

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

Elaborato ai sensi della Deliberazione 468/2018/R/Gas
del 27 settembre 2018

1. Executive Summary	3
2. Contesto istituzionale e normativo	5
3. Evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale prevista nello scenario di piano	6
3.1. Situazione ed evoluzioni attese in Europa e in Italia	6
3.2. Scenari adottati ai fini del Piano	6
4. Principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nei dieci anni successivi	8
4.1. Costi	8
4.2. Investimenti già decisi e da realizzare nel triennio 2019-2021	8
4.3. Investimenti pianificati da realizzare oltre il triennio 2019-2021	8
4.4. Forme di coordinamento con gestori di reti di trasporto del gas ed altri operatori di infrastrutture connesse	8
4.5. Elementi dimensionali del progetto	8
4.6. Analisi costi/benefici del progetto	9
4.6.1. Approccio utilizzato	9
4.6.2. Risultati	11
4.6.3. Ulteriori vantaggi e compatibilità con altri progetti	11
5. ALLEGATO A - SCHEDA TECNICA	13

1. Executive Summary

Enura è una società creata il 01/04/2019 controllata da Snam che ne detiene il 55% del capitale sociale e da SGI che ne detiene la quota restante del 45%, congiuntamente i Soci.

Il presente documento 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 dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici (di seguito ACB), approvati con la Delibera 230/2019/R/GAS.

Il documento fornisce gli elementi di inquadramento legislativo, regolatorio ed economico del piano decennale, gli scenari di evoluzione della domanda e dell'offerta di gas naturale ed il piano di sviluppo di Enura.

Il Piano descrive i progetti infrastrutturali di sviluppo (di seguito "progetti") della rete di trasporto di proprietà Enura nel periodo temporale compreso tra l'anno 2019 e l'anno 2028.

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

- il quadro legislativo e regolatorio in vigore;
- gli scenari di sviluppo del mercato del gas naturale;
- la proposta di piano nazionale integrato per l'energia ed il clima (PNIEC);
- il Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030 (PEARS);
- l'Accordo Stato - Regione Sardegna del 29 Luglio 2016;
- le strategie aziendali dei Soci.

Il contesto internazionale considerato prevede nei primi anni una ripresa sia pur moderata dei consumi di gas a livello comunitario e nazionale. La rilevanza e l'entità di tali evoluzioni dipenderanno in particolare dalle politiche ambientali che disincentiveranno l'uso del carbone, dalla velocità di sostituzione del carbone con le altre fonti energetiche e dalla quota che sarà acquisita dal gas. In termini strategici e competitivi il mercato gas in Europa e a livello nazionale sarà influenzato dal più ampio contesto evolutivo del mercato a livello globale.

Il progetto di realizzazione della rete energetica della Sardegna presentato nell'attuale piano riguarda gli interventi volti a realizzare le strutture di trasporto del gas (naturale o gas diversi) interconnesse con i punti di alimentazione previsti. Con riferimento al "Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030" (PEARS), si è ipotizzato che la fornitura di gas naturale sia garantita da alcuni dei terminali GNL in corso di sviluppo ed eventualmente altri in valutazione. Il progetto è stato comunque dimensionato allo scopo di perseguire la massima flessibilità e sicurezza di approvvigionamento, garantendo l'alimentazione del mercato ipotizzato a regime anche da un solo punto di alimentazione. Il progetto di realizzazione della rete energetica della Sardegna consente di riequilibrare il mix delle fonti energetiche e di riallinearne la configurazione a quella del resto dell'Italia e dell'Europa in termini di economicità e sostenibilità, nonché di garantire la sicurezza energetica dell'isola.

Nell'ambito della definizione delle soluzioni progettuali di cui al presente Piano sono state attivate forme di coordinamento con l'impresa maggiore di trasporto, con i gestori delle reti di distribuzione ed i promotori dei progetti di alimentazione nonché con gli Enti preposti al rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione delle relative opere.

Ai fini della valutazione dell'iniziativa si è provveduto ad effettuare una analisi costi benefici, illustrata nel dettaglio nei successivi capitoli del presente documento, rispetto alla quale gli indicatori monetari mostrano valori ampiamente positivi a conferma della sostenibilità del progetto.

2. Contesto istituzionale e normativo

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, l’attuale bozza del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (“PNIEC”) prevede anche il phase-out delle centrali elettriche a carbone entro il 2025. I 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) e la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e il miglioramento della qualità dell’aria.

Circa la realizzazione della rete di trasporto in Sardegna il MiSE ha valutato che il progetto “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, gli adduttori, che verranno riconosciuti come parte della Rete Regionale dei Gasdotti.

