizzazioni

Obiettivo specifico

Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO₂, riduzione emissioni di altri inquinanti

Incremento capacità di trasporto

Nessuno

STATO DEL PROGETTO

Fase del progetto: Pianificato

Data entrata in esercizio prevista: 2023

Costo dell'opera: 2.778.827 €

Data avvio iter autorizzativo

04/10/2022

Data inizio lavori

01/05/2023

Data fine lavori

23/11/2023

DATI TECNICI

Estensione rete: 6,056 km

DN: 400

Specie: III specie – Acciaio

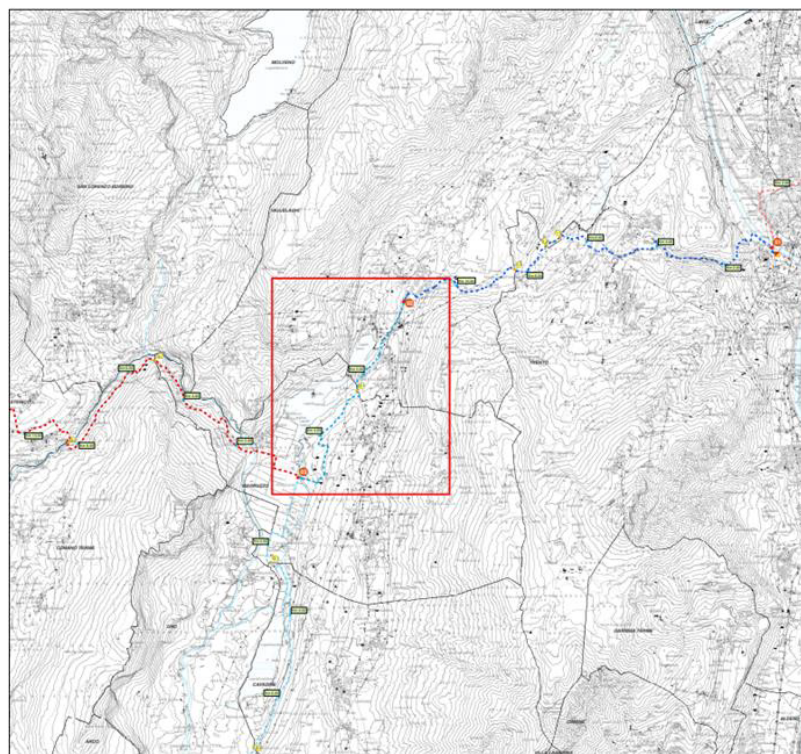
Pressione min/max: 5-12 bar

Portata massima dell'intera rete: 103.517 Smc/h

BENEFICI DEL PROGETTO

Soddisfare nuova domanda; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche

Pianificato per la prima volta nel Piano del 2021



• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.003 DA MADRUZZO A TIONE**



TR.TN.003 – TRATTA MADRUZZO – TIONE

INFORMAZIONI GENERALI

Localizzazione dell'intervento

Comunità delle Giudicarie

Presenza di altre reti di trasporto

Retragas a Tione

Categoria principale intervento

Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate

Codice Tratta

TR.TN.003

Denominazione Tratta

MADRUZZO - TIONE

Obiettivo generale

Sicurezza dell'approvvigionamento, qualità del servizio

Obiettivo specifico

Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO₂, riduzione emissioni di altri inquinanti

Incremento capacità di trasporto

PdR: 1 a Tione con Retragas (Nuova RE.Mi.)

Direzione: Uscita

Incremento capacità: 240.000 smc/gg

STATO DEL PROGETTO

Fase del progetto: Pianificato

Data entrata in esercizio prevista: 2024

Costo dell'opera: 10.936.272€

Data avvio iter autorizzativo

02/01/2023

Data inizio lavori

01/06/2023

Data fine lavori

20/12/2023

DATI TECNICI

Estensione rete: 24,641 km

DN: 400

Specie: III specie – Acciaio

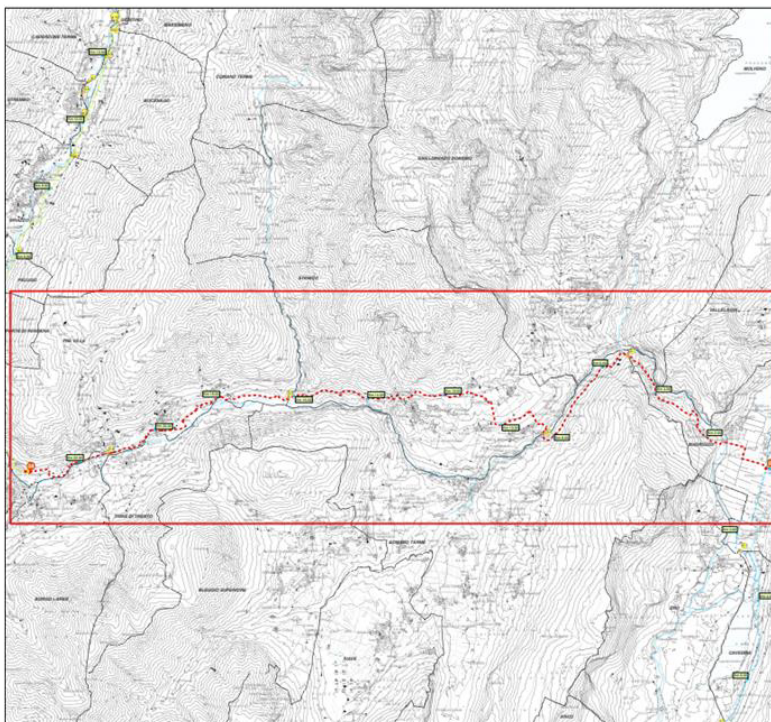
Pressione min/max: 5-12 bar

Portata massima dell'intera rete: 103.517 Smc/h

BENEFICI DEL PROGETTO

Soddisfare domanda energetica attuale e futura;
garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche

Pianificato per la prima volta nel Piano del 2021



• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.004 DA TIONE A PINZOLO**



TR.TN.004 – TRATTA TIONE – PINZOLO

INFORMAZIONI GENERALI

Localizzazione dell'intervento

Comunità delle Giudicarie

Presenza di altre reti di trasporto

Retragas a Tione

Categoria principale intervento

Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate

Codice Tratta

TR.TN.004

Denominazione Tratta

TIONE - PINZOLO

Obiettivo generale

Sicurezza dell'approvvigionamento, qualità del servizio

Obiettivo specifico

Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO₂, riduzione emissioni di altri inquinanti

Incremento capacità di trasporto

PdR: 1 a Tione con Retragas (Nuova RE.MI.)

Direzione: Uscita

Incremento capacità: 240.000 smc/gg

STATO DEL PROGETTO

Fase del progetto: Pianificato

Data entrata in esercizio prevista: 2025

Costo dell'opera: 7.484.438 €

Data avvio iter autorizzativo

02/04/2023

Data inizio lavori

01/09/2023

Data fine lavori

22/10/2025

DATI TECNICI

Estensione rete: 17,052 km

DN: 400

Specie: III specie – Acciaio

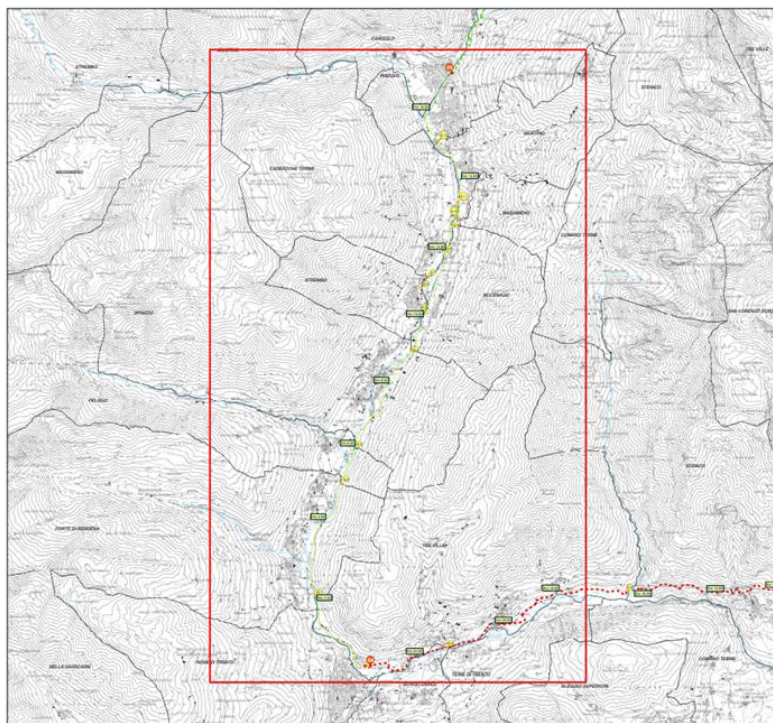
Pressione min/max: 5-12 bar

Portata massima dell'intera rete: 103.517 Smc/h

BENEFICI DEL PROGETTO

Soddisfare domanda energetica attuale e futura; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.

Pianificato per la prima volta nel Piano del 2025



• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.005 DA PINZOLO A M. CAMPIGLIO**



TR.TN.005 – TRATTA PINZOLO – M. CAMPIGLIO

INFORMAZIONI GENERALI

Localizzazione dell'intervento

Comunità delle Giudicarie

Presenza di altre reti di trasporto

Nessuna

Categoria principale intervento

Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate

Codice Tratta

TR.TN.005

Denominazione Tratta

PINZOLO – M. CAMPIGLIO

Obiettivo generale

Sicurezza dell'approvvigionamento, qualità del servizio

Obiettivo specifico

Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO₂, riduzione emissioni di altri inquinanti

Incremento capacità di trasporto

Nessuno

STATO DEL PROGETTO

Fase del progetto: Pianificato

Data entrata in esercizio prevista: 2026

Costo dell'opera: 5.195.022 €

Data avvio iter autorizzativo

31/03/2024

Data inizio lavori

01/09/2024

Data fine lavori

01/06/2024

DATI TECNICI

Estensione rete: 11,815 km

DN: 400

Specie: III specie – Acciaio

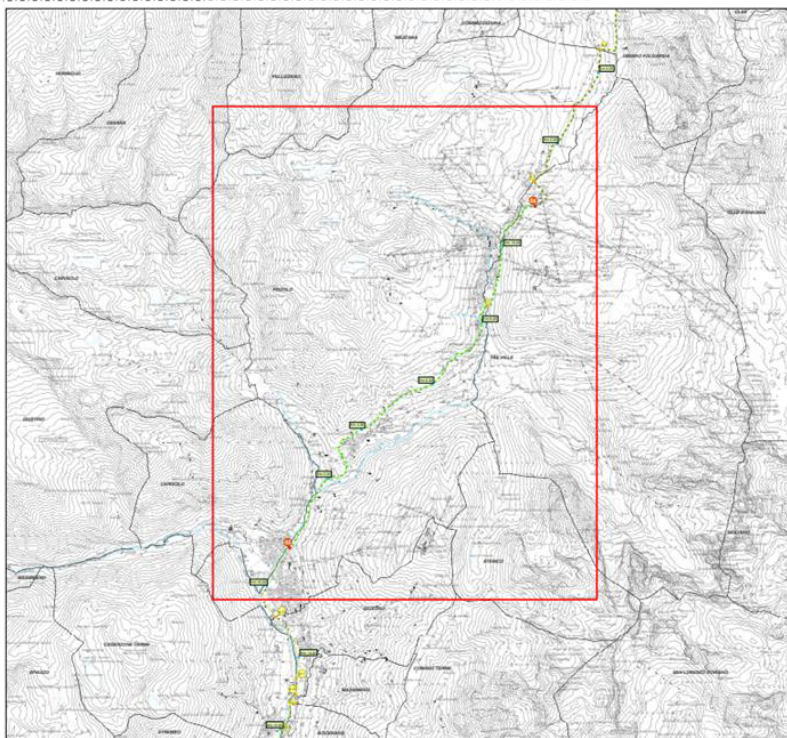
Pressione min/max: 5-12 bar

Portata massima dell'intera rete: 103.517 Smc/h

BENEFICI DEL PROGETTO

Soddisfare domanda energetica attuale e futura; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.

Pianificato per la prima volta nel Piano del 2021



• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.006 DA MEZZOLOMBARDO A CLES**



TR.TN.006 – TRATTA MEZZOLOMBARDO – CLES

INFORMAZIONI GENERALI

Localizzazione dell'intervento

Comunità della Paganella – Comunità della Valle di Sole

Presenza di altre reti di trasporto

Snam a Mezzolombardo

Categoria principale intervento

Nuovo sviluppo di rete per avvicinamento ad aree non metanizzate

Codice Tratta

TR.TN.006

Denominazione Tratta

MEZZOLOMBARDO - CLES

Obiettivo generale

Intervento propedeutico alle nuove metanizzazioni

Obiettivo specifico

Soddisfacciamento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO₂, riduzione emissioni di altri inquinanti

Incremento capacità di trasporto

PdR: 1 a Mezzolombardo con Snam Rete Gas (Nuova RE.MI.)

Direzione: Uscita

Incremento capacità: 300.000 smc/gg

STATO DEL PROGETTO

Fase del progetto: Pianificato

Data entrata in esercizio prevista: 2027

Costo dell'opera: 7.952.160 €

Data avvio iter autorizzativo

09/02/2025

Data inizio lavori

01/07/2025

Data fine lavori

02/07/2027

DATI TECNICI

Estensione rete: 20,998 km

DN: 300

Specie: III specie – Acciaio

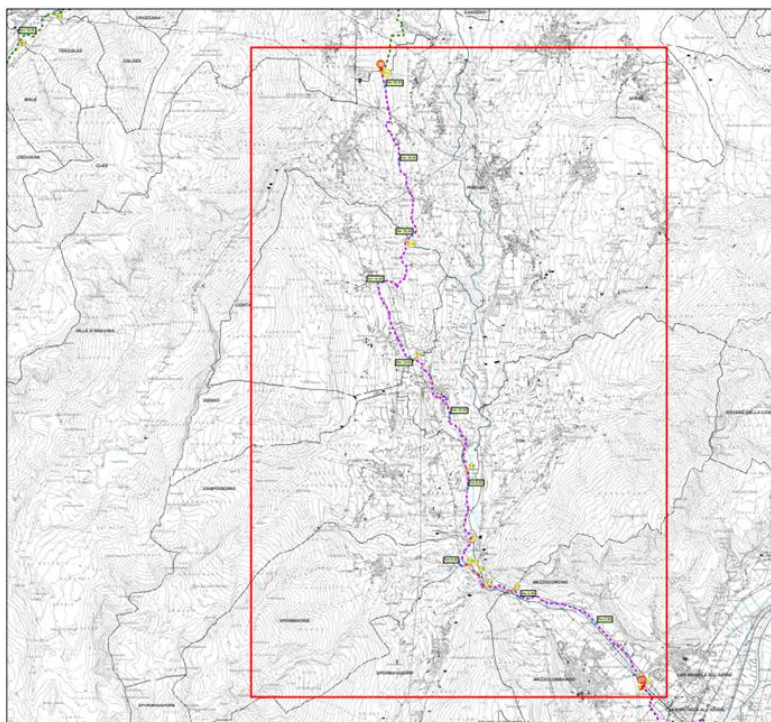
Pressione min/max: 5-12 bar

Portata massima dell'intera rete: 103.517 Smc/h


BENEFICI DEL PROGETTO

Soddisfare domanda energetica attuale e futura; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.

Pianificato per la prima volta nel Piano del 2021



• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.007 DA CLES A DIMARO**



TR.TN.007 – TRATTA CLES – DIMARO

INFORMAZIONI GENERALI

Localizzazione dell'intervento
Comunità della Valle di Sole

Presenza di altre reti di trasporto
Nessuna

Categoria principale intervento
Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate

Codice Tratta
TR.TN.007

Denominazione Tratta
CLES - DIMARO

Obiettivo generale
Sicurezza dell'approvvigionamento, qualità del servizio, metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda

Obiettivo specifico
Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO₂, riduzione emissioni di altri inquinanti

Incremento capacità di trasporto
Nessuno

STATO DEL PROGETTO

Fase del progetto: Pianificato

Data entrata in esercizio prevista: 2028

Costo dell'opera: 9.170.118 €

Data avvio iter autorizzativo
04/09/2026

Data inizio lavori
01/04/2026

Data fine lavori
22/04/2022

DATI TECNICI

Estensione rete: 22,720 km

DN: 400

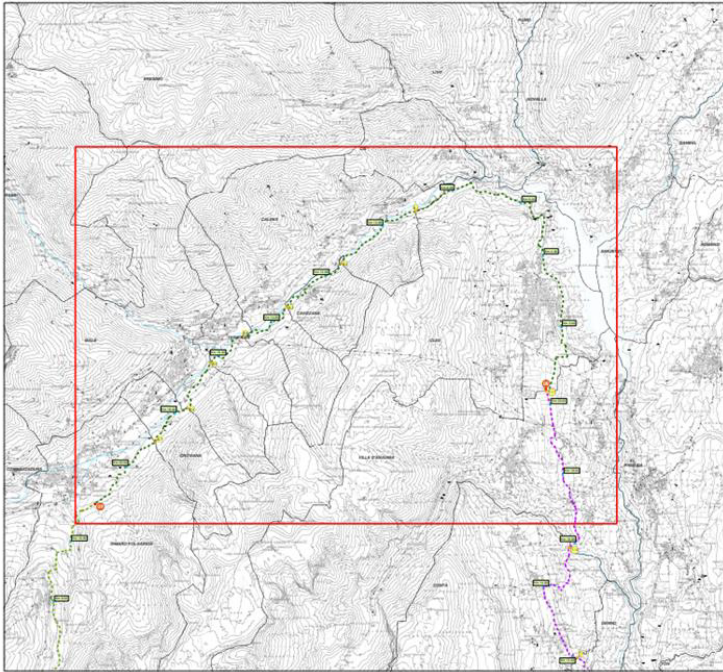
Specie: III specie – Acciaio

Pressione min/max: 5-12 bar

Portata massima dell'intera rete: 103.517 Smc/h

BENEFICI DEL PROGETTO
Soddisfare domanda energetica attuale e futura; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche

Pianificato per la prima volta nel Piano del 2021



**GASDOTTI
ALPINI**

• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.008 DA MADRUZZO A ARCO**



TR.TN.008 – TRATTA MADRUZZO – ARCO

INFORMAZIONI GENERALI

Localizzazione dell'intervento

Comunità della Valle dei Laghi

Presenza di altre reti di trasporto

Snam ad Arco

Categoria principale intervento

Miglioramento della sicurezza e della continuità del servizio

Codice Tratta

TR.TN.008

Denominazione Tratta

MADRUZZO - ARCO

Obiettivo generale

Qualità del servizio

Obiettivo specifico

Ridondanza del metanodotto

Incremento capacità di trasporto

Nessuno

STATO DEL PROGETTO

Fase del progetto: Pianificato

Data entrata in esercizio prevista: 2029

Costo dell'opera: 7.731.510 €

Data avvio iter autorizzativo

11/09/2026

Data inizio lavori

01/04/2027

Data fine lavori

05/02/2029

DATI TECNICI

Estensione rete: 20,122 km

DN: 300

Specie: III specie – Acciaio

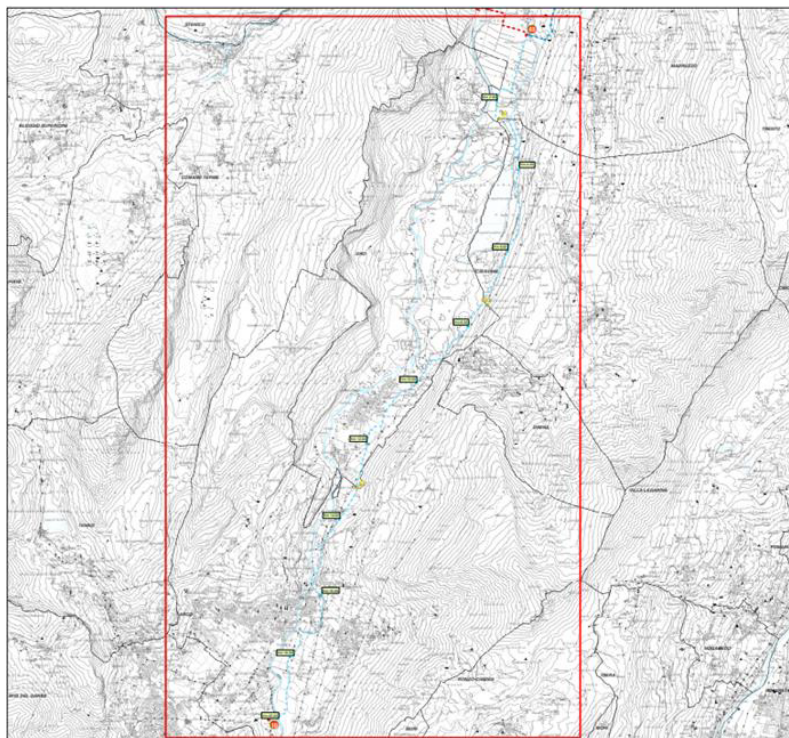
Pressione min/max: 5-12 bar

Portata massima dell'intera rete: 103.517 Smc/h

BENEFICI DEL PROGETTO

Soddisfare nuova domanda; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.

Pianificato per la prima volta nel Piano del 2021



• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.009 DA TRENTO A CIVEZZANO**



TR.TN.009 – TRATTA TRENTO – CIVEZZANO

INFORMAZIONI GENERALI

Localizzazione dell'intervento

Territorio della Val d'Adige

Presenza di altre reti di trasporto

Snam a Trento

Categoria principale intervento

Miglioramento della sicurezza e della continuità del servizio

Codice Tratta

TR.TN.009

Denominazione Tratta

TRENTO - CIVEZZANO

Obiettivo generale

Qualità del servizio

Obiettivo specifico

Ridondanza del metanodotto

Incremento capacità di trasporto

PdR: 1 a Civezzano con Snam Rete Gas (Nuova RE.MI.)

Direzione: Entrata

Incremento capacità: 200.000 smc/gg

STATO DEL PROGETTO

Fase del progetto: Pianificato

Data entrata in esercizio prevista: 2030

Costo dell'opera: 4.575.345 €

Data avvio iter autorizzativo

07/04/2028

Data inizio lavori

01/09/2028

Data fine lavori

09/07/2030

DATI TECNICI

Estensione rete: 10,061 km

DN: 300

Specie: III specie – Acciaio

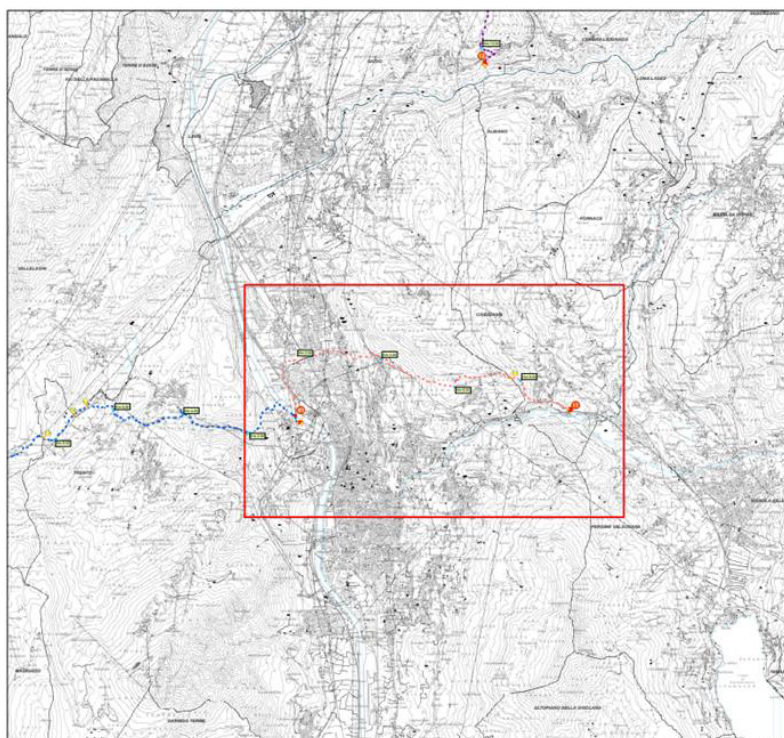
Pressione min/max: 5-12 bar

Portata massima dell'intera rete: 103.517 Smc/h

BENEFICI DEL PROGETTO

Soddisfare nuova domanda; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.

