

ENURA

Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2023-2032

30 gennaio 2024



Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2023-2032

Elaborato ai sensi della Deliberazione
468/2018/R/Gas
del 27 settembre 2018 e s.m.i.

30 gennaio 2024

1. Executive Summary	5
2. Contesto istituzionale e normativo	7
3. Evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale prevista nello scenario di piano	10
3.1. Situazione ed evoluzioni attese in Europa e in Italia	10
3.2. Scenari adottati ai fini del Piano	10
4. Principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nei dieci anni successivi	12
4.1. Costi	12
4.2. Forme di coordinamento con gestori di reti di trasporto del gas ed altri operatori di infrastrutture connesse	12
4.3. Descrizione del progetto	13
4.4. Programmazione degli interventi	14
4.5. Iter autorizzativo del progetto	15
4.6. Analisi costi/benefici del progetto	16
4.6.1. Approccio utilizzato.....	16
4.6.2. Indici di capacità minima di trasporto e costo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna.....	17
4.6.3. Analisi costi benefici comparative	18
4.6.4. Risultati	18
4.6.5. Ulteriori vantaggi e compatibilità con altri progetti	18
5. ALLEGATO A - SCHEDA TECNICA	21

1. Executive Summary

Enura è una società creata il 01/04/2019 da Snam e da SGI con l'obiettivo principale di sviluppare la rete energetica del gas in Sardegna. La società è partecipata da Snam, che ne detiene il controllo con il 55% del capitale sociale, e da SGI, che ne detiene la quota restante del 45%.

Il presente documento (Piano) descrive il piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale di Enura, in linea con quanto disposto dal D.Lgs. 93/2011, così come modificato dalla legge 115 del 29 luglio 2015. Il presente Piano è stato elaborato tenendo conto delle disposizioni della Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i., della Delibera 539/2020/R/GAS e dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici (di seguito ACB), approvati con la Delibera 230/2019/R/GAS e modificati secondo quanto disciplinato dalla Delibera 539/2020/R/GAS.

Il Piano descrive i progetti infrastrutturali di sviluppo (di seguito "progetti" o "interventi") della rete di trasporto Enura nel periodo compreso tra il 2023 e il 2032, fornendo altresì gli elementi di inquadramento legislativo, regolatorio ed economico e gli scenari di evoluzione della domanda e dell'offerta di gas naturale sottostanti.

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

1. il quadro legislativo e regolatorio in vigore;
2. gli scenari aggiornati di sviluppo del mercato del gas naturale;
3. la Deliberazione ARERA n. 279/2022/R/com del 28/06/2022 ("Avvio di procedimento per l'attuazione del DPCM 29/03/2022 in materia di opere e infrastrutture necessarie al phase out dell'utilizzo del carbone in Sardegna");
4. le interlocuzioni fra Regione Sardegna e Governo, in materia di approvvigionamento e infrastrutturazione energetica dell'isola;
5. le strategie aziendali dei Soci.

La realizzazione della rete energetica descritta nel Piano consentirà di riequilibrare il mix delle fonti energetiche della Sardegna e di riallineare la configurazione energetica a quella del resto dell'Italia e dell'Europa, sia in termini di economicità che di sostenibilità, nonché di garantire la sicurezza energetica dell'Isola nel contesto della transizione energetica. La rete collegherà le principali aree di consumo con gli impianti di rigassificazione di GNL dell'Isola, realizzati ex novo ovvero mediante la conversione di depositi di stoccaggio di GNL già esistenti.

La rete è stata dimensionata in modo da assicurare la massima flessibilità e sicurezza di approvvigionamento e tenendo conto dei progetti costituenti la "virtual pipeline", la connessione virtuale costituita da un servizio di navi spola che collegherà i rigassificatori di Panigaglia e Livorno con gli impianti di rigassificazione in Sardegna.

La soluzione infrastrutturale individuata raggiunge tutte le aree di maggior prelievo e interesse dal punto di vista del soddisfacimento del fabbisogno dei settori civile, industriale, termoelettrico, dell'autotrazione e terziario, tenendo conto delle indicazioni di cui all'art. 60 comma 6 del D.L. n.76 del 16 luglio 2020 (meglio noto come "Decreto Semplificazione").

Il progetto è pianificato in due fasi successive: la prima fase prevede la realizzazione, entro il 2027, della dorsale di trasporto lungo la direttrice Nord-Sud, da Porto Torres all'area metropolitana di Cagliari, in modo che siano interconnessi alla rete energetica i bacini di consumo di Sassari/Porto Torres, di Oristano e di Cagliari/Macchiareddu/Sarroch nonché il polo industriale del Sulcis (Portovesme).

La seconda fase, che consiste nella realizzazione delle restanti derivazioni a completamento del progetto di metanizzazione, verrà realizzata al verificarsi delle opportune condizioni di mercato ed in coerenza con gli indirizzi di politica energetica.

Nell'ambito della definizione delle soluzioni progettuali sono state intraprese le forme di coordinamento con l'impresa maggiore di trasporto, con i gestori delle reti di distribuzione, con i clienti industriali del territorio, con i promotori dei progetti di alimentazione, nonché con gli Enti preposti al rilascio delle

autorizzazioni per la realizzazione delle relative opere, come richiesto nella Delibera 122/2023/R/gas per le aree di nuova metanizzazione.

La valutazione del progetto è stata infine effettuata mediante un'analisi costi benefici, descritta nel dettaglio nei successivi capitoli, che mostra indicatori monetari ampiamente positivi e che conferma la sostenibilità del progetto.

2. Contesto istituzionale e normativo

Premessa

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna ("PEARS") prevede l'utilizzo del gas naturale nei settori industriale, terziario, residenziale e dei trasporti al fine di promuovere la decarbonizzazione. Coerentemente, il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima ("PNIEC") prevede anche il phase-out delle centrali elettriche a carbone. Questi Piani si pongono, tra gli altri, tre principali obiettivi: i) la riduzione dei costi energetici dell'isola; ii) la messa a disposizione di una fonte di energia affidabile e continua; iii) la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e il miglioramento della qualità dell'aria.

Il MASE ha valutato che il progetto di realizzazione della rete di trasporto in Sardegna risulta coerente:

- con le previsioni delle Direttiva europea 2014/94/EU sullo sviluppo dell'infrastruttura per i carburanti alternativi per il trasporto marittimo e terrestre;
- con quanto riportato nel documento di consultazione per una strategia nazionale sul GNL del giugno 2015 relativamente alla possibile metanizzazione dell'isola;
- e con le previsioni del Piano Energetico-Ambientale della Regione Sardegna (PEARS), ove è previsto un graduale e crescente utilizzo del metano nei settori industriale, terziario residenziale e dei trasporti al fine di riallineare la configurazione energetica sarda a quella del resto dell'Italia e dell'Europa e di garantire sicurezza energetica della Regione (comunicazione DGSAI/MISE prot. 14264 del 25 Maggio 2016).

Le scelte d'indirizzo politico amministrativo in tema energetico hanno trovato compimento nel mese di luglio 2016 con la sigla di un Accordo Stato – Regione Sardegna. All'art 6.3 esso riconosce come progetti strategici, ai sensi del D.Lgs 93/2011, gli interventi per la metanizzazione della Sardegna e dispone: i) la realizzazione di una rete interna per il trasporto gas, che il Governo s'impegna a riconoscere come parte della Rete Nazionale dei Gasdotti, e ii) la realizzazione dei relativi collegamenti ai bacini di distribuzione (alcuni già in esercizio), che verranno riconosciuti come parte della Rete Regionale dei Gasdotti.

Con riferimento al PNIEC 2019, la Conferenza delle Regioni e delle Provincie Autonome ha espresso la sua posizione il 18 dicembre 2019 e in particolare ha evidenziato che in Sardegna è opportuno e conveniente (i) rifornire di gas naturale le industrie sarde, le reti di distribuzione cittadine, già esistenti (in sostituzione dell'attuale gas propano/GPL) e già oggi compatibili con il gas naturale, e in costruzione; (ii) sostituire i carburanti per il trasporto pesante; (iii) sostituire i carburanti marini tradizionali con GNL introducendo, in modo graduale, il limite di 0,1% di zolfo per i mezzi portuali e i traghetti; (iv) alimentare a gas naturale le centrali termoelettriche previste per il phase out delle centrali alimentate a carbone.

Il Decreto-Legge n. 76 del 16 luglio 2020 ("Decreto Semplificazioni"), convertito con Legge n. 120 dell'11 settembre 2020, all'art. 60 comma 6, ha in seguito previsto una soluzione tecnico/regolatoria che consenta di correlare il prezzo della materia prima in Sardegna al PSV. In tale prospettiva, al fine di assicurare ai consumatori sardi il necessario livello di sicurezza, equità e continuità delle forniture, ai sensi del medesimo Decreto, è istituito il meccanismo della "Virtual Pipeline" il quale prevede che siano considerati parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari, l'insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale alla Sardegna mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella stessa Regione.

Le conclusioni del decreto citato erano confermate anche dall'Analisi Costi-Benefici, elaborata da RSE (Ricerca sul Sistema Energetico) su richiesta di ARERA, che confrontando le diverse opzioni infrastrutturali ipotizzabili in relazione ai fabbisogni energetici della Sardegna ha confermato l'opportunità di metanizzazione della Regione, individuando come soluzione economicamente più conveniente per il futuro energetico dell'isola il gas naturale trasportato mediante "virtual pipeline". In particolare, le soluzioni che prevedono gas naturale e la virtual pipeline massimizzerebbero i risparmi, quantificati in circa 3 miliardi di euro.

Nel corso del 2022 sono proseguite le attività istituzionali per la definizione della configurazione

infrastrutturale gas della Sardegna.

Il DPCM del 29 marzo 2022 ha reso attuative le disposizioni del decreto semplificazioni e ha individuato le opere e le infrastrutture necessarie all'uscita dal carbone dalla produzione termoelettrica e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell'Isola, nonché funzionali alla transizione energetica conformemente a quanto previsto dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC 2019).