Con riferimento alla proposta di PNIEC, 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) 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. A valle dell’Analisi Costi Benefici avviata da RSE per conto di ARERA, che si prevede disponibile nella primavera 2020, si implementeranno gli interventi più adeguati per il trasporto del gas naturale. Inoltre si prevede che vengano adottate soluzioni tecnico/regolatorie che consentano di equiparare gli oneri di sistema e correlare il prezzo della materia prima al PSV. In tale prospettiva, al fine di assicurare ai consumatori sardi il necessario livello di sicurezza, equità e continuità delle forniture, sarà valutata la possibilità di un collegamento tra i depositi costieri in costruzione e in autorizzazione, e i terminali di rigassificazione operanti in Italia che si doteranno di un sistema di reloading effettuato dal TSO, e di adottare un sistema di correlazione del prezzo della materia prima con quello al PSV.

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

3.2. Scenari adottati ai fini del Piano

Con riferimento alle informazioni sul contesto e all’analisi della domanda e dell’offerta si rimanda al “Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030” (PEARS), che è stato preso come riferimento per l’analisi elaborata in questo Piano.

Lo scenario di domanda considera la sostituzione con gas naturale dei combustibili nel mercato residenziale (principalmente GPL, aria propanata e gasolio) e una parziale sostituzione negli usi industriali, compresa la cogenerazione ad essi correlata, e dei trasporti. La domanda totale a regime in Sardegna è stimata in 739 Mmc/anno (escluso il potenziale di GNL nel settore dei trasporti che non si considera venga rigassificato ed immesso in rete), mentre la domanda utilizzata ai fini delle analisi presentate nel presente documento è stata determinata considerando i soli bacini attraversati dall’infrastruttura pianificata ed ha un volume a regime di 661 Mmc/anno. La domanda presa in esame non considera eventuali ulteriori sviluppi quali la conversione delle centrali termoelettriche o la ripresa della filiera dell’alluminio nel mercato industriale. E’ prevista un’entrata in esercizio dell’infrastruttura nel 2021 con una domanda gas a regime nell’anno 2030 secondo un percorso di progressiva metanizzazione valutato in base all’esperienza maturata dai Soci in progetti analoghi sul territorio nazionale.

Di seguito si riporta l’ipotesi di build-up della domanda utilizzata ai fini del presente Piano.

Figura 2. Build-up domanda gas

ANNI	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
%	28%	42%	56%	63%	69%	77%	85%	92%	100%
Mmc	184	280	369	414	453	510	560	611	661

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

Settore	Volume (Mmc/a)
Civile + Terziario	157
Industria + Termoelettrico	429
Autotrazione	75
Totale complessivo	661

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

Ai fini del dimensionamento dell'infrastruttura è stata considerata la domanda massima raggiungibile in Sardegna. Tale metodologia consente di definire un'infrastruttura idonea a tutte le condizioni di trasporto senza gravare sul costo di realizzazione ed esercizio della stessa. La portata di picco in condizioni di freddo eccezionale per il mercato Residenziale e Terziario, è stata definita incrementando del 90% la portata in condizioni di freddo normale, in accordo con le curve di temperatura con rischio termico 1/20 anni caratteristiche per la regione Sicilia. In tali condizioni la domanda di punta oraria è stata considerata a 415 kmc/h. Nella tabella seguente è riepilogato il mercato definito secondo i criteri sopra descritti:

Settore	Volume anno [Mmc/a]	Picco giornaliero freddo normale [Mmc/g]	Picco orario freddo normale [kmc/h]	Picco giornaliero freddo eccezionale [Mmc/g]	Picco orario freddo eccezionale [kmc/h]
Civile + Terziario	196	1,3	131	2,5	249
Industria+ Termoelettrico	468	2,0	125	2,0	125
Autotrazione	75	0,3	41	0,3	41
Totale complessivo	739	3,6	297	4,8	415

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

Con riferimento ai prezzi utilizzati all'interno dell'analisi si fa riferimento ai "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto – Appendice informativa 2019" pubblicata sul sito di Snam.

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

4.1. Costi

L'ammontare di spesa di investimento complessivamente prevista nello scenario di Piano dal 2019 al 2028 per i progetti di sviluppo ammonta a circa 495 milioni di euro. Nella seguente tabella è riportata la spesa prevista nei primi cinque anni di piano:

[M€]	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2028
SVILUPPO	16	37,2	103,1	123,4	89,9	494,7
ALTRO	1	4				5
TOTALE	17	41,2	103,1	123,4	89,9	499,7

4.2. Investimenti già decisi e da realizzare nel triennio 2019-2021

Sono state portate avanti finora le attività di pianificazione, progettazione e autorizzazione dell'opera necessarie per una più precisa e affidabile valutazione dei costi complessivi del progetto e consentire il progresso dell'iter di valutazione di compatibilità ambientale. Il progetto di realizzazione della rete energetica della Sardegna è previsto in avvio nell'arco del triennio.

4.3. Investimenti pianificati da realizzare oltre il triennio 2019-2021

Il progetto di realizzazione della rete energetica della Sardegna è previsto in completamento nell'arco dell'orizzonte di Piano.