Pianificato per la prima volta nel Piano del 2021



• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.010 DA DIMARO A M. CAMPIGLIO**



TR.TN.010 – TRATTA DIMARO – M. CAMPIGLIO

INFORMAZIONI GENERALI

Localizzazione dell'intervento

Comunità della Valle di Sole - Comunità delle Giudicarie

Presenza di altre reti di trasporto

Nessuna

Categoria principale intervento

Nuovo sviluppo dei rete in aree non metanizzate

Codice Tratta

TR.TN.010

Denominazione Tratta

DIMARO – M. CAMPIGLIO

Obiettivo generale

Sicurezza dell'approvvigionamento, qualità del servizio, metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda, sostenibilità ambientali

Obiettivo specifico

Soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree, promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti, riduzione emissioni di CO₂, riduzione emissioni di altri inquinanti

Incremento capacità di trasporto

Nessuno

STATO DEL PROGETTO

Fase del progetto: Pianificato

Data entrata in esercizio prevista: 2030

Costo dell'opera: 4.856.859 €

Data avvio iter autorizzativo

03/12/2027

Data inizio lavori

01/06/2028

Data fine lavori

03/03/2030

DATI TECNICI

Estensione rete: 11,862 km

DN: 400

Specie: III specie – Acciaio

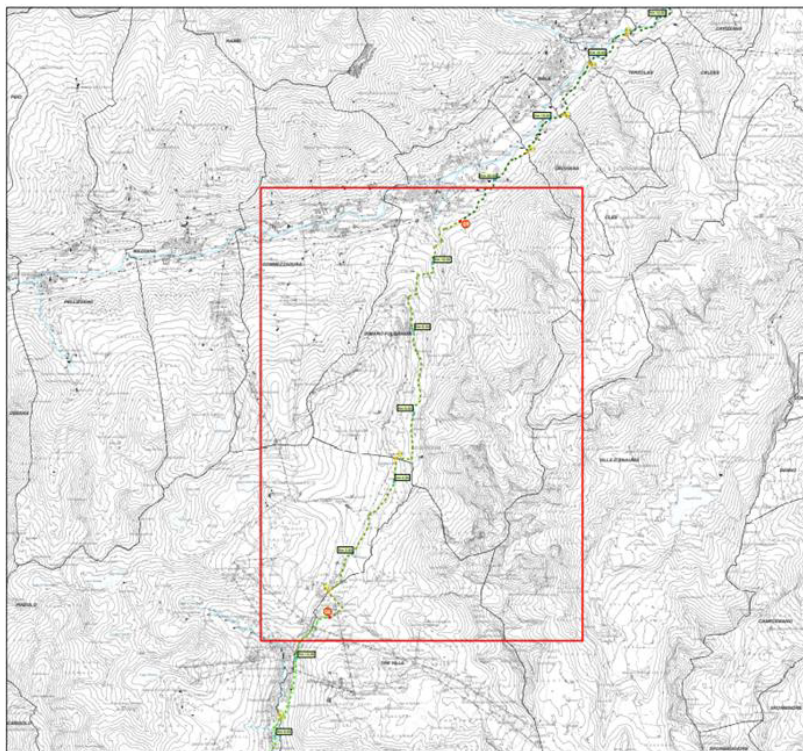
Pressione min/max: 5-12 bar

Portata massima dell'intera rete: 103.517 Smc/h

BENEFICI DEL PROGETTO

Soddisfare domanda energetica attuale e futura; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche

Pianificato per la prima volta nel Piano del 2021



• **COSTRUZIONE NUOVA TRATTA TR.TN.011 DA GIOVO A MEZZOLOMBARDO**



TR.TN.011 – GIOVO – MEZZOLOMBARDO

INFORMAZIONI GENERALI

Localizzazione dell'intervento

Comunità della Valle Di Cembra - Comunità della Paganella

Presenza di altre reti di trasporto

Snam a Giovo e Mezzolombardo

Categoria principale intervento

Miglioramento della sicurezza e della continuità del servizio

Codice Tratta

TR.TN.011

Denominazione Tratta

GIOVO – MEZZOLOMBARDO

Obiettivo generale

Qualità del servizio

Obiettivo specifico

Ridondanza del metanodotto, controalimentazione in caso di emergenza

Incremento capacità di trasporto

PdR: 1 a Giovo con Snam Rete Gas + 1 a

Mezzolombardo con Snam Rete Gas (Nuove RE.MI.)

Direzione: Entrata

Incremento capacità: 600.000 smc/gg

STATO DEL PROGETTO

Fase del progetto: Pianificato

Data entrata in esercizio prevista: 2031

Costo dell'opera: 4.274.884 €

Data avvio iter autorizzativo

06/04/2029

Data inizio lavori

05/09/2028

Data fine lavori

14/09/2029

DATI TECNICI

Estensione rete: 11,086 km

DN: 400

Specie: III specie – Acciaio

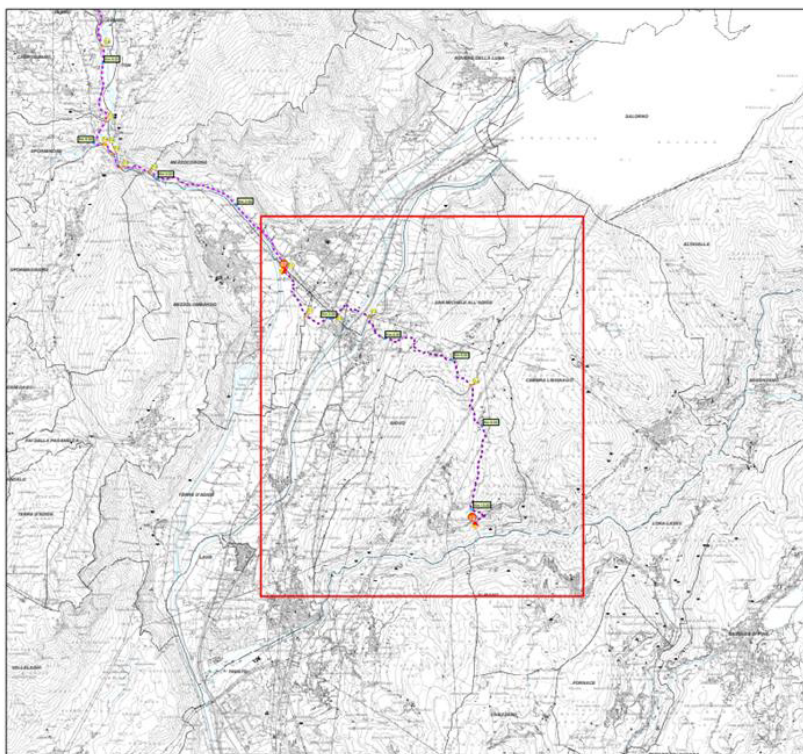
Pressione min/max: 5-12 bar

Portata massima dell'intera rete: 103.517 Smc/h

BENEFICI DEL PROGETTO

Soddisfare nuova domanda; garantire continuità e sicurezza alle utenze esistenti e prospettiche.

Pianificato per la prima volta nel Piano del 2021



3 VERIFICA FLUIDODINAMICA DELL'INFRASTRUTTURA

Per valutare la sostenibilità tecnica del progetto proposto, Gasdotti Alpini ha verificato l'assetto infrastrutturale attraverso un modello fluidodinamico volto a simulare le condizioni di utilizzo dell'infrastruttura, sia in condizioni di normale funzionamento che in condizioni di stress.

In particolare, sono stati analizzati gli scenari di consumo di picco derivanti da condizioni di climatica eccezionale (stress consumption) e gli scenari di parzializzazione/fuori servizio della rete (stress disruption). Questo approccio, illustrato nel presente capitolo, permette di tenere in considerazione tutte le casistiche di esercizio statisticamente rilevanti.

I risultati confermano la sostenibilità tecnica del progetto proposto da Gasdotti Alpini, con la garanzia della continuità del servizio in tutte le casistiche di esercizio statisticamente rilevanti.

3.1 Metodo di calcolo portate orarie di picco

Il metodo di calcolo delle portate orarie di picco varia in funzione del fatto che il Comune oggetto di analisi ricada in aree di nuova metanizzazione, oppure in aree già servite dalla rete del gas naturale gestita dai diversi distributori locali.

3.1.1 Aree di nuova metanizzazione

La stima delle portate orarie di picco viene definita in funzione delle tipologie di utenze: domestiche, piccole attività artigianali e commerciali, utenze energivore del settore industriale o terziario.

Le portate di picco caratteristiche delle utenze domestiche, residenziali e non residenziali, sono state calcolate a partire dai dati storici medi aggregati per tipologia d'uso del gas naturale forniti da distributori locali.

La portata di picco dell'utenza di tipo domestica del nuovo Comune da servire viene assunta pari al 90° percentile superiore dei valori di picco per uso domestico noti per i Comuni già metanizzati, raggruppati per Comunità di Valle, calcolati per un tempo di ritorno di 60 anni, pari alla vita utile dell'infrastruttura. Si identifica la Comunità di Valle più affine al Comune di nuova metanizzazione tramite il confronto diretto dei Gradi Giorno (GG). L'iter di calcolo sviluppato per determinare la portata di picco dell'utenza domestica dei Comuni già metanizzati viene mostrato nel paragrafo seguente.

Per le piccole attività artigianali e commerciali (negozi, alimentari, uffici, bar), la portata di picco oraria varia da 1,5 a 3 Smc/h/cad, in funzione della dimensione dell'area dell'immobile utilizzato, così come ricavato dal censimento ISTAT.

Per definire i consumi orari medi e di picco delle utenze energivore del settore industriale e produttivo, commerciale, direzionale/terziario, turistico/ricettivo e delle strutture pubbliche è stata condotta una campagna di sopralluoghi per effettuare un censimento delle potenzialità massime delle apparecchiature installate presso le strutture in oggetto, le quali sono state identificate dapprima tramite analisi desk: il numero di strutture è stato ricavato dalle variabili censuarie ISTAT, la localizzazione delle stesse con strumenti ArcMap e StreetView. In sede di sopralluogo sono stati censiti anche i dati di consumo medio annuo.

Ove non è stato possibile reperire i dati di targa degli utilizzatori, si sono ipotizzati dei valori rappresentativi desunti da un'analisi comparativa su strutture con analoga tipologia d'uso, già allacciate alla rete del gas naturale in altri comuni già metanizzati.

3.1.2 Aree già servite dalla rete del gas naturale

Gasdotti Alpini ha sviluppato un'analisi statistica per prevedere la portata di picco da utilizzare nelle simulazioni fluidodinamiche, con l'obiettivo di quantificare i prelievi che si realizzerebbero ai punti di riconsegna ad uso domestico, in presenza di una condizione termica particolarmente fredda. Gli studi di letteratura dimostrano infatti una stretta correlazione tra la portata di gas prelevata dalle utenze domestiche e le temperature minime diurne registrate nel periodo corrispondente.

Si è pertanto condotta un'analisi statistica dei consumi totali annui noti, suddivisi per comune, e delle portate orarie erogate dalle cabine RE.MI. degli impianti di distribuzione ARERA di Trento e Denno, concentrando l'attenzione sui prelievi di picco giornalieri registrati durante le ultime stagioni termiche. I dati sono stati poi correlati alle temperature minime registrate nei periodi corrispondenti dalla stazione meteorologica di riferimento (fonte: MeteoTrentino-PAT), definendo una funzione diretta tra Portata e Temperatura.

Successivamente, è stata sviluppata un'analisi statistica delle temperature minime annuali storiche registrate dalle stazioni meteorologiche, per stimare l'evento meteorologico estremo che può verificarsi nel tempo di ritorno di 60 anni (vita utile dell'infrastruttura).

Infine, le portate orarie erogate dalle cabine RE.MI. di Trento e Denno sono state sottoposte ad analisi di correlazione multivariata, che ha portato alla determinazione di un raffinato modello di previsione delle portate di picco.

In ragione della numerosità e tipologia di PDR esistenti per comune, la portata di picco a scala d'impianto è stata ripartita in portate di picco comunali e, poi, nella portata di picco per la singola utenza domestica. I valori di portata di picco domestico comunale sono stati raggruppati per le varie Comunità di Valle di appartenenza, per poi calcolare il 90esimo percentile.

La portata di picco oraria per utenza domestica tipologica varia da 0,7 a 1,1 Smc/h/cad, in base al Comune o alla Comunità di Valle di riferimento. Si precisa che l'approccio qui individuato, basandosi su dati reali, tiene indirettamente conto anche del fattore di contemporaneità, già inglobato all'interno dei valori di picco stimati.

La portata di picco utilizzata nelle verifiche fluidodinamiche considera il contributo delle utenze attualmente presenti nelle aree già servite dalla rete del gas naturale nelle condizioni estreme di accadimento del fenomeno con un tempo di ritorno di 60 anni, ma anche il contributo aggiuntivo derivante dall'incremento delle utenze potenziali civili, nonché le nuove utenze stimate per le nuove estensioni di rete in frazioni di comuni già metanizzati e in comuni limitrofi.

3.1.3 Proiezione consumi domestici sul lungo periodo

Le portate di picco calcolate secondo gli approcci metodologici descritti nei paragrafi precedenti si basano su delle assunzioni di utilizzo di gas naturale governate da condizioni, usi e consuetudini attuali, ma non danno indicazioni di un'eventuale proiezione dei consumi nel lungo periodo.

Alcuni trend di analisi ipotizzano una graduale contrazione dei consumi nei prossimi decenni, legata ad esempio all'utilizzo alternativo o supplementare di fonti rinnovabili e/o biomassa legnosa ed alla riqualificazione energetica degli involucri degli edifici residenziali e commerciali. In abbinamento all'efficientamento energetico del parco immobiliare, un altro elemento innovativo molto attuale è legato all'elettificazione dei consumi: nello scenario di decarbonizzazione i generatori di calore ad uso riscaldamento, alimentati da combustibili fossili, verranno sostituiti da pompe di calore elettriche tipicamente reversibili, in grado di funzionare in ciclo annuale sia per il servizio di raffrescamento che di riscaldamento.

Dall'altro lato, però, la contrazione dei consumi viene rallentata dal costante miglioramento della qualità della vita (ad esempio, con l'incremento della superficie media delle abitazioni e maggior uso di acqua calda sanitaria) e dall'aumentare del numero di famiglie mono o bi-componenti. Questi elementi di fatto tendono ad aumentare il fabbisogno pro-capite.

Le stime effettuate a livello regionale non stanno registrando una marcata contrazione dei consumi totali di gas naturale. Essi vengono erosi solo marginalmente dall'uso alternativo delle fonti rinnovabili: il Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 della Provincia Autonoma di Trento afferma che al 2050 il solare termico e la cogenerazione a biogas aumenteranno solo leggermente, mentre le caldaie a biomassa rimarranno stabili. Non si assisterà nemmeno ad una rilevante penetrazione delle pompe di calore, che lavorano bene fino a temperature di riscaldamento di 40-45°C e quindi non sono adeguate a garantire un buon confort in zone ad alta quota e ricadenti in fascia climatica F interessate da temperature invernali assai rigide, quali la maggior parte dei comuni trentini. C'è da considerare che le pompe di calore hanno un costo molto maggiore rispetto alle caldaie a condensazione e spesso vengono installate solo a seguito della ristrutturazione degli edifici.

Ultimo aspetto caratteristico del Trentino che non modera il valore di picco della portata è legato al fatto che le utenze sono dislocate in maniera ridistribuita sul territorio in numerosi centri abitati di medio/piccole dimensioni, abbattendo sensibilmente la contemporaneità dei consumi.

In base a quanto sopra riferito, la scelta progettuale adotta nelle simulazioni fluidodinamiche è stata quella di mantenere la portata di picco sul lungo periodo invariata rispetto al consumo attuale.

Questa scelta da maggiori garanzie che le reti e gli impianti progettati siano adeguatamente dimensionati per il totale utilizzo potenziale e per un arco temporale molto ampio, di 60 anni, pari alla vita utile dell'infrastruttura.

3.1.4 Fabbisogni aggiuntivi

Come descritto nei paragrafi precedenti, la modellazione fluidodinamica copre i fabbisogni delle portate di picco dei Comuni già metanizzati e le portate di picco delle frazioni o di nuovi Comuni ad oggi non serviti dalla rete di distribuzione del gas naturale, ma interessati dal Presente piano di Sviluppo.

Oltre a questi contributi, sono stati considerati altri due importanti fabbisogni aggiuntivi, uno per Arco e uno per i Comuni della parte Sud delle Valli Giudicarie, che si estendono da Tione verso il confine regionale con la Lombardia. In particolar modo, i fabbisogni aggiuntivi considerati sono:

- 5.000 Smc/h per Arco
- 10.000 Smc/h a Tione, per contro-alimentare la parte bassa della Val Giudicarie.

La rete è stata dimensionata in modo da garantire sempre le due portate di picco aggiuntive ad Arco e Tione: non solo in condizioni di normale funzionamento, ma anche in condizioni di emergenza. Questa assunzione rispetta la continuità di servizio e migliora la sicurezza di esercizio degli asset perché aumenta il sistema di ridondanza d'alimentazione per due importanti situazioni esistenti sul territorio trentino che, ad oggi, non hanno grosse capacità residue di trasporto e/o distribuzione del gas naturale.

3.2 Portate di picco complessivo

3.2.1 Portate di picco

Nella tabella seguente vengono riepilogate le portate di picco derivanti dall'analisi dei Comuni interessati dalla nuova metanizzazione. Nelle simulazioni fluidodinamiche, queste portate sono state allocate puntualmente lungo le tratte di progetto, in corrispondenza dei punti di Riconsegna tra Gasdotti Alpini ed i Distributori.

Per quanto concerne solo le nuove tratte oggetto del Piano, le utenze potenziali coinvolte ammontano a 41.379, con una portata di picco complessiva di 45.089 Smc/h ed un consumo annuo totale di 94,9 milioni di Smc/anno.

CODICE INTERVENTO	NOME TRATTA	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (mln Smc/anno)
TR.TN.001	TRENTO-VALLELAGHI	0	0	0
TR.TN.002	VALLELAGHI-MADRUZZO	0	0	0
TR.TN.003	MADRUZZO-TIONE	6.765	9.392	14,4
TR.TN.004	TIONE-PINZOLO	11.324	11.841	22,8
TR.TN.005	PINZOLO- M. DI CAMPIGLIO	4.224	3.933	10,9
TR.TN.006	MEZZOLOMBARDO-CLES	0	0	0
TR.TN.007	CLES-DIMARO	17.846	18.585	43,9
TR.TN.008	MADRUZZO-ARCO	0	0	0
TR.TN.009	TRENTO-CIVEZZANO	0	0	0
TR.TN.010	DIMARO-M. DI CAMPIGLIO	1.220	1.338	2,9
TR.TN.011	GIOVO-MEZZOLOMBARDO	0	0	0
	Totale complessivo	41.379	45.089	94,9

Tabella 2 - riepilogo utenze e portate di picco per tratte

Per quanto concerne i territori già metanizzati, le utenze potenziali coinvolte ammontano a 43.380, con una portata di picco complessiva di 43.428 Smc/h ed un consumo annuo totale di 114,1 milioni di Smc/anno.

Nelle simulazioni fluidodinamiche, queste portate sono state allocate puntualmente in uscita dalle nuove RE.MI. del Trasportatore.

IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE ESISTENTE	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (mln Smc/anno)
Impianto di Denno	14.342	13.872	36,8
porzione dell'impianto esistente di distribuzione di Trento che si estende tra Civezzano-Giovo- Campitello Di Fassa	22.593	24.863	62,9
porzione dell'impianto esistente di distribuzione di Trento che si estende in Vallelaghi	6.442	4.693	14,4
Totale complessivo	43.377	43.428	114,1

Tabella 3 - riepilogo utenze e portate di picco degli impianti di distribuzione esistenti

Nell'immagine seguente sono riportate le portate di picco utilizzate nelle simulazioni fluidodinamiche, distribuite per dislocazione geografica della tratta.

Complessivamente, le utenze potenziali coinvolte ammontano a 84.318, con una portata di picco complessiva di 88.098 Smc/h ed un consumo annuo totale di 207,8 milioni di Smc/anno.

Aggiungendo le contro-alimentazioni a Tione ed Arco, la portata di picco finale è di **103.517 Smc/h**.

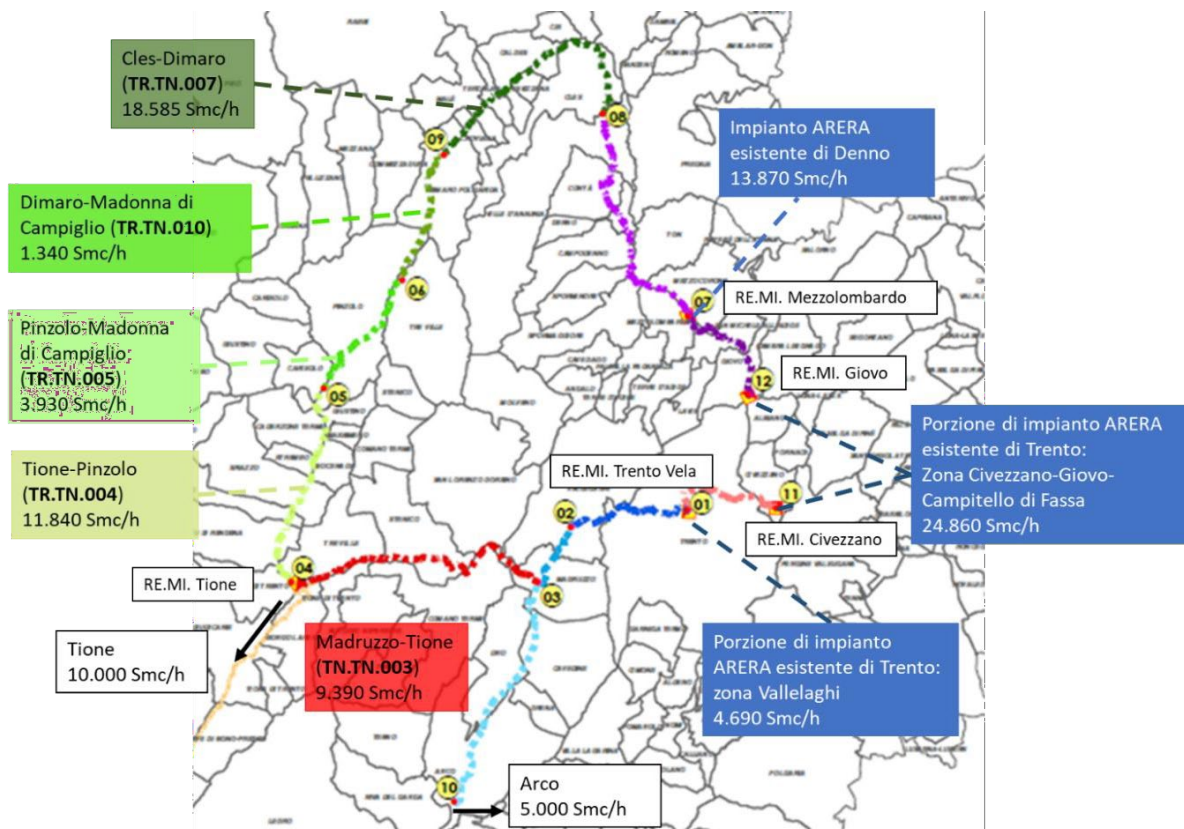


Immagine 6 - Consumi sottesi alla rete di trasporto Gasdotti Alpini nel territorio trentino e prelievi concentrati alle RE.MI.

3.3 Verifica sostenibilità scenario *Stress Consumption*

Per la verifica fluidodinamica ed il dimensionamento dell'infrastruttura si è utilizzato il **Software Synergi Gas DNV-GL** con simulazioni **US-Unsteady State**: Synergi Gas utilizza i concetti di conservazione della massa e del momento (equazioni complete di continuità e del moto) per analizzare come il sistema si bilancia in condizioni dinamiche. Considerare l'effetto di comprimibilità del gas naturale ed i fenomeni transitori di "dumping" nelle reti di alta pressione è fondamentale per ottimizzare il dimensionamento delle reti e degli impianti primari.

In condizioni di normale funzionamento, il dimensionamento dell'infrastruttura è considerato ottimale se, a fronte delle portate di picco, si verificano le seguenti condizioni:

- Le **portate** in uscita dalle cabine RE.MI. di ingresso alla rete di trasporto sono **inferiori alle portate erogate contrattuali (Qero)**.
- La realizzazione delle nuove cabine RE.MI. DI Gasdotti Alpini che si interporranno tra la rete di trasporto nazionale e le RE.MI. esistenti della distribuzione non richiede variazioni della capacità già oggi assegnata alle stesse da parte di Snam Rete Gas.

- I valori delle performances di **pressione ai nodi** e di **velocità di transito** all'interno delle condotte di 3^a specie rientrano nei range specifici ottimali normativi. La pressione massima e minima ammissibile è pari al range delle 3^a specie, ovvero 5-12 bar. La verifica ha esito positivo se la pressione minima si mantiene superiore a 5 bar nel punto di rete più depresso e nel momento temporale più sfavorito, ovvero nelle condizioni più gravose di esercizio. Il limite di velocità ammesso è pari a 25 m/s; al di sotto di tale valore si limita il trascinamento di eventuali impurità, perdite di carico e fenomeni di rumorosità. La verifica ha esito positivo se si mantengono le velocità entro il limite definito nel 100% della rete anche nelle condizioni più gravose di esercizio.
- L'analisi fluidodinamica per gli scenari di Stress Consumption mostra la sostenibilità del progetto in casistiche di climatiche eccezionali.

3.4 Casistiche di guasto e scenari di *Stress Consumption*

La condizione di emergenza rappresenta il caso di mancato servizio di una delle 4 RE.MI. magliate tra loro. Pertanto, ne consegue che sono stati sviluppati 4 scenari di emergenza:

- mancata alimentazione dalla RE.MI. di Civezzano;
- mancata alimentazione dalla RE.MI. di Giovo;
- mancata alimentazione dalla RE.MI. di Mezzolombardo;
- mancata alimentazione dalla RE.MI. di Trento Vela;

Non sono stati previsti scenari relativi alla contemporanea mancata alimentazione di due RE.MI. data la non rilevanza statistica di questa casistica.

In condizioni di emergenza, il dimensionamento dell'infrastruttura è considerato ottimale se, a fronte delle portate di picco, si verificano le seguenti condizioni:

- Le **portate** in uscita dalle cabine RE.MI. sono **inferiori alle portate d'impianto (Q_{imp})**, ovvero gli impianti sono correttamente dimensionati per tali flussi maggiorati, legati ad una probabilità di accadimento molto bassa e per un periodo molto limitato di tempo.
- In tutti gli scenari di emergenza si rispetta il limite contrattuale complessivo delle portate erogabili dall'insieme delle 4 RE.MI., pari a 103.200 Sm³/h. Nello scenario "worst case", la somma contemporanea dei prelievi fissa il valore massimo di 93.550 Sm³/h.
- I valori delle performances di **pressione ai nodi** e di **velocità di transito** per le condotte di 3^a specie rientrano nei range specifici ottimali normativi. I limiti sono identici a quelli fissati per la verifica in condizioni di normale funzionamento che rientrano nei range specifici ottimali normativi: 25 m/s per le velocità e 5-12 bar per le pressioni.

Nella tabella seguente vengono riportate le portate di progetto (Q_{ero} e Q_{imp}) delle nuove RE.MI. Con Q_{ero} si intende la portata erogata contrattuale e con Q_{imp} si fa riferimento alla portata di impianto.

CODICE INTERVENTO	NOME RE.MI.	direzione	Q_{ero} (Smc/h)	Q_{imp} (Smc/h)
TR.TN.A.	RE.MI. Trento Vela	entrata	35.000	44.000
TR.TN.B.	RE.MI. Tione	uscita	10.000	12.500
TR.TN.C.	RE.MI. Mezzolombardo	entrata	23.200	45.000
TR.TN.D.	RE.MI. Civezzano	entrata	15.000	25.000
TR.TN.E.	RE.MI. Giovo	entrata	30.000	36.000

Tabella 4 - dimensionamento RE.MI.

