



**STUDIO RSE SULLO SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE DELLA SARDEGNA**  
**FASE 2: APPROFONDIMENTO SULLE MODALITÀ DI TRASPORTO DEL GNL/GAS NATURALE**  
**ALL'INTERNO DELLA SARDEGNA (ANNI 2020-2040)**

**ai sensi della deliberazione ARERA 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019**

**Giugno 2021**

# Indice

<b>EXECUTIVE SUMMARY .....</b>	<b>4</b>
<b>1 OBIETTIVO DELLO STUDIO .....</b>	<b>6</b>
<b>2 SINTESI DELLA FASE 1 DELLO STUDIO E AGGIORNAMENTI PROPEDEUTICI ALLA FASE 2 .....</b>	<b>7</b>
<b>3 APPROVVIGIONAMENTO DEL GNL IN SARDEGNA .....</b>	<b>11</b>
<b>4 DATABASE DELLE UTENZE CONTENDEBILI DELLA REGIONE SARDEGNA .....</b>	<b>13</b>
4.1 Utenze industriali .....	13
4.2 Utenze civili aggregate nei bacini.....	17
4.3 Profilo temporale di crescita del fabbisogno di gas naturale nella configurazione BASE.....	21
<b>5 METODOLOGIA PER IL TRASPORTO DEL GAS NATURALE/GNL.....</b>	<b>22</b>
5.1 Costo del trasporto del GNL su strada.....	23
5.2 Costi e ipotesi di dimensionamento dei depositi satellite.....	25
5.3 Trasporto del gas naturale tramite tratti di rete.....	26
5.3.1 Costi di investimento e operativi dei tratti di rete .....	26
5.3.2 Metodologia per la costruzione della rete di trasporto del gas.....	27
5.4 Esternalità del trasporto del GNL su strada e del trasporto di gas naturale tramite tratti di rete ..	28
<b>6 SINTESI DELLE IPOTESI RELATIVE ALLA CONFIGURAZIONE BASE.....</b>	<b>29</b>
<b>7 CALCOLO DEI COSTO DI TRASPORTO PER LA CONFIGURAZIONE BASE NELLE SOLUZIONI “SINGOLE” DI TRASPORTO: 100% SU STRADA E 100% CON GASDOTTI.....</b>	<b>30</b>
7.1 Soluzione con 100% trasporto GNL su strada .....	30
7.2 Soluzione con 100% trasporto su gasdotti.....	31
<b>8 METODO DI IDENTIFICAZIONE DELLA SOLUZIONE MISTA DI TRASPORTO “OTTIMA” .....</b>	<b>32</b>
<b>9 RISULTATI SOLUZIONE MISTA OTTIMA.....</b>	<b>33</b>
<b>10 CONFRONTO TRA IL TRASPORTO SU STRADA DEI COMBUSTIBILI TRADIZIONALI E DEL GNL .....</b>	<b>34</b>
<b>11 ANALISI DI SENSITIVITÀ DEI RISULTATI IN CASO DI IPOTESI ALTERNATIVE .....</b>	<b>37</b>
11.1 Sensitività al variare del livello di metanizzazione .....	38
11.1.1 Costi non recuperabili in caso di variazione del fabbisogno .....	39
11.2 Sensitività al variare delle utenze da ottimizzare e delle condizioni per il trasporto su strada.....	40
11.2.1 Caso 1 con tutte le utenze, ma OTTIMIZZAZIONE solo di quelle industriali .....	40
11.2.2 Caso 2 con trasporto su strada solo da Oristano.....	41
11.2.3 Caso 3 con trasporto su strada solo da Oristano e Portovesme .....	42
11.2.4 Confronto tra i casi alternativi.....	42
11.3 Sensitività: parametri di costo .....	43
11.3.1 Caso 1 con costi di investimento dei gasdotti ridotti del 20% .....	43
11.3.2 Caso 2 con costi del trasporto su strada incrementati del 20% .....	44
11.3.3 Caso 3 con costi operativi dei depositi satellite raddoppiati (+100%).....	44
11.3.4 Caso 4 con costi di investimento dei depositi satellite incrementati del 33% .....	45
11.3.5 Confronto tra i casi, sensitività sui parametri di costi .....	45
<b>12 CONCLUSIONI .....</b>	<b>46</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>48</b>
<b>13 ALLEGATI .....</b>	<b>49</b>

13.1	Caso con sviluppo metanizzazione MODERATO .....	49
13.1.1	Soluzione mista ottima "MODERATO" .....	49
13.1.2	Sensitività su utenze da ottimizzare e modalità di trasporto.....	49
13.1.3	Sensitività sui parametri di costo.....	50
13.2	Caso con sviluppo metanizzazione ELEVATO .....	51
13.2.1	Soluzione mista ottima "ELEVATO" .....	51
13.2.2	Sensitività su utenze da ottimizzare e modalità di trasporto.....	51
13.2.3	Sensitività sui parametri di costo.....	52
13.3	Caso con sviluppo metanizzazione ESTREMO .....	53
13.3.1	Soluzione mista ottima "ESTREMO" .....	53
13.3.2	Sensitività su utenze da ottimizzare e modalità di trasporto.....	53
13.3.3	Sensitività sui parametri di costo.....	54

## EXECUTIVE SUMMARY

Su richiesta dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, RSE ha condotto un primo studio (Fase 1) nel quale sono stati calcolati i costi complessivi a livello di sistema (incluse esternalità) di diverse configurazioni di sviluppo infrastrutturale possibili nell'isola della Sardegna, attualmente non rifornita dal gas naturale. Tra le diverse configurazioni infrastrutturali, lo studio di Fase 1 ha individuato quella in grado di minimizzare il costo complessivo relativo all'approvvigionamento energetico della Sardegna, su un periodo di osservazione che si estende da oggi al 2040.

I risultati della prima fase dello studio hanno permesso di trarre le prime indicazioni utili per ponderare scelte di ottimizzazione economica sugli investimenti di metanizzazione in Sardegna. L'obiettivo dell'attività della Fase 2 dello studio RSE, di cui questo Rapporto costituisce la conclusione, è di analizzare soluzioni infrastrutturali miste (con trasporto del gas naturale/GNL sia tramite tratti di gasdotti sia mediante trasporto su strada), con l'obiettivo di un'ulteriore ottimizzazione. Le soluzioni miste individuate potranno essere confrontate con le configurazioni infrastrutturali di trasporto singole esaminate nella Fase 1 (100% trasporto su strada e 100% trasporto su rete), valutandone i costi complessivi da un punto di vista di sistema, tenendo anche conto delle esternalità ambientali monetizzabili.

Per il trasporto del GNL/gas naturale in Sardegna ci si riferisce a due diverse soluzioni, il trasporto tramite tratti di rete o il trasporto su strada tramite cisterne criogeniche. Nelle analisi condotte da RSE si è adottata come ipotesi la possibilità sia di costruire tratti di gasdotto sia di rifornire cisterne criogeniche a partire da ciascuno dei tre punti di consegna del GNL previsti nella regione (Floating Storage Regasification Unit, FSRU, di Porto Torres e Portovesme e deposito costiero di Oristano).

La metodologia sviluppata per la Fase 2 ha come obiettivo quello di individuare una soluzione mista di trasporto del gas naturale/GNL ottimale all'interno della Sardegna, caratterizzata da una determinata combinazione di tratti di gasdotti e trasporto su strada, tale da minimizzare il costo complessivo di trasporto del gas nell'isola nel periodo temporale di 20 anni preso a riferimento nello studio, nel rispetto dei principi di economicità ed efficienza.

Per indagare la soluzione di ottimo RSE ha definito un algoritmo che confrontasse nel periodo in analisi i costi delle due soluzioni di trasporto per andare a servire le diverse utenze. La metodologia ha richiesto la collocazione geografica dei diversi fabbisogni nella regione, seppur con alcune semplificazioni:

- le utenze industriali sono state fatte corrispondere alle città alle quali si riferiscono senza inserire la loro esatta posizione geografica;
- per i bacini l'ipotesi semplificativa ha riguardato la collocazione virtuale dei consumi aggregati associabili al bacino nel comune di riferimento del bacino.