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

Il progetto realizzazione della rete energetica Sardegna ricade interamente nel territorio nazionale e pertanto, sebbene sia stato segnalato nell'ambito del TYNDP redatto a cura di ENTSO-G, non necessita di coordinamento con gestori di reti estere.

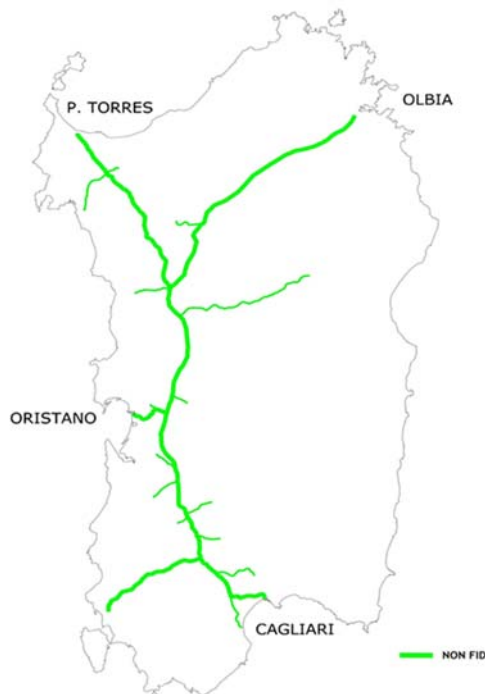
Nell'ambito della valutazione del progetto sono state avviate attività di coordinamento con gli operatori che stanno proponendo la realizzazione di depositi costieri e/o terminali di rigassificazione sul territorio sardo con alcuni dei quali si sono firmati dei *Memorandum of Understanding*.

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. In tale campo si sono firmate delle intese preliminari per gli allacciamenti dei punti di riconsegna.

4.5. Elementi dimensionali del progetto

Il progetto è composto da una rete energetica principale appartenente alla Rete Nazionale per una

lunghezza pari a circa 390 km e avente diametro DN650/DN400 e dai metanodotti appartenenti alla Rete Regionale per circa 195 km aventi diametro DN400/DN150 che permetteranno di raggiungere le principali aree di mercato della Regione.



Gli investimenti sono distribuiti su un orizzonte temporale di 8 anni (2017-2025). Le attività realizzative 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

4.6. *Analisi costi/benefici del progetto*

4.6.1. *Approccio utilizzato*

La realizzazione della rete energetica consente di raggiungere gli obiettivi di de-carbonizzazione di breve e di lungo periodo. In particolare, con riferimento agli obiettivi di breve termine, la rete energetica favorisce:

- i) l'allineamento dei prezzi con il continente, abilitando la riduzione della bolletta energetica dei consumatori residenziali e garantendo la sicurezza delle forniture ed un mercato pienamente accessibile;
- ii) l'obiettivo di riduzione delle emissioni e del miglioramento della qualità dell'aria, attraverso: i) la riduzione delle emissioni di CO₂ per circa 430 kton/a nei settori industriali

e residenziali; ii) il contributo al phase out del carbone, causa di circa 3 Mton/a di emissioni di CO₂; iii) la conversione a gas/GNL degli attuali consumi di gasolio nei trasporti.

La rete energetica, peraltro, abilita tutti i consumatori sardi (attuali e futuri) 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. In ultima istanza, la rete energetica è 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. Tali condizioni di mercato favoriscono anche la penetrazione del gas naturale in sostituzione dei combustibili maggiormente climalteranti attualmente utilizzati, con i conseguenti benefici ambientali in tema di riduzione delle emissioni e miglioramento della qualità dell'aria.

L'analisi costi/benefici del progetto è stata eseguita tenendo conto dei criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici (di seguito ACB), approvati nella Delibera 230/2019/R/GAS. In particolare sono stati utilizzati i parametri indicati nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici" pubblicato sul sito Snam ¹.

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

- *B2m - Variazione del social welfare connessa alla metanizzazione di nuove aree.*
Tale beneficio è calcolato come il differenziale di prezzo tra i combustibili sostituiti e il prezzo del gas moltiplicata per i quantitativi previsti in sostituzione.
- *B5- Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO₂*
Tale beneficio è calcolato valorizzando la riduzione di emissioni di CO₂ derivanti dalla sostituzione dei combustibili attualmente utilizzati con il gas naturale.
- *B6- Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO₂*
Tale beneficio è calcolato valorizzando la riduzione delle emissioni di altri gas climalteranti ad effetto globale ed inquinanti di tipo locale (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 ulteriori sviluppi infrastrutturali per la realizzazione delle opere a monte necessarie per garantire l'approvvigionamento gas e delle reti di distribuzione (inclusivi dei *feeder* 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 state considerati gli investimenti infrastrutturali ed impiantistici (capex) necessari 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"). Si evidenzia che i costi sono considerati in termini reali.

Con riferimento ai prezzi dei combustibili, si è fatto riferimento al documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici" pubblicato sul sito Snam.