Ai fini del progetto, la RE.MI. di Tione fungerà esclusivamente come punto di cessione verso la rete di trasporto a monte, per una portata di picco di 10.000 Smc/h.

La realizzazione della RE.MI. di Arco non è di competenza del trasportatore ed i relativi costi sono computati all'interno dei costi di realizzazione dell'infrastruttura di distribuzione di cui al par. 4.3.2.3. Questo approccio vale anche per tutte le nuove RE.MI. che verranno realizzate per alimentare i nuovi impianti di distribuzione nelle aree di futura metanizzazione.

3.5 Risultati delle modellazioni fluidodinamiche

Per ogni simulazione, si determina l'equilibrio ottimale tra pressioni di taratura alle RE.MI., portate erogate e pressioni in rete per garantire le migliori performance di efficienza e sicurezza dell'infrastruttura, anche nella condizione più sfavorevole di picco dei consumi.

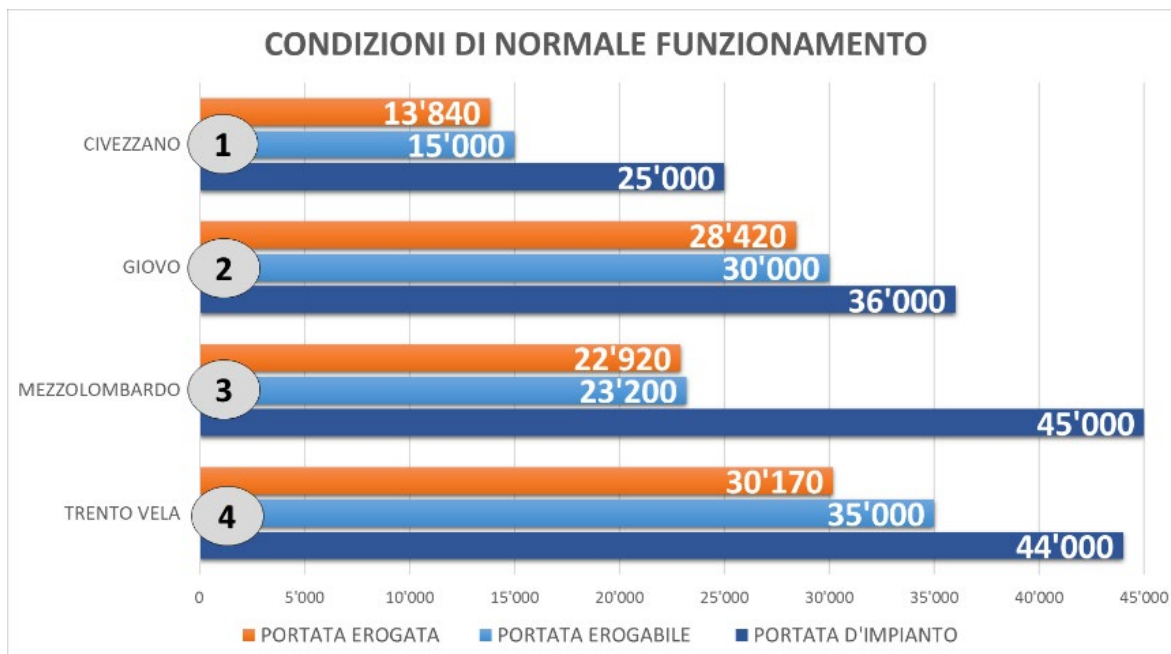
La somma delle portate massime erogate rispecchia la magnitudo dell'effetto dinamico e quindi i fenomeni transitori di "dumping" nelle reti di alta pressione.

Di seguito si riporta la sintesi dei risultati delle simulazioni sviluppate con software Synergi Gas.

SIMULAZIONE N°1: CONDIZIONI DI NORMALE FUNZIONAMENTO

RE.MI. DI INGRESSO (punti di prelievo)	P tar ottimali (bar)	Portata di picco erogata dalle RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Civezzano	9,8	13'840
RE.MI. Giovo	10,5	28'420
RE.MI. Mezzolombardo	10,3	22'920
RE.MI. Trento Vela	9,9	30'170
TOTALE		95'350

RE.MI. IN USCITA (punto di cessione)	P min disponibile (bar)	Portata di picco garantita alla RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Tione	5,7	-10.000



Le pressioni ottimali di taratura delle RE.MI. di ingresso alla rete di trasporto rientrano nel range 9,8-10,5 bar, valori ben inferiori al limite massimo di specie (12 bar).

Tutte le RE.MI. erogano una portata inferiore alla loro portata massima erogabile contrattuale.

In corrispondenza della futura RE.MI. di Tione il valore minimo di pressione risulta essere 5,7 bar, mentre la pressione minima in corrispondenza della futura RE.MI. di Arco è pari a 6,7 bar. Il punto più depresso della rete risulta essere Madonna di Campiglio con un valore minimo di pressione di 5,4 bar.

Si riportano di seguito due grafici rappresentativi: l'andamento temporale giornaliero delle portate in uscita dalle 4 RE.MI. e delle pressioni in alcuni nodi cardine lungo l'infrastruttura (Dimaro, Madonna di Campiglio, Tione, Arco).

I grafici fanno riferimento al 2° giorno di simulazioni (dalle 24 alle 48 h), perché è nel secondo giorno che il profilo di domanda raggiunge il picco al mattino.

PORTATE EROGATE DALLE RE.MI.

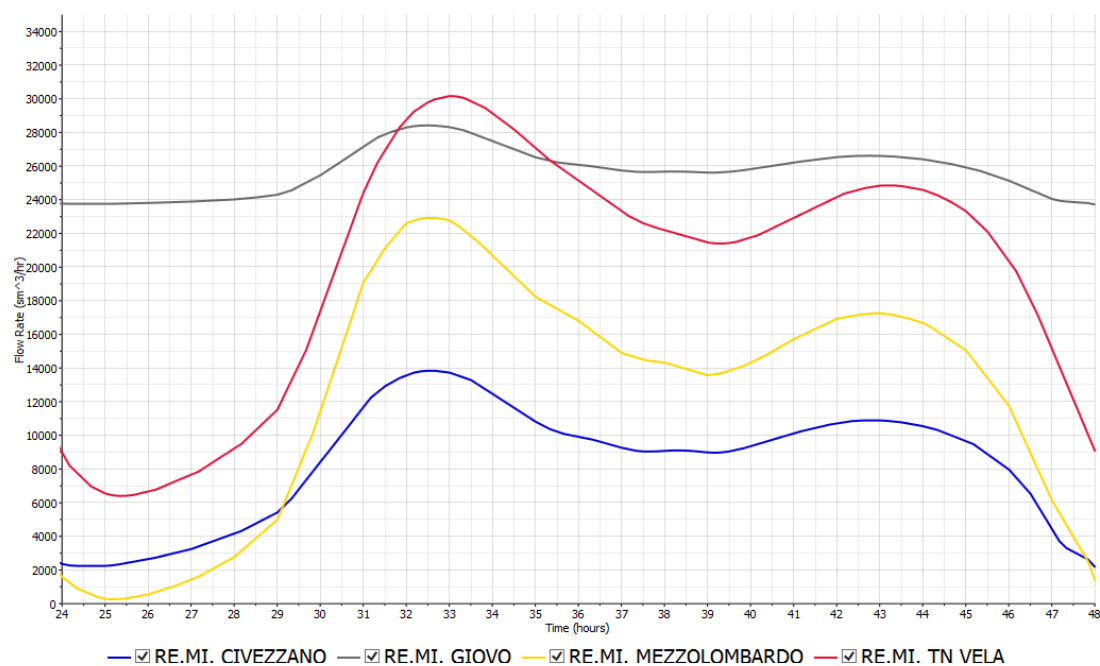


Immagine 7 – Profili orari di erogazione delle RE.MI. nell'arco di 48 ore in condizioni di picco

ANDAMENTO PRESSIONI NEL TEMPO IN ALCUNI PUNTI CARDINE DELLA RETE

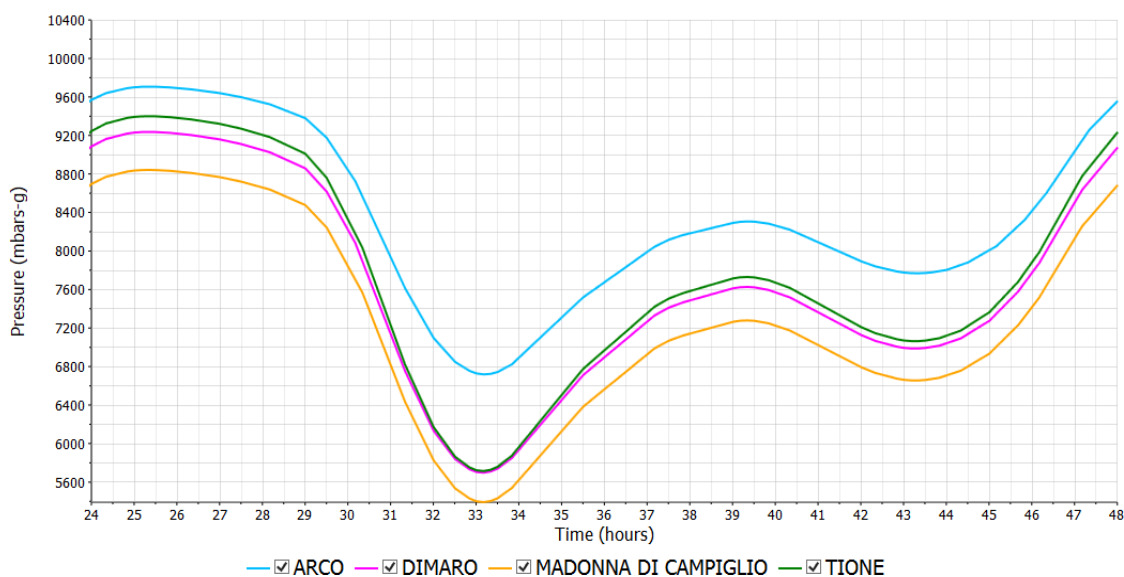
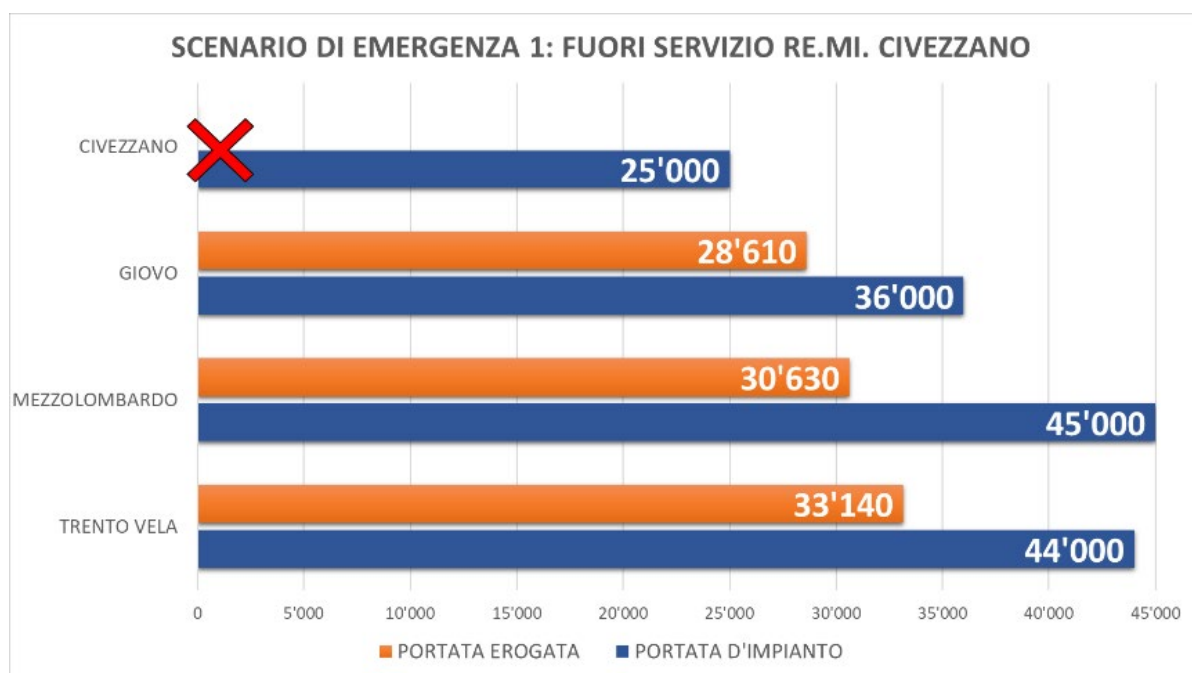


Immagine 8 – Profili orari di pressione di rete in punti cardine nell'arco di 48 ore di condizioni di picco

SIMULAZIONE N°2: FUORI SERVIZIO DELLA RE.MI. DI CIVEZZANO

RE.MI. DI INGRESSO (punti di prelievo)	P tar ottimali (bar)	Portata massima erogata dalle RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Civezzano	0	0
RE.MI. Giovo	11,2	28'610
RE.MI. Mezzolombardo	11,3	30'630
RE.MI. Trento Vela	10,3	33'140
TOTALE		92'380
RE.MI. IN USCITA (punto di cessione)	P min disponibile (bar)	Portata di picco garantita alla RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Tione	6,6	-10.000

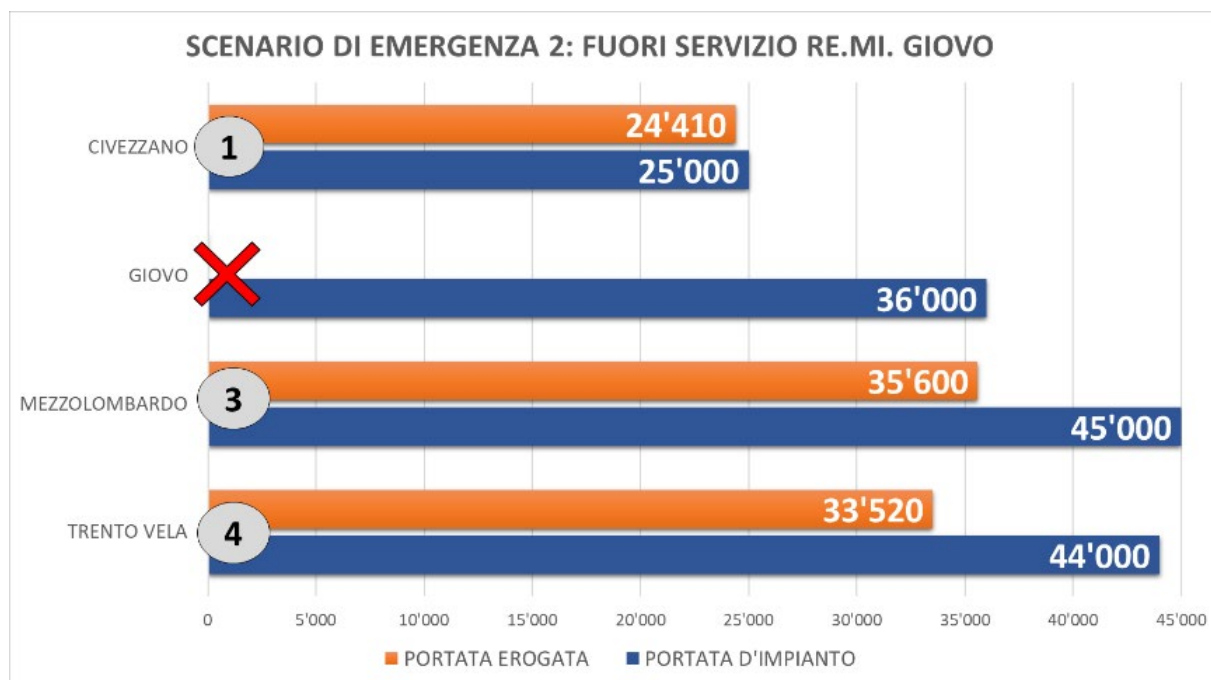


Le pressioni ottimali di taratura delle RE.MI. di ingresso alla rete di trasporto rientrano nel range 10,3-11,3 bar, valori inferiori al limite massimo di specie (12 bar).

In corrispondenza della futura RE.MI. di Tione il valore minimo di pressione risulta essere 6,6 bar, mentre la pressione minima in corrispondenza della futura RE.MI. di Arco è pari a 7,5 bar. Il punto più depresso lungo la rete di trasporto risulta essere Madonna di Campiglio con un valore minimo di pressione di 6,25 bar. Questo assetto delle pressioni garantisce dei valori ampiamente sopra la soglia dei 5 bar nella rete di trasporto, ma sono necessari per assicurare delle buone pressioni di esercizio anche sul fine rete dell'impianto di distribuzione che sale in val di Fiemme e Fassa (fino a Canazei).

SIMULAZIONE N°3: FUORI SERVIZIO DELLA RE.MI. DI GIOVO

RE.MI. DI INGRESSO (punti di prelievo)	P tar ottimali (bar)	Portata massima erogata dalle RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Civezzano	11,0	24'410
RE.MI. Giovo	0	0
RE.MI. Mezzolombardo	10,2	35'600
RE.MI. Trento Vela	11,1	33'520
TOTALE		93'530
RE.MI. IN USCITA (punto di cessione)	P min disponibile (bar)	Portata di picco garantita alla RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Tione	6,5	-10.000

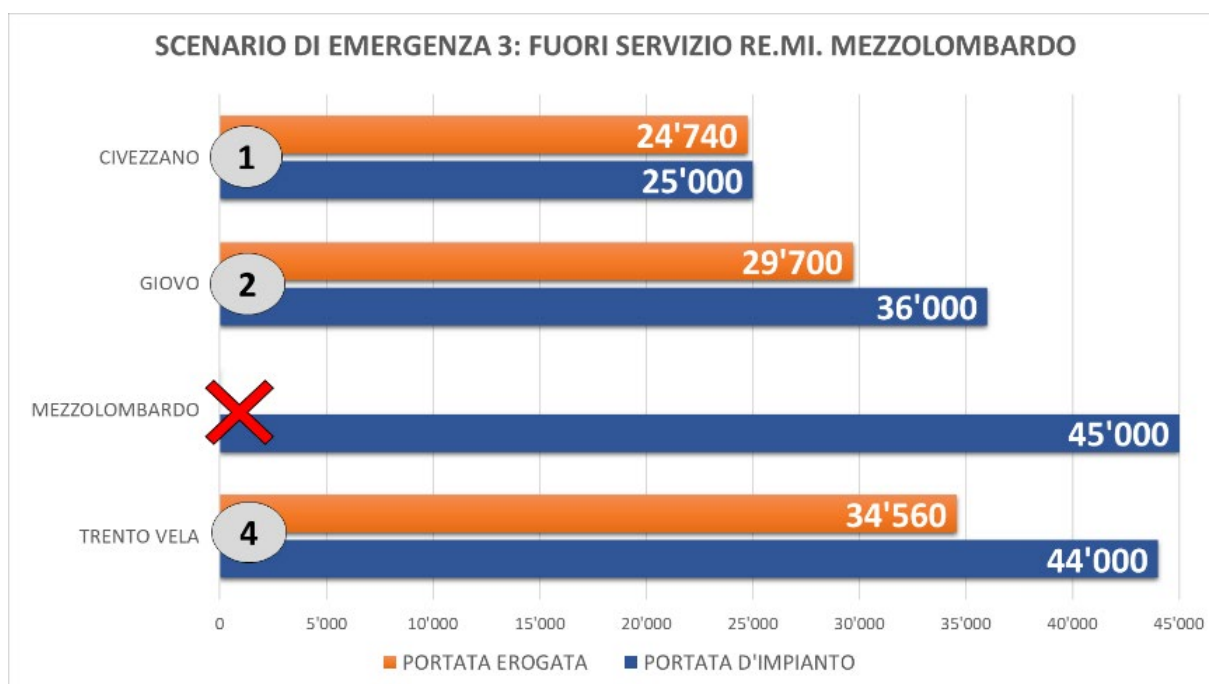


Le pressioni ottimali di taratura delle RE.MI. di ingresso alla rete di trasporto rientrano nel range 10,2-11,1 bar, valori inferiori al limite massimo di specie (12 bar).

In corrispondenza della futura RE.MI. di Tione il valore minimo di pressione risulta essere 6,5 bar, mentre la pressione in corrispondenza della futura RE.MI. di Arco è pari a 7,7 bar. Il punto più depresso lungo la rete di trasporto risulta essere Madonna di Campiglio con un valore minimo di pressione di 6,1 bar. Questo assetto delle pressioni garantisce dei valori ampiamente sopra la soglia dei 5 bar nella rete di trasporto, ma sono necessari per assicurare delle buone pressioni di esercizio anche sul fine rete dell'impianto di distribuzione che sale in val di Fiemme e Fassa (fino a Canazei).

SIMULAZIONE N°4: FUORI SERVIZIO DELLA RE.MI. DI MEZZOLOMBARDO

RE.MI. DI INGRESSO (punti di prelievo)	P tar ottimali (bar)	Portata massima erogata dalle RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Civezzano	11,2	24'740
RE.MI. Giovo	10,3	29'700
RE.MI. Mezzolombardo	0	0
RE.MI. Trento Vela	11,3	34'560
TOTALE		89'000
RE.MI. IN USCITA (punto di cessione)	P min disponibile (bar)	Portata di picco garantita alla RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Tione	5,9	-10.000

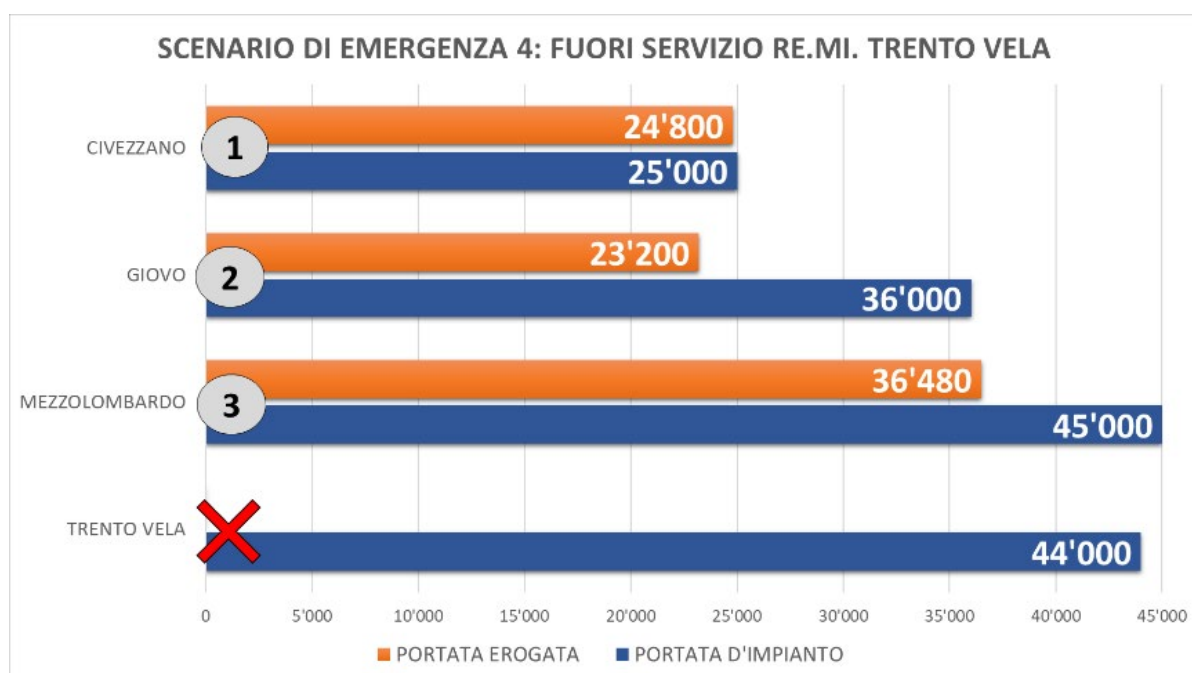


Le pressioni ottimali di taratura delle RE.MI. di ingresso alla rete di trasporto rientrano nel range 10,1-11,3 bar, valori inferiori al limite massimo di specie (12 bar).

In corrispondenza della futura RE.MI. di Tione il valore minimo di pressione risulta essere 5,9 bar, mentre la pressione in corrispondenza della futura RE.MI. di Arco è pari a 7,5 bar. Il punto più depresso della rete risulta essere Madonna di Campiglio con un valore minimo di pressione di 5,4 bar.

SIMULAZIONE N°5: FUORI SERVIZIO DELLA RE.MI. DI TRENTO VELA

RE.MI. DI INGRESSO (punti di prelievo)	P tar ottimali (bar)	Portata massima erogata dalle RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Civezzano	11,6	24'800
RE.MI. Giovo	11,5	23'200
RE.MI. Mezzolombardo	11,7	36'480
RE.MI. Trento Vela	0	0
TOTALE		84'480
RE.MI. IN USCITA (punto di cessione)	P min disponibile (bar)	Portata di picco garantita alla RE.MI. (Smc/h)
RE.MI. Tione	5,3	-10.000



Le pressioni ottimali di taratura delle RE.MI. di ingresso alla rete di trasporto rientrano nel range 11,5-11,7 bar, valori poco inferiori al limite massimo di specie (12 bar).

In corrispondenza della futura RE.MI. di Tione il valore minimo di pressione risulta essere 5,3 bar, mentre la pressione in corrispondenza della futura RE.MI. di Arco è pari a 5,6 bar. Il punto più depresso della rete risulta essere Madonna di Campiglio con un valore minimo di pressione di 5,2 bar.

3.6 Analisi criticità e congestioni

Come illustrato nei paragrafi precedenti, non sono presenti congestioni con le reti di Trasporto e di Distribuzione attualmente in esercizio.

3.7 Utilizzo dell'infrastruttura per trasporto gas derivanti da fonti rinnovabili

In linea con il D. Lgs. REDII "Promozione dell'uso delle fonti rinnovabili", l'infrastruttura viene valutata in termini di capacità di trasporto di gas naturale miscelato con altre fonti energetici rinnovabili: biometano ed idrogeno.