Per la stima della rete di trasporto è stato necessario sviluppare un criterio semplificato per costruire una rete che risponda ai seguenti requisiti:

- applicabilità a tutte le utenze indipendentemente dalla località e dalla morfologia del terreno;
- garanzia di soddisfare il fabbisogno delle utenze.

Sono state introdotte alcune ipotesi semplificative quali tratti di tubazione solo rettilinei e ridotti a due tipologie: ramo principale e connessioni secondarie. Le rispettive lunghezze sono calcolate geometricamente a partire dalle coordinate geografiche delle utenze e del punto di consegna. Lo scopo è di costruire uno strumento in grado di valutare una stima dell'estensione della rete (e di calcolarne il costo), permettendo il confronto tra diversi scenari di sviluppo delle infrastrutture gas.

Per il trasporto su strada i costi specifici sono più variabili rispetto al trasporto con gasdotti e comprendono anche i costi relativi alla realizzazione e gestione dei depositi satellite necessari allo stoccaggio e rigassificazione del GNL presso le utenze.

I risultati dell'analisi hanno mostrato come una soluzione mista, che preveda la realizzazione di singoli tratti di rete affiancata al trasporto su strada con cisterne criogeniche, rappresenti il miglior compromesso in termini di costi rispetto alle due soluzioni singole di trasporto.

Nel periodo di 20 anni analizzato, con la soluzione mista si ottengono infatti costi cumulati inferiori rispetto alle due soluzioni estreme indagate nella Fase 1, ed aggiornate nella Fase 2, corrispondenti al 100% del trasporto su strada o alla realizzazione di una infrastruttura completa di trasporto tramite gasdotti.

Nella prima fase dello studio erano state valutate quattro ipotesi di metanizzazione basate su un diverso sviluppo delle reti di distribuzione nei bacini. In questo approfondimento sono state aggiornate le ipotesi sulla base dell'avanzamento dei lavori delle reti. Anche i volumi di gas naturale sono stati aggiornati sulla base delle ultime stime fornite dal principale DSO ITALGAS.

A partire da una configurazione BASE, costruita su una ipotesi "moderata" di metanizzazione della Sardegna (settore industriale in tutta l'isola + settore residenziale per i 18 bacini gestiti dal principale DSO ITALGAS), si è poi proceduto ad indagare una serie di alternative per validare e approfondire i risultati ottenuti.

Tra le alternative è stato studiato il caso in cui si procedesse a ottimizzare la modalità di trasporto dei soli siti industriali ipotizzando il trasporto su strada per tutte le altre utenze. Il risultato ha mostrato come il mancato inserimento delle utenze aggregate civili porti a un minore risparmio complessivo di circa 25 M€ cumulati in 20 anni nel costo della soluzione mista.

Le incertezze sullo sviluppo della domanda di gas naturale hanno portato ad analizzare anche configurazioni con diversi livelli di metanizzazione in linea con le ipotesi della Fase 1 dello studio. Nel caso di metanizzazione più "estrema", lo sviluppo "ottimo" della rete, in termini di km, aumenterebbe di circa il 25% rispetto al caso BASE.

L'analisi ha mostrato che, se uno o più punti di approvvigionamento del GNL per il trasporto su strada (Oristano, Porto Torres e Portovesme) non fossero disponibili, ciò avrebbe un impatto limitato sui costi complessivi; considerando ad esempio l'ipotesi che il trasporto su strada sia un'opzione applicabile solo a partire dal deposito costiero di Oristano (escludendo quindi dal trasporto su strada le FSRU previste a nord e sud), l'espansione della rete "ottima", in termini di km, crescerebbe di circa il 10%. L'ulteriore sviluppo si concentrerebbe nella zona sud dove, escludendo il trasporto su strada da Portovesme, risulta conveniente espandere la rete collegando altre utenze piuttosto che servirle via strada da Oristano.

L'analisi è stata completata da valutazioni di sensitività su alcuni dei principali parametri di costo. Al variare di questi parametri si è comunque ottenuta una soluzione infrastrutturale mista in linea con quella BASE iniziale.

Infine, si segnala che le uniche variazioni di rilievo rilevate per rete di trasporto "ottima" nelle diverse valutazioni di sensitività condotte sui risultati sono relative alla zona sud della Sardegna, nella quale si concentrano le principali aree industriali (Portovesme e Macchiareddu) oltre al bacino di utenti di Cagliari.

## 1 OBIETTIVO DELLO STUDIO

La regione Sardegna presenta caratteristiche geografiche, economiche, demografiche e sociali che la differenziano dalle altre regioni Italiane. La condizione d'insularità della regione ha limitato lo sviluppo delle infrastrutture, specie in ambito energetico. Allo stato attuale la Sardegna è l'unica regione italiana esclusa dalla metanizzazione: l'isola è priva di un sistema di trasporto del gas naturale, mentre esistono reti di distribuzione, in alcuni casi ancora in fase di realizzazione, che attualmente utilizzano altri combustibili.

I due TSO italiani (TERNA e SNAM) hanno in programma importanti interventi di sviluppo infrastrutturale per la regione, con i progetti di costruzione del nuovo cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Continente (cosiddetto "Tyrrhenian Link") e di reti per il trasporto del gas metano. Questi progetti si affiancano ad azioni di costruzione ed espansione delle reti di distribuzione sia per il gas, sia per l'energia elettrica, proposte dai DSO, nonché ad alcuni progetti di depositi/rigassificatori costieri di GNL.

Lo sviluppo delle infrastrutture deve confrontarsi con gli scenari di evoluzione della domanda energetica della regione; inoltre, le soluzioni adottate dovranno essere compatibili con le policy internazionali e nazionali in materia energetica e ambientale, sia al 2030 (PNIEC) [1], sia al 2050.

Il presente studio è stato elaborato in virtù della deliberazione ARERA 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019 [2]. La Fase 1 dello studio [3], conclusa con la pubblicazione del Rapporto sul sito internet di ARERA ad agosto 2020 e sottoposta successivamente a un processo di raccolta di osservazioni tramite un seminario pubblico (ottobre 2020), ha avuto come obiettivo di analizzare e confrontare diverse opzioni infrastrutturali ipotizzabili in relazione ai fabbisogni energetici della Regione, garantendo nel contempo un adeguato contributo agli obiettivi di de-carbonizzazione, penetrazione delle fonti di energia rinnovabile ed incremento dell'efficienza energetica fissati dal PNIEC.

Nella Fase 1 dello studio sono stati calcolati i costi complessivi a livello di sistema (incluse esternalità), ricercando, fra diverse configurazioni di sviluppo infrastrutturale impostate, quella in grado di minimizzare il costo complessivo relativo all'approvvigionamento energetico della regione Sardegna su un periodo di osservazione che si estende da oggi al 2040.

I risultati della Fase 1 dello studio hanno permesso di trarre le prime indicazioni utili per valutare scelte di ottimizzazione economica sugli investimenti di metanizzazione in Sardegna.

La Fase 2 dello studio in oggetto si presenta come un approfondimento, relativo al solo segmento del trasporto del gas naturale all'interno della Regione, sviluppato sulla base delle evidenze finora maturate nello studio, che comprendono la conoscenza di dettaglio della collocazione dei prelievi energetici significativi.

***L'obiettivo dell'attività di Fase 2 è di analizzare soluzioni infrastrutturali miste di trasporto (con trasporto del gas naturale/GNL sia tramite tratti di gasdotti sia mediante movimentazione su strada), con l'obiettivo di un'ulteriore ottimizzazione. Le soluzioni miste individuate potranno essere confrontate con le configurazioni infrastrutturali esaminate nella Fase 1, valutandone i costi complessivi da un punto di vista di sistema, tenendo anche conto delle esternalità ambientali monetizzabili.***

## 2 SINTESI DELLA FASE 1 DELLO STUDIO E AGGIORNAMENTI PROPEDEUTICI ALLA FASE 2

Nella Fase 1 dello studio sono state definite **cinque** diverse configurazioni caratterizzate da un diverso mix di infrastrutture gas ed elettriche con lo scopo di coprire un'ampia gamma di livelli di metanizzazione ed elettrificazione dei consumi finali.