¹ [http://www.snam.it/it/trasporto/Processi Online/Allacciamenti/informazioni/criteri_acb_cons_pub/pubblicazione.html](http://www.snam.it/it/trasporto/Processi%20Online/Allacciamenti/informazioni/criteri_acb_cons_pub/pubblicazione.html)

L'analisi economica è stata sviluppata su un orizzonte temporale di riferimento di 25 anni, a partire dal primo anno di entrata in esercizio dell'infrastruttura, 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.

4.6.2. Risultati

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

4.6.3. 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 in oggetto.

Con riferimento agli obiettivi di completa decarbonizzazione (net-zero emissions) di lungo periodo, la rete energetica, da subito "Hydrogen Ready"², 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 energetica negli usi finali (0,8% l'anno 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 Mmc/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 Mmc/annui, mentre una produzione di idrogeno di circa 300 Mmc/annui (metano equivalente) potrebbe essere realizzata installando circa 2 GW di risorse eoliche e solari. 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.

² 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

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 saranno oggetto di valutazione all'interno della procedura di impatto ambientale. Si segnala tuttavia come le infrastrutture gas risultino meno impattanti rispetto alle attuali soluzioni di vettoriamento energetico. Gli impatti più rilevanti, infatti, sono da considerarsi limitati alla fase di cantierizzazione, che quindi hanno natura temporanea, legata cioè ai tempi di cantiere necessari allo scavo ed alla posa in opera. Peraltro, saranno adottate le migliori procedure ad oggi in essere per la salvaguardia del notevole patrimonio paesaggistico dell'isola. La compatibilità ambientale dell'opera è stata sancita, relativamente al tratto Sud, 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.

Ulteriori benefici sono relativi a ricadute occupazionali, dirette per la realizzazione dell'infrastruttura e indirette in relazione all'indotto generato. Inoltre potrebbe essere possibile uno 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. Inoltre, grazie a un costo inferiore dell'energia, potrebbe essere favorita la nascita di nuove imprese.

Infine la rete energetica potrebbe favorire lo sviluppo del settore biometano anche in Sardegna. Il biometano rappresenta una fonte rinnovabile programmabile che ben si integra al solare e all'eolico. Un suo sviluppo permetterebbe di rispondere agli obiettivi di decarbonizzazione e promuoverebbe un incremento della produzione domestica.

5. ALLEGATO A - SCHEDA TECNICA

SCHEDA PROGETTO METANIZZAZIONE SARDEGNA

INFORMAZIONI SUL CONTESTO DI RIFERIMENTO

Le informazioni sul contesto di riferimento considerati nel Piano sono descritti nel “Documento di descrizione degli scenari 2019” redatto in conformità alla delibera 468/2018/R/Gas dell’ARERA e pubblicato sul sito Snam.

ANALISI DOMANDA E DELL'OFFERTA

ANALISI DELLA DOMANDA

Lo scenario di domanda considera una completa sostituzione con gas naturale dei combustibili nel mercato residenziale (principalmente GPL, aria propanata e gasolio) e una parziale sostituzione negli usi industriali, termoelettrici e dei trasporti. La domanda totale a regime in Sardegna è stimata in 739 Mmc/anno (escluso il potenziale di GNL nel settore dei trasporti che non si considera venga rigassificato ed immesso in rete), mentre la domanda utilizzata ai fini delle analisi presentate nel presente documento è stata determinata considerando i soli bacini attraversati dall’infrastruttura pianificata, che rappresentano circa il 90% della domanda complessiva per un volume a regime di 661 Mmc/anno. Le prime forniture sono previste a partire dall’anno 2021 con una domanda gas a regime nell’anno 2030 secondo un percorso di progressiva metanizzazione valutato in base all’esperienza maturata dai Soci in progetti analoghi sul territorio nazionale.

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

Settore	Volume (Mmc/a)
Civile + Terziario	157
Industria + Termoelettrico	429
Autotrazione	75
Totale complessivo	661

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

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

- Civile: il settore civile accorpa i consumi del settore residenziale e del settore terziario. L’assunzione alla base del valore annuo di mercato del settore è che vengano sviluppate tutte le reti di distribuzione previste dal PEARS e che vi sia conversione da GPL, Aria Propanata e Gasolio a gas. Per l’elaborazione dello scenario si è considerato uno sviluppo della popolazione della regione in accordo