Il Piano Energetico Ambientale Provinciale della Provincia Autonoma di Trento (PEAP) 2021-2030 fornisce inoltre uno studio preliminare sul potenziale teorico di biogas e biometano producibile sul territorio provinciale. In vicinanza dei tracciati di progetto, nello scenario più spinto, sono individuati 4 potenziali impianti di biometano per una produzione complessiva di 200 Nmc/h. La rete è in grado di recepire senza alcun problema queste potenzialità di produzione.

Per quanto concerne, invece, la fattibilità tecnica della miscelazione del gas naturale con idrogeno, si rimanda nel dettaglio al paragrafo successivo.

3.8 Blending con l'idrogeno

In questi ultimi anni si sta delineando sempre più marcatamente la priorità dell'idrogeno quale pilastro delle strategie ambientali ed energetiche globali. Il Piano Energetico Ambientale Provinciale della Provincia Autonoma di Trento (PEAP) 2021-2030 ha confermato questa tendenza anche a livello provinciale, delineando due possibili traiettorie di utilizzo dell'idrogeno, una più incisiva dell'altra. Per lo scenario più spinto (LC+_H+), in particolare, sono attese delle percentuali in volume di integrazione dell'idrogeno nella rete del gas naturale poco inferiori al 9,6% per il 2030 e del 29,8% nel 2050.

Si è quindi ritenuto necessario estendere le verifiche fluidodinamiche dell'infrastruttura in progetto, simulando le condizioni di normale funzionamento nel caso di transito di gas naturale con 2 percentuali di blending di idrogeno: **10% e 30%**.

Per verificare la rete e le RE.MI. in progetto in caso di transito di gas naturale miscelato con l'idrogeno, è necessario compiere una modellazione a condizioni isoenergetiche, ovvero garantire alle utenze il medesimo fabbisogno energetico, indipendentemente dalla composizione della miscela di gas trasportato. Questo implica che la portata volumetrica, espressa in Smc/h di gas naturale (descritta nei paragrafi precedenti) aumenta in maniera proporzionale alla riduzione del potere calorifico inferiore della miscela.

Il rapporto $\frac{PCI_{GN}}{PCI_{GN} \cdot \chi_{GN} + PCI_{H2} \cdot \chi_{H2}}$ viene chiamato EDF (Energy Density correction factor) e quantifica la riduzione del potere calorifico della portata volumetrica di una miscela di gas naturale e idrogeno, rispetto al caso di portata di solo gas naturale. Il PCI del gas naturale utilizzato nelle simulazioni è pari a 9,89 kWh/Sm³. Il PCI dell'idrogeno è fissato a 2,99 kWh/Sm³.

Nel caso di gas miscelato, l'EDF aumenta all'aumentare della concentrazione volumetrica dell'idrogeno presente; ne consegue che la portata di picco complessiva calcolata in termini volumetrici nel caso di transito di solo gas naturale (vedasi par. 1.2.2) raggiunge, rispettivamente, i valori di:

tipologia gas transitante	EDF	Smc/h
Gas naturale	1	103.517
90% gas naturale +10% H2	1,075	111.277
70% gas naturale +30% H2	1,265	130.902

Si riporta nella figura seguente l'andamento del profilo di domanda applicato ai consumi volumetrici medi, in caso di solo gas naturale oppure con il 10% e 30% di blending.

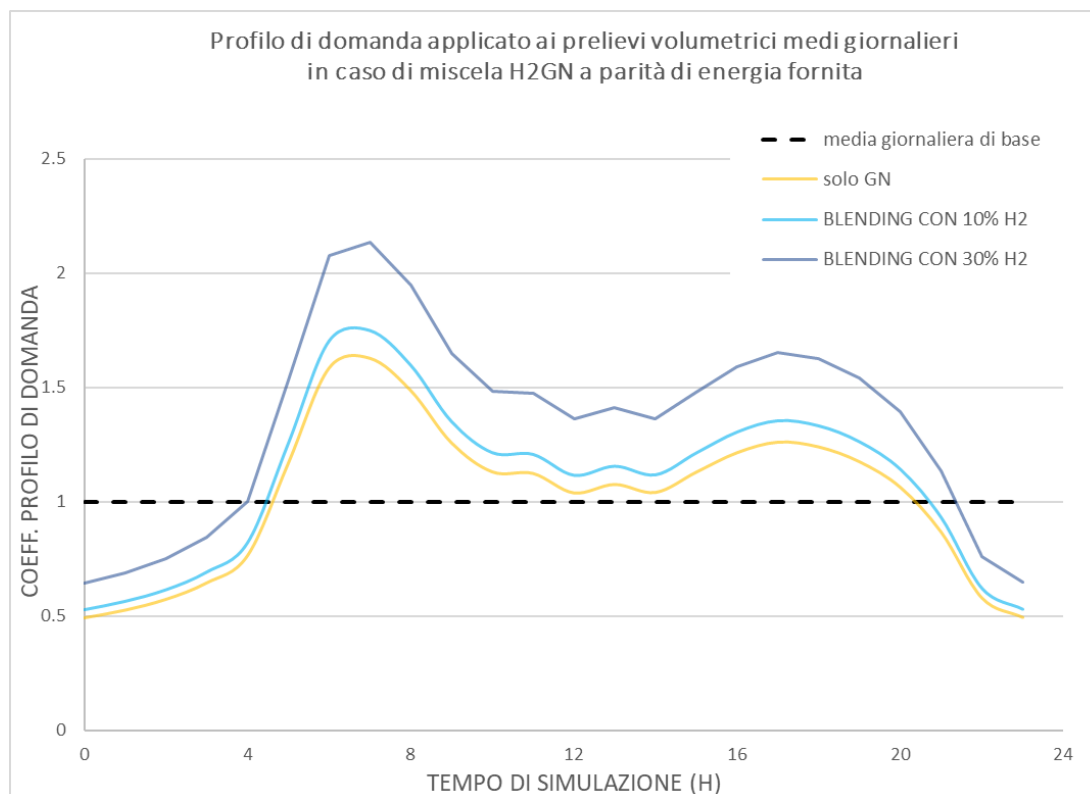


Immagine 9 - Profili di domanda applicato ai prelievi volumetrici per le simulazioni fluidodinamiche in caso di blending con l'idrogeno al 10% e 30%

3.8.1 Verifica dell'infrastruttura delle RE.MI. in condizioni di normale funzionamento

Di seguito vengono proposti alcuni grafici di raffronto che descrivono in maniera chiara e sintetica le maggiori variazioni di portate erogate alle RE.MI. e di pressioni ai nodi, in caso di blending rispetto alla condizione base di transito di solo gas naturale. I grafici fanno riferimento al 2° giorno di simulazioni perché è nel secondo giorno che il profilo di domanda raggiunge il picco al mattino.

Il primo grafico rappresenta l'andamento nel tempo delle portate in uscita dalle RE.MI.: si può notare come un maggior incremento di concentrazione volumetrica di idrogeno riduce la densità energetica della miscela e, conseguentemente, richiede maggior portata in uscita dalle RE.MI.

Per blending al 10% si assiste ad un aumento medio di circa +8% delle portate erogabili contrattuali; con blending al 30% l'incremento medio sale al 18%. In entrambi i casi, nel momento di massimo prelievo, le portate in uscita dalle 4 RE.MI. risultano sempre inferiori alle attuali portate d'impianto (Q_{imp}).

Ne consegue che le RE.MI. risultano adeguatamente dimensionate anche in caso di blending nello scenario di massima penetrazione dell'idrogeno in rete (30%).

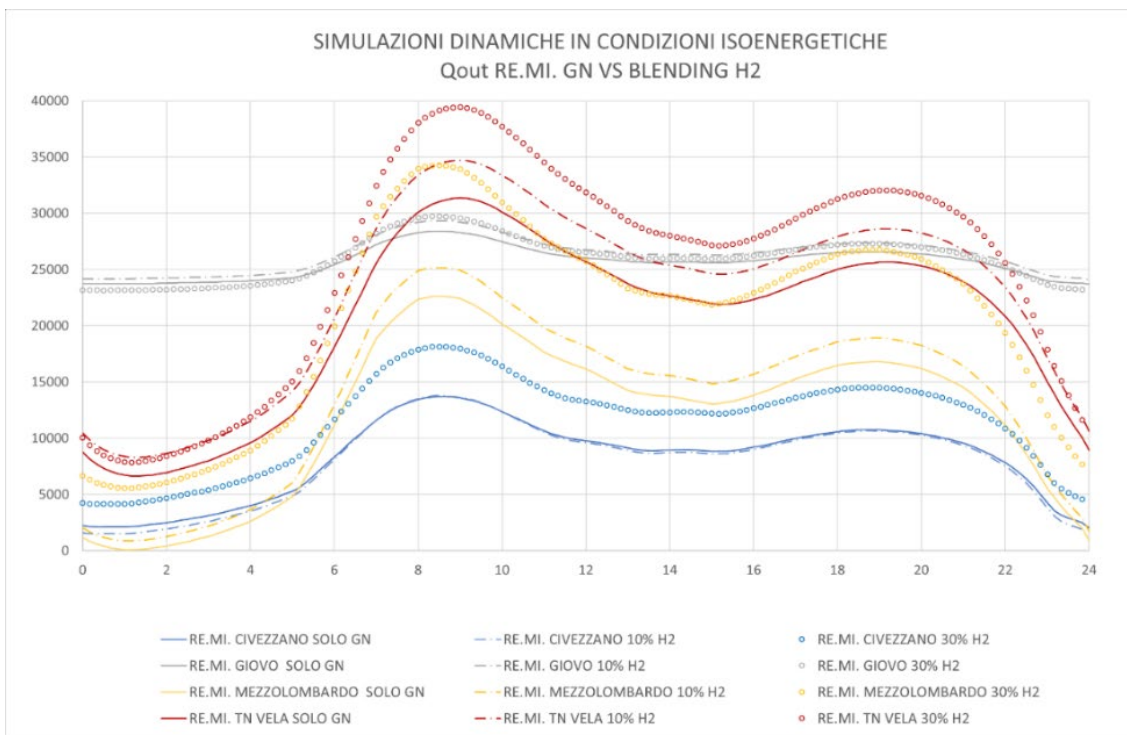
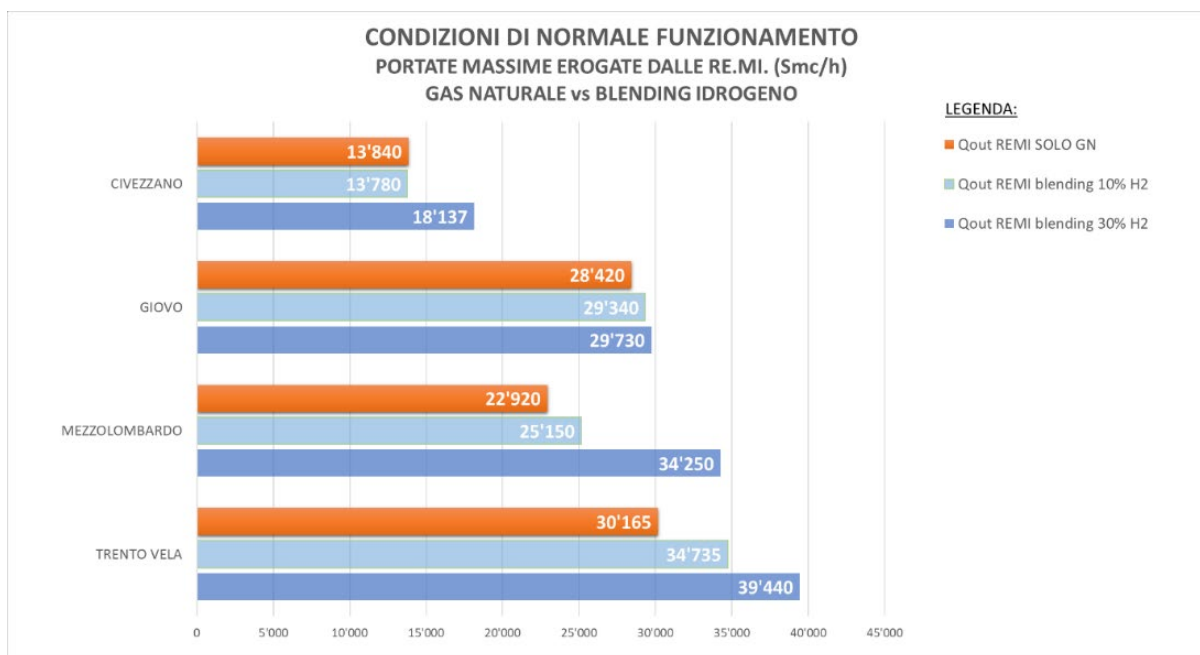


Immagine 10 - Profili di domanda applicato ai prelievi volumetrici per le simulazioni fluidodinamiche in caso di blending con l'idrogeno al 10% e 30%



Il secondo grafico rappresenta l'andamento nel tempo delle pressioni in alcuni nodi cardine lungo l'infrastruttura (Tione, Arco, Madonna di Campiglio): come visto poc'anzi, il maggior incremento di concentrazione volumetrica di idrogeno riduce la densità energetica della miscela e porta ad avere maggiori portate transittanti, che causano maggiori perdite di carico ed una riduzione dei valori di pressione ai nodi.

Con blending al 10% nel momento di massimo prelievo, si osserva che presso il punto più depresso della rete (Madonna di Campiglio) le pressioni calano da 5,6 a 5,35 bar.

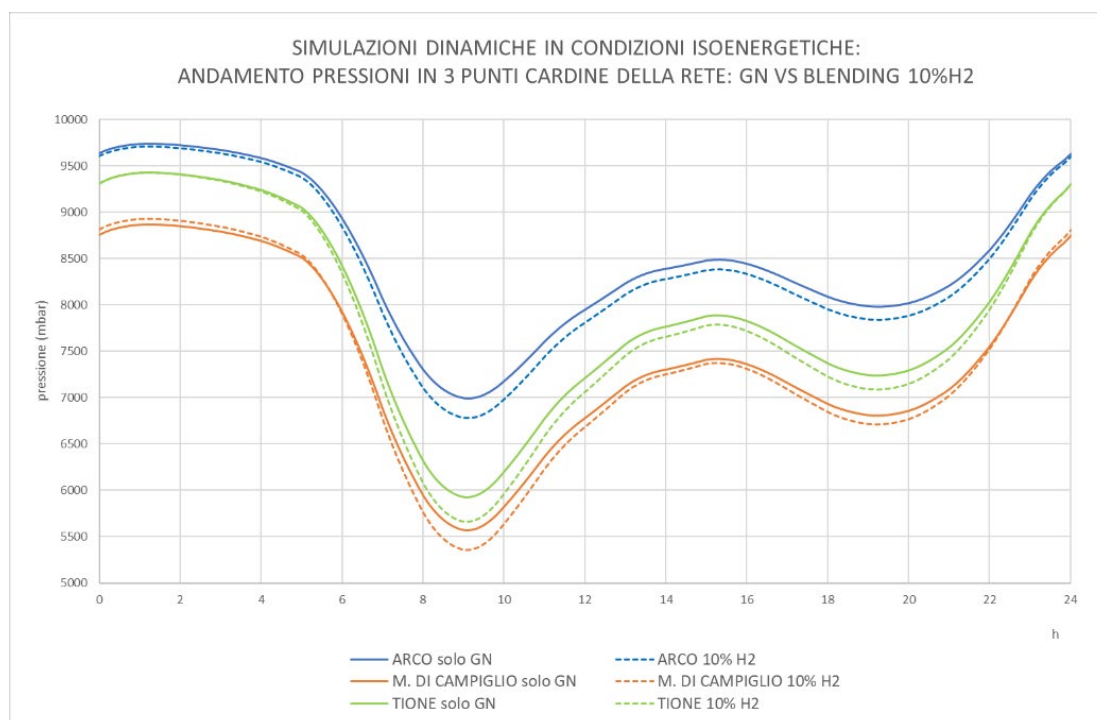


Immagine 11 – variazione dell’andamento delle pressioni in 3 punti cardine della rete con gas naturale e blending del gas naturale con 10% di idrogeno

Con blending al 30% le perdite di carico aumentano maggiormente, tanto che è necessario aumentare di 0,5 bar le pressioni in uscita dalla RE.MI. per garantire, presso il punto più depresso della rete (Madonna di Campiglio) valori sempre superiori al limite di specie anche nel momento di massimo prelievo (5 bar).

La rete risulta quindi **adeguatamente dimensionata anche in caso di blending**.

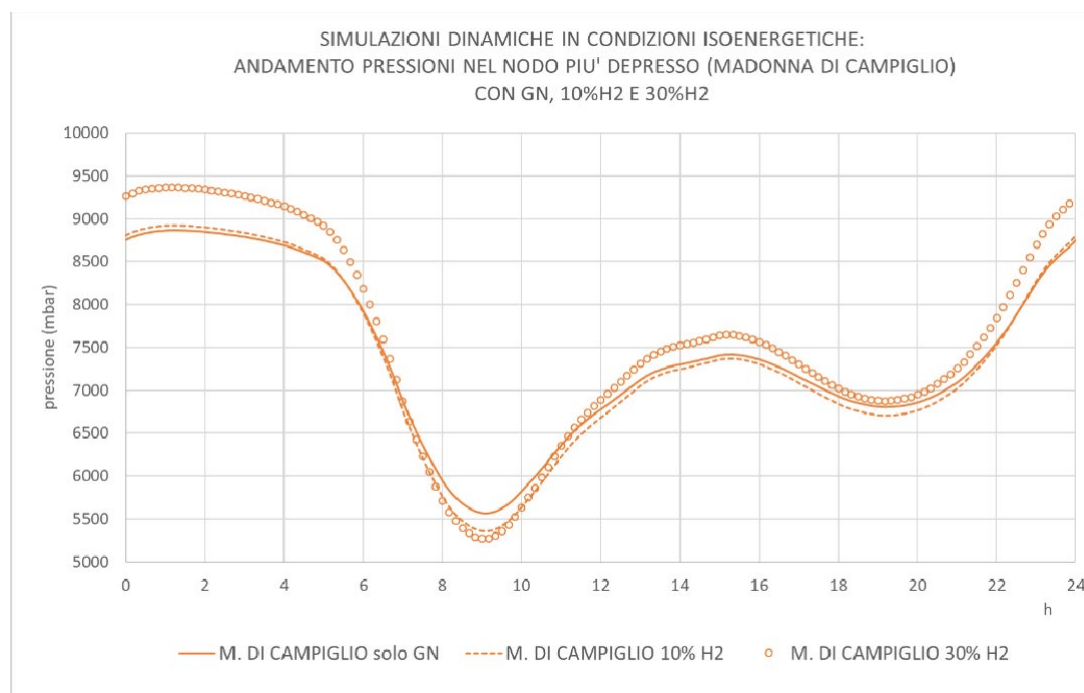


Immagine 12 - variazione dell’andamento delle pressioni nel punto più depresso della rete con gas naturale e blending del gas naturale al 10% e 30% di idrogeno

4 ANALISI COSTI BENEFICI

4.1 Criteri Utilizzati

Il progetto esposto nel presente Piano di Sviluppo comprende molteplici tratte di metanodotti fra loro collegate in ottica di continuità e di completezza infrastrutturale.

Il progetto prevede un totale di 11 tratte di rete volte a interconnettere le aree della Provincia di Trento, considerando sia quelle già metanizzate che quelle ancora non servite dalla fornitura di gas naturale.

In un'ottica di conservazione paesaggistica, territoriale e urbanistica, Gasdotti Alpini proseguirà nella costruzione dell'infrastruttura limitando il più possibile l'impatto sociale e ambientale. Fin dalla fase di progettazione delle tratte sono stati utilizzati dei criteri per la valutazione dell'ubicazione del tracciato e per la scelta della tipologia del metanodotto. Tali criteri consistono:

- Nella scelta dei sentieri più favorevoli per la messa a terra dei metanodotti. Il tracciato scelto si sviluppa tenendo conto del miglior assetto morfologico possibile: è infatti minima la presenza di pendenze e di pareti rocciose;
- Nella scelta dei percorsi meno impattanti per il ripristino finale al fine di recuperare al meglio gli assetti morfologici e vegetazionali originari;
- Nell'attraversamento di aree geologicamente stabili al fine di evitare rischi legati a frane o altri dissesti geologici;
- Nell'individuazione delle sezioni meno rischiose dal punto di vista idraulico, con l'obiettivo di cercare di limitare al minimo gli attraversamenti fluviali, meno sicuri e più costosi;
- Nel mantenimento della distanza di sicurezza dalle zone civili e dai fabbricati industriali;
- Nel garantire al personale preposto alla manutenzione ordinaria e straordinaria un facile accesso all'infrastruttura;
- Nell'evitare aree dove sono presenti sorgenti, pozzi o fontanili e utilizzare attraversamenti che offrono garanzie per la stabilità della condotta. Nel caso di impossibilità, inoltre, prevedendo le opere necessarie al ripristino e alla regimazione idraulica.
- Nell'evitare il più possibile zone di valore paesaggistico e ambientale, zone con caratteristiche boschive da proteggere o colture particolarmente pregiate;
- Nell'evitare il più possibile interferenze con opere di terzi e nell'utilizzare al minimo le attività di servitù.

4.2 Overview del piano

Il piano proposto da Gasdotti Alpini può intendersi come un unico progetto: in particolare si evidenzia come grazie alla realizzazione completa di esso si riuscirebbe a garantire pienamente i benefici relativi alla metanizzazione delle nuove aree e all'incremento della resilienza ed affidabilità della rete nella sua interezza. Come detto in precedenza Gasdotti Alpini, con il presente Piano, va a proporre un piano organico e ottimizzato per le esigenze del territorio trentino.

Il progetto di Gasdotti Alpini si compone di 11 tratte di rete, come illustrate nell'immagine seguente. Seguendo le indicazioni della delibera ARERA 468/2018, si esplicita che tali tratte sono state pianificate per la prima volta nell'anno di presentazione del presente Piano (i.e. 2021).

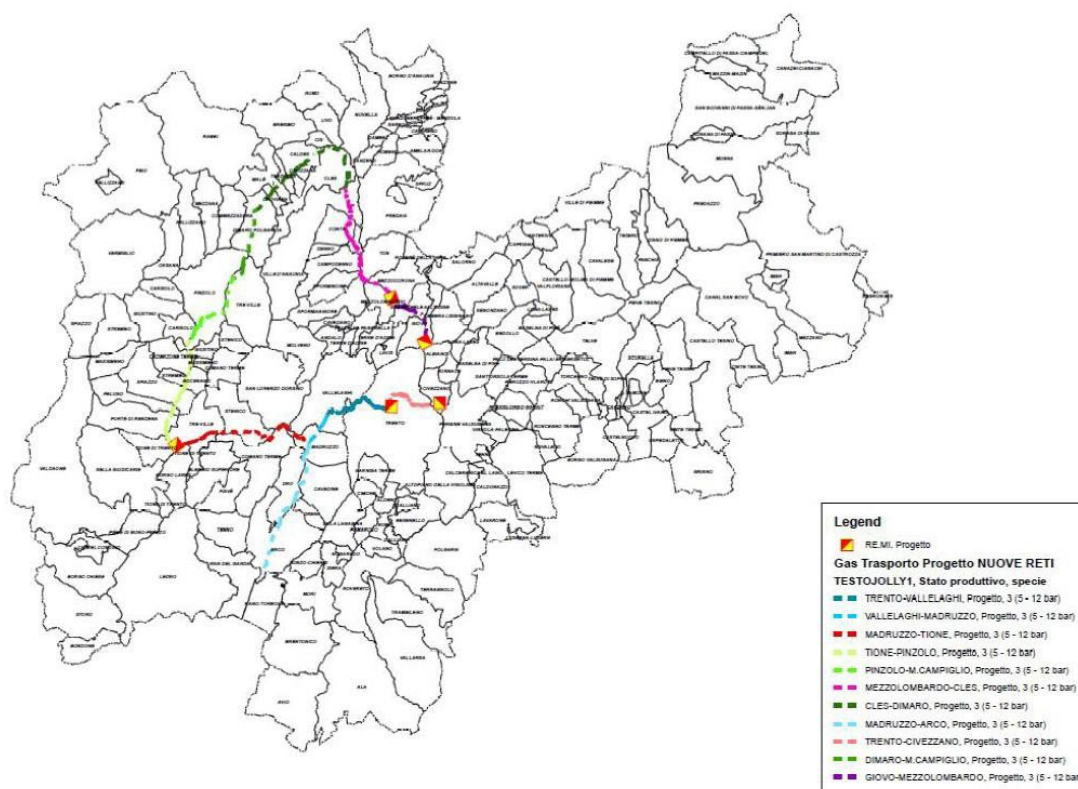


Immagine 13 - Localizzazione delle undici tratte del piano di Gasdotti Alpini

Per il progetto delle 11 tratte è stato svolto un accurato studio di fattibilità; di conseguenza, seguendo la classificazione in fasi degli interventi di realizzazione descritta nei Criteri Applicativi dell'ACB (Snam 2021a), si può affermare che tutte le opere siano in una fase di progettazione più avanzata rispetto alla mera fattibilità, ed in particolare in con un livello di accuratezza paragonabile alla progettazione definitiva. Gasdotti Alpini ha stimato, attraverso consultazioni ISTAT e sopralluoghi mirati, il numero delle utenze potenzialmente allacciabili presenti nell'area sottesa al Progetto. Il trasporto del gas metano avverrà tramite l'utilizzo di metanodotti di 250, 300 e 400 DN con una pressione della rete compresa tra i 5 e i 12 bar. Nei paragrafi successivi sono rappresentate le tratte oggetto del piano, i punti di riconsegna sottesi a ciascuna tratta e i costi associati, arrotondati per convenzione alla seconda cifra decimale.

4.2.1 TR.TN.001 - NUOVA TRATTA TRENTO - VALLELAGHI

Questa tratta è propedeutica alla realizzazione delle altre tratte di rete in progetto nella porzione occidentale del Trentino che servono a metanizzare nuove aree geografiche delle Valli Giudicarie.

Questa tratta è pertanto funzionale alla continuità del servizio ed al miglioramento della sicurezza, ma non sottende Comuni di nuova metanizzazione.