Tutte le configurazioni individuate hanno come obiettivo comune di soddisfare la domanda energetica della regione Sardegna nel periodo 2020-2040, garantendo equivalenti condizioni di adeguatezza/sicurezza del sistema elettrico. La domanda energetica futura dell'isola è stata stimata da RSE utilizzando come *driver* socio-economici le proiezioni dello scenario nazionale PNIEC adattandole al contesto regionale, anche sulla base dei dati storici e di scenario presenti nei documenti programmatici della regione (in particolare nel Piano Energetico della Sardegna e suoi successivi aggiornamenti [4] [5]).

Le soluzioni analizzate nella Fase 1 dello studio si distinguono in quattro configurazioni **“fisiche”** ed in una configurazione **“virtuale”**. Le configurazioni **“fisiche”** prevedono l'approvvigionamento tramite uno o più depositi costieri di GNL riforniti da navi **“bettoline”**, eventualmente sostituite, in una seconda fase, dal gasdotto **“Sealine”** di interconnessione con il continente. L'approvvigionamento di GNL avviene a prezzi di mercato, non necessariamente allineati al prezzo del gas al Punto di Scambio Virtuale – PSV, allineamento che, a normativa attuale, si potrebbe ottenere solo in presenza del gasdotto **“Sealine”**.

Le configurazioni **“fisiche”** considerate sono le seguenti:

- **“BASE”**: configurazione a minimo sviluppo infrastrutturale gas, che considera solo infrastrutture già realizzate o la cui realizzazione è già prevista;
- **“DEPOSITI”**: configurazione intermedia con maggiore disponibilità di stoccaggio GNL, ma senza **“dorsale”**;
- **“CONTINENTE”**: configurazione di massimo sviluppo infrastrutturale gas, con **“dorsale”** alimentata a regime dal gasdotto **“Sealine”**;
- **“ELETTRICO”**: configurazione a minimo sviluppo infrastrutturale gas ed a massima elettrificazione, in particolare nel settore residenziale e terziario.

Tenendo conto del fatto che gli esiti delle prime analisi su tali configurazioni hanno mostrato di risentire significativamente delle assunzioni relative al prezzo del gas naturale sopra descritte, l'analisi è stata estesa a un'ipotesi di **interconnessione “virtuale”** da realizzare tramite un servizio di bettoline continente-isola e depositi costieri con rigassificatori (c.d. virtual pipeline). La configurazione virtuale così individuata, detta **“ISOLA”**, è coerente con l'indicazione contenuta nel PNIEC relativa al fatto che *“al fine di offrire agli utenti sardi connessi alle reti di distribuzione prezzi in linea con quelli del resto d'Italia dovranno essere adottate soluzioni tecnico/regolatorie che consentano di equiparare gli oneri di sistema e correlare il prezzo della materia prima al PSV”*<sup>1</sup>. Tale configurazione prevede quindi:

- l'inclusione nell'ambito della rete nazionale di trasporto di un gasdotto **“virtuale”**, regolato e remunerato nella tariffa di trasporto, che, tramite bettoline, alimenti i depositi/rigassificatori costieri di GNL sardi;
- l'adozione di un meccanismo di correlazione del prezzo che garantisca che il GNL scaricato a Livorno/Panigaglia e ricaricato sulle bettoline sia consegnato in Sardegna a condizioni di prezzo allineate al PSV.

Riassumendo, le configurazioni considerate nella Fase 1 sono descritte con maggior dettaglio nella Tabella 2.1. Si riscontrano in tutto dieci configurazioni, poiché ciascun caso è trattato con/senza Tyrrhenian Link.

---

<sup>1</sup> Al riguardo, il recente Decreto Legge 16 Luglio 2020 n. 76 (decreto **“Semplificazioni”**) ha stabilito che *“è considerato 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 mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella regione stessa”*.

**Tabella 2.1 - Configurazioni analizzate nella Fase 1 dello studio**

CONFIGURAZIONE	HVDC Tyrrhenian Link	Depositi costieri / Rigassificatori	Rete di distribuzione gas	Rete di distribuzione elettrica	«Rete energetica Sarda» (dorsale gas)	Gasdotto «Sealine»	Phase-out carbone	Nuova capacità termoelettrica a gas (MW)
BASE		1/0	1	Sviluppo PNIEC			2025/2030	1100-1350
BASE_TYRRHENIAN		1/0	1	Sviluppo PNIEC			2025/2030	500-750
DEPOSITI		2/1	3	Sviluppo PNIEC			2025/2030	1100-1350
DEPOSITI_TYRRHENIAN		2/1	3	Sviluppo PNIEC			2025/2030	500-750
CONTINENTE		2/1	4	Sviluppo PNIEC			2025/2030	1100-1350
CONTINENTE_TYRRHENIAN		2/1	4	Sviluppo PNIEC			2025/2030	500-750
ELETTRICO		1/0	1	Maggiore sviluppo			2025/2030	1300-1550
ELETTRICO_TYRRHENIAN		1/0	1	Maggiore sviluppo			2025/2030	700-950
ISOLA		4/3	4	Sviluppo PNIEC			2025/2030	1100-1350
ISOLA_TYRRHENIAN		4/3	4	Sviluppo PNIEC			2025/2030	500-750

La configurazione **“ISOLA”** è stata valutata anche nella variante senza **“dorsale”**, sostituita dal trasporto del GNL su strada mediante camion con cisterna criogenica. Data la natura di questo studio, focalizzato sulla individuazione di configurazioni infrastrutturali di alto livello, nella Fase 1 dello studio non erano considerate situazioni intermedie (trasporto con tubo combinato con trasporto stradale). Questo approfondimento è invece l’obiettivo della Fase 2 descritta in questo successivo studio.

Per ognuna delle configurazioni analizzate, si era determinato il costo di sistema cumulato in 20 anni, includendo anche la valorizzazione economica delle esternalità ambientali. I costi delle diverse configurazioni sono stati confrontati con quelli della configurazione BASE (Figura 2.1), che prevede comunque una metanizzazione minima della Sardegna possibile grazie alle infrastrutture di distribuzione del gas naturale e approvvigionamento del GNL (deposito di Oristano) già completate o in completamento nella regione.

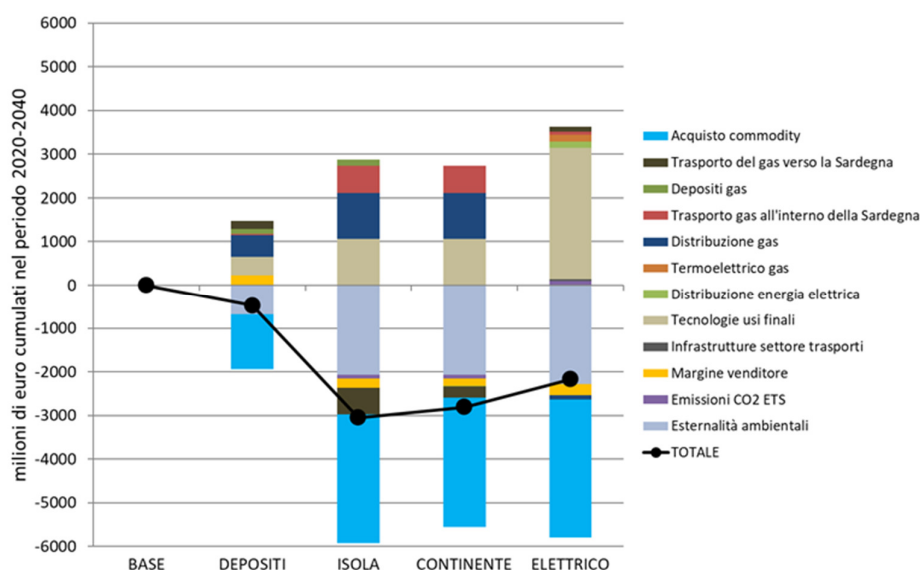
Dalla Fase 1, la configurazione **ISOLA** era risultata quella che porterebbe ai maggiori risparmi, rispetto alla BASE, in quanto i maggiori costi legati a investimenti infrastrutturali sarebbero più che compensati da minori costi di acquisto dei vettori energetici e dai costi delle esternalità ambientali.

In generale, si osserva che l’introduzione del metano nel sistema energetico sardo porterebbe a vantaggi sia a livello di sistema, sia a livello di utenti finali. Infatti, il metano sostituirebbe progressivamente nel tempo combustibili ambientalmente meno sostenibili e più costosi quali olio combustibile, gasolio e GPL.