con gli scenari ISTAT, assumendo una riduzione della popolazione dagli attuali 1,65 milioni di abitanti circa a 1,55 milioni di abitanti nel lungo termine (oltre il 2030). Al fine di tenere conto del progressivo processo di efficientamento del settore civile e della penetrazione di nuove tecnologie di riscaldamento quali pompe di calore elettriche e caldaie a condensazione e sistemi a biomassa si è assunta l'ipotesi di penetrazione delle rinnovabili pari al 68% per il residenziale e del 45% nel terziario ed un obiettivo di efficienza energetica che permette una riduzione dei consumi del 32,5% rispetto ad uno scenario inerziale di consumi di gas elaborato considerando una piena sostituzione di GPL, Aria Propanata e Gasolio con gas naturale. Il mercato residenziale e terziario di ogni comune è stato ricalcolato proporzionalmente rispetto ai volumi dello scenario inerziale. Per i comuni da metanizzare si è fatto riferimento ai bacini d'utenza definiti, ad esclusione dei bacini n° 12 e 29 e di alcuni comuni che non hanno aderito, come da informazioni desunte dal PEARS della Regione Sardegna del 2015. Tenendo conto di questa riduzione la domanda civile, principalmente servita attraverso reti di distribuzione si riduce da 196 milioni di metri cubi annui a 157 milioni di metri cubi annui.

- Industria: la domanda industriale è stata costruita considerando una domanda di energia complessiva del settore pari a circa 415 Ktep costituita da consumi di energia per usi diretti (circa 315 Ktep) e consumi per la produzione di calore derivato da impianti industriali cogenerativi (circa 100 ktep). La domanda di energia del settore è stata elaborata considerando una crescita della produzione industriale dello 0,3% medio annuo dal 2020. Si è quindi considerato che la penetrazione del gas avviene per *switch* completo da carburanti petroliferi a gas, attraverso la sostituzione di olio combustibile, GPL e gasolio. Oltre ai consumi industriali per uso diretto e per produzione di calore derivato si è considerata nella domanda industriale anche la quota di consumi degli impianti cogenerativi per la produzione di energia elettrica che, sulla base dei dati storici disponibili è valutata in circa 94 ktep di olio combustibile. Complessivamente il consumo di gas del settore industriale è quindi pari a 429 milioni di metri cubi. Ai fini del dimensionamento si è considerato il livello massimo descritto nel PEARS per l'intenso sviluppo pari a 355 milioni di metri cubi di domanda industriale inclusa la quota di calore, a cui si aggiunge la stessa quota per generazione elettrica sopra indicata.
- Autotrazione: si ipotizza una conversione degli autotrasporti da carburanti tradizionali a CNG con una penetrazione soprattutto nel trasporto privato e nel trasporto commerciale leggero e pesante. Tale ipotesi rappresenta uno scenario di penetrazione del CNG nei trasporti pari a 75 milioni di metri cubi con una penetrazione del CNG nel trasporto privato pari al 3% su un parco auto di circa 1,1 milioni di veicoli ed una penetrazione del 1,3% nel trasporto commerciale su un parco di veicoli commerciali di circa 0,15 milioni di mezzi. La dimensione del mercato calcolata si pone come media dei tre scenari presentati nel PEARS. Il

volume per autotrazione è stato ripartito su base provinciale, in proporzione agli abitanti.

Ai fini del dimensionamento dell'infrastruttura, la portata di picco in condizioni di freddo eccezionale per il mercato Residenziale e Terziario, è stata definita incrementando del 90% la portata in condizioni di freddo normale, in accordo con le curve di temperatura con rischio termico 1/20 anni caratteristiche per la regione Sicilia. In tali condizioni la domanda di punta oraria è stata considerata a 415 kmc/h. Nella tabella seguente è riepilogato il mercato definito secondo i criteri sopra descritti:

Settore	Volume anno [Mmc/a]	Picco giornaliero freddo normale [Mmc/g]	Picco orario freddo normale [kmc/h]	Picco giornaliero freddo eccezionale [Mmc/g]	Picco orario freddo eccezionale [kmc/h]
Civile + Terziario	196	1,3	131	2,5	249
Industria+ Termoelettrico	468	2,0	125	2,0	125
Autotrazione	75	0,3	41	0,3	41
Totale complessivo	739	3,6	297	4,8	415

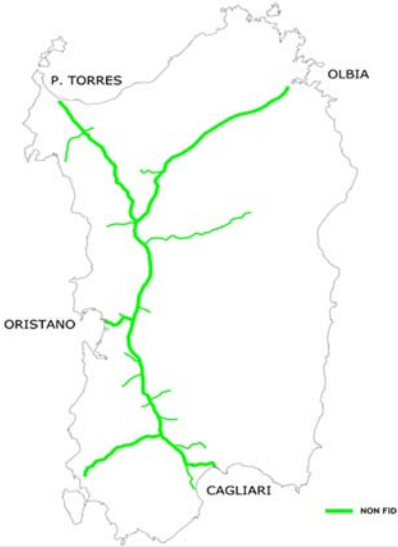
Sono inoltre state effettuate ulteriori valutazioni considerando, in aggiunta alla domanda gas sopra descritta, la domanda derivante dall'eventuale conversione da carbone a gas delle centrali termoelettriche di Fiumesanto e Portoscuso. In tale scenario, il picco orario massimo considerato per entrambe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