4.2.1.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Trento – Vallelaghi prevede un investimento complessivo di 5.540.486,45 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	4.399.641,26 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	27.800,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	4.427.441,26 €
A.2	ONERI SICUREZZA	177.097,65 €
A.	TOTALE LAVORI IN APPALTO	4.604.538,91 €
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	14.400,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	22.137,21 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	26.564,65 €
B.7	COSAP/TOSAP	47.129,96 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	6.431,37 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	600,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	132.685,93 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	96.925,49 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	18.188,98 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	45.472,45 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	11.730,91 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	305.003,76 €
B.	TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE	432.266,95 €
C.	CONTINGENCY	503.680,59 €
A. + B. + C.	TOTALE INVESTIMENTO	5.540.486,45 €

Tabella 5 - costi tratta Trento - Vallelaghi

4.2.1.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Trento - Vallelaghi e le date chiave dell'intervento.

Attività	2022		2023		2024	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiv						
Invio autorizzazioni						
Appalto						
Esecuzione lavori						
Chiusura tecnico contabile						

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	giugno-22	agosto-22
Invio autorizzazioni	90	agosto-22	novembre-22
Appalto	30	novembre-22	dicembre-22
Esecuzione lavori	291	marzo-23	dicembre-23
Chiusura tecnico contabile	30	dicembre-23	gennaio-24

4.2.2 TR.TN.002 - NUOVA TRATTA VALLELAGHI - MADRUZZO

Questa tratta costituisce il proseguo della tratta TR.TN.001 “Trento-Vallelaghi” ed è propedeutica alla metanizzazione delle nuove aree geografiche delle Valli Giudicarie.

Questa tratta è pertanto funzionale alla continuità del servizio ed al miglioramento della sicurezza, ma non sottende Comuni di nuova metanizzazione.

4.2.2.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

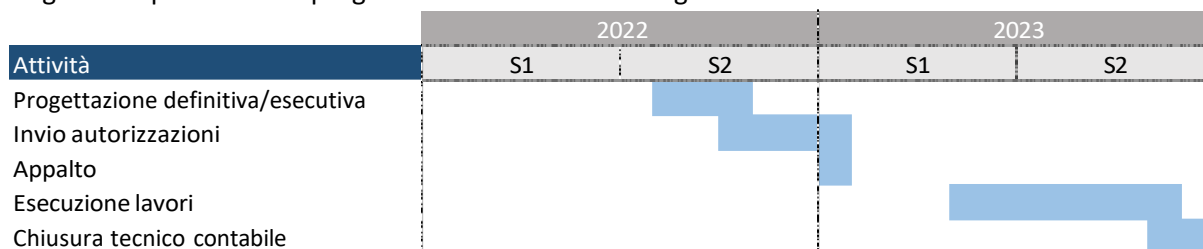
La tratta Vallelaghi – Madruzzo prevede un investimento complessivo di 3.056.709,48 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	2.395.488,31 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	27.800,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	2.423.288,31 €
A.2	ONERI SICUREZZA	96.931,53 €
A.	TOTALE LAVORI IN APPALTO	2.520.219,84 €
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	7.800,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	12.116,44 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	14.539,73 €
B.7	COSAP/TOSAP	16.327,89 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	3.307,79 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	600,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	84.651,83 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	61.591,47 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	11.489,58 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	28.723,96 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	7.458,27 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	193.915,11 €
B.	TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE	258.606,96 €
C.	CONTINGENCY	277.882,68 €
A. + B. + C.	TOTALE INVESTIMENTO	3.056.709,48 €

Tabella 6 - costi tratta Vallelaghi - Madruzzo

4.2.2.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Vallelaghi - Madruzzo e le date chiave dell'intervento.



Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	agosto-22	ottobre-22
Invio autorizzazioni	90	ottobre-22	gennaio-23
Appalto	30	gennaio-23	gennaio-23
Esecuzione lavori	207	maggio-23	novembre-23
Chiusura tecnico contabile	30	novembre-23	dicembre-23

4.2.3 TR.TN.003 - NUOVA TRATTA MADRUZZO - TIONE

La tratta di rete di 3ª specie in progetto che si estende da Madruzzo a Tione sottende 5 comuni di nuova metanizzazione appartenenti alla Comunità di Valle "Valli Giudicarie": Stenico, San Lorenzo Dorsino, Bleggio Superiore, Fivè e Comano Terme.

Di seguito le caratteristiche geografiche e demografiche più rilevanti dell'area in esame, suddivise per Comune.

Elenco nuovi località da metanizzare sulla tratta in progetto Madruzzo-Tione	Superficie territoriale comunale (km²)	Altitudine (m s.l.m.)	Fascia climatica	Gradi Giorno
San Lorenzo Dorsino	73,92	758	F	3.381
Stenico	49,79	666	F	3.411
Bleggio Superiore	32,66	628	F	3.349
Comano Terme	67,70	400	F	3.180
Fivè	24,27	669	F	3.434

Tabella 7 - dati geografici generali dei Comune della tratta Madruzzo-Tione

Elenco nuovi località da metanizzare sulla tratta in progetto Madruzzo-Tione	Popolazione residente	Famiglie residenti
San Lorenzo Dorsino	1.614	702
Stenico	1.137	515
Bleggio Superiore	1.603	587
Comano Terme	2.916	1195
Fivè	1.094	482

Tabella 8 - dati demografici dei Comune della tratta Madruzzo-Tione (fonte ISTAT 2011)

Nella tabella seguente si riporta per ogni Comune il numero di utenze potenziali, suddivise per tipologia, nonché la portata di picco oraria e la stima del consumo annuo corrispondente. I valori sono stati ottenuti dall'analisi dei dati ISTAT 2011, dai dati forniti dal distributore locale, nonché tramite censimento delle utenze energivore.

Lo stabilimento termale "Terme di Comano" ($P_{\max}=1.600\text{kW}$) ed il "Gran Hotel Terme di Comano" ($P_{\max}=3.000\text{kW}$ con un consumo annuo fornito in 1,1 GWh/anno) ricadono nel Comune di Stenico, ma sono posizionate in adiacenza all'abitato di Ponte Arche di Comano Terme. Vista la configurazione dei centri abitati di Stenico e Comano Terme, è naturale ipotizzare che l'allacciamento di queste due strutture energivore venga realizzato a partire dalla rete di distribuzione di Ponte Arche, pertanto sono state conteggiate come appartenenti al comune di Comano Terme.

Tre le utenze energivore esaminate sono compresi l'impianto industriale Tessilquattro Spa a Comano Terme con una portata di picco di 2.000 Smc/h, e l'impianto industriale Erika Eis Srl di Fiaavè con una portata di picco di 400 Smc/h.

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
STENICO	1.105	981	2.141.229
domestico	1.081	790	1.758.651
albergo	7	56	190.511
terziario	13	64	134.910
industriale	4	71	5.7157
SAN LORENZO DORSINO	1.553	1.489	3.303.695
domestico	1.499	1.096	2.438.684
albergo	16	135	435.455
terziario	29	192	300.952
industriale	9	66	128.604
BLEGGIO SUPERIORE	1.233	1.034	2.448.183
domestico	1.197	839	1.947.368
albergo	5	21	136.080
terziario	20	97	207.553
industriale	11	77	157.182
COMANO TERME	2.094	4.802	4.744.747
domestico	1.998	1.401	3.250.494
albergo	24	548	653.182
terziario	48	664	498.128
industriale	24	2.189	342.943
FAVÈ	780	1.086	1.764.973
domestico	746	523	1.213.648
albergo	9	48	244.943
terziario	13	72	134.910
industriale	12	443	171.472
Totale complessivo	6.765	9.392	14.402.827

Tabella 9 - utenze potenziali e relativi fabbisogni dei Comuni della tratta Madruzzo - Tione

4.2.3.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Madruzzo – Tione prevede un investimento complessivo di 10.936.272 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	9.727.688,55 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	55.600,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	9.783.286,55 €
A.2	ONERI SICUREZZA	391.331,46 €
A.	TOTALE LAVORI IN APPALTO	10.174.618,01 €
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	30.000,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	48.916,43 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	58.699,72 €
B.7	COSAP/TOSAP	56.781,14 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	13.120,23 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	800,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	227.183,47 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	177.925,20 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	33.523,03 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	83.807,56 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	20.897,57 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	543.336,83 €
B.	TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE	761.654,35 €
C.	CONTINGENCY	1.093.627,24 €
A. + B. + C.	TOTALE INVESTIMENTO	12.029.899,60 €

Tabella 10 - Costi tratta Madruzzo - Tione

4.2.3.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Madruzzo - Tione e le date chiave dell'intervento.

Attività	2022		2023		2024		2025	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/eseccutiv								
Invio autorizzazioni								
Appalto								
Esecuzione lavori								
Chiusura tecnico contabile								

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/eseccutiva	90	ottobre-22	gennaio-23
Invio autorizzazioni	90	gennaio-23	aprile-23
Appalto	30	aprile-23	maggio-23
Esecuzione lavori	569	giugno-23	dicembre-24
Chiusura tecnico contabile	30	dicembre-24	gennaio-25

4.2.4 TR.TN.004 - NUOVA TRATTA TIONE-PINZOLO

La tratta di rete di 3^a specie in progetto che si estende da Tione a Pinzolo sottende 10 comuni della Val Rendena, appartenenti alla Comunità di Valle “Valli Giudicarie”.

Di seguito le caratteristiche geografiche e demografiche più rilevanti dell’area in esame, suddivise per Comune.

Elenco nuovi località da metanizzare sulla tratta in progetto Tione-Pinzolo	Superficie territoriale comunale (km ²)	Altitudine (m s.l.m.)	Fascia climatica	Gradi Giorno
Bocenago	8,46	750	F	3.561
Caderzone Terme	18,65	723	F	3.519
Carisolo	24,75	808	F	3.651
Giustino	40,22	770	F	3.592
Massimeno	21,36	861	F	3.734
Pelugo	22,87	652	F	3.408
Pinzolo	69,3	770	F	3.592
Porte di Rendena	40,71	608	F	3.337
Spiazzo	70,72	650	F	3.405
Strembo	38,22	714	F	3.505

Tabella 11 - dati geografici generali dei Comuni della tratta Tione-Pinzolo

Elenco nuovi località da metanizzare sulla tratta in progetto Tione-Pinzolo	Popolazione residente	Famiglie residenti
Bocenago	405	185
Caderzone Terme	669	314
Carisolo	987	430
Giustino	736	316
Massimeno	123	54
Pelugo	377	183
Pinzolo	3.108	1.309
Porte di Rendena	1.756	757
Spiazzo	1.303	541
Strembo	532	255

Tabella 12 - dati demografici dei Comuni della tratta Pinzolo - Tione (fonte ISTAT 2011=

Nella tabella seguente si riporta per ogni Comune il numero di utenze potenziali, suddivise per tipologia, nonché la portata di picco oraria e la stima del consumo annuo corrispondente. I valori sono stati ottenuti dall’analisi dei dati ISTAT 2011, dei dati forniti dal distributore locale, nonché tramite censimento delle utenze energivore.

I Comuni di Pinzolo, Carisolo e Giustino hanno una forte connotazione turistica e sono caratterizzati dalla presenza di numerose case con miniappartamenti utilizzati per affitti stagionali o edifici con abitazioni

multiproprietà per uso non residenziale. Ogni unità abitativa è stata classificata e conteggiata come utenza “domestica”, per avere la miglior corrispondenza sia con la categoria d’uso del gas naturale sia col numero totale di interni in edifici ad uso residenziale riportato nel censimento ISTAT. La portata di picco assunta per queste utenze è inferiore alla portata di picco della tipica utenza domestica-residenziale, per tener conto delle dimensioni dell’immobile più contenute e della contemporaneità della richiesta di fornitura.

COMUNE (E TIPOLOGIA D’UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
BOCENAGO	601	590	1.102.847
domestico	591	520	961.482
albergo	2	24	54.432
terziario	7	35	72.644
industriale	1	11	14.289
CADERZONE	721	661	1.510.014
domestico	693	506	1.127.424
albergo	5	36	136.080
terziario	21	113	217.931
industriale	2	6	28.579
CARISOLO	1.705	1.784	3.328.102
domestico	1.663	1.318	2.705.491
albergo	9	88	244.943
terziario	24	96	249.064
industriale	9	282	128.604
GIUSTINO	1.235	1.217	2.476.756
domestico	1.206	921	1.962.010
albergo	12	184	326.591
terziario	14	77	145.287
industriale	3	35	42.868
MASSIMENO	256	242	460.233
domestico	251	220	408.345
terziario	5	22	51.888
PELUGO	353	337	69.4279
domestico	343	256	558.018
albergo	1	33	27.216
terziario	5	19	51.888
industriale	4	29	57.157
PINZOLO	2.897	3.469	6.051.582
domestico	2.804	2.299	4.561.754
albergo	30	648	816.477
terziario	58	471	601.904
industriale	5	51	71.447
PORTE DI RENDENA	1.584	1.530	3.184.154
domestico	1.533	1.110	2.493.998
albergo	7	55	190.511

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
terziario	33	178	342.463
industriale	11	187	157.182
SPIAZZO	1.239	1.266	2.489.699
domestico	1.197	875	1.947.368
albergo	4	52	108.864
terziario	28	255	290.574
industriale	10	84	142.893
STREMBO	733	745	1.496.325
domestico	710	623	1.155.080
albergo	4	18	108.864
terziario	10	51	103.777
industriale	9	53	128.604
Totale complessivo	11.324	11.841	22.793.991

Tabella 13 - utenze potenziali e relativi fabbisogni dei Comuni della tratta Tione - Pinzolo

4.2.4.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Tione – Pinzolo prevede un investimento complessivo di 8.232.882,05 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	6.596.291,21 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	55.600,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	6.651.891,71 €
A.2	ONERI SICUREZZA	266.075,65 €
A.	TOTALE LAVORI IN APPALTO	6.917.966,86 €
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	21.000,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	33.259,46 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	39.911,35 €
B.7	COSAP/TOSAP	48.313,04 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	8.553,90 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	800,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	171.623,38 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	131.117,34 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	24.665,73 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	61.664,34 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	15.562,83 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	404.633,62 €
B.	TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE	566.471,37 €
C.	CONTINGENCY	748.443,82 €
A. + B. + C.	TOTALE INVESTIMENTO	8.232.882,05 €

Tabella 14 - Costi tratta Tione - Pinzolo

4.2.4.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Tione - Pinzolo e le date chiave dell'intervento.

Attività	2023		2024		2025	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/eseceutiv						
Invio autorizzazioni						
Appalto						
Esecuzione lavori						
Chiusura tecnico contabile						

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/eseceutiva	90	gennaio-23	aprile-23
Invio autorizzazioni	120	aprile-23	luglio-23
Appalto	30	luglio-23	agosto-23
Esecuzione lavori	814	settembre-23	novembre-25
Chiusura tecnico contabile	30	ottobre-25	novembre-25

4.2.5 TR.TN.005 - NUOVA TRATTA PINZOLO-M. DI CAMPIGLIO

La tratta di rete di 3ª specie in progetto che si estende da Pinzolo a Madonna di Campiglio sottende 3 importanti località turistiche: S. Antonio da Mavignola (frazione del Comune di Pinzolo), Madonna di Campiglio, che ricade in parte sul Comune di Pinzolo ed in parte sul Comune di Tre Ville (ex Ragoli) e Campo Carlo Magno nel Comune di Pinzolo.

Di seguito le caratteristiche geografiche e demografiche più rilevanti dell'area in esame, suddivise per località.

Elenco nuove località da metanizzare sulla tratta in progetto Pinzolo-M. di Campiglio	Superficie territoriale comunale (km²)	Altitudine (m s.l.m.)	Fascia climatica	Gradi Giorno
Campo Carlo Magno	0,23	1.681	F	3.592
Madonna di Campiglio	0,91	1.522	F	3.592
S. Antonio di Mavignola	0,34	1.123	F	3.592

Tabella 15 - dati geografici generali delle località turistiche della tratta Pinzolo-M. di Campiglio

Elenco nuove località da metanizzare sulla tratta in progetto Pinzolo-M. di Campiglio	Popolazione residente	Famiglie residenti
Campo Carlo Magno	150	74
Madonna di Campiglio	784	340
S. Antonio di Mavignola	360	156

Tabella 16 - dati demografici delle località turistiche della tratta Pinzolo-M. di Campiglio (fonte ISTAT 2011)

Nella tabella seguente si riporta per ogni Comune il numero di utenze potenziali, suddivise per tipologia, nonché la portata di picco oraria e la stima del consumo annuo corrispondente. I valori sono stati ottenuti

dall'analisi dei dati ISTAT 2011, dei dati forniti dal distributore locale, nonché tramite censimento delle utenze energivore.

Queste località hanno una forte connotazione turistica e sono caratterizzati dalla presenza di Residence con all'interno miniappartamenti utilizzati per affitti stagionali e edifici con abitazioni multiproprietà per uso non residenziale. Ogni unità abitativa è stata classificata e conteggiata come utenza "domestica", per avere la miglior corrispondenza sia con la categoria d'uso del gas naturale sia col numero totale di interni in edifici ad uso residenziale riportato nel censimento ISTAT. La portata di picco assunta per queste utenze è inferiore alla portata di picco della tipica utenza domestica-residenziale, per tener conto delle dimensioni dell'immobile più contenute e della contemporaneità della richiesta di fornitura.

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
CAMPO CARLO MAGNO	541	454	1.154.857
domestico	525	210	854.109
albergo	8	226	217.727
terziario	8	18	83.021
MADONNA DI CAMPIGLIO	2.860	3.003	8.076.101
domestico	2.667	1.067	4.338.873
albergo	103	1.674	2.803.239
terziario	90	262	933.989
S. ANTONIO DI MAVIGNOLA	823	476	1.663.886
domestico	806	322	1.311.260
albergo	10	117	272.159
terziario	5	25	51.888
industriale	2	12	28.579
Totale complessivo	4.224	3.933	10.894.845

Tabella 17 - utenze potenziali e relativi fabbisogni delle località turistiche della tratta Pinzolo-M. di Campiglio

4.2.5.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Pinzolo – Campiglio prevede un investimento complessivo di 5.714.523,85 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	4.554.869,73 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	27.800,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	4.582.669,73 €
A.2	ONERI SICUREZZA	183.306,79 €
A.	TOTALE LAVORI IN APPALTO	4.765.976,52 €
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	14.400,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	22.913,35 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	27.496,02 €
B.7	COSAP/TOSAP	34.650,00 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	6.378,12 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	600,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	135.727,06 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	99.492,99 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	18.675,50 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	46.688,75 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	12.023,37 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	312.607,67 €
B.	TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE	429.045,16 €
C.	CONTINGENCY	519.502,17 €
A. + B. + C.	TOTALE INVESTIMENTO	5.714.523,85 €

Tabella 18 - Costi tratta Pinzolo - Campiglio

4.2.5.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Pinzolo – M. Campiglio e le date chiave dell'intervento.

Attività	2024		2025		2026	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/eseceutiv	■					
Invio autorizzazioni	■	■				
Appalto		■				
Esecuzione lavori		■	■	■	■	■
Chiusura tecnico contabile						■

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/eseceutiva	90	gennaio-24	marzo-24
Invio autorizzazioni	120	marzo-24	luglio-24
Appalto	30	luglio-24	agosto-24
Esecuzione lavori	639	settembre-24	giugno-26
Chiusura tecnico contabile	30	giugno-26	luglio-26

4.2.6 TR.TN.006 - NUOVA TRATTA MEZZOLOMBARDO – CLES

Questa tratta è fondamentale per lo sviluppo dell'intera infrastruttura del trasporto perché è propedeutica alla realizzazione di altre tratte di rete in progetto nella porzione Nord occidentale del Trentino che servono a metanizzare nuove aree geografiche in Val di Non e Val di Sole.

Questa tratta è pertanto funzionale alla continuità del servizio ed al miglioramento della sicurezza, ma non sottende Comuni di nuova metanizzazione.

4.2.6.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Mezzolombardo – Cles prevede un investimento complessivo di 8.747.375,48 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	6.980.054,36 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	55.600,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	7.035.654,36 €
A.2	ONERI SICUREZZA	281.426,17 €
A.	TOTALE LAVORI IN APPALTO	7.317.080,53 €
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	25.200,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	35.178,27 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	42.213,93 €
B.7	COSAP/TOSAP	91.164,80 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	10.401,47 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	800,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	177.550,46 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	136.508,50 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	25.686,60 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	64.216,49 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	16.158,48 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	420.120,53 €
B.	TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE	635.079,00 €
C.	CONTINGENCY	795.215,95 €
A. + B. + C.	TOTALE INVESTIMENTO	8.747.375,48 €

Tabella 19 - Costi tratta Mezzolombardo – Cles

4.2.6.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Mezzolombardo – Cles e le date chiave dell'intervento.

Attività	2024		2025		2026		2027	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva								
Invio autorizzazioni								
Appalto								
Esecuzione lavori								
Chiusura tecnico contabile								

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	90	novembre-24	febbraio-25
Invio autorizzazioni	90	febbraio-25	maggio-25
Appalto	30	maggio-25	giugno-25
Esecuzione lavori	732	luglio-25	luglio-27
Chiusura tecnico contabile	30	luglio-27	agosto-27

4.2.7 TR.TN.007 - NUOVA TRATTA CLES – DIMARO

La tratta di rete di 3a specie in progetto che si estende da Cles a Dimaro sottende 5 comuni della Comunità di Valle “Val di Non” (Novella, Cis, Livo, Bresimo, Rumo) e 14 Comuni della Val di Sole: Caldes, Cavizzana, Terzolas, Rabbi, Malè, Croviana, Monclassico, Dimaro Folgarida (fraz. Dimaro), Commezzadura, Mezzana, Pellizzano, Ossana, Peio e Vermiglio.

Di seguito le caratteristiche geografiche e demografiche più rilevanti dell’area in esame, suddivise per Comune.

Elenco nuove località da metanizzare sulla tratta in progetto Cles-Dimaro	Superficie territoriale comunale (km ²)	Altitudine (m s.l.m.)	Fascia climatica	Gradi Giorno
Bresimo	40,98	1.036	F	4.007
Caldes	20,89	697	F	3.326
Cavizzana	3,35	710	F	3.498
Cis	5,51	732	F	3.381
Commezzadura	22,5	850	F	3.717
Croviana	5,08	721	F	3.516
Dimaro Folgarida (fraz. Dimaro)	28,23	766	F	3.586
Livo	15,24	741	F	3.547
Malè	26,18	738	F	3.542
Mezzana	27,3	941	F	3.859
Monclassico	8,74	770	F	3.592
Novella	46,59	724	F	3.516
Ossana	25,21	1.003	F	3.955
Peio	160,5	1.173	F	4.221
Pellizzano	48,36	937	F	3.834
Rabbi	132,16	1.095	F	4.099
Rumo	30,84	944	F	3.863
Terzolas	5,37	755	F	3.569
Vermiglio	103,89	1.261	F	4.358

Tabella 20 - dati geografici generali dei Comuni della tratta Cles – Dimaro

Elenco nuovi comuni da metanizzare sulla tratta in progetto Cles-Dimaro	Popolazione residente	Famiglie residenti
Bresimo	252	111
Caldes	1.087	460
Cavizzana	257	103
Cis	307	139
Commezzadura	1.002	417
Croviana	698	272
Dimaro Folgarida (fraz. Dimaro)	2.123	951
Livo	887	383
Malè	2.122	977
Mezzana	876	381
Monclassico	882	396
Novella	3.667	1.470
Ossana	848	378
Peio	1.886	844
Pellizzano	811	359
Rabbi	1.390	629
Rumo	819	362
Terzolas	612	278
Vermiglio	1.866	796

Tabella 21 - dati demografici dei Comuni della tratta Cles – Dimaro (fonte ISTAT 2011)

Nella tabella seguente si riporta il numero di utenze potenziali, suddivise per tipologia, nonché la portata di picco oraria e la stima del consumo annuo corrispondente per il Comune di Canazei. I valori sono stati ottenuti dall'analisi dei dati ISTAT 2011, dei dati forniti dal distributore locale, nonché tramite censimento delle utenze energivore.

I dati riferiti al Comune di Peio escludono le utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento, alimentata a biomassa, già presente nelle frazioni di Peio Fonti e Peio Cogolo. La parte di Cogolo servita dalla rete di teleriscaldamento copre la zona centrale (via Roma, piazza Municipio, Via delle Roge e piazza Migazzi) alla quale sono allacciate la quasi totalità delle strutture pubbliche esistenti, alcune utenze industriali importanti tra cui Idropejo Srl, nonché numerosi alberghi. Peio Fonti è servita quasi completamente con il teleriscaldamento, a meno degli alberghi più periferici in Via dei Cavai.

Anche il Comune di Pellizzano dispone di una rete di teleriscaldamento autonoma alimentata a biomassa, che interessa la porzione a Nord del Torrente Noce. Le utenze ed i consumi stimati riguardano quindi la parte ad oggi non servita dal teleriscaldamento.

Alcuni comuni della Val di Sole hanno una marcata connotazione turistica e sono caratterizzati dalla presenza di case con miniappartamenti utilizzati per affitti stagionali ed edifici con abitazioni multiproprietà per uso non residenziale. Ogni unità abitativa è stata classificata e conteggiata come utenza "domestica", per avere la miglior corrispondenza sia con la categoria d'uso del gas naturale sia col numero totale di interni in edifici ad uso residenziale riportato nel censimento ISTAT. La portata di picco assunta per queste utenze è inferiore alla

portata di picco della tipica utenza domestica-residenziale, per tener conto delle dimensioni dell'immobile più contenute e della contemporaneità della richiesta di fornitura.