Il decreto ha previsto un'infrastruttura di trasporto composta da tre tratti di rete:

- Tratto Sud, di collegamento dell'impianto FSRU di Portovesme alle zone industriali e ai bacini di distribuzione del Sulcis e della città metropolitana di Cagliari;
- Tratto Nord, di collegamento dell'impianto FSRU di Porto Torres alle zone industriali e alla città metropolitana di Sassari;
- Tratto Centro, di collegamento dell'impianto di rigassificazione nell'area portuale di Oristano alle zone industriali e alle reti di distribuzione dell'area.

Il decreto ha previsto che Snam Rete Gas, in qualità di gestore della rete nazionale per il trasporto di gas, sia incaricata di avviare la progettazione della configurazione del Collegamento Virtuale e le attività propedeutiche alla realizzazione delle infrastrutture relative al Collegamento. Il decreto ha inoltre disposto che ARERA definisca il quadro regolatorio e tariffario applicabile alle infrastrutture individuate dal Decreto.

ARERA Con Deliberazione n. 279/2022/R/gas ARERA ha quindi avviato il procedimento per definire il quadro regolatorio applicabile richiedendo a Snam e Terna di sviluppare congiuntamente un documento sugli scenari di domanda di energia elettrica e gas naturale relativi alla Regione Sardegna, ai fini della predisposizione dei rispettivi Piani, esplicitando le esigenze di domanda di gas naturale per i diversi usi. Sempre con la stessa Delibera ARERA ha richiesto a Snam di redigere anche un documento contenente le informazioni sulla configurazione infrastrutturale ottimale degli interventi riconducibili alla virtual pipeline tenuto conto delle disposizioni di cui al DPCM 29/03/2022.

I documenti suddetti, come da richiesta, sono stati pubblicati sul sito web istituzionale di Snam in data 31/07/2022 e quindi sottoposti a consultazione pubblica a partire dal giorno successivo, al fine di recepire eventuali osservazioni da parte dei soggetti interessati.

La Regione Sardegna, nel mese di luglio 2022, ha presentato ricorso al Tar del Lazio per l'annullamento del DPCM del 29/03/2022, avviando un iter giudiziale avverso alla configurazione infrastrutturale individuata dal DPCM. Dopo che il Tar del Lazio il 26 settembre 2022 ha respinto tale ricorso, la regione Sardegna ha presentato appello al Consiglio di Stato che avrebbe dovuto esprimersi sul merito lo scorso 16 novembre 2023. Tuttavia, tale udienza è stata rinviata in data da definirsi in considerazione della richiesta di rinvio per pendenza di trattative istituzionali.

Il governo ha ribadito nella nuova proposta di PNIEC, inviata dal MASE alla Commissione Europea nel primo semestre del 2023, che l'approvvigionamento di GNL mediante un collegamento fra i terminali Sardi ed i terminali di rigassificazione operanti in Italia che si stanno dotando di un sistema di reloading costituisce la modalità necessaria ad "assicurare ai consumatori sardi il necessario livello di sicurezza, equità e continuità delle forniture".

La nuova configurazione infrastrutturale, alternativa a quella individuata e descritta nel Piano Decennale 2022-31 e nel DPCM 29/03/2022, in fase di definizione tra Regione Sardegna e Governo, dovrebbe prevedere, in una prima fase, il posizionamento di un solo FSRU ormeggiato a Porto Torres adeguatamente dimensionato per il soddisfacimento del fabbisogno regionale, anche attraverso i depositi costieri già autorizzati (Oristano).



Questa nuova configurazione viene descritta e valutata nel presente Piano.

3. Evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale prevista nello scenario di piano

3.1. *Situazione ed evoluzioni attese in Europa e in Italia*

Gli scenari di domanda e offerta nazionali presi a riferimento sono quelli descritti nel documento “Scenari di domanda di energia elettrica e gas naturale relativi alla Regione Sardegna”, redatto in modo coordinato da Snam e Terna in conformità con la deliberazione 279/2022/R/com del 28/06/2022, e nell’aggiornamento del medesimo documento avvenuto nel settembre 2023. Entrambi i documenti sono pubblicati sul sito istituzionale di SNAM.

3.2. *Scenari adottati ai fini del Piano*

La domanda considerata per il dimensionamento delle infrastrutture e per la definizione dei benefici del progetto di metanizzazione della Sardegna è frutto di un’analisi dedicata che tiene conto di quanto riportato nei più recenti studi di settore. In particolare, ai fini dell’analisi della domanda e dell’offerta si è fatto riferimento a quanto riportato nello studio¹ RSE nel luglio 2020, alle stime bottom-up effettuate da Enura mediante un’analisi di mercato effettuata sul territorio e alle informazioni acquisite sullo sviluppo delle reti di distribuzione tramite un’interazione formalizzata con la Stazione Appaltante o con il concessionario della rete di distribuzione.

I criteri applicati nella definizione della domanda sono i seguenti:

- lo scenario di domanda a regime considera la sostituzione con gas naturale dei combustibili tradizionali (principalmente GPL, aria propanata e gasolio);
- per il settore industriale è stata considerata la stima ottenuta da Enura grazie alle interlocuzioni con i clienti industriali del territorio;
- per i settori Civile e Terziario, in coerenza con quanto normato dal DPCM e dalla delibera è stata considerata la sola domanda afferente alle reti di distribuzione con lavori già completati o avviati, aggiornata ai livelli di domanda stimati sulle reti di distribuzione sottostanti in esito al coordinamento con le Imprese di Distribuzione;
- i volumi relativi alla produzione termoelettrica sono esclusi dallo scenario base, coerentemente con le previsioni di Terna (riportato nel documento “Scenari di domanda di energia elettrica e gas naturale relativi alla Regione Sardegna”), ma sono inclusi in uno scenario integrativo che considera i volumi necessari per il phase-out dal carbone della sola generazione termoelettrica ubicata nel polo industriale di Porto Torres, per il cui adeguamento è in corso una procedura autorizzativa presso il MASE;
- la domanda associabile all’autotrazione è stata aggiornata, deducendo la quota che potrà essere soddisfatta mediante modalità di trasporto alternative.

Lo scenario di domanda gas così costruito prevede una domanda gas complessiva a regime (2040) pari a 800 MSm³/anno nel caso base, addizionata di 90 MSm³/anno di domanda termoelettrica ubicata nel polo industriale di Porto Torres nello scenario integrativo.

Il build-up della domanda gas considera l’entrata in esercizio delle prime infrastrutture entro il 2026 e il

¹ Studio RSE: Approvvigionamento Energetico della Regione Sardegna (Anni 2020-2040) ai sensi della Delibera Del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019

raggiungimento della condizione di regime al 2030 per quanto riguarda i consumi industriali, mentre per la domanda civile e relativa all'autotrazione è stato considerato un profilo crescente fino al 2040.

Nella tabella sottostante sono riportati i volumi previsti per il soddisfacimento del mercato servito dalla rete di trasporto per settore:

Settore	Volume 2030 (MSm3/a)	Volume 2040 (MSm3/a)
Civile + Terziario	52	57
Industria	703	703
Autotrazione	14	40
Totale complessivo	769	800
<i>Termoelettrico (*)</i>	<i>90</i>	<i>90</i>
Totale con Termoelettrico	859	890

(*) volume stimato in funzione dei dati pubblicati sul sito del MASE inerente il progetto presentato da EP Produzione per la conversione a gas della centrale termoelettrica di Fiume Santo e relativo allacciamento alla rete gas.

Ai fini del dimensionamento dell'infrastruttura deve tuttavia essere considerata la domanda di punta giornaliera a regime, che per quanto riguarda il mercato Residenziale e Terziario corrisponde con la domanda di picco giornaliera in condizioni di freddo eccezionale, in accordo con le curve di temperatura con rischio termico con frequenza 1/20 anni dell'area geografica presa in considerazione.

Settore	Volume anno [MSm3/a]	Picco giornaliero freddo normale [MSm3/g]	Picco orario freddo normale [kSm3/h]	Picco giornaliero freddo eccezionale [MSm3/g]	Picco orario freddo eccezionale [kSm3/h]
Civile + Terziario	57	0,4	28	0,7	63
Industria	703	2,2	131	2,2	131
Autotrazione	40	0,2	22	0,2	22
Totale complessivo	800	2,8	181	3,1	216
<i>Termoelettrico (*)</i>	<i>90</i>	<i>1,3</i>	<i>52 (*)</i>	<i>1,3</i>	<i>52 (*)</i>
Totale con Termoelettrico	890	4,1	233	4,4	268

(*) valore di picco orario riportato all'interno della documentazione pubblicata sul sito istituzione del MASE inerente la prima fase del progetto (n.1 CCGT 280 MW), presentato da EP Produzione, per la conversione a gas della centrale termoelettrica di Fiume Santo e relativo allacciamento alla rete gas. (Fase 1: n.1 CCGT x 280 MW e Consumo fuel gas = 52 kSm3/h; Fase 2: n.2 CCGT x 280 MW = 560 MW e consumo fuel gas 104 kSm3/h)².

Con riferimento ai prezzi utilizzati all'interno dell'analisi si fa riferimento all'ultimo aggiornamento dei "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto – Appendice informativa 2023" pubblicata sul sito di Snam in data 30 novembre 2023.

² <https://va.mite.gov.it/it-IT/Oggetti/Info/8318>

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

4.1. Costi

La spesa di investimento complessivamente prevista nel Piano 2023-32, inclusi gli importo a consuntivo degli anni precedenti, ammonta a circa 768 milioni di euro.

Nella seguente tabella è riportata la spesa prevista nei primi cinque anni e nell'arco temporale del piano:

[k€]	Cons. al 2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-32	Tot. V.I.
METANODOTTI	28.082	3.639	1.992	66.833	122.519	177.013	261.640	661.718
ALLACCIAMENTI	2.573	433	160	10.370	14.441	35.646	36.476	100.099
ALTRO	1.385	0	0	1.351	2.414	1.205	0	6.355
TOTALE	32.040	4.072	2.152	78.554	139.374	213.864	298.116	768.172

4.2. Forme di coordinamento con gestori di reti di trasporto del gas ed altri operatori di infrastrutture connesse

Il progetto di realizzazione della rete energetica della Sardegna ricade interamente nel territorio nazionale e pertanto, sebbene incluso nel TYDP (Ten Years Development Plan) di ENTSG (associazione europea dei TSO gas) con il codice TRA-N_1194, non necessita di coordinamento con gestori di reti estere.