ANALISI DELL'OFFERTA

In coerenza con il principio di continuità territoriale adottato per l'erogazione di servizi pubblici l'offerta di gas in Sardegna potrà avvenire attraverso: l'Interconnessione virtuale (Virtual Pipeline). Tale configurazione prevede il servizio di caricamento e trasporto di GNL tramite 2 bettoline la cui entrata in esercizio seguirà il build up della domanda. Il gas è quindi ricaricato sulle navi da un impianto italiano e trasportato fino ai rigassificatori in Sardegna. Si stima la necessità di almeno 3 impianti di rigassificazione. Tale configurazione richiede lo sviluppo di un quadro normativo che permetta di equiparare tali infrastrutture ad una interconnessione virtuale che segua i medesimi meccanismi delle infrastrutture gas convenzionali. Tale soluzione risulta facilmente scalabile a seconda delle necessità e del build up della domanda gas. Tenuto conto che il quadro normativo è ancora da definire allora è stata valutata anche una configurazione di approvvigionamento che consideri il GNL a mercato. Tale configurazione prevede l'alimentazione del mercato sardo mediante GNL prelevato presso un terminale GNL europeo e trasportato in Sardegna a mezzo bettolina a mercato. Si stima la necessità di almeno 2 impianti di rigassificazione. In tale configurazione di supply la rete energetica Sardegna sarebbe una rete isolata e non vi sarebbe perequazione dei costi. Pertanto il prezzo all'utente finale, sia industriale che residenziale, risulterebbe molto maggiore rispetto al caso di supply mediante interconnessione virtuale. Questo sfavorirebbe lo switch dai combustibili tradizionali al gas naturale e di conseguenza nel caso in cui si verifici tale situazione di supply si è considerata una domanda gas pari a 343 Mm3/anno a regime.

ELEMENTI INFORMATIVI DEL PROGETTO

Denominazione intervento		Metanizzazione Sardegna			
Opere principali ed accessorie					
Codice	Denominazione	DN	km	Pressione (bar)	Tipologia
	Met Cagliari - Palmas Arborea I				
EN_09a	tr.	650	32,3	75	principale
EN_09b	Met. Vallermosa - Sulcis	400	43,7	75	principale
	Met Cagliari - Palmas Arborea 2			75	
EN_09c	tr	650	61,1		principale
	Met. Palmas Arborea -			75	
EN_09d	Macomer	650	50,1		principale
EN_09e	Met. Macomer - Porto Torres	650	78,7	75	principale
EN_09f	Met. Macomer - Olbia	400	108,3	75	principale
EN_09g	Met. Der. per Monserrato	250	16,8	75	principale
EN_09h	Met. Der. per Villacidro	150	5,1	75	principale
EN_09i	Met. Der. per Terralba	150	8,4	75	principale
	Met. Collegamento Term. di			75	
EN_09j	Oristano	650	14,5		principale
EN_09k	Met. Der. per Guspini	150	11,1	75	principale
	Met. Derivazione per Oristano			75	
EN_09l	città	150	4,4		principale
EN_09m	Met. Derivazione per Nuoro	400	54,3	75	principale
EN_09n	Met. Allacciamento per Sassari	200	6,3	75	principale
EN_09o	Met. stacco per comune di Ittiri	150	0,3	75	principale
	Met. Stacco per com di			75	
EN_09p	Pozzomaggiore	150	1,1		principale
	Met. Der. per Capoterra-			75	
EN_09q	Sarroch	150	18,9		principale
EN_09E	Met. Der. per Sanluri	150	11,2	75	principale
EN_09s	Met. Der. per Serramanna	250	7,9	75	principale
EN_09t	Met. Allac. per Siamanna	150	5,3	75	principale
EN_09u	Met. Der. per Alghero	200	18,5	75	principale
EN_09v	Met. All. per Thiesi	150	10,5	75	principale
EN_09w	Met. All. per Suni	150	15,5	75	principale
EN_09x	Met. Allacciamento Cagliari	250	0,1	75	principale
EN_09y	Imp. Regolaz. e Misura Cagliari				principale

Localizzazione intervento (rappresentazione grafica)		
Codice identificativo intervento		COD. EN_09 TYNDP ENTSG: TRA-N-1194
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 2 bettoline la cui entrata in esercizio seguirà il build up della domanda. Il gas è quindi ricaricato sulle navi da un impianto italiano e trasportato fino ai rigassificatori in Sardegna. Si stima la necessità di almeno 3 impianti di rigassificazione. Tale configurazione prevede lo sviluppo di un quadro normativo che permetta di equiparare tali infrastrutture ad una interconnessione virtuale che segua i medesimi meccanismi delle infrastrutture gas convenzionali. Tale soluzione risulta facilmente scalabile a seconda delle necessità e del build

up della domanda gas.