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
BRESIMO	372	312	692.042
domestico	364	266	592.182
albergo	1	20	27.216
terziario	7	26	72.644
CALDES	940	943	2.234.492
domestico	888	647	1.444.664
albergo	13	60	353.807
terziario	31	201	321.707
industriale	8	35	114.314
CAVIZZANA	155	153	355.585
domestico	146	107	237.524
albergo	1	6	27.216
terziario	6	33	62.266
industriale	2	7	28.579
CIS	213	182	429.192
domestico	204	149	331.882
terziario	8	27	8.3021
industriale	1	6	14.289
COMMEZZADURA	898	1.052	2.619.343
domestico	825	647	1.342.171
albergo	29	288	789.262
terziario	36	94	373.596
industriale	8	23	114.314
CROVIANA	409	424	1.102.861
domestico	371	271	603.570
albergo	6	59	163.295
terziario	31	93	321.707
industriale	1	1	14.289
DIMARO-FOLGARIDA	1.435	1.558	5.775.372
domestico	1.268	927	2.062.876
albergo	115	481	3.129.830
terziario	41	132	425.484
industriale	11	18	157.182
LIVO	526	504	1.111.829
domestico	500	366	813.437
albergo	1	16	27.216
terziario	22	108	228.308
industriale	3	14	42.868
MALÈ	1.462	1.958	3.992.476
domestico	1.310	1.000	2.131.205
albergo	15	210	408.239
terziario	129	716	1.338.718
industriale	8	32	114.314

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
MEZZANA	696	991	2.172.976
domestico	628	472	1.021.677
albergo	26	323	707.614
terziario	40	177	415.106
industriale	2	19	28.579
MONCLASSICO	962	1.019	2.161.897
domestico	915	669	1.488.590
albergo	8	71	217.727
terziario	26	247	269.819
industriale	13	32	185.761
NOVELLA	2.114	1.993	4.594.245
domestico	2.014	1.472	3.276.524
albergo	15	114	408.239
terziario	78	339	809.457
industriale	7	68	100.025
OSSANA	1.145	1.368	2.938.911
domestico	1.078	815	1.753.770
albergo	27	198	734.830
terziario	31	242	321.707
industriale	9	113	128.604
PEIO	1.750	1.577	3.450.892
domestico	1.718	1.342	2.794.969
albergo	19	182	517.102
terziario	12	32	124.532
industriale	1	21	14.289
PELLIZZANO	441	414	1.080.263
domestico	413	302	671.899
albergo	7	56	190.511
terziario	18	42	186.795
industriale	3	14	31.058
RABBI	1.359	1.342	2.893.678
domestico	1.314	1.026	2.137.712
albergo	16	101	435.455
terziario	24	190	249.064
industriale	5	25	71.447
RUMO	843	777	1.771.804
domestico	810	592	1.317.768
albergo	5	76	136.080
terziario	21	93	217.931
industriale	7	16	100.025
TERZOLAS	823	790	1.776.990
domestico	786	578	1.278.723
albergo	4	56	108.864
terziario	21	98	217.931
industriale	12	58	171.472

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
VERMIGLIO	1.303	1.228	2.719.708
domestico	1.254	979	2.040.100
albergo	9	59	244.943
terziario	35	171	363.218
industriale	5	19	71.447
Totale complessivo	17.846	18.585	43.874.556

Tabella 22 - utenze potenziali e relativi fabbisogni dei Comune della tratta Cles-Dimaro

4.2.7.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Cles – Dimaro prevede un investimento complessivo di 10.087.129,62 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	8.152.919,75 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	55.600,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	8.208.519,75 €
A.2	ONERI SICUREZZA	328.340,79 €
A.	TOTALE LAVORI IN APPALTO	8.536.860,54 €
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	27.600,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	41.042,60 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	49.251,12 €
B.7	COSAP/TOSAP	25.148,69 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	10.477,91 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	800,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	196.282,40 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	153.475,15 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	28.898,11 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	72.245,28 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	18.036,04 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	468.936,98 €
B.	TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE	633.257,30 €
C.	CONTINGENCY	917.011,78 €
A. + B. + C.	TOTALE INVESTIMENTO	10.087.129,62 €

Tabella 23 - Costi tratta Cles - Dimaro

4.2.7.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Cles - Dimaro e le date chiave dell'intervento.

	2026		2027		2028		2029	
Attività	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva								
Invio autorizzazioni								
Appalto								
Esecuzione lavori								
Chiusura tecnico contabile								

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	87	luglio-26	settembre-26
Invio autorizzazioni	120	settembre-26	gennaio-27
Appalto	30	gennaio-27	gennaio-27
Esecuzione lavori	753	aprile-27	aprile-29
Chiusura tecnico contabile	30	aprile-29	maggio-29

4.2.8 TR.TN.008 - NUOVA TRATTA MADRUZZO – ARCO

Questa tratta garantisce una contro-alimentazione all'impianto di distribuzione esistente di Arco. La tratta Madruzzo-Arco è funzionale alla continuità del servizio ed al miglioramento della sicurezza, ma non sottende Comuni di nuova metanizzazione.

4.2.8.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

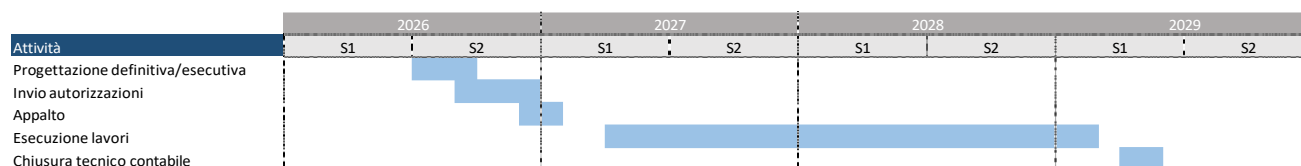
La tratta Madruzzo – Arco prevede un investimento complessivo di 8.504.661,34 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	6.777.245,74 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	55.600,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	6.832.845,74 €
A.2	ONERI SICUREZZA	273.313,83 €
A.	TOTALE LAVORI IN APPALTO	7.106.159,57 €
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	24.600,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	34.164,23 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	40.997,07 €
B.7	COSAP/TOSAP	93.106,91 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	9.661,46 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	800,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	174.452,08 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	133.688,13 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	25.152,54 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	62.881,35 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	15.846,96 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	412.021,06 €
B.	TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE	625.350,73 €
C.	CONTINGENCY	773.151,03 €
A. + B. + C.	TOTALE INVESTIMENTO	8.504.661,34 €

Tabella 24 - Costi tratta Madruzzo - Arco

4.2.8.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Madruzzo - Arco e le date chiave dell'intervento.



Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	luglio-26	settembre-26
Invio autorizzazioni	90	settembre-26	dicembre-26
Appalto	30	dicembre-26	gennaio-27
Esecuzione lavori	677	aprile-27	febbraio-29
Chiusura tecnico contabile	30	aprile-29	maggio-29

4.2.9 TR.TN.009 - NUOVA TRATTA TRENTO – CIVEZZANO

Questa tratta è funzionale alla magliatura tra le RE.MI. di Trento Vela e la RE.MI. di Civezzano, pertanto è funzionale alla continuità del servizio ed al miglioramento della sicurezza dell'intera infrastruttura, ma non sottende Comuni di nuova metanizzazione.

4.2.9.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Trento – Civezzano prevede un investimento complessivo di 3.517.379,71 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	2.773.814,04 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	27.800,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	2.801.614,04 €
A.2	ONERI SICUREZZA	112.064,56 €
A.	TOTALE LAVORI IN APPALTO	2.913.678,60 €
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	12.600,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	14.008,07 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	16.809,68 €
B.7	COSAP/TOSAP	6.714,94 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	3.809,67 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	600,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	97.191,33 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	68.779,91 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	12.853,54 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	32.133,84 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	8.438,34 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	219.396,96 €
B.	TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE	283.939,32 €
C.	CONTINGENCY	319.761,79 €
A. + B. + C.	TOTALE INVESTIMENTO	3.517.379,71 €

Tabella 25 - costi tratta Trento - Civezzano

4.2.9.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Trento – Civezzano e le date chiave dell'intervento.

Attività	2028		2029		2030	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva	■	■				
Invio autorizzazioni		■				
Appalto		■				
Esecuzione lavori		■	■	■	■	■
Chiusura tecnico contabile						■

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	febbraio-28	aprile-28
Invio autorizzazioni	90	aprile-28	luglio-28
Appalto	30	luglio-28	agosto-28
Esecuzione lavori	677	settembre-28	luglio-30
Chiusura tecnico contabile	30	luglio-30	agosto-30

4.2.10 TR.TN.010 - NUOVA TRATTA DIMARO – M. DI CAMPIGLIO

La tratta di rete di 3^a specie in progetto che si estende da Dimaro a Madonna di Campiglio sottende una località turistica del comune di Dimaro-Folgarida Pinzolo: Folgarida.

Di seguito le caratteristiche geografiche e demografiche più rilevanti della località in esame.

Elenco nuove località da metanizzare sulla tratta in progetto Dimaro - M. di Campiglio	Superficie territoriale comunale (km ²)	Altitudine (m s.l.m.)	Fascia climatica	Gradi Giorno
Folgarida	0,39	1270	F	3.589

Tabella 26 - dati geografici generali della località della tratta Dimaro- M. di Campiglio

Elenco nuove località da metanizzare sulla tratta in progetto Dimaro-Pinzolo	Popolazione residente	Famiglie residenti
Folgarida	33	19

Tabella 27 - dati demografici della località della tratta Dimaro- M. di Campiglio (fonte ISTAT 2011)

Nella tabella seguente si riporta il numero di utenze potenziali, suddivise per tipologia, nonché la portata di picco oraria e la stima del consumo annuo corrispondente per la frazione di Folgarida. I valori sono stati ottenuti dall'analisi dei dati ISTAT 2011, dai dati forniti dal distributore locale, nonché tramite censimento delle utenze energivore.

Questa località ha una forte connotazione turistica ed è caratterizzata dalla cospicua presenza di Residence di importanti dimensioni con all'interno numerosi miniappartamenti utilizzati per affitti stagionali o seconde case. Ogni unità abitativa è stata classificata e conteggiata come utenza "domestica", per avere la miglior corrispondenza sia con la categoria d'uso del gas naturale sia col numero totale di interni in edifici ad uso residenziale riportato nel censimento ISTAT. Nella specificità di Folgarida, sono presenti 61 edifici ad uso residenziale, 19 dei quali sono abitazioni occupate da persone residenti, mentre i restanti edifici sono accorpatisi in 26 grandi Residence con più di 1.150 appartamenti al loro interno, occupati durante la stagione turistica da ospiti o persone non residenti.

COMUNE (E TIPOLOGIA D'UTENZA)	N° UTENZE POTENZIALI	PORTATA DI PICCO (Smc/h)	CONSUMO ANNUO (Smc/annuo)
FOLGARIDA	1.220	1.338	2.868.871
domestico	1.169	647	1.901.816
albergo	26	602	707.614
terziario	25	89	259.441
Totale complessivo	1.220	1.338	2.868.871

Tabella 28 - utenze potenziali e relativi fabbisogni della località turistica della tratta Dimaro-M. di Campiglio

4.2.10.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Dimaro – M. di Campiglio prevede un investimento complessivo di 5.342.544,64€. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	4.266.793,42 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	27.800,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	4.294.593,42 €
A.2	ONERI SICUREZZA	171.783,74 €
A.	TOTALE LAVORI IN APPALTO	4.466.377,16 €
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	14.400,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	21.472,97 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	25.767,56 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	13.637,70 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	600,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	130.083,26 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	94.728,17 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	17.772,61 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	44.431,51 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	11.480,62 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	298.496,17 €
B.	TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE	390.481,60 €
C.	CONTINGENCY	485.685,88 €
A. + B. + C.	TOTALE INVESTIMENTO	5.342.544,64 €

Tabella 29 - Costi tratta Dimaro - M. di Campiglio

4.2.10.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Dimaro – M. di Campiglio e le date chiave dell'intervento.

Attività	2027		2028		2029		2030	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva								
Invio autorizzazioni								
Appalto								
Esecuzione lavori								
Chiusura tecnico contabile								

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	ottobre-27	dicembre-27
Invio autorizzazioni	120	dicembre-27	marzo-28
Appalto	30	aprile-28	aprile-28
Esecuzione lavori	641	giugno-28	marzo-30
Chiusura tecnico contabile	30	marzo-30	aprile-30

4.2.11 TR.TN.011 - NUOVA TRATTA GIOVO - MEZZOLOMBARDO

Questa tratta è strategica per realizzare la magliatura tra le RE.MI. di Giovo e la RE.MI. di Mezzolombardo, pertanto è funzionale alla continuità del servizio ed al miglioramento della sicurezza dell'intera infrastruttura, ma non sottende Comuni di nuova metanizzazione.

4.2.11.1 STIMA COSTI DELL'INTERVENTO

La tratta Giovo - Mezzolombardo prevede un investimento complessivo di 4.702.372,26 €. Nella tabella sottostante vengono riportati i costi suddivisi per tipologia:

Codice	Descrizione	Importo
	RETE GAS AP 3° SPECIE	3.736.912,71 €
	IMPIANTI DI PROTEZIONE CATODICA	27.800,00 €
A.1	TOTALE IMPORTO LAVORI	3.764.712,71 €
A.2	ONERI SICUREZZA	150.588,51 €
A.	TOTALE LAVORI IN APPALTO	3.915.301,22 €
B.1	RILIEVI, ACCERTAMENTI, INDAGINI	13.800,00 €
B.4	INTERVENTI MANODOPERA NR S.P.A.	18.823,56 €
B.6	ACQUIS. AREE, ESPROPRI, SERVITÙ, OCCUPAZIONI, DANNI	22.588,28 €
B.7	COSAP/TOSAP	16.431,12 €
B.8	SPESE PER ANALISI E COLLAUDI	4.970,33 €
B.9	SPESE PER OSSERVATORIO LL.PP	600,00 €
B.10	IMPREVISTI	10.000,00 €
B.11.1	SPESE TECNICHE – PROGETTAZIONE ESECUTIVA	119.610,98 €
B.11.2	SPESE TECNICHE – DIREZIONE LAVORI E COLLAUDI	85.920,26 €
B.11.3	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZA CSP	16.103,54 €
B.11.4	SPESE TECNICHE – COORDINATORE DI SICUREZZE CSE	40.258,84 €
B.11.5	CONTRIBUTO PREVIDENZIALE 4%	10.475,74 €
B.11	TOTALE SPESE TECNICHE	272.369,36 €
B.	TOTALE SOMME A DISPOSIZIONE	359.582,65 €
C.	CONTINGENCY	427.488,39 €
A. + B. + C.	TOTALE INVESTIMENTO	4.702.372,26 €

Tabella 30 - Costi tratta Giovo - Mezzolombardo

4.2.11.2 CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma della tratta Giovo – Mezzolombardo e le date chiave dell'intervento.

Attività	2029		2030		2031	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva						
Invio autorizzazioni						
Appalto						
Esecuzione lavori						
Chiusura tecnico contabile						

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	febbraio-29	aprile-29
Invio autorizzazioni	90	aprile-29	luglio-29
Appalto	30	luglio-29	agosto-29
Esecuzione lavori	551	settembre-29	marzo-31
Chiusura tecnico contabile	30	marzo-31	aprile-31

4.2.12 Importi e crono programmi relativi alle cabine remi

Si riportano, per completezza, le stime dei costi dei gruppi di riduzione e misura, arrotondate per convenzione alla seconda cifra decimale, e i loro relativi cronoprogrammi.

4.2.12.1 STIMA COSTO RE.MI. TR.TN.A – TRENTO VELA

Codice	Descrizione	Importo
A.	Totale lavori in appalto	1.925.478,21 €
B.	Totale somme a disposizione	349.421,73 €
C.	Contingency	227.489,99 €
A. + B. + C.	Importo Complessivo	2.502.389,83 €

4.2.12.2 CRONOPROGRAMMA RE.MI. TR.TN.A – TRENTO VELA

Attività	2022		2023	
	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva				
Invio autorizzazioni				
Appalto				
Esecuzione lavori				
Chiusura tecnico contabile				

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	maggio-22	giugno-22
Invio autorizzazioni	90	luglio-22	settembre-22
Appalto	30	settembre-22	ottobre-22
Esecuzione lavori	270	marzo-23	novembre-23
Chiusura tecnico contabile	30	novembre-23	dicembre-23

4.2.12.3 STIMA COSTO RE.MI. TR.TN.B – TIONE

Codice	Descrizione	Importo
A.	Totale lavori in appalto	275.074,22 €
B.	Totale somme a disposizione	101.861,13 €
C.	Contingency	37.693,53 €
A. + B. + C.	Importo Complessivo	414.628,88 €

4.2.12.4 CRONOPROGRAMMA RE.MI. TR.TN.B – TIONE

	2022		2023		2024	
Attività	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva						
Invio autorizzazioni						
Appalto						
Esecuzione lavori						
Chiusura tecnico contabile						

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	settembre-22	ottobre-22
Invio autorizzazioni	90	ottobre-22	gennaio-23
Appalto	30	gennaio-23	febbraio-23
Esecuzione lavori	120	aprile-24	luglio-24
Chiusura tecnico contabile	30	luglio-24	agosto-24

4.2.12.5 STIMA COSTO RE.MI. TR.TN.C – MEZZOLOMBARDO

Codice	Descrizione	Importo
A.	Totale lavori in appalto	1.184.390,93 €
B.	Totale somme a disposizione	238.258,64 €
C.	Contingency	142.264,96 €
A. + B. + C.	Importo Complessivo	1.564.914,53 €

4.2.12.6 CRONOPROGRAMMA RE.MI. TR.TN.C – MEZZOLOMBARDO

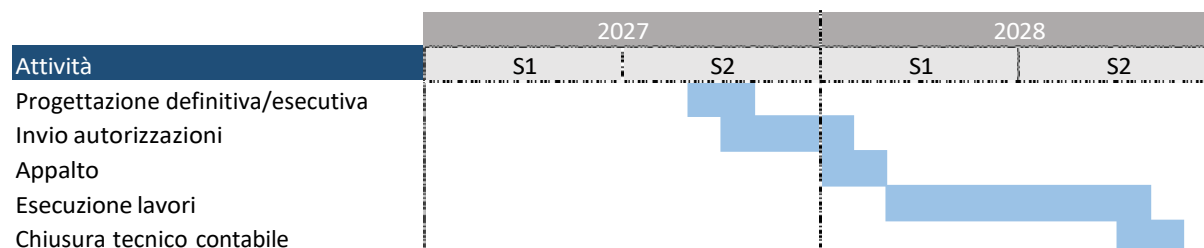
	2024		2025		2026	
Attività	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Progettazione definitiva/esecutiva						
Invio autorizzazioni						
Appalto						
Esecuzione lavori						
Chiusura tecnico contabile						

Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	giugno-24	agosto-24
Invio autorizzazioni	90	agosto-24	ottobre-24
Appalto	150	ottobre-24	marzo-25
Esecuzione lavori	240	marzo-26	ottobre-26
Chiusura tecnico contabile	30	ottobre-26	novembre-26

4.2.12.7 STIMA COSTO RE.MI. TR.TN.D – CIVEZZANO

Codice	Descrizione	Importo
A.	Totale lavori in appalto	1.039.397,91 €
B.	Totale somme a disposizione	216.509,69 €
C.	Contingency	125.590,76 €
A. + B. + C.	Importo Complessivo	1.381.498,36 €

4.2.12.8 CRONOPROGRAMMA RE.MI. TR.TN.D – CIVEZZANO

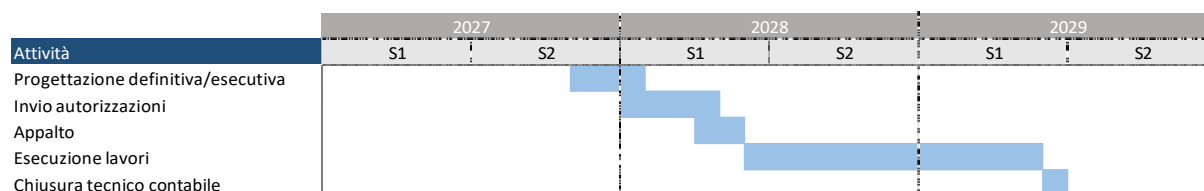


Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	settembre-27	ottobre-27
Invio autorizzazioni	90	ottobre-27	gennaio-28
Appalto	30	gennaio-28	febbraio-28
Esecuzione lavori	242	marzo-28	ottobre-28
Chiusura tecnico contabile	30	ottobre-28	novembre-28

4.2.12.9 STIMA COSTO RE.MI. TR.TN.E – GIOVO

Codice	Descrizione	Importo
A.	Totale lavori in appalto	1.789.858,84 €
B.	Totale somme a disposizione	329.078,83 €
C.	Contingency	211.893,77 €
A. + B. + C.	Importo Complessivo	2.330.831,44 €

4.2.12.10 CRONOPROGRAMMA RE.MI. TR.TN.E – GIOVO



Attività	Durata (gg)	Data inizio	Data fine
Progettazione definitiva/esecutiva	60	novembre-27	gennaio-28
Invio autorizzazioni	90	gennaio-28	aprile-28
Appalto	30	aprile-28	maggio-28
Esecuzione lavori	365	giugno-28	maggio-29
Chiusura tecnico contabile	30	giugno-29	giugno-29

4.3 Benefici e Costi Totali

4.3.1 Quantificazione dei benefici totali

La relazione dell'analisi costi benefici di Gasdotti Alpini segue i requisiti indicati dall'ARERA attraverso la 468/18 e successive modifiche.

Gasdotti Alpini evidenzia i seguenti benefici per la collettività:

1. Beneficio B2 – variazione del social welfare connessa alla sostituzione dei combustibili attualmente in uso (Fuel Switching).

Questo beneficio costituisce una delle quote più rilevanti dei benefici complessivi stimati da Gasdotti Alpini nei 25 anni di valutazione dell'ACB. Questo è dovuto alla minore efficienza dei combustibili alternativi al metano utilizzati attualmente nelle valli della Provincia Autonoma di Trento non ancora raggiunte dal servizio di fornitura gas che risultano meno economici per l'utenza.

Attraverso i dati forniti dagli Enti Locali della Provincia di Trento (dati PAES/PEAP), Gasdotti Alpini ha potuto proporre le sue stime riguardanti il beneficio relativo al fuel switching. Per le comunità di valle della Val Di Sole e della Val Rendena sono stati utilizzati dei valori puntuali circa la percentuale di utilizzo dei combustibili alternativi. Per le restanti comunità di valle, per le quali non sono presenti dati puntuali, Gasdotti Alpini applica il valore medio dei dati PAES.

La tabella seguente riporta le percentuali di utilizzo dei combustibili attualmente in uso nell'area da metanizzare:

Comunità di valle	Gasolio	GPL
Val Rendena	90%	10%
Val di Sole	95%	5%
Altre	84%	16%

Tabella 31 - Mix di fonti energetiche utilizzate nelle aree non metanizzate del Trentino

Per il costo delle fonti energetiche sono stati utilizzati i dati forniti da SNAM nell'appendice dei criteri applicativi relativa all'anno 2022 (Snam 2021b); unicamente per i valori relativi all'anno 2020 si è fatto riferimento all'appendice dei criteri applicativi relativa all'anno 2020. Il costo utilizzato da Gasdotti Alpini è una media dei due scenari proposti da SNAM ("National Trend" e "Global Ambition"). Tramite interpolazione, è stato stimato il costo per ogni anno dell'orizzonte temporale considerato; per gli anni successivi al 2040 si sono supposti costanti i valori del 2040. La maggiore efficienza del metano permette risparmi maggiori rispetto all'attuale mix energetico, concorrendo a sostenere l'investimento proposto da Gasdotti Alpini. Nella tabella di seguito sono rappresentati i costi delle fonti energetiche utilizzati:

Fonte	2020	2025	2030	2035	2040
Metano	0,020	0,023	0,021	0,021	0,022
Gasolio	0,058	0,082	0,085	0,091	0,097
GPL	0,058	0,082	0,084	0,090	0,095

Tabella 32 - Costi delle fonti energetiche in €/kwh come forniti dall'Appendice Informativa di Snam ai Criteri Applicativi

Il beneficio derivante dal Fuel Switching ha uno sviluppo incrementale dipendente dal numero dei nuovi utenti raggiungibili dall'operazione di metanizzazione. Il beneficio complessivo cumulato allo scadere del venticinquesimo anno del piano sarà di circa **€ 582 milioni**. Il valore attuale netto del beneficio, utilizzando un tasso di attualizzazione del 4%, sarà di circa **€ 297 milioni**.

2. Beneficio B3n - Incremento della sicurezza e dell'affidabilità delle forniture in condizioni normali.

L'incremento della sicurezza e dell'affidabilità dell'infrastruttura si verifica compiutamente dal momento del completamento dello sviluppo dei tratti di rete propedeutici alla stessa (Campiglio – Dimaro, Cles – Dimaro, Madruzzo – Arco, Pinzolo – Campiglio, Tione – Madruzzo, Tione – Pinzolo, Trento – Vallelaghi, Cles – Mezzolombardo). Quando l'infrastruttura sarà completata e gli utenti serviti saranno ancora minimi, il beneficio B3n risulterà massimo avendo a disposizione potenzialmente una grande quantità di portata del gas non ancora utilizzata da allocare nei punti di uscita di Tione e Arco. Successivamente, il beneficio andrà a diminuire parallelamente all'aumentare dei punti di riconsegna serviti. Infatti, gli utenti che nell'anno N non usufruiranno del servizio di distribuzione/trasporto del gas contribuiranno alla massimizzazione del beneficio.

Per la valorizzazione del *cost of gas disruption* (costo associato all'interruzione del gas) è stato utilizzato il valore indicato per l'Italia da ENTSG nel Ten-Year Network Development Plan 2020 (Annex D - Methodology, paragrafo 3.1.4, pag. 29), vale a dire 87,4 €/MWh. Tale valore è stato utilizzato sia per il calcolo del B3n sia per il B3d, come indicato dall'Appendice Informativa ai Criteri Applicativi.

Le analisi effettuate dimostrano come anche in presenza di una climatica eccezionale, ovvero *stress consumption*, (presenza di temperature particolarmente rigide, e conseguente elevato consumo, con probabilità di accadimento di una volta ogni 20 anni) l'infrastruttura di trasporto di Gasdotti Alpini riesca ad operare e a garantire il flusso di gas e la ridondanza della rete. Essa inoltre, anche in presenza degli eventi climatici accennati, è in grado di fornire ulteriore capacità nei punti di uscita di Arco e Tione. Il beneficio dall'incremento della sicurezza in condizioni normali è comunque marginale rispetto agli altri, partecipando ai benefici totali cumulati attualizzati per **€ 440.566**.