Nell'ambito della valutazione del progetto sono state avviate attività di coordinamento con operatori che attualmente esercitano depositi costieri sul territorio sardo e con operatori che stanno proponendo la realizzazione di depositi costieri e/o terminali di rigassificazione.

Con riferimento alle attività di coordinamento con gli operatori di valle, Enura ha provveduto a interfacciarsi con le società titolari delle concessioni delle reti di distribuzione e con gli altri possibili clienti finali, con i quali sono state firmate delle intese preliminari per gli allacciamenti dei punti di riconsegna.

Ai sensi della Deliberazione 468/2018/R/gas e s.m.i., viene disposto, per le aree di nuova metanizzazione che presuppongono lo sviluppo di reti di distribuzione, che i gestori promotori di un'iniziativa di sviluppo della rete di trasporto assicurino il coordinamento degli sviluppi di rete con quelli della rete di distribuzione, mediante un'interazione formalizzata con la Stazione Appaltante o con il concessionario della rete di distribuzione. Tale interazione deve:

- fornire evidenza della coerenza tra le ipotesi adottate per la progettazione dell'intervento di sviluppo della rete di trasporto e le informazioni assunte dalla Stazione appaltante e/o dal concessionario della rete di distribuzione;
- consentire l'elaborazione di una Analisi Costi Benefici (ACB) aggiuntiva che, oltre a considerare tutti i costi degli sviluppi infrastrutturali (inclusi quelli della distribuzione), adotti, come scenario controfattuale, l'assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione;
- limitatamente agli interventi in corso di realizzazione, permettere di corredare le analisi dell'intervento con un cronoprogramma, elaborato congiuntamente al concessionario della rete di distribuzione, che rappresenti le diverse fasi di esecuzione dei lavori di sviluppo delle reti di trasporto e distribuzione.

La richiesta di coordinamento è stata formalizzata da Enura a tutti gli operatori della distribuzione attivi sull'Isola, il principale dei quali, Medea S.p.A., ha fornito tutti gli elementi di dettaglio necessari.

4.3. Descrizione del progetto

Il progetto è composto da una rete di circa 680 km, di cui circa 400 km appartenenti alla rete nazionale e circa 280 km alla rete regionale.



Gli investimenti risultano ad oggi distribuiti su un orizzonte temporale di 15 anni (2017-2032).

Le attività progettuali sono suddivise in tre macro-fasi a partire dall'avvio del progetto:

- Basic & Front-End Engineering Design: avviata nel 2017
- Permitting: le istanze per la VIA e per l'AU sono state presentate nel 2017
- Engineering, Procurement, Construction & Commissioning: attività che saranno avviate a valle della decisione finale di investimento.

4.4. Programmazione degli interventi

Preservando la logica di uno sviluppo della rete coordinato con l'evoluzione della domanda e con la disponibilità del GNL, è stata implementata una soluzione che prevede uno sviluppo graduale del progetto.

La prima fase prevede la realizzazione di una rete di lunghezza complessiva pari a circa 425 km, di cui circa 305 km risultano di rete nazionale e circa 120 km di rete regionale.

Questa configurazione infrastrutturale consentirà di servire la quota più importante della domanda industriale ed eventualmente della domanda termoelettrica del nord dell'Isola, oltre alla domanda delle principali città Sarde.

La configurazione iniziale, rappresentata nella figura seguente, prevede la realizzazione delle seguenti opere:

- Tratto Sud, che collega il terminale di Oristano ai bacini e alle aree industriali di Oristano e Medio Campidano, all'Area Metropolitana di Cagliari, ed infine ai bacini industriali del Sud, incluso il Sulcis. L'alimentazione del Tratto Sud avverrà tramite un terminale di rigassificazione on-shore ubicato nell'area portuale di Oristano.
- Tratto Nord, che collega l'area industriale di Porto Torres e la Città Metropolitana di Sassari, ai bacini industriali limitrofi e, infine, al Tratto Sud nella zona di Oristano. L'alimentazione del Tratto Nord, e a regime di una cospicua parte dei consumi della Tratta Sud, sarebbe garantita da un nuovo terminale di rigassificazione di tipo FSRU, adeguatamente dimensionato e ormeggiato a Porto Torres.

Di seguito si riporta la rappresentazione cartografica della prima fase del progetto:



Mediante lo sviluppo della prima fase progettuale si prevede di servire una quota consistente della

domanda gas a regime, così come di seguito riportato:

Settore	Volume 2030 (MSm3/a)	Volume 2040 (MSm3/a)
Civile + Terziario	29	31
Industria	622	622
Autotrazione	14	40
Totale complessivo	665	693
<i>Termoelettrico</i>	<i>90</i>	<i>90</i>
Totale con Termoelettrico	755	783

Negli anni precedenti sono state portate avanti le attività relative alla progettazione necessarie per l'iter autorizzativo della rete energetica, che hanno portato all'ottenimento dei pareri positivi per quanto riguarda la valutazione di compatibilità ambientale.

4.5. Iter autorizzativo del progetto

Dal punto di vista autorizzativo la rete è stata suddivisa in due progetti principali, denominati "Metanizzazione della Sardegna – Tratto Sud" e "Metanizzazione della Sardegna – Tratto Nord" che hanno seguito iter autorizzativi indipendenti.

Con riferimento al progetto "Metanizzazione della Sardegna – Tratto Sud", il MATTM - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del mare (ora MASE - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali e per il Turismo (ora MiC – Ministero della Cultura) ha emesso il decreto di compatibilità ambientale con DEC VIA n. 185 del 27 agosto 2020 nell'ambito del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale.

Con riferimento al progetto "Metanizzazione della Sardegna – Tratto Nord", il MATTM (ora MASE) di concerto con il MIBACT (ora MiC) ha emesso il decreto di compatibilità ambientale con DEC VIA n. 373 del 5 dicembre 2022 nell'ambito del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale.

Ai due progetti principali sono stati aggiunti quattro ulteriori progetti comprendenti i tratti di rete che, oltre a consentire l'allacciamento alle utenze finali, hanno lo scopo di collegare la dorsale ai punti di ingresso del gas dell'isola. Tali reti sono denominate rispettivamente: Rete energetica tratto Sud, Rete energetica di Portovesme, Rete energetica tratto Centro, e Rete energetica tratto Nord. Per quanto riguarda le Reti energetiche Sud e Centro, sono state ottenute le valutazioni positive di non assoggettabilità a VIA in data, rispettivamente 07/07/2023 e 14/11/2023. Con riferimento alle Reti energetiche tratto Nord e di Portovesme, si attende l'espressione degli organi competenti.

Presso il MASE sono state inoltrate le istanze per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dei tratti di rete che hanno ottenuto ad oggi parere VIA positivo.

Le prime opere che si prevede di avviare sono quelle relative alla costruzione della rete di trasporto che collega il terminale di Oristano ai bacini e alle aree industriali di Oristano e Medio Campidano, all'Area Metropolitana di Cagliari e ai bacini industriali del Sud, incluso il Sulcis. L'avvio delle fasi realizzative avverrà in stretto coordinamento con le fasi di sviluppo previste per l'impianto di rigassificazione di Oristano, per le reti di distribuzione interconnesse a valle e per la riconversione delle utenze industriali.

Sempre operando in stretto coordinamento con le fasi di sviluppo previste per il terminale FSRU di Porto Torres, saranno quindi avviate le fasi realizzative della rete di trasporto da Porto Torres a Oristano e delle relative derivazioni alle aree di mercato.

Negli anni successivi, qualora supportata dalle esigenze di mercato e in coerenza con il quadro legislativo e regolatorio, saranno avviate le fasi realizzative delle restanti derivazioni a completamento della rete energetica Sarda.

4.6. *Analisi costi/benefici del progetto*

4.6.1. Approccio utilizzato

La rete energetica abiliterà tutti i consumatori e utilizzatori di gas naturale in Sardegna ad accedere al mercato all'ingrosso italiano del gas naturale (i.e. PSV), favorendo l'allineamento dei prezzi tra Sardegna e continente, nonché la competizione tra i diversi soggetti importatori/venditori. La rete energetica costituirà quindi lo strumento essenziale per consentire che in Sardegna si sviluppi un mercato energetico pienamente accessibile, trasparente, non discriminatorio e competitivo a beneficio di tutti i consumatori sardi.

La penetrazione del gas naturale in sostituzione dei combustibili maggiormente climalteranti e inquinanti attualmente utilizzati consentirà inoltre il raggiungimento di importanti benefici ambientali, legati alla riduzione delle emissioni e al miglioramento della qualità dell'aria.

Infine, la creazione di un mercato del gas naturale in Sardegna renderà possibile la penetrazione di questo combustibile anche in altri settori non tradizionali (e.g., navale), con ulteriori benefici sia ambientali che economici.

La valorizzazione dei benefici apportati al sistema Sardegna dalla realizzazione della rete energetica tiene conto dei seguenti obiettivi economici e di de-carbonizzazione nel breve e lungo periodo, in particolare:

- l'allineamento dei prezzi con il continente, abilitando la riduzione della bolletta energetica dei consumatori residenziali e garantendo la sicurezza delle forniture in un mercato pienamente accessibile;
- la riduzione delle emissioni e il miglioramento della qualità dell'aria, attraverso: i) la riduzione delle emissioni di CO₂ per circa 0,7 Mton/anno nei settori industriali, residenziali, dei trasporti stradali e nella produzione termoelettrica (phase out dal carbone); ii) la riduzione di circa 2,5 Mton/anno di altri inquinanti.

L'analisi costi/benefici del progetto è stata eseguita tenendo conto dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici (di seguito ACB) in vigore. In particolare, sono stati utilizzati i parametri indicati nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici" pubblicato sul sito Snam ³.