I risparmi conseguibili nella configurazione ISOLA, rispetto alla configurazione BASE, sono stati quantificati in termini di:

- minori costi per il sistema (risparmi stimati in circa 1 miliardo nel periodo 2020-2040);
- minori esternalità ambientali (stimate in circa ulteriori 2 miliardi di risparmi sempre nel periodo 2020-2040) legate alla sostituzione di combustibili quali gasolio e olio combustibile con elevati valori emissivi di NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub>.





**Figura 2.1 – Variazioni di costo delle diverse configurazioni infrastrutturali rispetto alla configurazione BASE (si considerano i costi cumulati nel periodo 2020-2040)**

La configurazione ISOLA, con un approvvigionamento tramite *virtual pipeline*, risulterebbe inoltre maggiormente flessibile nel caso di una penetrazione reale del metano in Sardegna inferiore rispetto agli scenari di sviluppo prospettati.

Sulla configurazione ISOLA erano state condotte una serie di analisi di sensitività per valutare la variazione del risparmio in diverse condizioni. Una prima analisi era stata condotta in funzione di diversi livelli di metanizzazione: per il settore residenziale, industriale e dei trasporti.

Nella Fase 1 sono stati considerati i seguenti diversi possibili livelli di sviluppo delle reti di distribuzione gas<sup>2</sup>, riportati in tabella per le diverse configurazioni:

1. BASSO (solo bacini con lavori completati, gestiti da ITALGAS);
2. MODERATO (bacini con lavori completati + completamento in bacini con lavori già avviati, gestiti da ITALGAS);
3. ELEVATO (bacini con lavori completati + completamento in bacini con lavori già avviati o da avviare, gestiti da ITALGAS);
4. ESTREMO (sviluppo di reti distribuzione oltre il piano di investimenti di ITALGAS, con l'obiettivo di raggiungere il potenziale massimo di utenti ritenuto metanizzabile).

In particolare, dal punto di vista delle reti di distribuzione del gas, l'analisi di sensitività aveva mostrato come la soluzione ottima (*virtual pipeline* + trasporto con cisterne criogeniche), seppur individuata a partire dall'ipotesi di sviluppo "ESTREMO" delle reti di distribuzione, rimanga quella preferibile anche qualora dovesse verificarsi l'ipotesi di sviluppo "MODERATO" (cioè limitata ai bacini con lavori già avviati – situazione a fine 2019).

Una seconda analisi di sensitività si era invece incentrata sul confronto tra le due possibili modalità di trasporto del gas naturale all'interno della regione: trasporto con gasdotti vs trasporto su strada con cisterne criogeniche.

Da tale analisi emerge che i costi di sistema complessivi, con 100% del trasporto su strada, risulterebbero inferiori di circa 400 M€ cumulati su 20 anni, rispetto all'opzione con 100% trasporto con gasdotti. Per tale

<sup>2</sup> Lo stato dei lavori relativo alle reti di distribuzione definito nella Fase 1 è riferito alla situazione al 31/12/2019.

confronto, si era ipotizzato un volume medio trasportato di circa 450 Mm<sup>3</sup>/anno corrispondente al volume medio trasportato nelle condizioni di metanizzazione massima<sup>3</sup> dell'isola.

Nella Fase 1, lo studio della configurazione ritenuta più favorevole e le sensibilità sopra descritte consentono già di trarre prime indicazioni utili per ponderare scelte di ottimizzazione economica sugli investimenti di metanizzazione in Sardegna.

Lo studio della Fase 2 è ripartito dai risultati della Fase 1 focalizzandosi sul solo segmento del trasporto del GNL (su strada) o del gas naturale (tramite tratte di rete) all'interno dell'Isola, per trovare eventuali soluzioni infrastrutturali miste che consentano un'ulteriore ottimizzazione.

Come condizione al contorno per le analisi di Fase 2 è stata confermata la soluzione con *virtual pipeline*, considerando però i seguenti aggiornamenti e integrazioni:

- per quanto riguarda l'approvvigionamento del gas nella regione è stata ipotizzata la realizzazione di due unità FSRU a Porto Torres e Portovesme oltre al deposito costiero a Oristano, diventato operativo nella prima metà del 2021 (quindi, sono stati considerati tre punti di consegna del GNL nella regione);
- è stata aggiornata la nuova configurazione BASE a partire dalla quale sono state poi analizzate una serie di possibili varianti e sensibilità sui risultati;
- per la configurazione BASE aggiornata, sono stati calcolati e aggiornati i costi delle soluzioni 100% trasporto su strada e 100% trasporto con gasdotti (come meglio specificato nel successivo capitolo 7);
- per la medesima configurazione BASE aggiornata, è stato poi calcolato il costo di trasporto nel caso di implementazione di una soluzione infrastrutturale "mista" (sia con tratti di rete sia con trasporto stradale) andando a individuare una condizione di "ottimo" economico;
- i costi della soluzione infrastrutturale mista sono stati poi calcolati anche per alcune varianti alternative alla configurazione BASE (es. in termini di fabbisogno di gas) per capire come cambierebbe la soluzione di ottimo;
- nell'elaborare lo studio di Fase 2, come già avvenuto durante la Fase 1, RSE si è confrontata con gli operatori di rete (TSO e DSO) su aspetti tecnico-economici e riguardo ai possibili livelli di metanizzazione attesi nell'isola.

---

<sup>3</sup> consumi gas al netto dei consumi di EURALLUMINA, dei bunkeraggi e del termoelettrico (potenzialmente soddisfatti da depositi locali o tramite tratti di rete collegati ai rigassificatori)

### 3 APPROVVIGIONAMENTO DEL GNL IN SARDEGNA

La Fase2 dello studio si focalizza sulle modalità di trasporto del gas naturale/GNL all'interno della regione Sardegna. L'approvvigionamento del vettore gas nella regione rappresenta quindi una condizione al contorno comune a tutte le configurazioni infrastrutturali alternative in seguito analizzate.

Nella Fase 1 dello studio era emersa come vincente, in termini di minori costi nel periodo considerato, la configurazione **ISOLA** che prevede la realizzazione di una **interconnessione "virtuale"** tra i rigassificatori italiani di Panigaglia e Livorno con le infrastrutture in realizzazione/da realizzare in Sardegna.

La precedente fase dello studio prevedeva la realizzazione in Sardegna di una rete di depositi costieri SSLNG da parte di soggetti privati localizzati a Oristano, Cagliari e Porto Torres (Tabella 3.1). Di questi solo il deposito Higas è diventato operativo nella prima metà del 2021.

**Tabella 3.1 – Progetti depositi costieri SSLNG in Sardegna**

Località	Società	Capacità (m <sup>3</sup> )	Stato autorizzativo
Oristano	Higas s.r.l	9.000	Operativo
Oristano	IVI Petrolifera S.p.A	9.000	Procedura autorizzativa in corso
Oristano	Edison S.p.A	10.000	Autorizzato
Cagliari	ISGAS ENERGIT	22.000	Procedura autorizzativa in corso
Porto Torres	Consorzio industriale provincia Sassari	10.000	Manifestazione di interesse

Con l'approvazione del progetto di *Virtual Pipeline*, previsto dal decreto-legge 16 Luglio 2020 (c.d. Decreto Semplificazioni [6]), il Mise ha dato mandato al TSO (SNAM) di valutare la realizzazione di due terminali FSRU nell'area di Porto Torres e Portovesme. La collocazione di questi terminali sarebbe funzionale alle aree industriali e agli impianti termoelettrici presenti in queste zone, che si gioverebbero quindi della possibilità di un collegamento diretto tramite gasdotti con i rigassificatori offshore per l'alimentazione del gas naturale. Oltre a questi due terminali ci sarebbe poi l'ulteriore possibilità di utilizzare il deposito costiero di Higas in costruzione a Oristano. Il progetto di *Virtual Pipeline* al quale sta lavorando SNAM prevede quindi il complesso di infrastrutture schematizzato in Figura 3.1.