3. Beneficio B3d - Incremento della sicurezza e della affidabilità delle forniture in condizioni di stress.

Procedendo allo stesso modo, è stato possibile quantificare il beneficio derivante dall'incremento di sicurezza ed affidabilità delle forniture in presenza di condizioni di *stress disruption*, ovvero quando si verifica un funzionamento anomalo dell'infrastruttura. La differenza sostanziale con il beneficio B3n riguarda le casistiche di climatica da considerare, l'ammontare di giorni di durata dell'evento eccezionale e la probabilità di accadimento dell'evento, così come indicato nell'Appendice Informativa aggiornata al 2021. Inoltre, è stato scorporato l'effetto del double counting sull'ammontare nella valorizzazione rispetto alla casistica di *stress consumption*. Il beneficio così stimato ha un valore totale attualizzato di ca. **€ 5,4 milioni**.

4. Beneficio B5 – Riduzione esternalità negative derivanti dall'emissione di CO₂.

Uno dei vantaggi nell'utilizzo del metano rispetto ad altri combustibili è il saving derivante dalla minore emissione di anidride carbonica nell'atmosfera. Il metano comporta un risparmio emissivo di anidride carbonica considerevole rispetto alle fonti alternative attualmente utilizzate nella regione, in particolare rispetto agli altri combustibili fossili.

L'emissione di CO₂ nell'atmosfera è infatti uno dei principali responsabili dei cambiamenti climatici e del processo di disgelo delle catene montuose italiane, fondamentali per l'economia del territorio.

Seguendo le indicazioni dell'Appendice Informativa, sono stati utilizzati i dati Ispra 2018, secondo cui il GPL e il gasolio emettono rispettivamente 0,236 e 0,265 kg al kwh contro gli 0,207 kg al kwh del metano (+14% e +28). Le biomasse sono supposte invece carbon-neutral.

L'incrocio tra il differenziale di CO₂ emessa dal metano rispetto alle altre fonti energetiche, il numero di utenze servite e i valori relativi all'attuale mix energetico permette di quantificare un risparmio di € **29,3 milioni** attualizzati complessivi nell'arco piano.

5. Beneficio B6 – Riduzione esternalità negative derivanti dall'emissione non di CO₂

Il saving in questo caso fa riferimento a tutte le esternalità negative non associabili alla CO₂, vale a dire NO_x, SO₂, PM_{2,5}, PM₁₀, NH₃ e NMVOC. Seguendo le indicazioni dell'Appendice Informativa ai criteri applicativi, i dati riguardanti le emissioni fanno riferimento ai dati Ispra del 2018 mentre la valorizzazione monetaria dell'emissione è fornita dall'appendice stessa. Essendo il metano considerato una fonte più pulita rispetto a quelle attualmente in uso nell'area che si intende metanizzare, questo beneficio rappresenta una fetta fondamentale dei benefici complessivi del piano.

Fonte	NO _x	PM 2,5	NH ₃	PM 10	NMVOC	SO ₂
Metano	0,029	0,0002	-	0,0002	0,005	0,0003
Gasolio	0,05	0,004	-	0,004	0,003	0,047
GPL	0,029	0,002	-	0,002	0,002	0,002

Tabella 33 - Emissioni per fonte energetica utilizzate per il calcolo del beneficio B6 - valori espressi in Kg/Gj

Il beneficio B6 partecipa ai benefici totali per circa € **41,2 milioni** attualizzati. La riduzione di NO_x contribuisce al beneficio totale per il 13,6%, la riduzione di PM_{2,5} per il 15,6%, la riduzione di PM₁₀ per il 10,2% e la riduzione di SO₂ per il 61,2%.

Non è stata presa in considerazione la riduzione di emissione di gas in atmosfera (c.d. methane leakage) poiché non applicabile alla tipologia di interventi previsti.

Non è stato possibile evidenziare altri benefici indicati nella delibera 468/18 quali in quanto non pertinenti con il progetto in analisi:

- *B1: Variazione del social welfare associato alla riduzione dei costi di fornitura del gas;*
- *B2t: Variazione del social welfare legato alla sostituzione dei combustibili nel settore termoelettrico;*
- *B4: Costi di investimento evitati per obblighi normative o prescrizioni autorizzative che sarebbero necessari nello scenario in cui l'infrastruttura di Gasdotti Alpini non venisse costruita;*
- *B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico;*
- *B8: Riduzione dei costi di compressione;*
- *B9: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico.*

Inoltre, poiché anche in questo caso non pertinenti al progetto in analisi, non è stato possibile quantificare i benefici quantitativi non direttamente monetizzabili indicati nei criteri applicativi dell'ACB redatta da SNAM quali:

- *l'indicatore N-1, riguardante la capacità del sistema gas di soddisfare la domanda di picco giornaliera in caso di interruzione della principale infrastruttura di importazione;*
- *l'import route diversification index, riguardante il grado di diversificazione delle fonti e della capacità di importazione;*
- *Il bidirectional project index, che misura l'incidenza della capacità di controflusso sulla capacità complessiva di flusso prevalente.*

4.3.2 Quantificazione dei costi totali

Per tutti gli interventi i costi sono stati stimati 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 di Snam. I costi individuati nel documento ed applicabili a questa tipologia di intervento sono principalmente tre: i costi d’investimento per la realizzazione dell’intervento, i costi operativi e i costi della rete di distribuzione per quanto riguarda le nuove metanizzazioni.

4.3.2.1 COSTI DI INVESTIMENTO

Per quanto riguarda i **costi di investimento** in capo ai trasportatori, la quasi totalità dei costi è a carico di Gasdotti Alpini.

Per la stima dei costi di investimento in capo a Gasdotti Alpini è stato svolto uno studio di fattibilità con un preventivo puntuale dei costi e delle tempistiche. Gasdotti Alpini ha ritenuto opportuno utilizzare dei costi diversi dai costi unitari indicati da Snam nell’Appendice Informativa ai Criteri applicativi dell’Analisi Costi-Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto. Infatti, i costi proposti da Snam sono da intendersi come valori medi per l’intero territorio nazionale e derivano da un insieme di interventi tra loro eterogenei, di complessità mediamente maggiore rispetto a quella propria della costruzione di una rete regionale (es. reti non solo in terza specie ma anche di prima e seconda specie, ovvero esercite a pressioni molto maggiori); per questi motivi si ritiene che adottarli per la quantificazione dei costi di realizzazione dell’intervento in questione genererebbe una sovrastima dei costi.

Dunque, per la quantificazione dei costi, sono stati stimati dei costi unitari specifici, sulla base dell’esperienza quanto alle condizioni di fornitura di beni e servizi acquisiti dal Gruppo con specifico riferimento alla realizzazione di infrastrutture energetiche gas, in ragione della tipologia dell’intervento e della conoscenza del territorio trentino e delle imprese che vi operano.

Ai costi unitari così stimati è stata poi aggiunta la valorizzazione dell’impatto sul costo di investimento di eventi imprevedibili (cosiddetta contingency); la contingency è stata fissata al 10%, che si ritiene un valore più che realistico data l’accuratezza della progettazione e del conseguente spending effettuata da Gasdotti Alpini.

Dunque, i costi di investimento per la realizzazione della rete di trasporto di Gasdotti Alpini, già corretti per gli effetti fiscali, ammontano ad un totale attualizzato di **63 milioni** di euro.

Si precisa che sono stati computati anche i costi relativi agli interventi di Snam Rete Gas spa funzionali alla realizzazione del piano (cfr. paragrafo 5). Si è ritenuto comunque opportuno inserire sin d’ora nell’analisi costi/benefici anche un’ulteriore contingency relativa a potenziali nuovi costi emergenti per il potenziamento delle REMI di Giovo e di Trento Vela a carico dell’impresa maggiore di trasporto (costi di altri trasportatori). In tale prospettiva, è stato quindi considerato un costo di 2 milioni di euro per RE.MI., a cui è stato applicato un fattore correttivo per effetti fiscali del 9%. Di conseguenza, il totale attualizzato dei costi in capo a Snam, già corretto per gli effetti fiscali, è di **3 milioni di euro**.

4.3.2.2 COSTI OPERATIVI

In secondo luogo, sono stati stimati i **costi operativi** per la gestione dell'infrastruttura, da distinguere in costi operativi fissi e costi operativi variabili, seguendo le indicazioni dei "Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto".

Costi operativi fissi

I costi operativi fissi riguardano tutti i costi necessari all'esercizio e alla manutenzione della nuova infrastruttura incluso il costo del personale. L'infrastruttura progettata per questo piano si compone principalmente di metanodotti e di impianti di regolazione e misura (RE.MI.). Per quanto riguarda i costi associati alla categoria base metanodotti, è stato utilizzato il valore indicato nell'Appendice Informativa per gli interventi di Rete Regionale che comprende il costo del lavoro incrementale derivante dalla necessità di disporre di ulteriore personale per la gestione dell'infrastruttura (3,91 €/m). Per quanto riguarda il costo operativo fisso relativo alla gestione delle REMI, stato calcolato in **4.093 €/RE.MI.**, come stabilito nei "Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto".

Costi operativi variabili

I costi operativi variabili sono composti da due componenti: le perdite di rete e gli eventuali autoconsumi.

Le perdite di rete sono state stimate applicando i coefficienti di emissione rilevati ai fini del riconoscimento tariffario, come identificati nella tabella 6 della delibera ARERA 114/2019/R/gas e riportati per comodità nella tabella seguente. Il loro valore monetario è stato determinato utilizzando i prezzi gas ottenuti come media degli scenari proposti da SNAM (nell'Appendice Informativa).

	Fattore di emissione	Unità di misura
Emissioni fuggitive		
Pipeline	0,529	Smc/km/a
Stazioni di regolazione e misura (REMI)	(*)	Smc/sorgente/a
Emissioni pneumatiche		
Rete (valvole ad azionamento pneumatico)	13,6	Smc/sorgente/a
Emissioni da ventato		
Rete, R&R e REMI	20,45	Smc/km/a

(*) Il fattore di emissione per le Stazioni di Regolazione e Misura (REMI) con P<12 bar riconosciuto ai fini tariffari assume i seguenti valori: 290 Smc/sorgente/a nel 2021, 250 nel 2022 e 210 nel 2023.

Tabella 34 - Coefficienti di emissione identificati nella delibera ARERA 114/2019/R/gas ed utilizzati per l'analisi costi benefici.

Le spese associate ai consumi gas sono state stimate adottando costi unitari differenziati per categoria base. Nel caso dell'intervento di questo piano, non è prevista la realizzazione di centrali di spinta o altri asset complessi che richiedono consumi di gas rilevanti; di conseguenza, sono stati considerati solo i costi relativi ai consumi per la categoria base metanodotto, come quantificati nell'Appendice Informativa (0,35 €/m).

In conclusione, nell'orizzonte temporale dell'analisi costi benefici (vale a dire 25 anni), i costi operativi totali attualizzati ammontano a **7,8 milioni** di euro.

4.3.2.3 COSTI DELLA DISTRIBUZIONE

Infine, per quanto riguarda le aree di nuova metanizzazione, sono stati stimati i **costi della rete di distribuzione**, che, come da Appendice Informativa, comprendono i costi di realizzazione della rete cittadina, l'allacciamento alla rete di trasporto, la realizzazione di eventuali feeder intercomunali e i costi associati alla conversione a gas naturale degli apparati dei clienti finali.

Per la stima delle prime tre voci di costo, è stato elaborato uno studio di progettazione di massima della rete di distribuzione; è stato inoltre valorizzato il costo di conversione degli apparati finali differenziato per tipologia di fonte energetica attualmente utilizzata.

Il costo totale della rete di distribuzione così ottenuto è di **111 milioni** di euro attualizzati. Anche in questo caso, coerentemente con quanto previsto per gli investimenti relativi al Trasporto, si è applicato un fattore correttivo degli effetti fiscali pari al 9%, ottenendo così un costo di investimento totale per la rete di distribuzione pari a **102 milioni di euro**.

I costi operativi relativi alla distribuzione ammontano a **€6,8 milioni** attualizzati.

Inoltre, le reti di distribuzione così ipotizzate sarebbero coerenti con le condizioni di sviluppo della rete di Distribuzione potenzialmente elaborabili dalla Provincia Autonoma di Trento (quale Stazione Appaltante) per l'affidamento del servizio di distribuzione gas dell'ATEM di Trento, in quanto in grado di garantire la sostenibilità del rapporto Benefici/Costi (come da D.M. 2011 n. 226).

Quanto sopra è coerente con le risultanze del Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030 (PEAP) approvato dalla Giunta provinciale con deliberazione n. 952 dell'11 giugno 2021 (cfr. Paragrafo 5 infra).

Tali obiettivi sono coerenti con quello generale e con quelli specifici perseguiti con il presente Piano.

4.3.3 Ulteriori benefici derivanti dal supporto alla transizione verso il *green gas*

Gasdotti Alpini si impegna a contribuire al processo di decarbonizzazione e al passaggio alle fonti energetiche rinnovabili, come il biometano e, più in generale, il *green gas*.

I consumi riguardanti le energie rinnovabili in Italia sono costantemente in crescita. Snam e Terna, nel *documento di descrizione degli scenari*, evidenziano come il consumo derivante da fonti energetiche rinnovabili (FER) sia cresciuto del 5,4% dal 2011 al 2017 superando così il target del 17% di copertura dei fabbisogni utilizzando energia rinnovabile nel 2020. Il piano italiano si presenta quindi in linea con gli obiettivi del *Clean Energy for all europeans Package* che ha indicato una copertura delle FER sul totale del 30% per il 2030.

Tra le varie fonti rinnovabili, il biometano è attualmente quella che offre una maggiore capacità di implementazione nei diversi settori. Infatti, esso è adattabile a tutti e quattro i grandi settori, ovvero il settore industriale, il settore della generazione elettrica, quello civile e per ultimo quello del trasporto.

Dal 2018 in Italia è possibile mettere in rete il combustibile prodotto da rifiuti urbani, scarti agroalimentari, fanghi di depurazione e di discariche esaurite. Con più di 1600 impianti di produzione di biogas il Paese è il secondo in Europa dopo la Germania e ha quindi un potenziale produttivo di biometano stimato al 2030 in 10 miliardi di metri cubi, pari al 10% dell'attuale fabbisogno annuo di gas naturale (Legambiente, 2019).

Le scelte strategiche trovano manifestazione anche negli incentivi statali diretti allo sviluppo della produzione del biometano ai verso i produttori.

Ai sensi del decreto interministeriale sul Biometano datato 2 Marzo 2018, il produttore di biometano può richiedere la connessione alle reti della distribuzione e del trasporto del gas metano. Tali richieste dovranno essere obbligatoriamente accettate dal trasportatore ai sensi delle disposizioni contenute nel proprio Codice di Rete. Gasdotti Alpini, nella stesura del suo Codice di Rete, descrive le procedure sottese al su descritto collegamento. È fatta comunque salva la possibilità del produttore del biometano di realizzare in proprio le opere propedeutiche alla successiva connessione.

Con riferimento al Trentino, Gasdotti Alpini darebbe impulso all'utilizzo del biometano nella provincia (da sempre particolarmente attenta al tema della sostenibilità), garantendo nuovi punti di immissione con la sua infrastruttura. Si evidenzia, inoltre, che in Trentino esistono già diverse realtà che si occupano di produzione di biometano e tale numero è destinato ad aumentare. Infatti, il Piano Energetico Ambientale Provinciale identifica nel biometano una componente importante della strategia di decarbonizzazione e, nella sezione II capitolo 12, stima una produzione potenziale di biogas nel territorio trentino compresa tra 1.500.000 e 2.500.000 Nm³/anno. Di questi valori, una quantità compresa tra 800.000 e 2.200.000 Nm³/anno è sviluppabile nei territori direttamente coinvolti dal Piano. Inoltre, il presente Piano agisce in maniera indiretta su tutta la quantità prodotta nella provincia, facilitandone l'interscambio all'interno del territorio provinciale.

Gasdotti Alpini quindi si impegna a percorrere questa direzione, grazie al coordinamento continuo con l'impresa maggiore di trasporto, i privati proprietari degli impianti di biogas e la provincia ai fini di contribuire al processo di conversione verso un'energia sempre più rinnovabile.

Inoltre, l'assetto infrastrutturale proposto nel presente Piano risulta abilitante rispetto al ruolo dell'idrogeno nel raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Infatti, come evidenziato anche dal PEAP, l'idrogeno costituisce un'importante risorsa per la transizione energetica, grazie ai "costi di transizione relativamente bassi" e "alla riduzione dell'impatto di emissioni di gas serra grazie all'iniezione di idrogeno "verde", prodotto da fonti rinnovabili" (PEAP, Allegato Tecnico 10). In tale ottica, la realizzazione dell'infrastruttura di cui al presente Piano, consentendo di raggiungere le aree attualmente non servite, agevolerà il passaggio all'idrogeno, che potrà essere veicolato "grazie all'utilizzo di un'infrastruttura esistente e unicamente da modificare rispetto alla costruzione di una rete dedicata al puro idrogeno" (PEAP, Allegato Tecnico 10).

4.4 Sostenibilità del piano e indicatori di performance (VAN, B/C, PayBack Period)

A conclusione dell'analisi si riportano le valutazioni di performance complessive del piano.

Il valore attuale netto assume valore positivo. Calcolato in un arco temporale di 25 anni raggiunge una valorizzazione di **€ 197.730.023**. I costi di investimento per il Trasporto sono ripartiti su un arco temporale di 9 anni, mentre quelli per la Distribuzione sono gradualmente sostenuti in tutti e i 25 anni del piano (o per infrastruttura o per allacciamento delle singole utenze). I costi operativi sono previsti per tutta la durata del piano e avranno un andamento crescente parallelo alla messa a terra dell'opera. Essi riguardano principalmente oneri fissi relativi alle manutenzioni o ispezioni e oneri variabili relativi a interventi per il ripristino della continuità del servizio. Anche i benefici presentano un andamento crescente durante l'arco temporale del Piano, coerentemente con il crescere dei punti di riconsegna serviti.

Il rapporto dei benefici su costi assume anch'esso valore positivo attestandosi a **2,124** e superando la soglia limite di 1 indicata dall'ARERA nella delibera 114/19. Inoltre, nella delibera indicata all'articolo 5 comma 3 si esplicita il riconoscimento di un tasso di remunerazione degli investimenti aggiuntivo pari a 1,5%, riconosciuto per 10 anni. Al comma 4 dello stesso articolo vengono riportati i requisiti per il riconoscimento: uno di questi è l'evidenza di un rapporto benefici su costi maggiore o uguale a 1,5.

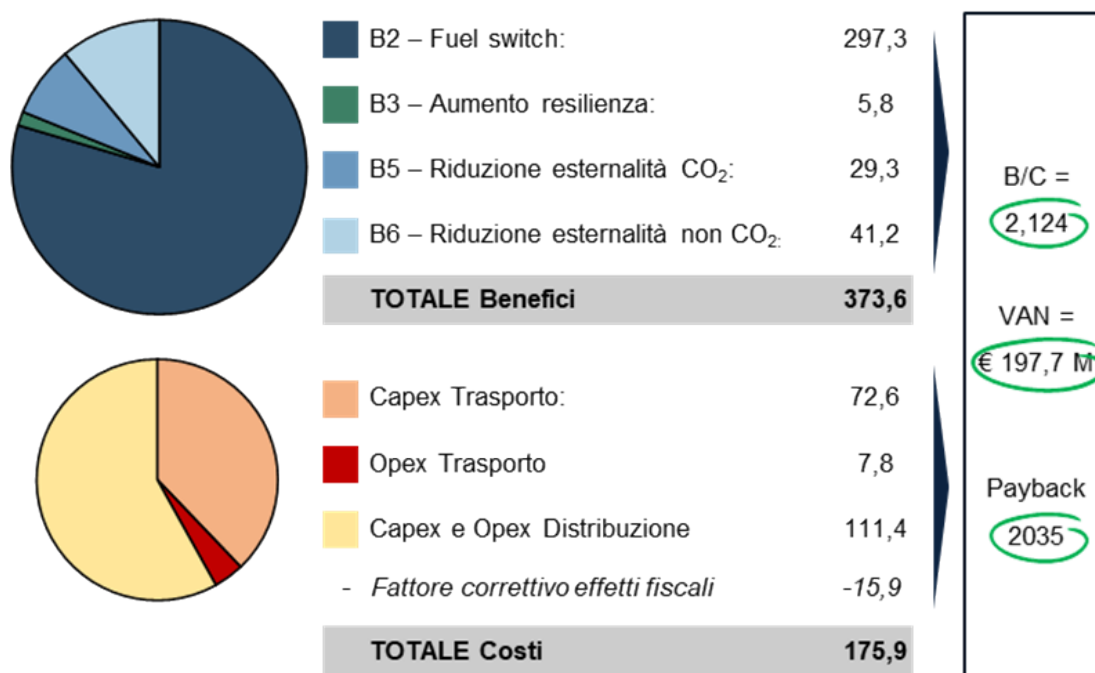
Seguendo le indicazioni dell'allegato della delibera 468/18, si riporta anche il **Payback Period** del progetto. Si evidenzia quindi il momento in cui i benefici cumulati saranno maggiori ai costi cumulati. Nel Piano di Gasdotti Alpini, questo avviene al **quattordicesimo anno** di piano, vale a dire nel 2035.

Di seguito si riporta uno schema riassuntivo dei benefici e dei costi relativi al piano di Gasdotti Alpini; i valori sono espressi in milioni di euro. Per i valori attualizzati è stato utilizzato un tasso di sconto del 4%, come indicato nei Criteri Applicativi dell'ACB.

	B1	B2m	B2t	B3n	B3d	B4o	B4p	B5	B6	B7	B8	B9	Tot. Benefici	Capex Trasporto	Opex Trasporto	Costi distribuzioni	Fattore correttivo effetti fiscali	Tot. Costi
2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,80	0,07	-	1,69	17,18
2024	-	0,61	-	-	-	-	-	0,04	0,11	-	-	-	0,75	12,85	0,17	16,10	-	26,52
2025	-	2,20	-	-	-	-	-	0,13	0,38	-	-	-	2,71	8,38	0,24	19,11	-	25,27
2026	-	4,24	-	-	-	-	-	0,25	0,68	-	-	-	5,18	10,95	0,29	6,52	-	16,20
2027	-	5,94	-	-	-	-	-	0,35	0,94	-	-	-	7,23	10,62	0,38	3,15	-	12,92
2028	-	9,49	-	-	-	-	-	0,55	1,49	-	-	-	11,53	12,10	0,47	48,66	-	55,78
2029	-	12,32	-	-	-	-	-	0,71	1,92	-	-	-	14,94	8,45	0,55	4,95	-	12,77
2030	-	15,32	-	-	-	-	-	0,87	2,35	-	-	-	18,54	4,77	0,64	6,46	-	10,89
2031	-	18,00	-	0,07	0,80	-	-	1,01	2,73	-	-	-	22,60	0,74	0,69	4,90	-	5,86
2032	-	20,25	-	0,06	0,77	-	-	1,29	3,01	-	-	-	25,39	-	0,69	4,12	-	4,48
2033	-	22,33	-	0,06	0,75	-	-	1,59	3,26	-	-	-	27,98	-	0,69	3,81	-	4,20
2034	-	24,66	-	0,06	0,72	-	-	1,93	3,54	-	-	-	30,92	-	0,69	3,94	-	4,32
2035	-	27,03	-	0,06	0,70	-	-	2,31	3,82	-	-	-	33,91	-	0,69	3,84	-	4,24
2036	-	29,09	-	0,06	0,68	-	-	2,68	4,04	-	-	-	36,53	-	0,69	3,25	-	3,71
2037	-	31,09	-	0,05	0,66	-	-	3,08	4,26	-	-	-	39,14	-	0,69	3,25	-	3,71
2038	-	33,18	-	0,05	0,64	-	-	3,51	4,48	-	-	-	41,86	-	0,69	3,34	-	3,79
2039	-	35,32	-	0,05	0,62	-	-	3,97	4,71	-	-	-	44,67	-	0,69	3,39	-	3,85
2040	-	37,42	-	0,05	0,60	-	-	4,45	4,92	-	-	-	47,43	-	0,69	3,26	-	3,73
2041	-	39,43	-	0,05	0,59	-	-	4,93	5,12	-	-	-	50,12	-	0,69	3,11	-	3,60
2042	-	40,92	-	0,05	0,57	-	-	5,12	5,32	-	-	-	51,97	-	0,69	3,05	-	3,54
2043	-	42,03	-	0,05	0,56	-	-	5,26	5,46	-	-	-	53,35	-	0,69	2,52	-	3,06
2044	-	43,14	-	0,04	0,54	-	-	5,40	5,61	-	-	-	54,73	-	0,69	2,56	-	3,10
2045	-	43,94	-	0,04	0,53	-	-	5,50	5,71	-	-	-	55,73	-	0,69	2,13	-	2,71
2046	-	44,50	-	0,04	0,52	-	-	5,57	5,78	-	-	-	56,43	-	0,69	1,79	-	2,40
Totale	-	582,45	-	0,84	10,22	-	-	60,50	79,64	-	-	-	733,65	87,67	13,83	157,20	-	20,85
Totale attualizzato	-	297,27	-	0,44	5,36	-	-	29,33	41,20	-	-	-	373,59	72,59	7,81	111,41	-	15,95
VAN	197,73	Rapporto benefici/costi				2,124	Payback period				14 anni							

Stima benefici e costi attualizzati da piano Gasdotti Alpini 2021 (M€)

Valori attualizzati al 4%; applicato il fattore correttivo del 9% per effetti fiscali sui costi di investimento



4.5 Analisi di sensitività su elementi costitutivi analisi economica

In ottemperanza al documento recante i criteri applicativi ACB redatto da SNAM (capitolo 11.1) è stata effettuata un'analisi di sensitività considerando i fattori tra loro deterministicamente indipendenti. Tali valori si considerano critici qualora una loro variazione dell'1% comporti una variazione dell'1% sul VAN.

Sono stati analizzati i costi di investimento, i costi operativi e il cost of gas disruption. La variazione dell'1% di nessuno di questi tre fattori causa una variazione del VAN pari al 1%, come illustrato nella tabella seguente. Di conseguenza, per questi tre fattori non sono riportati gli switching values, ovvero i valori assunti dai fattori critici per i quali il VAN riporta un valore pari a zero.