Ai fini dell'analisi ACB sono state considerate le seguenti categorie di beneficio:

- **B2m - *Variazione del social welfare connesso alla metanizzazione di nuove aree***
Tale beneficio è calcolato come il differenziale di prezzo tra i combustibili sostituiti e il prezzo del gas moltiplicato per i quantitativi previsti in sostituzione.
- **B5- *Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas climalteranti***
Tale beneficio è calcolato valorizzando la variazione di emissioni climalteranti (CO₂) derivanti dalla sostituzione dei combustibili attualmente utilizzati con il gas naturale.
- **B6- *Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas non climalteranti***
Tale beneficio è calcolato valorizzando la variazione delle emissioni di altri gas inquinanti non climalteranti (SO_x, NO_x, PM etc), derivanti dalla sostituzione dei combustibili attualmente utilizzati con il gas naturale.

Ai fini dell'analisi costi benefici sono stati considerati anche gli sviluppi infrastrutturali per la realizzazione

³<https://www.snam.it/it/i-nostri-business/trasporto/piani-decennali/piano-decennale-Snam-Rete-Gas/2023-2032.html>

delle opere a monte necessarie per garantire l'approvvigionamento gas (i.e., virtual pipeline) e delle reti di distribuzione (inclusivi degli adduttori intercomunali, della rete cittadina e degli allacciamenti) nonché i costi associati alla conversione a gas naturale degli apparati dei clienti finali.

Per la stima dei costi sono stati considerati gli investimenti infrastrutturali ed impiantistici (capex) necessari per l'approvvigionamento del gas attraverso pipeline virtuale e per il trasporto e la distribuzione del gas nelle aree individuate dal progetto nonché i costi operativi annui (opex) riconducibili all'esercizio ed alla manutenzione delle nuove infrastrutture (stimati come da documento "Criteri applicativi Analisi Costi Benefici").

In particolare, i costi riconducibili al Piano di Enura riguardano solo la rete di trasporto Sarda, mentre tutti gli altri investimenti riportati nella scheda progetto allegata e inseriti nell'ACB hanno tenuto conto:

- Dei costi delle infrastrutture di distribuzione comunicate dalle imprese di distribuzione nell'ambito del coordinamento effettuato;
- Dei costi di switching dei clienti finali per i quali si è adottata la metodologia proposta da RSE nel suo studio;
- Dell'aggiornamento dei costi riferiti alla realizzazione della Virtual Pipeline e delle infrastrutture di rigassificazione necessarie anche ai fini del soddisfacimento della domanda sopra rappresentata.

Le infrastrutture di trasporto saranno predisposte per l'accoglimento di green gases coerentemente con gli obiettivi di politica energetica ed ambientale nazionale ed europea, supportando in tal modo l'evoluzione dell'energia rinnovabile anche in una logica sector-coupling.

Con riferimento ai prezzi dei combustibili, si sono considerati i valori riportati nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici" pubblicato sul sito Snam i seguenti scenari:

- Global Ambition (GA): costruito a partire dallo scenario Global Ambition sviluppato dagli ENTSOs definisce degli obiettivi al 2040 non vincolanti ed intermedi verso il raggiungimento del Net Zero al 2050 (assenza di emissioni CO₂).
- Policy e Reference del nuovo PNIEC, il cui primo draft è stato prodotto a giugno 2023 dal MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) e la versione finale è attesa entro il 30 giugno 2024. Tali scenari rappresentano la visione più aggiornata di evoluzione del sistema energetico nazionale sia a politiche correnti (REFERENCE), sia con implementazione di nuove misure di sostegno alla transizione energetica volte a conseguire obiettivi nazionali di decarbonizzazione di medio e lungo termine coerenti con quelli previsti a livello comunitario (POLICY).

Per quanto concerne lo scenario di domanda, si rimanda a quanto descritto nel par. 3.2 del presente documento.

L'analisi economica è stata sviluppata su un orizzonte temporale di riferimento di 25 anni, considerando i benefici correlati ai singoli tratti costituenti l'infrastruttura a partire dal loro primo anno di entrata in esercizio, applicando un tasso di sconto sociale pari al 4% in termini reali senza considerare il valore residuale dell'infrastruttura al termine dell'orizzonte temporale di analisi. L'anno di attualizzazione considerato è il 2023.

4.6.2. Indici di capacità minima di trasporto e costo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna

Ai sensi dell'articolo 7.1.ter dell'allegato alla delibera 468/2018/R/gas, in caso di interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, è necessario fornire evidenza di due indici:

- indice di capacità minima di trasporto, definito come rapporto tra capacità disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna e lunghezza della rete. Ai fini della valutazione positiva dell'intervento, tale indice non deve assumere valori inferiori a 0,3 Sm³/g per metro di rete

realizzata;

- indice di costo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna, espresso come rapporto tra costo storico dell'investimento e capacità disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna. Nel caso non sia rispettato l'indice di capacità minima di trasporto di cui al precedente punto a), l'indice di costo per unità di capacità di trasporto non deve eccedere la soglia di 2.800 euro per Sm³/g, opportunamente rivalutata, ai fini della piena ammissibilità tariffaria del costo di investimento

Per il calcolo dei suddetti indici è stata considerata la domanda giornaliera di inverno eccezionale nello scenario base (800 MSm³/a) uguale a 3 MSm³/g per 680 km di rete di trasporto (progetto completo Enura).

Il progetto così individuato è caratterizzato dai seguenti indici:

- indice di capacità minima di trasporto: 4,4 Sm³/g per metro di rete (maggiore della soglia di 0,3 Sm³/g per metro di rete);
- Indice di costo per unità di capacità di trasporto: 256 €/Sm³/g (minore della soglia di 2.800 €/Sm³/g)

4.6.3. Analisi costi benefici comparative

Come richiesto dalla delibera 122/2023/R/Gas è stata effettuata un'analisi che adotti, come scenario controfattuale, l'assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione.

La soluzione alternativa di approvvigionamento considerata è quella che prevede di servire le reti di distribuzione mediante trasporto su autobotti. Questa soluzione prevede anche la costruzione dei serbatoi satellite idonei a garantire di servire la domanda prevista.

I dati relativi a questa configurazione alternativa sono stati forniti direttamente dai gestori della distribuzione, in particolare, Medea S.p.A. Tutte le derivazioni considerate nella prima fase del progetto presentano un'analisi integrativa che conferma la maggior economicità della soluzione di trasporto via gasdotto rispetto al trasporto su gomma.

4.6.4. Risultati

I risultati dell'analisi sono presentati nell'allegato A – Scheda tecnica e si evidenzia che i valori degli indicatori monetari risultano ampiamente positivi.

4.6.5. Ulteriori vantaggi e compatibilità con altri progetti

Oltre ai benefici di natura economica presentati nel precedente paragrafo vengono di seguito riportati ulteriori benefici di natura qualitativa oggi non ancora direttamente monetizzabili ma comunque associati al progetto.

Con riferimento agli obiettivi di completa decarbonizzazione (net-zero emissions) di lungo periodo, l'infrastruttura, da subito "Hydrogen Ready"⁴, abilita lo sviluppo di gas rinnovabili quali idrogeno e biometano, prodotti grazie alle risorse solari, eoliche e le biomasse presenti localmente. Tali risorse appaiono fondamentali per raggiungere la completa decarbonizzazione della Sardegna in quanto, applicando alla domanda energetica dell'isola l'efficientamento previsto dalla direttiva sull'efficienza

⁴ Tutti i materiali che saranno utilizzati per la realizzazione della nuova rete di trasporto gas naturale in Sardegna, con l'eccezione di componentistica di modesto valore economico (ad esempio i gascromatografi), sono comunque compatibili anche per miscele di gas naturale e idrogeno, fino ad una ipotetica percentuale del 100% in idrogeno.

energetica negli usi finali (0,8% di incremento annuo fino al 2050) ed una penetrazione di elettricità negli usi finali pari al 55%, il fabbisogno di gas rinnovabili risulta essere equivalente a circa 450-500 MSm³/annui. A ciò andranno sommati i quantitativi necessari per garantire la stabilità del settore termoelettrico. Da stime preliminari, il potenziale di produzione di biometano in Sardegna potrebbe essere nell'ordine di 200 MSm³/annui, mentre una produzione di idrogeno di circa 300 Mm³/annui (metano equivalente) potrebbe essere realizzata installando circa 2 GW di risorse eoliche e solari dedicati alla produzione di idrogeno. La produzione di idrogeno potrà essere abilitata anche dallo sfruttamento di overgeneration residua generata dagli impianti di produzione rinnovabile previsti dagli scenari⁵ e non raccolta da accumuli e pompaggi. Promuovendo lo sviluppo di tali risorse, la rete energetica facilita l'emergere di un modello energetico distribuito ed efficiente.

Un ulteriore vantaggio è dato dall'alto livello di affidabilità dell'infrastruttura di trasporto gas via metanodotto, con indici statistici di "fuori servizio" di gran lunga inferiori se confrontati con qualsiasi altro sistema di vettoriamento energetico. Pertanto, si possono elencare i seguenti benefici direttamente correlati con la security of supply:

- L'incremento di sicurezza, continuità ed affidabilità del servizio di fornitura derivante dalla connessione mediante una rete in alta pressione di diversi depositi.
- La maggiore efficienza complessiva di sistema che, a parità di affidabilità delle forniture, richiede una capacità di stoccaggio complessiva sull'isola inferiore, potendo contare sulla gestione integrata dei diversi depositi allacciati in rete.
- L'incremento di sicurezza per ciascun deposito allacciato derivante dalla possibilità di iniettare in rete il boil off gas, scongiurando eventi di sovrappressione nei serbatoi in caso di prolungati periodi di bassi prelievi ovvero il rilascio di gas naturale in atmosfera.

I vantaggi sopra descritti sono maggiori nella configurazione che prevede il completamento della dorsale sarda, come previsto nella configurazione della prima fase progettuale.

Questa configurazione permette l'interconnessione fisica tra le 3 sezioni di rete originariamente previste nel DPCM 29/03/2022, garantendo in tal modo una maggiore resilienza del sistema anche in caso di indisponibilità parziale o totale di uno dei punti di alimentazione. L'interconnessione delle principali aree di mercato con almeno due impianti di rigassificazione consente inoltre di pianificare con maggiore flessibilità gli eventuali interventi di manutenzione che prevedano l'interruzione di una delle alimentazioni, garantendo l'approvvigionamento del mercato degli altri punti. Infine, anche nell'eventualità dell'avvio di una produzione termoelettrica a gas nel nord dell'Isola, la presenza della dorsale assicura un volume di line pack decisamente superiore rispetto alla precedente configurazione, consentendo di far fronte a transitori veloci di prelievo tipici delle utenze termoelettriche e industriali.