Nella Fase 2 dello studio si assume quindi la realizzazione di queste infrastrutture di approvvigionamento del GNL in Sardegna andando ad indagare e confrontare le modalità di trasporto all'interno della regione per consegnare il GNL/gas naturale alle utenze a partire dai tre punti di consegna sopra citati.

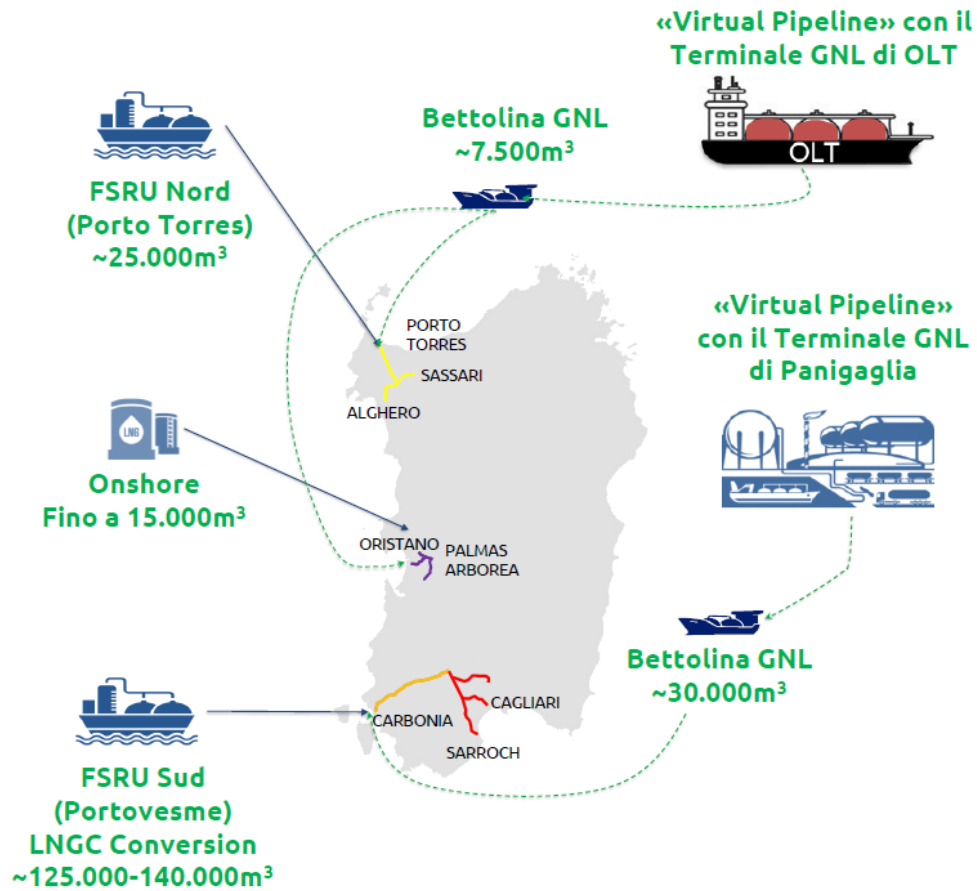


Figura 3.1 - Schema infrastrutture Virtual Pipeline (Fonte: SNAM)

## 4 DATABASE DELLE UTENZE CONTENDIBILI DELLA REGIONE SARDEGNA

Il confronto tra il trasporto su strada del GNL e il trasporto del gas naturale tramite tratti di rete si basa principalmente sulla collocazione geografica delle diverse utenze contendibili. Con il termine “utenze contendibili” si intendono tutte le utenze industriali e i bacini serviti da reti di distribuzione gas, per i quali sono poste a confronto la fornitura di gas con tratti di gasdotti e quella con trasporto su strada.

Nello studio è stato assunto che per i poli termoelettrici di Fiume Santo e di Portovesme e per il polo dell’alluminio, sempre a Portovesme, sia previsto in ogni caso il collegamento diretto ai rigassificatori FSRU tramite tratti di rete. Queste utenze, caratterizzate da potenziali alti consumi di gas naturale e vicinanza ai punti di consegna, sono state quindi escluse dall’elenco delle utenze contendibili come già richiamato nel capitolo 2 (i tratti di rete e i relativi costi associati per il collegamento di queste utenze sono quindi esclusi dai risultati dell’analisi).

L’obiettivo è in particolare di ricercare la migliore soluzione di trasporto del vettore energetico agli utenti, minimizzando i costi complessivi di sistema.

Per quanto riguarda le utenze ci si riferisce a due diversi gruppi:

- utenze industriali;
- utenze civili nei bacini.

### 4.1 Utenze industriali

Nella Fase 1 dello studio, per la valutazione del fabbisogno di energia termica del settore industriale della Sardegna, è stata condotta un’analisi specifica che ha richiesto diversi passaggi in quanto, a differenza di ciò che accade per i consumi elettrici, non esiste una misurazione puntuale del consumo di energia termica o dei vettori energetici consumati per la produzione di calore industriale.

Nel seguito si riportano i dati e la metodologia utilizzati nella Fase 1 per determinare i consumi delle utenze industriali e calcolare il potenziale di metanizzazione del settore.

Attraverso una collaborazione avviata con il dipartimento DIEE dell’Università di Cagliari, è stato adottato un approccio *bottom-up* per reperire informazioni direttamente dalle realtà industriali operanti nel territorio regionale sia come utilizzatori di combustibili sia come distributori di combustibili; ove possibile i dati sono stati incrociati ed analizzati con quelli pubblici disponibili. Nella raccolta dati ci si è avvalsi del supporto e dei database della Regione Autonoma della Sardegna - Assessorato all’Industria, che ha reso disponibile i dati a disposizione del Servizio Energia ed Economia Verde.

L’analisi sul campo ha riguardato i consumi delle aziende più energivore della Sardegna; per ogni realtà energivora si sono registrati i consumi di combustibile finalizzati alla produzione di energia termica divisi per tipologia. L’esame dei consumi ha portato a stimare il fabbisogno energetico complessivo delle aziende pari a circa 226 ktep. Tale consumo comprende sia il consumo dei combustibili per la produzione di energia termica sia quello dei combustibili di processo per tutte le aziende diffuse nel territorio sardo. Sono esclusi gli impianti con sistemi di generazione termoelettrica o di vapore e/o con cicli combinati, ad eccezione dei principali impianti Combined Heat and Power (CHP) industriali (come meglio chiarito di seguito).

La distribuzione dei consumi per provincia (Tabella 4.1) indica che la maggior parte dei consumi ricade nella ex provincia di Carbonia-Iglesias (oggi provincia del Sud Sardegna) e, in particolare, nel polo industriale di Portovesme; circa il 30 % del fabbisogno energetico regionale è localizzato nella ex provincia di Cagliari (oggi città metropolitana).

**Tabella 4.1 - Consumo delle principali aziende sarde suddiviso per provincia (Fonte: elaborazione DIEE)**

Provincia	Consumo [ktep]	Consumo [%]
Cagliari	66,1	29,3%
Carbonia-Iglesias	82,6	36,6%
Medio Campidano	13,3	5,9%
Oristano	19,8	8,8%
Nuoro	18,1	8,0%
Ogliastra	0,9	0,4%
Olbia-Tempio	6,0	2,7%
Sassari	18,6	8,3%
<b>TOTALE</b>	<b>225,5</b>	<b>100,0%</b>

Per quanto riguarda i combustibili utilizzati, circa un terzo dei consumi sono ascrivibili all'olio combustibile e circa un settimo al GPL (Tabella 4.2).

**Tabella 4.2 - Consumi delle principali aziende industriali sarde suddivisi per fonte energetica (Fonte: elaborazione DIEE)**

Combustibile	[ktep]	[%]
BTZ	64,5	28,6%
Olio esausto	8,8	3,9%
Gasolio	10,8	4,8%
GPL	35,0	15,5%
GNL	2,6	1,1%
Pet Coke	74,5	33,0%
Coke metallurgico	4,1	1,8%
Antracite	25,2	11,1%
<b>TOTALE</b>	<b>225,5</b>	<b>100,0%</b>

Tra i combustibili di processo si evidenzia l'uso di Pet Coke, Coke Metallurgico, e Antracite, impiegati nell'industria metallurgica. Il Pet Coke è altresì utilizzato come combustibile nei cementifici. In termini settoriali (Figura 4.1), il macrosettore più energivoro risulta quello della metallurgia per via delle aziende ubicate nei poli industriali di Portovesme e di Macchiareddu (circa 50% dei consumi totali); circa il 40% è poi ascrivibile alle aziende operanti nel settore dei bitumi/minerali (materiali per l'edilizia) e il 10% a quelle del settore alimentare (caseifici, beverage, conserviere). Meno rilevante è la quota dei consumi legata al settore dei servizi (es. lavanderie industriali).