Fattore potenzialmente critico	Variazione fattore	Variazione VAN	Esito
Costi di investimento	1%	-0,93%	Non critico
Costi operativi	1%	-0,04%	Non critico
Cost of gas disruption	1%	0,03%	Non critico

Tabella 35 - Identificazione dei fattori critici da considerare nell'analisi di sensitività.

Oltre ai fattori presenti nella tabella precedente, è stata effettuata un'analisi relativa all'entrata in esercizio dell'infrastruttura. Il piano proposto da Gasdotti Alpini prevede il 2023 come primo anno di entrata in esercizio dell'infrastruttura, vale a dire l'anno di fine lavori delle tratte Vallelaghi – Madruzzo e Trento-Vallelaghi. Ipotizzando di traslare nel tempo l'intero piano, posticipando l'anno di entrata in esercizio delle due tratte e, a cascata, tutte le altre, un VAN nullo verrebbe raggiunto solo con una posticipazione di almeno **dieci** anni

dell'entrata in esercizio dell'infrastruttura, quindi con un orizzonte superiore all'orizzonte di pianificazione del presente Piano: per questo motivo anche questo fattore critico non è ritenuto effettivamente impattante sulla sostenibilità del Piano per la collettività.

Fattore critico	Switching Value
Anno di entrata in esercizio dell'infrastruttura	2033

Tabella 36 - Identificazione dello switching value per l'anno di entrata in esercizio dell'infrastruttura

4.6 Analisi di scenario: evoluzione nell'utilizzo del gas naturale

L'analisi di scenario conclude l'informativa riguardante la sensitivity prevista dai criteri applicativi dell'ACB e vuole essere un ulteriore approfondimento sviluppato da Gasdotti Alpini volto a dimostrare la sostenibilità del proprio Piano per la collettività. Per l'analisi in oggetto sono state verificate le variazioni subite dal Piano in relazione a una variazione del costo all'ingrosso del gas metano e degli altri combustibili. Nello specifico, gli scenari utilizzati sono stati quelli identificati da Snam, vale a dire il "National Trend" (NT) e "Global Ambition" (GA). Nella prima ipotesi si incorre in una diminuzione del rapporto benefici su costi e del VAN; viceversa, nella seconda ipotesi, si rileva un aumento di entrambi i parametri, come riportato nella tabella sottostante.

Economics	NT	GA
B/C	2,085	2,164
VAN	190.782.632 €	204.677.414 €

Tabella 37 - Indicatori economici negli scenari National Trend (NT) e Global Ambition (GA).

Inoltre, si è effettuata un'analisi circa le possibili alternative di evoluzione della domanda. In contrapposizione allo scenario di baseline, si è considerata un'alternativa nella quale il 70% dei PDR potenziali viene acquisito al 10° anno (scenario ottimistico) e un'alternativa nella quale al 17° viene acquisito il 60% dei PDR e per i restanti anni di piano non viene acquisita nessun'altra utenza in termini percentuali (scenario pessimistico). Entrambi gli scenari presentano un rapporto B/C superiore all'unità ed un VAN positivo, come illustrato nelle tabelle seguenti.

Curva di acquisizione PDR	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Baseline	8%	14%	20%	24%	28%	32%	36%	40%	43%	45%	48%	50%	53%	55%	58%	60%	63%	64%	65%	66%	67%	68%	68%	69%	69%
Scenario Ottimistico	10%	20%	30%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Scenario Pessimistico	5%	8%	12%	15%	18%	20%	23%	25%	30%	33%	35%	40%	45%	50%	53%	55%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%

Tabella 38 – Alternative relative alla % PDR acquisiti in ciascun anno a partire dall'anno di metanizzazione.

Economics	Scenario Ottimistico	Scenario Pessimistico
B/C	2,675	1,774
VAN	309.917.495 €	130.837.402 €

Tabella 39 - Indicatori economici relativi agli scenari di acquisizione dei PDR.

Per concludere l'analisi è stato stimato l'effetto combinato dello scenario "National Trend" per quanto riguarda il costo all'ingrosso dei prezzi dei combustibili e dello scenario Pessimistico per la curva di acquisizione dei PdR. Anche la combinazione di questi due scenari più prudentiali rispetto a quelli considerati nel presente piano riflette valori sia del VAN che del rapporto benefici su costi estremamente positivi, come indicato nella tabella seguente.

Economics	NT + Scenario Pessimistico
B/C	1,740
VAN	125.113.208 €

Tabella 40 – Indicatori economici della peggiore combinazione tra gli scenari analizzati

4.7 Analisi di scenario: impatto derivante dal *blending* con idrogeno

I benefici esposti all'interno del paragrafo 4.4 si riferiscono ad un'evoluzione considerevole come tendenziale nell'utilizzo dell'infrastruttura energetica, ovvero senza l'immissione in rete di vettori energetici differenti rispetto al gas naturale.

Tuttavia, per quantificare al meglio l'impatto sulla collettività della nuova infrastruttura, risulta oggi necessario valutare anche il contributo atteso derivante dall'introduzione nelle reti di Trasporto di una quota di biogas ed idrogeno.

Infatti, se da un lato il biogas è atteso avere un contributo marginale per l'area oggetto dell'intervento, come evidenziato tra l'altro anche dal PEAP provinciale e richiamato nel paragrafo 4.3.3 del presente piano, dall'altro l'idrogeno è chiamato ad avere un ruolo fondamentale nel mix energetico atteso per la Provincia di Trento, fino ad arrivare ad un *blending* con il metano in un rapporto 7:3 negli scenari più ottimistici.

Gasdotti Alpini ritiene quindi opportuno evidenziare l'ulteriore beneficio per la collettività derivante dall'introduzione di una quota di idrogeno in *blending* all'interno dell'infrastruttura proposta.

In particolare, i valori di riferimento in termini quantitativi sono quelli evidenziati nella seguente tabella e derivano da una media degli scenari previsti dal PEAP circa l'introduzione dell'idrogeno nel mix energetico trentino.

% H ₂	2030	2050
Scenario LC_H ₂	3,24%	6,82%
Scenario LC+_H ₂	4,63%	13,46%
Scenario LC_H ₂ +	4,94%	19,84%
Scenario LC+_H ₂ +	9,57%	29,79%
Scenario medio analizzato	5,59%	17,48%

Tabella 41 – Scenari integrazione idrogeno nella rete gas nel trentino da PEAP.

L'idrogeno atteso in rete è da considerarsi come completamente *green*, così come evidenziato anche dal PEAP, e quindi con emissioni nulle.

Per valorizzare invece il prezzo di riferimento atteso si è in questo caso fatto riferimento al costo medio di produzione per idrogeno *green* identificato nello studio dell'European University Institute "A Snapshot of Clean Hydrogen Cost in 2030 and 2050" (Jean-Michel Glachant, Piero Carlo dos Reis, 2021) maggiorato del 10% come markup per il produttore.

In questo modo si ottiene un valore di 0,064 €/kwh per il 2030 che andrà a decrementare fino a 0,048 €/kwh nel 2050. Si è supposto un decremento lineare nel periodo 2030-2050.

Nello scenario analizzato non si considera alcuna introduzione di idrogeno in rete prima del 2030, così come riportato nel grafico seguente.

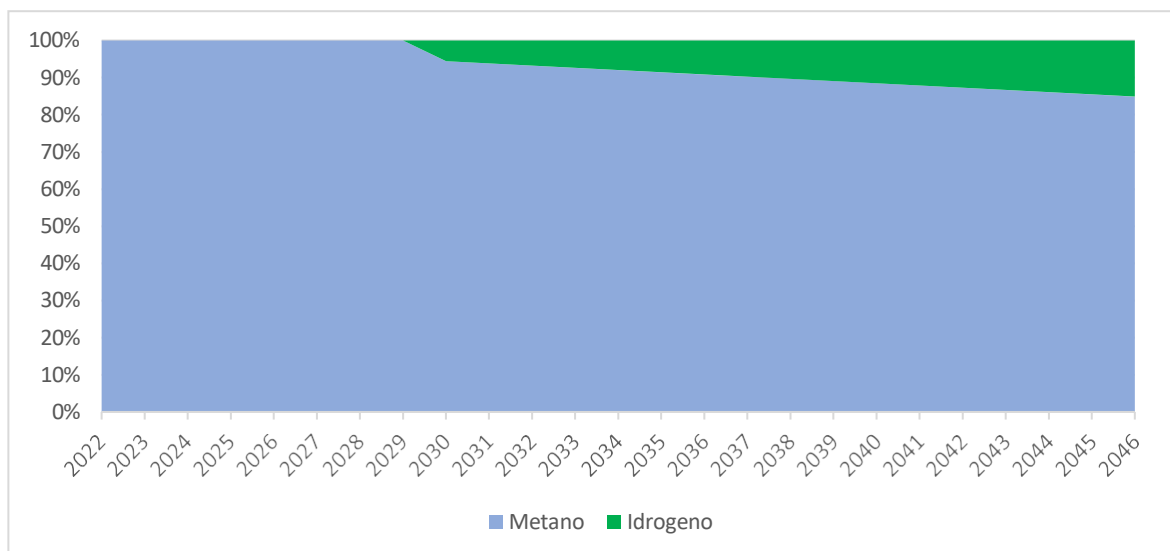


Immagine 14 – Mix *blending* di metano e idrogeno nel periodo di riferimento

In questo scenario il rapporto B/C passerebbe a 2,118 con, tuttavia, un ribilanciamento dei benefici a favore di una contrazione dell’impatto ambientale, come illustrato nella tabella seguente che riporta i benefici per i quali è prevista una variazione in questo scenario rispetto a quello di baseline.

Beneficio	Baseline	Scenario H ₂	Delta
B2 – Fuel switch	297,3	284,2	-13,1
B5 – Riduzione CO₂	29,3	40,4	11,1
B5 – Riduzione inquinanti diversi da CO₂	41,2	42,1	0,9

Tabella 42 – Variazione dei benefici a seguito del *blending* del metano con idrogeno (milioni di €, attualizzati).

4.8 Potenziali sinergie con la rete di distribuzione esistente

Uno degli obiettivi del Piano di Gasdotti Alpini è quello di arrivare ad un assetto infrastrutturale che oltre a consentire la metanizzazione del Trentino occidentale abbia come fulcro l’idea della creazione di una cosiddetta “superstrada dell’energia” che attraversi l’intero Trentino e che superi i limiti dell’infrastruttura attualmente esistente, facilitando lo spostamento dei *green gas* tra le Valli del Trentino, dalla periferia verso i centri di maggior consumo ubicati nella Valle dell’Adige. Tale obiettivo è evidentemente molto ambizioso e richiede quindi significativi investimenti, ancor di più se lo si vuole realizzare in tempi brevi.

Per questa ragione, nel presente Piano è proposto uno sviluppo di nuove infrastrutture funzionale alla estensione del servizio ed alla sua “messa in sicurezza” che ricalca solo in parte quello che potrebbe essere l’assetto nel lungo termine: infatti oltre all’opera di metanizzazione proposta, possono essere considerate anche le reti di alta pressione già esistenti.

Planimetrie delle reti in Alta Pressione nella Provincia di Trento

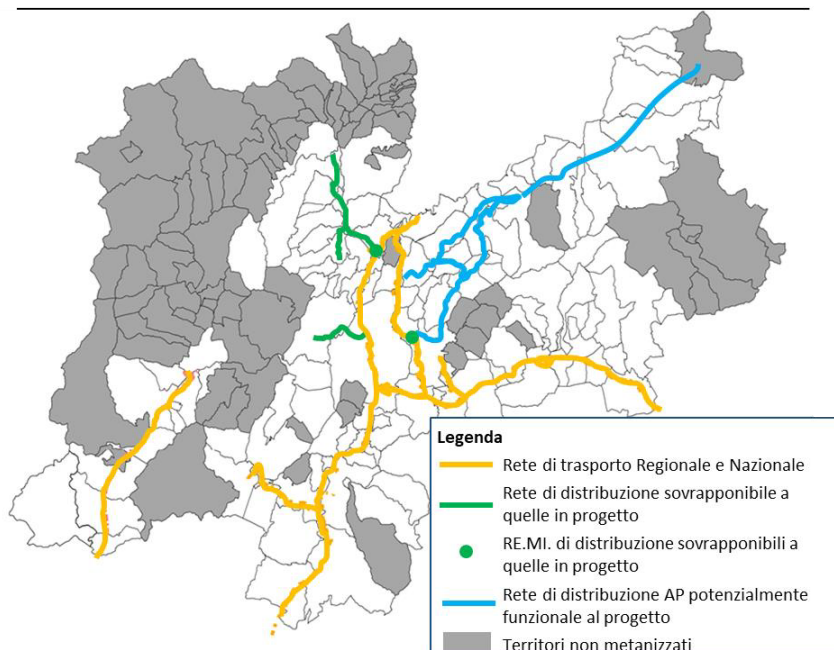


Immagine 15 - Reti in alta pressione attualmente presenti nella provincia di Trento

Gasdotti Alpini ha individuato due possibili opportunità di integrazione del presente Piano che possono portare all’assetto infrastrutturale di lungo termine con un ulteriore aumento dei benefici per la collettività. Infatti, entrambe le opportunità prevedono di sfruttare a pieno le sinergie con le reti di distribuzione in alta pressione di 3° specie attualmente presenti nel Trentino, che sono rappresentate nell’immagine precedente.

Le due opportunità, non mutualmente esclusive ma anzi complementari, sono:

- 1) Riclassificazione delle infrastrutture di distribuzione del Trentino occidentale (rappresentate in verde nell’immagine).
- 2) Integrazione delle infrastrutture di distribuzione del Trentino orientale (rappresentate in celeste nell’immagine).

La prima opportunità prevede che i due tratti di rete di Mezzolombardo - Cles e di Trento - Vallelaghi e le due RE.MI di Mezzolombardo e Civezzano vengano riclassificati da infrastrutture di Distribuzione a infrastrutture di Trasporto. In questo modo, Gasdotti Alpini non dovrebbe costruire ex novo la tratta di Mezzolombardo - Cles né le due RE.MI. e dovrebbe limitarsi ad effettuare il raddoppio del tubo della tratta già esistente di Trento - Vallelaghi, con un risparmio di circa 16M € di investimento (non attualizzati).

La seconda opportunità prevede l’integrazione dinamica della rete in terza specie che alimenta le Valli di Fiemme e Fassa. L’integrazione dinamica rappresenta la possibilità di esercire il punto di interconnessione tra la rete di trasporto e la rete di distribuzione (entrambi in 3° specie) in modo bidirezionale, consentendo quindi sia l’integrazione della capacità verso la periferia, permettendo l’estensione del servizio da Campitello a Canazei e raggiungendo un potenziale di 1.732 utenze, sia il trasferimento di future produzioni di green gas dalle periferie delle valli ai centri di consumo di Trento e Rovereto.

Questa seconda opportunità garantirebbe perciò un’ulteriore ridondanza della rete e il pieno raggiungimento della “superstrada dell’energia” all’interno del territorio Trentino.

Come è evidente, la combinazione delle due opportunità comporterebbe il beneficio maggiore: infatti in tal modo si risparmierebbero alla collettività i costi di realizzazione della tratta Mezzolombardo - Cles e delle due cabine RE.MI. di Mezzolombardo e Civezzano, parte dei costi di realizzazione della tratta Vallelaghi - Trento e, inoltre, si consentirebbe la metanizzazione dell'area di Canazei.

Si stima che, applicando queste due opzioni, il VAN del progetto ammonterebbe a **207.316.094 €** con un payback period di 14 anni e un rapporto B/C di **2,247**.

5 OPERAZIONI DI COORDINAMENTO CON GLI ALTRI OPERATORI

Alla data di stesura del piano decennale sono già stati effettuati ripetuti scambi di informazioni tra il nuovo trasportatore Gasdotti Alpini e gli altri stakeholder presenti nel territorio.

5.1 Coordinamento con l'impresa maggiore di trasporto

Il coordinamento con l'impresa maggiore di trasporto ha avuto luogo attraverso incontri con Snam Rete Gas spa nonché mediante lo scambio di comunicazioni in data 28.12.2021 (prot. 59/2021 di ricezione da parte di SRG spa); 13.1.2022 (da SRG spa a Gasdotti Alpini); 20.1.2022 (da Gasdotti Alpini a SRG spa). Con questa ultima Gasdotti Alpini ha confermato che sono stati apportati taluni accorgimenti al Piano Decennale 2022-2031 per recepire le indicazioni rese da SRG spa stessa.

Ci si aspetta che tale attività sarà sintetizzata all'interno del documento di coordinamento dell'Impresa Maggiore di trasporto ai sensi dell'art. 4.1, lett. a), della delibera n. 468//2018/r/gas e successive modifiche e integrazioni.

Sul territorio di interesse degli interventi in progetto sono presenti (in minima parte) delle reti di trasporto regionale gestite dall'operatore Retragas spa, in particolare presso il Comune di Tione. Le infrastrutture in progetto da parte di Gasdotti Alpini consentono di incrementare le capacità potenzialmente ivi disponibili, e non si prevedono oneri né l'espletamento di attività da parte di altri trasportatori. Gasdotti Alpini, infatti, è in grado di garantire all'occorrenza una contro alimentazione di gas metano, misurata al minimo in ca. 10 mila smc/h e la proponente del presente Piano non ha necessità di prelevare gas dalla rete della seconda.

5.2 Altri soggetti coinvolti nel coordinamento

Gli altri soggetti terzi coinvolti tramite richiesta di informazioni e comunicazioni sono: la Provincia Autonoma di Trento e i distributori locali di gas naturale presenti sul territorio.

5.2.1 Coordinamento con la Provincia Autonoma di Trento

Il coordinamento con la PAT è a maggior ragione necessario in quanto quest'ultima è il soggetto competente per la gara d'ambito per la concessione del servizio di distribuzione dell'ATEM, a cui fa riferimento il presente Piano, in coerenza con gli specifici obiettivi indicati nel Piano Energetico Ambientale Provinciale ("PEAP") da ultimo approvato (vedi paragrafo 4.3.2.3 *supra*).

In proposito, i requisiti minimi per la predisposizione dei Piani e l'ACB degli interventi, come modificati con la deliberazione 539/2020/R/GAS, prevedono l'obbligo per i gestori promotori di un'iniziativa di sviluppo della rete di trasporto di assicurare il coordinamento degli sviluppi di rete con quelli delle reti di distribuzione e, in particolare:

- a) di fornire indicazioni circa la compatibilità degli sviluppi previsti delle reti di distribuzione con i requisiti di cui al decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, ovvero sia evidenza degli esiti positivi delle analisi costi-benefici per lo sviluppo delle reti di distribuzione del gas o delle relative condizioni minime di sviluppo definite dalla Stazione Appaltante nei bandi di gara;
- b) di fornire evidenza: i. per gli interventi in fase di pianificazione, delle esigenze di sviluppo delle reti di trasporto finalizzate alla connessione delle reti di distribuzione al sistema di trasporto, come riscontrabili in atti ufficiali degli enti locali concedenti il servizio di distribuzione; ii. per gli interventi in fase di

realizzazione, del coordinamento delle tempistiche di realizzazione degli interventi, risultante da piani operativi sottoscritti dal gestore della rete di trasporto e dal gestore della rete di distribuzione.

Il PEAP è significativo sotto tale profilo, poiché esplicita gli obbiettivi della PAT quale Stazione Appaltante per l'affidamento del servizio di distribuzione per l'ATEM, considera di estendere il servizio di distribuzione nei comuni non metanizzati, in relazione alla quale è necessario verificare la disponibilità sia di estendere la capacità delle attuali reti di distribuzione sia, eventualmente, realizzare nuove reti di trasporto del gas naturale.

Su tale presupposto, Gasdotti Alpini ha trasmesso alla Provincia di Trento (Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia) il documento di sintesi del presente Piano, ottenendo la seguente conferma in data 26.01.2022: *"Oggetto: Piano decennale di trasporto 2022-2031. Facendo seguito a quanto rappresentato da codesta Società nella propria nota del 18 gennaio 2022 (prot. PITRE n. PAT/RFS502-19/01/2022-prot. 43286), si comunica che quanto proposto nel documento "Sintesi del Piano decennale 2022" risulta coerente con le previsioni del Piano energetico ambientale provinciale 2021-2030, approvato con deliberazione della Giunta provinciale n. 952 del 11 giugno 2021, ed in particolare con quanto esposto nella sua parte seconda, capitolo 9 ("Pianificazione estensione servizio distribuzione del gas naturale"), paragrafo 2 ("Obiettivi specifici e assunzioni") e al suo richiamato allegato tecnico inerente lo scenario di integrazione dell'idrogeno nella rete gas".*

5.2.2 Coordinamento con i distributori locali

Posto che l'assenza di metanizzazione nelle aree del trentino occidentale rende di fatto non percorribile un coordinamento con l'ipotetico Distributore affidatario del servizio per quelle aree fino al momento dell'aggiudicazione della Gara d'Ambito, e fermo comunque il coordinamento già effettuato con la PAT a tal fine (vedi paragrafo 5.2.1), Gasdotti Alpini srl, nell'ambito dell'attività di coordinamento, ha richiesto taluni dati e informazioni ai distributori che operano sui territori interessati dal Piano. I dati che sono stati forniti sono stati utilizzati quale set informativo unitamente alle altre fonti richiamate nel presente documento.

Quanto al distributore Novareti spa, l'attività di coordinamento è stata svolta giuste missive in data 23 dicembre 2021.

Quanto al distributore Giudicarie Gas spa, l'attività di coordinamento è stata svolta giuste missive in data 13 gennaio e 20 gennaio 2022, con presa d'atto del miglioramento della sicurezza delle forniture alla infrastruttura di distribuzione in caso di realizzazione della rete di trasporto regionale in progetto da parte di Gasdotti Alpini.

Quanto al distributore Alto Garda Servizi spa, questo già in sede di osservazioni al Piano Decennale 2021 di Gasdotti Alpini aveva esposto quanto segue: *"Il piano decennale proposto da Gasdotti Alpini prevede "fabbisogni aggiuntivi" pari a 5.000 Smc/h per Arco oltre a quelli derivanti dalle nuove metanizzazioni nei territori trentini attualmente non serviti dal gas metano. Tale incremento della capacità disponibile sarebbe rilevante per la distribuzione nell'Alto Garda andando anche a migliorare la sicurezza di esercizio con la contro-alimentazione delle reti di distribuzione in essere di Arco e Dro"*; il che è stato confermato giusto scambio di PEC in data 3.1.2022 e 24.1.2022.

6 STRUTTURA SOCIETARIA - EXTRA OBBLIGHI

6.1 Compagine societaria, con separata evidenza della struttura dell'azionariato

La Società Gasdotti Alpini è una Società a Responsabilità Limitata con sede a Rovereto (TN) in Via Manzoni n° 24 (Cap 38068), numero REA TN- 236578, codice fiscale e n° iscrizione al Registro Imprese 02602460228. Il Capitale Sociale è di EURO 10.000 interamente versati.

La Società ha come Socio Unico Dolomiti Energia Holding S.p.A., capogruppo del Gruppo Dolomiti Energia, con sede in Rovereto (TN) Via Manzoni n. 24, capitale sociale Euro 411.496.169,00, interamente versato, codice fiscale 01614640223, numero REA TN-164846.

Quanto alla evidenza della struttura dell'azionariato, Dolomiti Energia Holding S.p.A., possiede il 100% del capitale sociale di Società Gasdotti Alpini srl.

6.2 Indicazione di come si presume verrà esercita in futuro l'infrastruttura

Le infrastrutture previste nel Piano Decennale proposto dalla Società Gasdotti Alpini saranno esercite come infrastrutture regolate.

7 STRUTTURA FINANZIARIA

7.1 Forme di finanziamento

L'importo complessivo della spesa del presente piano in capo a Gasdotti Alpini ammonta a quasi 98 milioni di euro non attualizzati suddivisi in costi di investimento per il trasporto e costi operativi. Di seguito si riporta lo schema di dettaglio della spesa prevista per i primi cinque anni di piano e il totale di spesa per tutto l'orizzonte temporale del piano.

Interventi	2022	2023	2024	2025	2026	Totale primo quinquennio	Totale Piano
Interventi di sviluppo	-	16.798	12.851	8.383	10.954	48.986	83.670
Costi operativi	-	71	172	243	290	776	13.834
Totale	-	16.869	13.023	8.626	11.244	49.762	97.505

Tabella 43 - Costo progetto per Gasdotti Alpini (valori espressi in migliaia di euro al lordo degli effetti fiscali)

Nel breve periodo sarà necessario ricorrere a capitale di debito. La holding del gruppo, Dolomiti Energia Holding, possiede il 100% delle quote di Gasdotti Alpini. Gasdotti Alpini porterà a termine il progetto illustrato nel presente Piano tramite l'autofinanziamento, e, via via, anche per merito della generazione dei flussi dal primo momento di operatività dell'infrastruttura in poi.

8 RIFERIMENTI

Si riportano di seguito i principali riferimenti utilizzati per la stesura di questo documento.

European Commission (2014), "COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL. European Energy Security Strategy", COM/2014/0330 final.

Ispira (2018), "Fattori di emissione per le sorgenti di combustione stazionarie in Italia nel 2018".

Legambiente (2019), "Il biometano in Italia, dalle norme ai territori. Tecnologie, gestioni e usi finali", 7.10.2019.

Mise - Ministero dello Sviluppo Economico (2020), "La situazione energetica nazionale nel 2019".

PAT e Aprie (2021), "Piano Energetico Ambientale Provinciale 2021-2030".

RSE (2020), "Studio RSE: Approvvigionamento energetico della regione Sardegna (anni 2020-2040) ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019".

Snam (2021a), "Criteri Applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto", Documento recante i Criteri applicativi dell'analisi costi benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto di cui all'articolo 4 comma 1 lettera b) dell'Allegato A alla Deliberazione 468/2018/R/Gas dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Snam (2021b), "Criteri Applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto. Appendice Informativa".

Terna (2019), "Documento di descrizione degli scenari 2019".

European University Institute (2021), "A Snapshot of Clean Hydrogen Cost in 2030 and 2050"

Gasdotti Alpini srl

Via Manzoni, 24 – 38068 ROVERETO (TN)

Tel. +39 0464 456111

E-mail : info@cert.gasdottialpini.it

www.gasdottialpini.it