Per quanto concerne i possibili impatti ambientali derivanti dalla realizzazione dell'opera, gli effetti sugli ecosistemi e sulle componenti ambientali (aria, acqua e suolo) generati dalla presenza e dall'esercizio delle opere in questione sono stati oggetto di valutazione all'interno della procedura di impatto ambientale.

Gli impatti più rilevanti sono limitati alla fase di cantierizzazione e hanno quindi natura temporanea, legata cioè ai tempi di cantiere necessari allo scavo ed alla posa in opera delle condotte. In queste attività, saranno adottate le migliori procedure ad oggi in essere per la salvaguardia del notevole patrimonio paesaggistico e ambientale dell'isola.

La compatibilità ambientale dell'opera è stata sancita, relativamente al Tratto Sud (da Sulcis a Cagliari fino ad Oristano), dall'esito positivo della valutazione della Commissione Tecnica VIA resa a settembre 2019, passaggio propedeutico al rilascio della VIA, le cui prescrizioni risultano in linea con le prassi realizzative che saranno messe in atto da Enura. In data 27 agosto 2020, il tratto Sud ha ottenuto il decreto di VIA dai

⁵ Nel Rapporto di Adeguatezza 2021 di Terna si considera necessaria l'installazione di circa 5 GW totali di generazione rinnovabile per garantire l'adeguatezza del sistema Sardo. Nella bozza di Decreto "Aree Idonee per le rinnovabili" del luglio 2023, che attua quanto previsto dall'articolo 20 (commi 1 e 2) del decreto legislativo n.199 del 2021, è individuata per la Sardegna la necessaria installazione di ulteriori circa 6,2 GW di generazione rinnovabile al 2030.

Ministeri competenti.

Per quanto riguarda il Tratto Nord (da Oristano a Porto Torres, incluse le branches verso Nuoro e Olbia), la Commissione Tecnica VIA si è espressa positivamente in data 05 dicembre 2022.

Ulteriori benefici sono relativi alle ricadute occupazionali, dirette per la realizzazione dell'infrastruttura e indirette in relazione all'indotto generato.

Nell'ambito del settore trasporti il progetto potrebbe abilitare una sostituzione dei combustibili tradizionali con il gas naturale anche superiore rispetto a quella considerata nelle analisi effettuate, generando ulteriori benefici ambientali e occupazionali. Infine, grazie a un costo inferiore dell'energia, il progetto potrebbe favorire la nascita di nuove imprese nel settore agroalimentare e manifatturiero in generale.

Un ulteriore elemento positivo è costituito dalla possibilità di favorire lo sviluppo del settore biometano anche in Sardegna, grazie alla presenza di una rete nazionale estesa da sud a nord e altamente ricettiva. Il biometano costituisce una fonte rinnovabile programmabile che ben si integra nel processo di transizione energetica, che supporta la filiera agricola e il cui sviluppo in Sardegna permetterebbe di accelerare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione sviluppando al contempo iniziative di economia circolare sul territorio.

5. ALLEGATO A - SCHEDA TECNICA

SCHEDA PROGETTO METANIZZAZIONE SARDEGNA

INFORMAZIONI SUL CONTESTO DI RIFERIMENTO

Le informazioni sul contesto di riferimento considerate nel Piano sono descritte nel documento "Scenari di Riferimento per il Piano di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032" (DDS 2023) redatto in conformità alla Delibera 468/2018/R/Gas e s.m.i. dell'ARERA e pubblicati sul sito Snam.

ANALISI DOMANDA E DELL'OFFERTA

ANALISI DELLA DOMANDA

Lo scenario di domanda considera la sostituzione con gas naturale dei combustibili nel mercato residenziale (principalmente GPL, aria propanata e gasolio), nel settore industriale e dei trasporti terrestri. E' presentata una sensitivity in cui alla domanda di cui sopra si aggiunge uno scenario che prevede il phase-out dal carbone della produzione termoelettrica regionale ubicata a Nord nel polo industriale di Porto Torres.

La domanda utilizzata ai fini delle analisi è stata determinata considerando i soli bacini attraversati dall'infrastruttura pianificata ed è di 800 MSm3/anno a regime nello scenario base e di 890 MSm3/anno a regime nello scenario aggiuntivo che include la domanda per la generazione termoelettrica.

È prevista l'entrata in esercizio delle prime infrastrutture nel 2026.

Viene di seguito riportata in tabella la domanda totale a regime, servita dalla rete, e la relativa ripartizione per settore:


Settore	Volume (MSm3/a)
Civile + Terziario	57
Industria	703
Autotrazione	40
Totale complessivo	800
<i>Termoelettrico</i>	<i>90</i>
Totale con termoelettrico	890

ANALISI DELL'OFFERTA

In coerenza con il principio di continuità territoriale adottato per l'erogazione di servizi pubblici ed in coerenza con Decreto-Legge n. 76 del 16 luglio 2020 l'offerta di gas in Sardegna potrà avvenire attraverso l'Interconnessione virtuale (Virtual Pipeline).

La configurazione virtual pipeline prevede il servizio di caricamento di GNL presso i terminali di Panigaglia e FSRU OLT e il trasporto a regime tramite bettoline, in funzione del build up della domanda.

La configurazione virtual pipeline richiede lo sviluppo di un quadro normativo e regolatorio che permetta di equiparare questa modalità di trasporto ad una interconnessione fisica e che consenta di applicare i medesimi meccanismi tariffari

	delle infrastrutture gas convenzionali. Tale configurazione risulta facilmente scalabile a seconda delle necessità e del build up della domanda gas.				
ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO					
Denominazione intervento		Metanizzazione Sardegna			
Opere principali ed accessorie					
Il progetto di metanizzazione della Sardegna prevede l'alimentazione delle principali aree di consumo della regione tramite due impianti di rigassificazione, ubicati a Porto Torres e Oristano.					
L'infrastruttura in progetto è rappresentata qui di seguito:					
					
Fase 1					
Fase 2					
Fase 1					
Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)	Tipologia
IT_EN_09a	Met Cagliari - Palmas Arborea I tr. (Sud)	650	20,2	75	principale
IT_EN_09b	Met. Der. per Monserrato	250	16,8	75	principale
IT_EN_09c	Met. Vallermosa - Sulcis	400	43,8	75	principale
IT_EN_09d	Met. Der. per Capoterra- Sarroch	150	18,9	75	principale
IT_EN_09e	Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr (Centro)	650	12,5	75	principale
IT_EN_09f	Met. Collegamento Term. di Oristano	650	14,5	75	principale

IT_EN_09g	Met. Derivazione per Oristano città	150	4,4	75	principale
IT_EN_09h	Met. Allacciamento per Sassari	200	6,3	75	principale
IT_EN_09i	Met. Macomer - Porto Torres I (Nord)	650	20,6	75	principale
IT_EN_09j	Met. Der. per Alghero	200	18,5	75	principale
IT_EN_09k	Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr (1)	650	31	75	principale
IT_EN_09n	Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr (2)	650	19,5	75	principale
IT_EN_09r	Met. Palmas Arborea - Macomer	650	50,1	75	principale
IT_EN_09s	Met. Macomer - Porto Torres II	650	58,1	75	principale
IT_EN_09ab	Cagliari - Palmas Arborea (km 0-km 10)	650	10	75	principale
IT_EN_09_al01	Met. Derivazione per Oristano città 2 tr	150	2,3	75	principale
IT_EN_09_al02	Met. Der. per Arborea	100	9,9	75	principale
IT_EN_09_al03	Der. Polo Ind. Oristano	100	0,3	75	principale
IT_EN_09_al04	Met. Der. per Cagliari	300	1,7	75	principale
IT_EN_09_al05	Met. Spina per aggl. ind. di Macchiareddu	300	2,1	75	principale
IT_EN_09_al06	Met. All. per Cagliari	250	0,1	75	principale
IT_EN_09_al07	Met. Der. per Iglesias	150	4,4	75	principale
IT_EN_09_al08	Met. Der. per Decimomannu	150	0,9	75	principale
IT_EN_09_al09	Met. Der. per Capoterra	100	1,5	75	principale
IT_EN_09_al10	Met. Der. per Polo Ind. di Sarroch	150	7,9	75	principale
IT_EN_09_al11	Met. All. Sasol Italia	150	0,2	75	principale
IT_EN_09_al12	Colleg. Dorsale Portovesme	650	4,7	75	principale
IT_EN_09_al13	Met. Der. per Portoscuso	400	5,4	75	principale
IT_EN_09_al14	Met. All. per Eurallumina	300	0,2	75	principale
IT_EN_09_al15	Met. All. EP Fiume Santo	400	2,8	75	principale
IT_EN_09_al16	Ulteriori Allacciamenti Fase1	100-200	25,0	75	principale
IT_EN_09_gnl01	Colleg. Rigassificatore Oristano	400-650	5,7	75	principale
IT_EN_09_gnl02	Colleg. FSRU Porto Torres	650	4,6	75	principale
				424,9	
Fase 2					
Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)	Tipologia
IT_EN_09l	Met. Der. per Serramanna	250	7,9	75	principale
IT_EN_09m	Met. Der. per Guspini	150	11,1	75	principale
IT_EN_09o	Met. Der. per Terralba	150	8,4	75	principale
IT_EN_09p	Met. Der. per Villacidro	150	5,1	75	principale
IT_EN_09q	Met. Derivazione per Nuoro	400	54,3	75	principale
IT_EN_09t	Met. stacco per comune di Ittiri	150	0,3	75	principale
IT_EN_09u	Met. Stacco per com di Pozzomaggiore	150	1,1	75	principale
IT_EN_09v	Met. Der. per Sanluri	150	11,2	75	principale
IT_EN_09w	Met. Allac. per Siamanna	150	5,3	75	principale
IT_EN_09x	Met. All. per Thiesi	150	10,5	75	principale
IT_EN_09y	Met. Macomer - Olbia	400	108,3	75	principale
IT_EN_09z	Met. All. per Suni	150	15,5	75	principale
IT_EN_09_al17	Ulteriori Allacciamenti Fase2	100-200	15,0	75	principale
				254,0	

Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)		<p>FSRU di PORTO TORRES</p> <p>SASSARI</p> <p>ALGHERO</p> <p>MACOMER</p> <p>NUORO</p> <p>Terminale On-Shore di ORISTANO</p> <p>PORTOVESME</p> <p>CAGLIARI</p> <p>OLBIA</p> <p>— Fase 1</p> <p>- - - Fase 2</p>
Codice identificativo intervento		COD. IT_EN_09 TYNDP ENTSG : TRA-N-1194 (LNG -N-304 per la Virtual Pipeline non compresa nel Piano Enura)
Obiettivo generale dell'intervento		<ul style="list-style-type: none"> • metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda • sostenibilità ambientale
Obiettivi specifici		<ul style="list-style-type: none"> • soddisfacimento di nuova domanda in nuove aree • promozione del fuel switching di combustibili più inquinanti • riduzione emissioni di CO2 • riduzione emissioni di altri inquinanti
Categoria principale intervento		Nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate
Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano		Piano Decennale 2014-2023 di SGI e Piano Decennale 2017-2026 di Snam Rete Gas
Incremento delle capacità di trasporto		
Punto della rete impattato	Direzione (entrata/uscita)	Incremento di capacità
I punti di entrata, così come i punti di uscita, verranno individuati sulla base delle richieste di allacciamento.		La struttura è dimensionata per garantire il trasporto dei quantitativi di domanda riportati in precedenza in tutte le condizioni di supply.

Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative	Al fine della presente analisi si è considerata la soluzione di Interconnessione Virtuale (Virtual Pipeline). Tale configurazione prevede il servizio di caricamento e trasporto di GNL tramite bettoline. Il gas è quindi ricaricato sulle navi da un impianto italiano e trasportato fino ai rigassificatori in Sardegna.						
Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi	Interventi di interconnessione con le infrastrutture di distribuzione e con i terminali di rigassificazione facenti parte della Virtual Pipeline, progetto presentato nel piano decennale di Snam Rete Gas						
Indicazione dello stato dell'intervento	Intervento pianificato - In attesa ottenimento permessi (Autorizzazione Unica)						
Data inizio progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione e Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
Tratta Sud (da Oristano incluso verso sud)							
05/06/2017	13/02/2018	21/06/2017 19/11/2021	06/2024 09/2024	21/06/2017 19/11/2021	27/08/2020	10/2024	2026
Tratta Nord (da Oristano verso Nord)							
05/06/2017	08/02/2018	10/2022 06/2024	12/2024 04/2025	06/07/2017 10/2022	05/12/2022	10/2025	2027

COSTI Fase 1				
	Codice	Denominazione	CAPEX Nominali M€	CAPEX Reali^(*) M€
Capex Totali Progetto	IT_EN_09a	Met Cagliari - Palmas Arborea I tr. (Sud)	36,4	26,2
	IT_EN_09b	Met. Der. per Monserrato	11,9	8,9
	IT_EN_09c	Met. Vallermosta - Sulcis	46,7	36,0
	IT_EN_09d	Met. Der. per Capoterra- Sarroch	10,3	7,6
	IT_EN_09e	Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr (Centro)	23,6	14,7
	IT_EN_09f	Met. Collegamento Term. di Oristano	21,5	16,6
	IT_EN_09g	Met. Derivazione per Oristano città	2,6	1,8
	IT_EN_09h	Met. Allacciamento per Sassari	4,2	3,1
	IT_EN_09i	Met. Macomer - Porto Torres I (Nord)	33,5	23,0
	IT_EN_09j	Met. Der. per Alghero	13,4	9,8
	IT_EN_09k	Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr (1)	37,5	29,9
	IT_EN_09n	Met Cagliari - Palmas Arborea 2 tr (2)	24,1	18,9
	IT_EN_09r	Met. Palmas Arborea - Macomer	78,2	60,0
	IT_EN_09s	Met. Macomer - Porto Torres II	74,6	58,3

IT_EN_09ab	Cagliari - Palmas Arborea (km 0-km 10)	14,6	11,6
IT_EN_09_al01	Met. Derivazione per Oristano città 2 tr	2,2	1,6
IT_EN_09_al02	Met. Der. per Arborea	6,1	4,5
IT_EN_09_al03	Der. Polo Ind. Oristano	0,3	0,2
IT_EN_09_al04	Met. Der. per Cagliari	2,5	2,0
IT_EN_09_al05	Met. Spina per aggl. ind. di Macchiareddu	1,5	1,1
IT_EN_09_al06	Met. All. per Cagliari	0,1	0,1
IT_EN_09_al07	Met. Der. per Iglesias	3,3	2,5
IT_EN_09_al08	Met. Der. per Decimomannu	0,7	0,5
IT_EN_09_al09	Met. Der. per Capoterra	1,1	0,9
IT_EN_09_al10	Met. Der. per Polo Ind. di Sarroch	7,9	6,0
IT_EN_09_al11	Met. All. Sasol Italia	0,3	0,2
IT_EN_09_al12	Colleg. Dorsale Portovesme	9,5	7,3
IT_EN_09_al13	Met. Der. per Portoscuso	8,0	6,3
IT_EN_09_al14	Met. All. per Eurallumina	0,5	0,4
IT_EN_09_al15	Met. All. EP Fiume Santo	3,6	2,7
IT_EN_09_al16	Ulteriori Allacciamenti Fase1	16,4	13,7
IT_EN_09_gnl01	Colleg. Rigassificatore Oristano	9,0	6,9
IT_EN_09_gnl02	Colleg. FSRU Porto Torres	7,4	5,8
	Totale	514	389

(*) Utilizzati per l'analisi costi benefici (al netto di IPCO, escalation e della fiscalità del lavoro)

- Consuntivo Nominale al 31/12/2022: 23 M€

- Consuntivo Reale al 31/12/2022: 15 M€

NOTA: Oltre ai costi qui dettagliati sono stati considerati i costi previsti per gli immobili e la digitalizzazione delle infrastrutture per un totale di circa 6 M€.

COSTI Fase 2

	Codice	Denominazione	CAPEX Nominali M€	CAPEX Reali(*) M€
Capex Totali Progetto	IT_EN_09l	Met. Der. per Serramanna	4,6	3,5
	IT_EN_09m	Met. Der. per Guspini	5,8	4,4
	IT_EN_09o	Met. Der. per Terralba	4,8	3,6
	IT_EN_09p	Met. Der. per Villacidro	2,8	2,1
	IT_EN_09q	Met. Derivazione per Nuoro	67,5	49,4
	IT_EN_09t	Met. stacco per comune di Ittiri	0,3	0,2
	IT_EN_09u	Met. Stacco per com di Pozzomaggiore	0,6	0,5
	IT_EN_09v	Met. Der. per Sanluri	5,4	4,0
	IT_EN_09w	Met. Allac. per Siamanna	2,8	2,1
	IT_EN_09x	Met. All. per Thiesi	6,2	4,5
	IT_EN_09y	Met. Macomer - Olbia	118,8	86,5
	IT_EN_09z	Met. All. per Suni	8,9	6,6
	IT_EN_09_al17	Ulteriori Allacciamenti Fase2	19,2	15,7
		Totale	248	183

(*) Utilizzati per l'analisi costi benefici (al netto di IPCO, escalation e della fiscalità del lavoro)
- Consuntivo Nominale al 31/12/2022: 9 M€
- Consuntivo Reale al 31/12/2022: 6 M€
OPEX Trasporto Fasi 1+2: 8,4 M€/anno

ANALISI COSTI BENEFICI: FASE 1

BENEFICI MONETARI - Totale benefici periodo di analisi					
Al fine della valutazione del risparmio potenziale, per i combustibili attualmente utilizzati in Sardegna sono stati assunti i valori riportati nell'appendice informativa 2023 allegata al documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" pubblicati sul sito di Snam.					
		GA		PNIEC	
	Anno Studio	M€	Q.tà [TWh - kton]	M€	Q.tà [TWh - kton]
B1: Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)					
B2m: Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree	2030	167 M€	7,3 TWh	243 M€	7,3 TWh
	2035	169 M€	7,3 TWh	246 M€	7,3 TWh
	2040	169 M€	7,3 TWh	268 M€	7,3 TWh
<i>Con Termoelettrico:</i> B2m: Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree	2030	133 M€	8,2 TWh	214 M€	8,2 TWh
	2035	135 M€	8,3 TWh	217 M€	8,3 TWh
	2040	135 M€	8,3 TWh	241 M€	8,3 TWh
B2t: Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico					
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali					
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption					
B4: Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative					

B5comb: Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione	2030	142 M€	477 kton	142 M€	477 kton
	2035	222 M€	480 kton	222 M€	480 kton
	2040	299 M€	480 kton	299 M€	480 kton
<i>Con Termoelettrico:</i> <i>B5comb: Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione</i>	2030	179 M€	604 kton	179 M€	604 kton
	2035	281 M€	606 kton	281 M€	606 kton
	2040	378 M€	606 kton	378 M€	606 kton
B5ed: Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta					
B6: Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti	2030	519 M€	3,8 kton	519 M€	3,8 kton
	2035	520 M€	3,8 kton	520 M€	3,8 kton
	2040	520 M€	3,8 kton	520 M€	3,8 kton
<i>Con Termoelettrico:</i> <i>B6: Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti</i>	2030	750 M€	6,3 kton	750 M€	6,3 kton
	2035	751 M€	6,3 kton	751 M€	6,3 kton
	2040	751 M€	6,3 kton	751 M€	6,3 kton
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico					
B8: Variazioni dei costi operativi di compressione					
B9: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico					
Benefici qualitativi					
Ulteriori benefici generati dal progetto che risultano non immediatamente quantificabili e/o monetizzabili sono:					
<ul style="list-style-type: none">• maggiore affidabilità e minore impatto ambientale e paesaggistico rispetto a qualsiasi altro sistema di vettoriamento energetico.• maggiore sicurezza nella gestione boil off.• ricadute occupazionali: dirette per la realizzazione dell’infrastruttura e indirette in relazione all’indotto generato.• sviluppo del settore trasporti in quanto il progetto potrebbe abilitare una sostituzione dei combustibili tradizionali ancora superiore rispetto a quella considerata nell’analisi generando ulteriori benefici occupazionali e ambientali.					