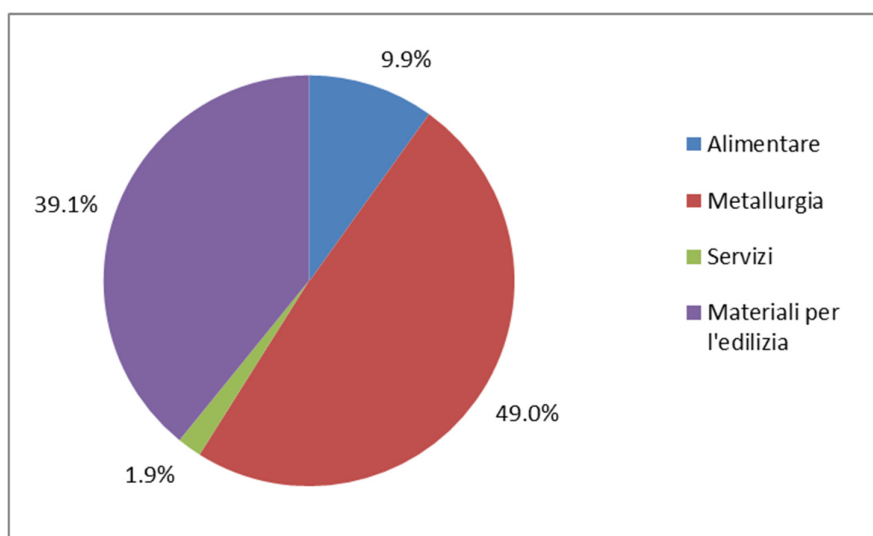


Figura 4.1 - Consumo delle principali aziende industriali sarde suddiviso per macrosettore (Fonte: elaborazione DIEE)

Nella Fase 1 dello studio, a partire dal mix di combustibili attualmente utilizzato nel settore industriale, erano state definite diverse ipotesi di sostituibilità con il gas naturale come riportate in Tabella 4.3. Complessivamente si stima una sostituzione al 2030 del 75% dei combustibili utilizzati dalle utenze industriali analizzate con il gas naturale. Sulla base di queste valutazioni si ottiene un potenziale fabbisogno a regime di circa **200 milioni di m<sup>3</sup>/anno di gas naturale** per queste utenze.

Tabella 4.3 – Sostituzione di combustibili con il gas naturale nel settore industriale (stime UNICA e RSE da Fase 1 dello studio Sardegna)

Combustibile	Consumi 2020	Consumi contendibili al 2025 e 2030			
	[ktep]	[%] (2025)	[ktep] (2025)	[%] (2030)	[ktep] (2030)
BTZ/ATZ	64,5	80%	51,60	100%	64,50
Olio esausto	8,8	80%	7,10	100%	8,80
Gasolio	10,8	100%	10,80	100%	10,80
GPL	35,0	50%	17,5	80%	28,00
GNL	2,6	0%	0	100%	2,60
Pet Coke (applicazioni metallurgia)	31,9	0%	0,00	20%	6,38
Coke Metallurgico (applicazioni metallurgia)	4,1	0%	0,00	20%	0,82
Antracite (applicazioni metallurgia)	25,2	0%	0,00	20%	5,04
Pet Coke (applicazioni cementifici)	42,6	40%	17,04	100%	42,60
<b>Totale</b>	<b>225,50</b>	<b>46,11%</b>	<b>103,98</b>	<b>75,18%</b>	<b>169,54</b>

Per i principali impianti Combined Heat and Power (CHP) industriali esistenti in Sardegna (Tabella 4.4) - a Sarroch (SARAS) e Porto Torres (Versalis) - si assume invece la completa sostituzione dell'olio combustibile e del GPL con il gas naturale (ulteriori circa **100 milioni di m<sup>3</sup>/anno di gas naturale**).

Tabella 4.4 - Consumi contendibili dal gas naturale per gli impianti industriali CHP

CENTRALE	Combustibile Attuale	Consumi	Contendibili dal metano/GNL
		ktep	%
Saras Impianti Nord	BTZ	29,4	100%
Saras Impianti Sud	BTZ	30	100%
Versalis	BTZ+GPL	19	100%
<b>TOTALE CHP/HE</b>		<b>78,4</b>	<b>100%</b>

Per le utenze industriali si ottiene quindi complessivamente un fabbisogno di circa **300 milioni di m<sup>3</sup>/anno di gas naturale**. Nella configurazione **BASE** della Fase 2 si assume la completa metanizzazione del settore industriale secondo le ipotesi precedentemente descritte. Una volta determinato il volume di gas da approvvigionare presso queste utenze, è stato necessario osservare la distribuzione geografica di questi fabbisogni per indagare i costi di trasporto del gas naturale verso queste utenze.

La Figura 4.2 mostra la distribuzione geografica del fabbisogno di gas naturale stimato per il settore industriale nello studio. Complessivamente le utenze industriali analizzate sono circa 80 poi aggregate in circa 40 città.

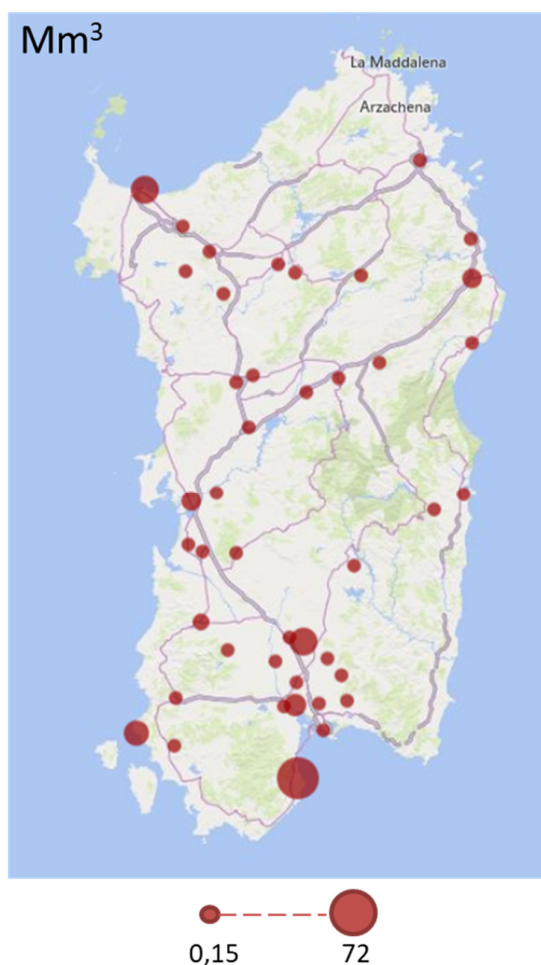


Figura 4.2 – Distribuzione geografica del fabbisogno di gas naturale stimato per le utenze industriali (Mm<sup>3</sup>)



## 4.2 UtENZE civili aggregate nei bacini

La Giunta Regionale, con deliberazione 21/20 del 3.5.2004, aveva adottato il Piano di Metanizzazione per le reti urbane e relative infrastrutture e le relative linee di indirizzo. Il piano prevedeva, in considerazione dei tempi per l'adduzione del metano, il finanziamento delle sole reti comunali esercibili in via transitoria con aria propanata. L'individuazione dei comuni beneficiari dei finanziamenti avveniva tramite un bando cui potevano partecipare singoli comuni che avessero deliberato l'adesione ai bacini di utenza in cui era stato suddiviso il territorio sardo. Con questa deliberazione venivano individuati 38 bacini definiti in funzione di criteri demografici (popolazione superiore a 18.000 abitanti) e di distanza tra i comuni (distanza massima di 55 km tra centri abitati).