Tenuto conto che il quadro normativo è ancora da definire allora è stata valutata anche una configurazione di approvvigionamento che consideri il GNL a mercato. Tale configurazione prevede l'alimentazione del mercato sardo mediante GNL prelevato presso un terminale GNL europeo e trasportato in Sardegna a mezzo bettolina a mercato. Si stima la necessità di almeno 2 impianti di rigassificazione.

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

Indicazione dello stato dell'intervento

Intervento pianificato - In attesa ottenimento permessi

Data inizio progetto	Avvio progettazione di dettaglio	Presentazione richiesta Autorizzazione Unica	Ottenimento Autorizzazione Unica	Presentazione richiesta VIA	Ottenimento VIA	Data Inizio lavori	Data Entrata in Esercizio
Tratta Sud (da Oristano incluso verso sud)							
05/06/2017	13/02/2018	21/06/2017	06/2020	21/06/2017	12/2019	10/2020	12/2021 - 12/2025
Tratta Nord (da Oristano verso Nord)							
05/06/2017	08/02/2018	26/07/2017	09/2020	06/07/2017	03/2020	07/2021	12/2021-12/2025

ANALISI COSTI/BENEFICI (ipotesi Interconnessione Virtuale)
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 2019 allegata al documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" pubblicato sul sito di Snam.

B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazione di nuove aree	5309 M€
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption	
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	
B5: Riduzione effetti negativi associati a emissioni di CO2	584 M€
B6: Riduzione effetti negativi associate a emissioni non CO2	1799 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema elettrico	

Benefici qualitativi

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

- maggiore affidabilità e minore impatto ambientale e paesaggistico rispetto a qualsiasi altro sistema di vettoriamento energetico.
- minore necessità di stoccaggio.
- Maggiore sicurezza nella gestione boil off.
- ricadute occupazionale: 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 comparto industriale favorendo di conseguenza anche la nascita di nuove imprese.
- possibile utilizzo per produzione energia elettrica in sostituzione attuali impianti a carbone
- sviluppo settore biometano anche in Sardegna. Il biometano rappresenta una fonte rinnovabile programmabile che ben si integra al solare e all'eolico. Un suo sviluppo permetterebbe di rispondere agli obiettivi di decarbonizzazione e promuoverebbe un incremento della produzione domestica.

COSTI

Capex totali progetto [M€]	<ul style="list-style-type: none"> • Trasporto rete energetica: 590,9 M€³ • Ulteriori allacciamenti: 63 M€ • Distribuzione: 579,4 M€ • Rigassificazione: 180,9 M€ • Altro: 145,7 M€
Consuntivo al 31/12/2018 [M€]	0 M€ (11,8 M€ consuntivati ante 2019 da SRG e SGI)
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	572,9 M€
Opex	<ul style="list-style-type: none"> • Trasporto: 7,7 M€/anno • Distribuzione: 11,6 M€/anno • Rigassificazione: 5,0 M€/anno • Altro: 16,5 M€/anno

COSTI

	Codice	Denominazione	M€
Capex Totali Progetto	RN_09a	Met Cagliari - Palmas Arborea I tronco	74,0
	RN_09b	Met. Vallermosta - Sulcis	34,4
	RN_09c	Met Cagliari - Palmas Arborea II tronco	38,7
	RN_09d	Met. Palmas Arborea - Macomer	69,7
	RN_09e	Met. Macomer - Porto Torres	101,2
	RN_09f	Met. Macomer - Olbia	110,1
	RN_09g	Met. Der. per Monserrato	11,7
	RN_09h	Met. Der. per Villacidro	2,6
	RN_09i	Met. Der. per Terralba	4,6
	RN_09j	Met. Collegamento Term. di Oristano	20,5
	RN_09k	Met. Der. per Guspini	5,4

³ Stimato con la metodologia ACB approvata con delibera ARERA del 2019, a cui sono stati aggiunti Inflazione ed Interessi Passivi in Corso d'Opera (IPCO). Tale metodologia prevede la stima del costo di investimento basata sui costi standard e relativa contingency. Il valore risulta essere maggiore rispetto a quanto considerato nel piano di ENURA e comporta una valutazione benefici più cautelativa.

RN_09l	Met. Derivazione per Oristano città	2,4
RN_09m	Met. Derivazione per Nuoro	56,5
RN_09n	Met. Allacciamento per Sassari	4,2
RN_09o	Met. stacco per comune di Ittiri	0,3
RN_09p	Met. Stacco per com di Pozzomaggiore	0,5
RN_09q	Met. Der. per Capoterra- Sarroch	9,0
RN_09r	Met. Der. per Sanluri	5,6
RN_09s	Met. Der. per Serramanna	5,6
RN_09t	Met. Allac. per Siamanna	3,1
RN_09u	Met. Der. per Alghero	12,0
RN_09v	Met. All. per Thiesi	6,1
RN_09w	Met. All. per Suni	8,9
RN_09x	Met. All. Cagliari	0,05
RN_09y	Impianto Regolazione e Misura Cagliari	3,6
	Totale	590,9

NOTA: Oltre ai costi qui dettagliati sono stati considerati i costi previsti per gli allacciamenti relativi ai bacini attraversati dalla rete di trasporto per un totale di 63 M€

INDICATORI DI PERFORMANCE			
INDICATORI ECONOMICI: 1° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	2292 M€	2,3	9 anni

INDICATORI DI PERFORMANCE			
INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	2278 M€	2,3	9 anni

Il progetto non prevede la valorizzazione di benefici ulteriori rispetto a quelli minimi.

SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE)	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO E.E.
	Non critico	NA	+10 anni

ANALISI COSTI/BENEFICI (ipotesi GNL a mercato)

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 2019 allegata al documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" pubblicato sul sito di Snam. Per il GNL è stato invece definito il prezzo tenendo conto di effettuare un reloading da un terminale europeo del mediterraneo. Il prezzo del GNL in Sardegna dovrà essere sufficientemente alto da attrarre il gas, pertanto è stato costruito prendendo il prezzo massimo fra l'hub spagnolo e francese a cui sono poi stati sommati i seguenti costi della catena logistica:

- Reloading: 1,2 €/MWh⁴
- Shipping: 4 €/MWh⁵
- Margine di commercializzazione: 2,6 €/MWh⁶

B1: variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura	
B2m: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili, per metanizzazione di nuove aree	2332 M€
B2t: variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico	
B3n: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali	
B3d: Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption	
B4o: Costi evitati per obblighi normativi che sarebbero stati sostenuti se l'opera non fosse stata costruita	
B4p: Costi evitati per penali che sarebbero state sostenute se l'opera non fosse stata costruita	
B5: Riduzione effetti negativi associati a emissioni di CO2	284 M€
B6: Riduzione effetti negativi associate a emissioni non CO2	1094 M€
B7: Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel sistema	

⁴ Reloading dal terminale di Barcellona

⁵ Stimato sulla base di un investimento di 3 navi metaniere per un totale di 90 M€ da recuperare su 25 anni con un TIR del 10%

⁶ Premio per truck loading service a FOS quotato da ICIS Heren a marzo 2019

elettrico	
COSTI	
Capex totali progetto [M€]	<ul style="list-style-type: none"> • Trasporto rete energetica: 590,9 M€⁷ • Ulteriori allacciamenti: 63 M€ • Distribuzione: 354,8 M€ • Rigassificazione: 120,0 M€ • Altro: 71,4 M€
Consuntivo al 31/12/2018 [M€]	0 M€ (11,8 M€ consuntivati ante 2019 da SRG e SGI)
Capex (al netto di opere compensative esogene al servizio) [M€]	572,9 M€
Opex	<ul style="list-style-type: none"> • Trasporto: 7,7 M€/anno • Distribuzione: 7,1 M€/anno • Rigassificazione: 3,8 M€/anno • Altro: 6,2 M€/anno

INDICATORI DI PERFORMANCE			
INDICATORI ECONOMICI: 1° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	674 M€	1,5	14 anni

INDICATORI DI PERFORMANCE			
INDICATORI ECONOMICI: 2° stadio benefici minimi (rif. par. 8.4 “criteri applicativi)	VAN	B/C	PAYBACK PERIOD
	659 M€	1,5	14 anni

Il progetto non prevede la valorizzazione di benefici ulteriori rispetto a quelli minimi.

SENSITIVITY FATTORI CRITICI (SWITCHING VALUE)	CAPEX + OPEX	CODG	ANNO E.E.
	+71%	NA	+6 anni

⁷ Stimato con la metodologia ACB approvata con delibera ARERA del 2019, a cui sono stati aggiunti Inflazione ed Interessi Passivi in Corso d’Opera (IPCO). Tale metodologia prevede la stima del costo di investimento basata sui costi standard e relativa contingency. Il valore risulta essere maggiore rispetto a quanto considerato nel piano di ENURA e comporta una valutazione benefici più cautelativa.

NOTA

Si segnala che sono inoltre allo studio ulteriori opere infrastrutturali della rete energetica finalizzata ad interconnettere la rete attualmente pianificata con i bacini al momento non attraversati dalla stessa e quindi non inclusi nella domanda gas utilizzata per l'analisi costi benefici. In particolare si considerano nuovi metanodotti che staccandosi dalla derivazione per Nuoro e dalla derivazione per Serramanna consentano le interconnessioni dei bacini 15, 16, 17, 22, 26 e 28 per un costo complessivo preliminare di circa 236 M€. Si è valutato che l'analisi costi benefici risulta positiva anche includendo tali ulteriori interventi. In particolare considerando una domanda complessiva pari a 739 Mmc/anno grazie alla metanizzazione anche di questi nuovi bacini, i risultati dell'analisi costi benefici con la configurazione Virtual Pipeline sono i seguenti:

VAN= 2.269 M€

B/C= 2,1

PBPE= 10 anni