- sviluppo della competitività del comparto industriale favorendo di conseguenza anche la nascita di nuove imprese.
- sviluppo del settore del biometano anche in Sardegna. Il biometano rappresenta una fonte rinnovabile programmabile che ben si integra al solare e all'eolico. Un suo sviluppo permetterebbe di rispondere agli obiettivi di decarbonizzazione e promuoverebbe un incremento della produzione domestica.
- rete "hydrogen ready", compatibile con percentuali fino al 100% di Idrogeno con elevato potenziale di decarbonizzazione del settore energetico e di supporto al sistema elettrico (Power to Gas).
- la realizzazione di una rete pienamente interconnessa e alimentata da almeno due diversi punti di supply garantisce una maggiore sicurezza di approvvigionamento dell'intero mercato della Sardegna.
- l'interconnessione fisica fra i punti di approvvigionamento garantisce una maggiore resilienza del sistema: in caso di parziale o totale indisponibilità di uno dei punti di alimentazione.
- l'interconnessione permette di pianificare con maggiore flessibilità eventuali interventi di manutenzione che prevedano l'interruzione di una delle alimentazioni.
- una rete integrata maggiormente estesa garantisce la disponibilità di livello di linepack più elevato, utilizzabile in caso di interruzioni programmate e non.

COSTI

Capex totali progetto [M€]	<ul style="list-style-type: none"> • Trasporto rete energetica (*): 520 M€⁶ • Distribuzione: 306 M€ • Rigassificazione (**): 718 M€ • Altro (***): 848 M€
Consuntivo al 31/12/2022 [M€]	23 M€
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	520 M€ (al momento non sono previsti fattori esogeni)
Opex [M€/anno]	<ul style="list-style-type: none"> • Trasporto rete energetica: 4,6 M€/anno • Distribuzione: 8 M€/anno • Rigassificazione: 31 M€/anno • Altro: 2 M€/anno

(*) la voce contiene anche i costi relativi agli immobili.

(**) i costi di rigassificazione considerano i costi di investimento (di capitale e operativi) di tutti i rigassificatori previsti in Sardegna relativamente al progetto, i costi relativi alle bettoline e i costi incrementali per l'adeguamento infrastrutturale necessario per effettuare il reloading a Panigaglia.

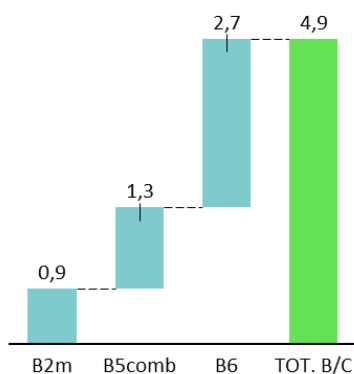
(***) la voce "altro" contiene i costi relativi allo switching tecnologico dei clienti finali.

⁶ Stimato con la metodologia ACB approvata con delibera ARERA, a cui sono stati aggiunti Inflazione, Interessi Passivi in Corso d'Opera (IPCO) e Fiscalità del Lavoro.

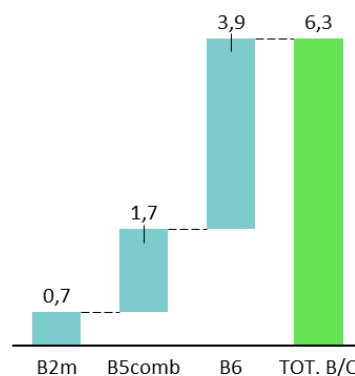
FASE 1			
INDICATORI DI PERFORMANCE: Domanda base			
GA	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [Anni]
	10,3 B€	4,9	3 anni
PNIEC	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [Anni]
	11,5 B€	5,4	3 anni

FASE 1			
INDICATORI DI PERFORMANCE: Sensitivity domanda con termoelettrico			
GA	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [Anni]
	14,0 B€	6,3	2 anni
PNIEC	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [Anni]
	15,3 B€	6,8	2 anni

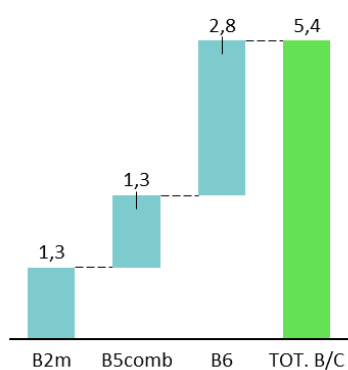
GA – Scenario Base



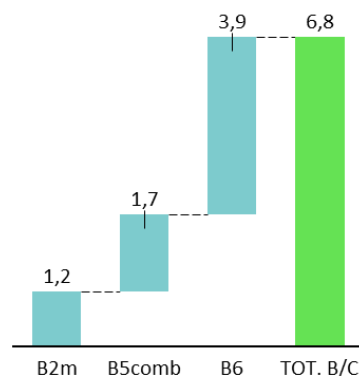
GA – Scenario con Termoelettrico



PNIEC – Scenario Base



PNIEC – Scenario con Termoelettrico



	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO E.E.
SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE) GA	Non Critico	N.A.	+19 anni
SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE) PNIEC	Non Critico	N.A.	+19 anni
	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO E.E.
SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE) GA con TERMOELETTRICO	Non Critico	N.A.	+20 anni
SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE) PNIEC con TERMOELETTRICO	Non Critico	N.A.	+20 anni

ANALISI COSTI BENEFICI: FASI 1+2

BENEFICI MONETARI - Totale benefici periodo di analisi					
Al fine della valutazione del risparmio potenziale, per i combustibili attualmente utilizzati in Sardegna sono stati assunti i valori riportati nell'appendice informativa 2023 allegata al documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" pubblicati sul sito di Snam.					
		GA		PNIEC	
	Anno Studio	M€	Q.tà [TWh - kton]	M€	Q.tà [TWh - kton]
B1: Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas (variazione del costo di approvvigionamento)					
B2m: Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree	2030	192 M€	8,3 TWh	279 M€	8,3 TWh
	2035	195 M€	8,4 TWh	284 M€	8,4 TWh
	2040	195 M€	8,5 TWh	310 M€	8,5 TWh
Con Termoelettrico: B2m: Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili per metanizzazioni di nuove aree	2030	157 M€	9,3 TWh	250 M€	9,3 TWh
	2035	161 M€	9,4 TWh	256 M€	9,4 TWh
	2040	161 M€	9,4 TWh	283 M€	9,4 TWh
B2t: Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico					
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali					
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di stress disruption					
B4o: Costi evitati di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative					

B5comb: Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione	2030	161 M€	542 kton	161 M€	542 kton
	2035	253 M€	546 kton	253 M€	546 kton
	2040	341 M€	546 kton	341 M€	546 kton
<i>Con Termoelettrico:</i> <i>B5comb: Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da combustione</i>	2030	199 M€	668 kton	199 M€	668 kton
	2035	312 M€	672 kton	312 M€	672 kton
	2040	420 M€	673 kton	420 M€	673 kton
B5ed: Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas climalteranti da emissione diretta					
B6: Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti	2030	587 M€	4,3 kton	587 M€	4,3 kton
	2035	589 M€	4,3 kton	589 M€	4,3 kton
	2040	589 M€	4,3 kton	589 M€	4,3 kton
<i>Con Termoelettrico:</i> <i>B6: Variazione esternalità negative associate a emissioni di gas inquinanti non climalteranti</i>	2030	819 M€	6,8 kton	819 M€	6,8 kton
	2035	820 M€	6,8 kton	820 M€	6,8 kton
	2040	820 M€	6,8 kton	820 M€	6,8 kton
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico					
B8: Variazioni dei costi operativi di compressione					
B9: Fornitura di flessibilità al sistema elettrico					
Benefici qualitativi					
Ulteriori benefici generati dal progetto che risultano non immediatamente quantificabili e/o monetizzabili sono:					
<ul style="list-style-type: none">• maggiore affidabilità e minore impatto ambientale e paesaggistico rispetto a qualsiasi altro sistema di vettoriamento energetico.• maggiore sicurezza nella gestione boil off.• ricadute occupazionali: dirette per la realizzazione dell’infrastruttura e indirette in relazione all’indotto generato.• sviluppo del settore trasporti in quanto il progetto potrebbe abilitare una sostituzione dei combustibili tradizionali ancora superiore rispetto a quella considerata nell’analisi generando ulteriori benefici occupazionali e ambientali.					

- sviluppo della competitività del comparto industriale favorendo di conseguenza anche la nascita di nuove imprese.
- sviluppo del settore del biometano anche in Sardegna. Il biometano rappresenta una fonte rinnovabile programmabile che ben si integra al solare e all'eolico. Un suo sviluppo permetterebbe di rispondere agli obiettivi di decarbonizzazione e promuoverebbe un incremento della produzione domestica.
- rete "hydrogen ready", compatibile con percentuali fino al 100% di Idrogeno con elevato potenziale di decarbonizzazione del settore energetico e di supporto al sistema elettrico (Power to Gas).
- la realizzazione di una rete pienamente interconnessa e alimentata da almeno due diversi punti di supply garantisce una maggiore sicurezza di approvvigionamento dell'intero mercato della Sardegna.
- l'interconnessione fisica fra i punti di approvvigionamento garantisce una maggiore resilienza del sistema: in caso di parziale o totale indisponibilità di uno dei punti di alimentazione.
- l'interconnessione permette di pianificare con maggiore flessibilità eventuali interventi di manutenzione che prevedano l'interruzione di una delle alimentazioni.
- una rete integrata maggiormente estesa garantisce la disponibilità di livello di linepack più elevato, utilizzabile in caso di interruzioni programmate e non.

COSTI

Capex totali progetto [M€]	<ul style="list-style-type: none"> • Trasporto rete energetica (*): 768 M€⁷ • Distribuzione: 562 M€ • Rigassificazione (**): 718 M€ • Altro (***): 958 M€
Consuntivo al 31/12/2022 [M€]	32 M€
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	768 M€ (al momento non sono previsti fattori esogeni)
Opex [M€/anno]	<ul style="list-style-type: none"> • Trasporto: 8,4 M€/anno • Distribuzione: 15 M€/anno • Rigassificazione: 31 M€/anno • Altro: 2 M€/anno

(*) la voce contiene anche i costi relativi agli immobili.