Con la deliberazione della Giunta Regionale della Sardegna del 22 novembre 2005, n. 54/28, sono state approvate le linee di indirizzo per lo sviluppo della rete di distribuzione del metano, prevedendo una nuova ripartizione del territorio regionale in bacini di utenza. La Figura 4.3 mostra la suddivisione della Sardegna nei 38 bacini di utenza definiti dalla deliberazione 54/28.

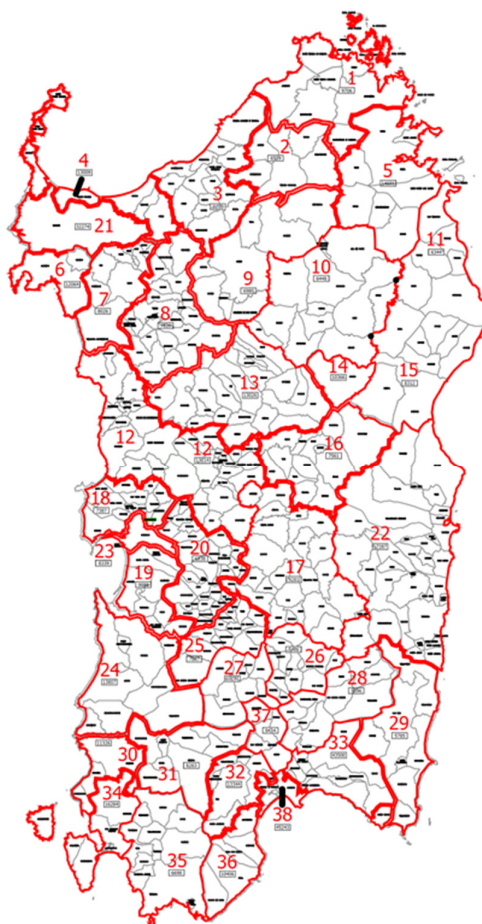






Figura 4.3 - Suddivisione della Sardegna nei 38 bacini di utenza (Fonte: Regione Sardegna)

La Tabella 4.5 mostra per ognuno dei 38 bacini in cui è stata suddivisa la regione Sardegna il numero di utenti complessivi stimati come metanizzabili (Delibera RAS n. 54/28 del 22 novembre 2005) e il numero di utenti già connessi alla rete al 31/12/2019. I diversi colori nella tabella indicano lo stato di costruzione/sviluppo delle reti di distribuzione dei bacini gestiti dal DSO ITALGAS (situazione a fine 2019, in linea con la Fase 1 dello studio). Rispetto alla Fase 1, il DSO ITALGAS ha nel frattempo acquisito anche la gestione del bacino numero 33. Complessivamente ITALGAS gestisce al momento 18 dei 38 bacini definiti dalla deliberazione 54/28. Sulla base di queste informazioni e del programma di investimenti definito dal principale distributore (ITALGAS), nella Fase 1 dello studio, come sopra richiamato nel capitolo 2, erano stati definiti quattro diversi livelli di

metanizzazione del settore residenziale (BASSO, MODERATO, ELEVATO e ESTREMO). Si descrivono nel seguito i criteri di definizione dei diversi livelli di metanizzazione.

Tabella 4.5 – Utenti metanizzabili in Sardegna, dettaglio per bacino<sup>4</sup> (Fonte: Delibera RAS n. 54/28 del 22 novembre 2005)

Bacino	Comune riferimento [1]	Utenti servibili complessivi stimati per il bacino [2]	Utenti connessi alla rete al 31.12.2019
1	Arzachena	9706	0
2	Tempio	6539	0
3	Valledoria	8196	190
4	Porto Torres	13009	0
5	Olbia	14691	8044
6	Alghero	12064	0
7	Ittiri	8026	1363
8	Bonorva	7820	406
9	Ozieri	6980	555
10	Orune	6448	587
11	S.Teodoro	6344	0
12	Bosa	13214	319
13	Macomer	13026	275
14	Nuoro	8500	2150
15	Dorgali	8312	0
16	Orgosolo	7561	1.464
17	Orroli	9281	183
18	Cabras	7387	772
19	Terralba	9888	2031
20	Gonnosno	6538	1.42
21	Sassari	32274	13313
22	Lanusei	17287	6503
23	Oristano	8500	2624
24	Villacidro	13807	698
25	S.Gavino	7867	263
26	Suelli	5466	873
27	Serramanna	10257	156
28	S.A Frius	5896	641
29	Villaputzu	5785	197
30	Iglesias	11326	0
31	Siliqua	8283	0
32	Assemini	13344	518
33	Quartu S.E.	43500	0
34	Carbonia	16284	0
35	S.A Arresi	6698	450
36	Capoterra	10406	860
37	Sestu	9434	252
38	Cagliari	45243	17010
Totale Utenti servibili Sardegna		455187	66.086

Legenda	
	Lavori completati
	Lavori completati (Capoluoghi di provincia)
	In corso (lavori già avviati)
	In corso (lavori da avviare)

[1] Comune con maggior numero di utenti all'interno del bacino considerato

[2] Delibera RAS n. 54/28 del 22 novembre 2005. Sviluppo della rete di distribuzione del metano. Direttive, criteri e modalità per il primo bando di intervento.

<sup>4</sup> I bacini in bianco sono quelli non gestiti da ITALGAS (situazione al 31/12/2019). Solo nel caso di metanizzazione ESTREMO si considera uno sviluppo delle reti di distribuzione oltre il perimetro di ITALGAS con la connessione di parte di questi utenti fino alla saturazione del potenziale massimo di utenti identificato nella Fase 1.

### BASSO (77 Mm<sup>3</sup>/anno a regime nel 2040, stima Fase 1 dello studio)

	Utenti	Anno	Descrizione
basso	43518	2025	Utenti già connessi (lavori già completati)
	49394	2030	Utenti già connessi (lavori già completati) + Tutto Oristano
	67655	2035	Tutto Oristano + 50% Altri bacini con lavori completati
	126810	2040	100% utenti dei bacini con lavori completati

### MODERATO (104 Mm<sup>3</sup>/anno a regime nel 2040, stima Fase 1 dello studio)

	Utenti	Anno	Descrizione
moderato	81976	2025	Utenti già connessi (lavori già completati) + Tutto Oristano + Tutto Cagliari
	126810	2030	100% utenti dei bacini con lavori completati
	149419	2035	100% utenti dei bacini con lavori completati + 50% utenti dei bacini con lavori in corso (solo con lavori già avviati)
	172028	2040	100% utenti dei bacini con lavori completati + 100% utenti dei bacini con lavori in corso (solo con lavori già avviati)

### ELEVATO (130 Mm<sup>3</sup>/anno a regime nel 2040, stima Fase 1 dello studio)

	Utenti	Anno	Descrizione
elevato	81976	2025	Utenti già connessi (lavori già completati) + Tutto Oristano + Tutto Cagliari
	126810	2030	100% utenti dei bacini con lavori completati
	172028	2035	100% utenti dei bacini con lavori completati + 100% utenti dei bacini con lavori in corso (solo con lavori già avviati)
	214730	2040	100% utenti dei bacini con lavori completati + 100% utenti dei bacini con lavori in corso (sia con lavori già avviati sia da avviare)

### ESTREMO (176 Mm<sup>3</sup>/anno a regime nel 2040, stima Fase 1 dello studio)

	Utenti	Anno	Descrizione
estremo	126810	2025	100% utenti dei bacini con lavori completati
	172028	2030	100% utenti dei bacini con lavori completati + 100% utenti dei bacini con lavori in corso (solo con lavori già avviati)
	265385	2035	POTENZIALE (sostituzione 100% fossili)
	289544	2040	POTENZIALE (sostituzione 100% fossili + 10% biomassa)

Come già ricordato nel capitolo 2, l'analisi di sensitività condotta nella Fase 1 dello studio ha mostrato come la soluzione ottima, in termini di minori costi complessivi per il sistema, fosse l'ipotesi di sviluppo "MODERATO" delle reti di distribuzione (cioè limitata ai bacini con lavori completati o già avviati – situazione a fine 2019).