(**) i costi di rigassificazione considerano i costi di investimento (di capitale e operativi) di tutti i rigassificatori previsti in Sardegna relativamente al progetto, i costi relativi alle bettoline e i costi incrementali per l'adeguamento infrastrutturale necessario per effettuare il reloading a Panigaglia.

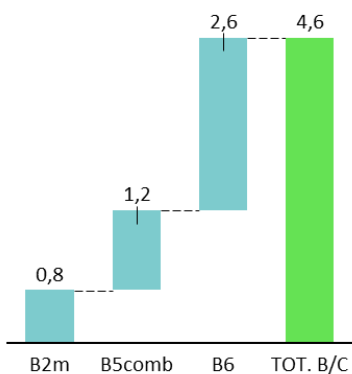
(***) la voce "altro" contiene i costi relativi allo switching tecnologico dei clienti finali.

⁷ Stimato con la metodologia ACB approvata con delibera ARERA, a cui sono stati aggiunti Inflazione, Interessi Passivi in Corso d'Opera (IPCO) e Fiscalità del Lavoro.

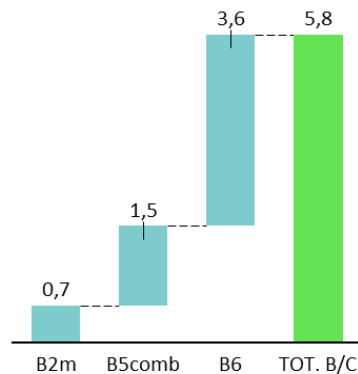
FASI 1+2			
INDICATORI DI PERFORMANCE: Domanda base			
GA	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [Anni]
	11,6 B€	4,6	3 anni
PNIEC	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [Anni]
	12,9 B€	5,0	3 anni

FASI 1+2			
INDICATORI DI PERFORMANCE: Sensitivity domanda con termoelettrico			
GA	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [Anni]
	15,2 B€	5,8	3 anni
PNIEC	VAN [M€]	B/C	PAYBACK PERIOD [Anni]
	16,7 B€	6,2	2 anni

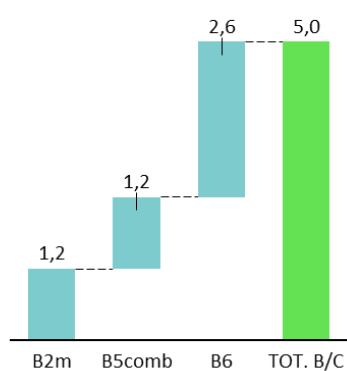
GA – Scenario Base



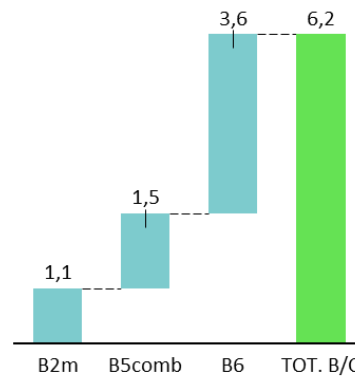
GA – Scenario con Termoelettrico



PNIEC – Scenario Base



PNIEC – Scenario con Termoelettrico



	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO E.E.
SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE) GA	Non Critico	N.A.	+18 anni
SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE) PNIEC	Non Critico	N.A.	+19 anni
	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO E.E.
SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE) GA con TERMOELETTRICO	Non Critico	N.A.	+19 anni
SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE) PNIEC con TERMOELETTRICO	Non Critico	N.A.	+20 anni

ACB AGGIUNTIVA ai sensi della Delib. 122/2023/R/gas

TRASPORTO SU RETE vs TRASPORTO SU GOMMA

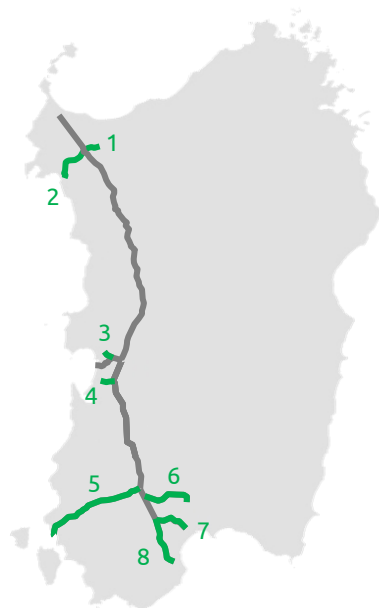
La Delib. ARERA 122/2023/R/gas all'Art. 2 comma f, integrando la Delib. 468/2018/R/gas all'Art.10 comma 10.4, dispone, per gli interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, che le imprese di trasporto, avvalendosi del concessionario/i della rete/i di distribuzione, elaborino una ACB aggiuntiva che consideri come scenario controfattuale, l'assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della/e rete/i di distribuzione per la domanda civile (e.g. nel caso della metanizzazione della Sardegna, il trasporto su gomma).

Di seguito vengono rappresentate, per entrambi le Fasi 1 e 2 del progetto, i risultati, in termini di indicatore B/C, dell'analisi comparativa fra il trasporto su rete e quello su gomma, per ogni derivazione/allacciamento a servizio dei bacini di consumo.

La domanda utilizzata come riferimento è quella che considera i consumi civili come da stime Medea S.p.A. ed i consumi industriali. Analogamente sono stati considerati i valori di Capex e Opex delle infrastrutture della distribuzione, nonché i costi del trasporto su gomma a partire dall'unico deposito costiero GNL in esercizio sul territorio Sardo, ubicato ad Oristano, messi a disposizione da Medea S.p.A. in sede di coordinamento.

FASE 1

FASE 1 INDICATORI DI PERFORMANCE per DERIVAZIONE/ALLACCIAMENTO				
			Rete	Gomma
Num.	Codice	Denominazione	B/C	B/C
1	IT_EN_09h	Met. Allacciamento per Sassari	7,6	1,6
2	IT_EN_09j	Met. Der. per Alghero	1,5	0,7
3	IT_EN_09g	Met. Derivazione per Oristano città 1 tr	6,0	2,4
	IT_EN_09_al01	Met. Derivazione per Oristano città 1 tr		
	IT_EN_09_al03	Der. Polo Ind. Oristano		
4	IT_EN_09_al02	Met. Der. per Arborea	7,7	3,6
5	IT_EN_09c	Met. Vallermosa - Sulcis	115,0	9,6
	IT_EN_09_al07	Met. Der. per Iglesias		
	IT_EN_09_al12	Colleg. Dorsale Portovesme		
	IT_EN_09_al14	Met. All. per Eurallumina		
6	IT_EN_09b	Met. Der. per Monserrato	4,3	2,3
	IT_EN_09_al08	Met. Der. per Decimomannu		
7	IT_EN_09_al04	Met. Der. per Cagliari	16,0	5,9
	IT_EN_09_al05	Met. Spina per aggl. ind. di Macchiareddu		
	IT_EN_09_al06	Met. All. per Cagliari		
8	IT_EN_09d	Met. Der. per Capoterra- Sarroch	63,3	10,1
	IT_EN_09_al09	Met. Der. per Capoterra		
	IT_EN_09_al10	Met. Der. per Polo Ind. di Sarroch		
	IT_EN_09_al11	Met. All. Sasol Italia		

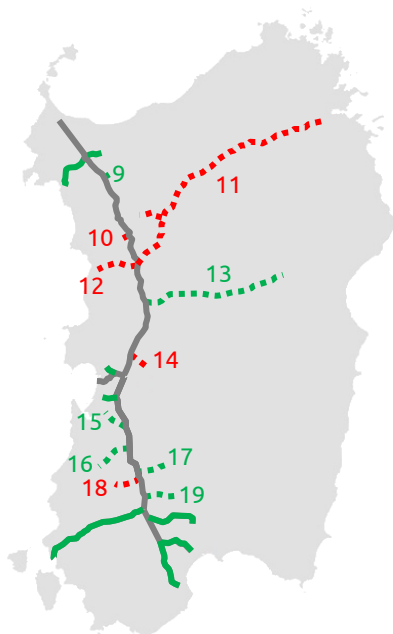
FASE 1


Per quanto relativamente alla Fase 1, tutte le derivazioni/allacciamenti a servizio dei bacini di consumo risultano caratterizzati da B/C superiore a quello afferente al corrispondente trasporto su gomma.

FASE 2

FASE 2				
INDICATORI DI PERFORMANCE per DERIVAZIONE/ALLACCIAMENTO				
			Rete	Gomma
Num.	Codice	Denominazione	B/C	B/C
9	IT_EN_09t	Met. Stacco per comune di Ittiri	14,1	3,3
10	IT_EN_09u	Met. Stacco per com di Pozzomaggiore	-	-
11	IT_EN_09y IT_EN_09x	Met. Macomer - Olbia Met. All. per Thiesi	3,6	3,7
12	IT_EN_09z	Met. All. per Suni	-	-
13	IT_EN_09q	Met. Derivazione per Nuoro	4,0	3,4
14	IT_EN_09w	Met. Allac. per Siamanna	-	-
15	IT_EN_09o	Met. Der. per Terralba	2,2	1,6
16	IT_EN_09m	Met. Der. per Guspini	9,4	2,1
17	IT_EN_09v	Met. Der. per Sanluri	1,4	1,1
18	IT_EN_09p	Met. Der. per Villacidro	-	-
19	IT_EN_09l	Met. Der. per Serramanna	58,8	11,5

FASE 2



Per quanto relativamente alla Fase 2 si riscontra che:

- Il trasporto su gasdotto Macomer-Olbia + All. per Thiesi, è caratterizzato da B/C leggermente inferiore alla condizione di alimentazione tramite gomma;
- La derivazione per Villacidro e l'allacciamento per Siamanna servono reti di distribuzione non in concessione a Medea, ed i cui concessionari non hanno risposto alla richiesta di coordinamento;
- La derivazione per Suni ed il met. di stacco per Pozzomaggiore intercettano una domanda civile non servibile con reti di distribuzione realizzate o con cantiere avviato alla data di pubblicazione del DPCM 29/03/2022.