Nel frattempo, nel 2020 e nei primi mesi del 2021, i lavori di costruzione delle reti di distribuzione in Sardegna sono proseguiti da parte del principale DSO ITALGAS nei 18 bacini in gestione. Complessivamente, quindi, in 18 dei 38 bacini definiti dalla deliberazione 54/28 sono già realizzati o sono comunque in corso lavori di adeguamento o sviluppo di nuove infrastrutture di distribuzione (da fonte ITALGAS risulta realizzato a maggio 2021 oltre l'80% delle nuove reti previste nei bacini gestiti dal DSO).

Per questi motivi, come configurazione BASE aggiornata per la Fase 2 dello studio è stato ipotizzato il caso in cui la metanizzazione del settore residenziale abbia come perimetro i 18 bacini gestiti da ITALGAS, dando luogo a una configurazione evolutiva dello sviluppo «moderato» di Fase 1. In tale configurazione, in cui si estende il numero di bacini metanizzati rispetto allo sviluppo «moderato» della Fase 1, si riducono però i volumi di gas complessivi stimati per questi stessi bacini, limitandoli alle stime del DSO per il settore residenziale. Nella configurazione BASE aggiornata si escludono quindi dalla metanizzazione i settori del terziario e dei trasporti terrestri, date le maggiori incertezze sul possibile sviluppo della domanda di gas naturale in questi settori.

Per quanto riguarda i volumi di gas naturale previsti nei bacini ci si è affidati alle indicazioni e stime fornite dal DSO. Considerando come riferimento per lo studio la metanizzazione dei 18 i bacini della Sardegna gestiti da ITALGAS, per il solo settore residenziale ci si riferisce a una stima a regime pari a circa **76 milioni di m<sup>3</sup>** all'anno ripartiti tra i bacini sulla base delle ipotesi di distribuzione fornite dal DSO.

Per ognuno dei 18 bacini è stata introdotta inoltre, come ipotesi semplificativa, la localizzazione geografica del fabbisogno di gas naturale nel comune di riferimento del bacino. Alle circa 80 utenze industriali (aggregate poi in circa 40 città), si aggiungono quindi 18 utenze aggregate la cui distribuzione geografica del fabbisogno è visualizzata in Figura 4.4.

È stato poi valutato, attraverso analisi di sensitività, come cambierebbe la soluzione infrastrutturale mista di trasporto (trasporto su strada + tratti di rete) ipotizzando un livello maggiore di metanizzazione nell'isola, sia

dal punto di vista del numero di bacini sia dal punto di vista dei settori interessati dalla metanizzazione (metanizzazione di terziario e trasporti terrestri oltre al settore residenziale). Queste analisi sono state condotte in accordo con i volumi stimati della Fase 1 per i diversi settori.

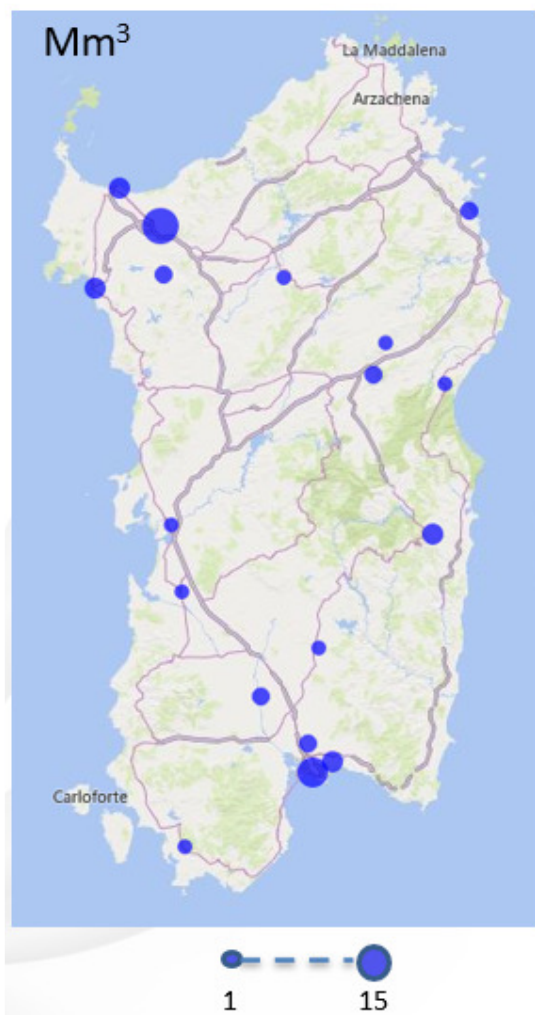


Figura 4.4 – Collocazione geografica del fabbisogno aggregato dei 18 bacini gestiti dal DSO ITALGAS (Mm³)

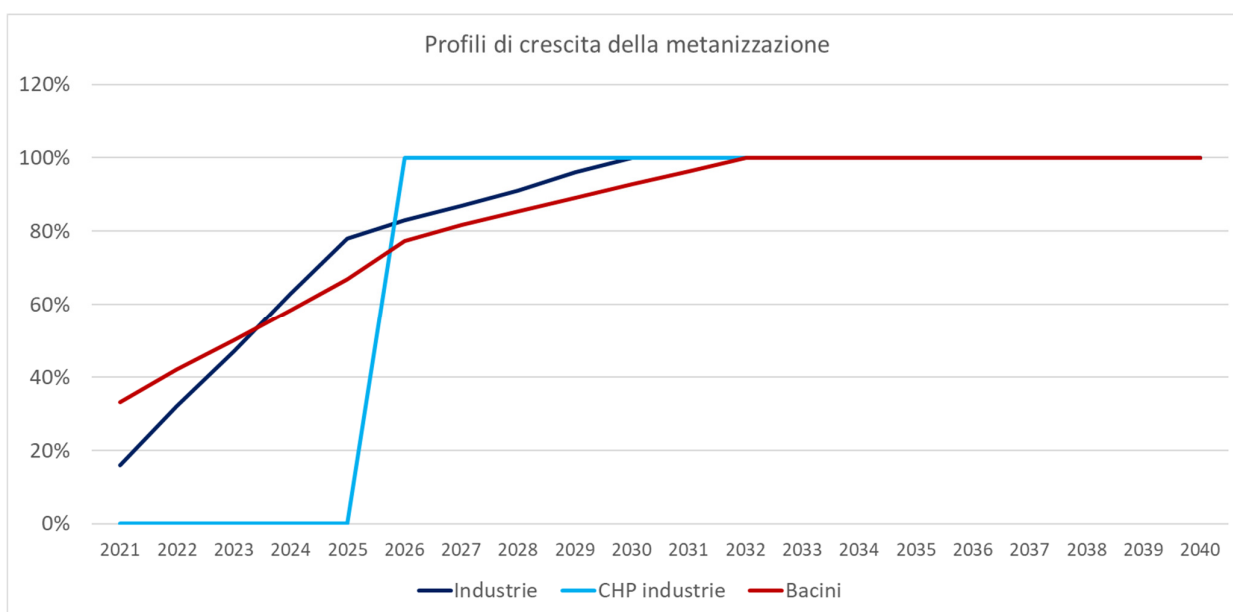
### 4.3 Profilo temporale di crescita del fabbisogno di gas naturale nella configurazione BASE

Per quanto riguarda il profilo di crescita temporale del fabbisogno di gas naturale nella configurazione BASE, si è fatto riferimento all'andamento derivato dalla Fase 1 per le utenze industriali mentre per i bacini sono state assunte le stime di crescita fornite dal DSO ITALGAS. La sintesi di queste informazioni è riportata in forma aggregata nella Tabella 4.6 e Figura 4.5. Ogni bacino ha un suo profilo di crescita definito dal DSO, in tabella si riporta il profilo medio complessivo di crescita nei 18 bacini. Le previsioni del DSO arrivano fino al 2032 (celle rosse); dal 2032 al 2040 è stata fatta l'ipotesi di mantenere costanti i volumi di gas naturale nei bacini.

**Tabella 4.6 – Profilo di crescita del fabbisogno, ipotesi da Fase 1 e stime ITALGAS (valori %)**

Anno	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Industrie	16	32	47	63	78	83	87	91	96	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
CHP industrie	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Bacini	33	42	50	58	67	77	82	85	89	93	96	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Sulla base di queste ipotesi di crescita del fabbisogno, il volume medio di gas naturale trasportato nel periodo di 20 anni nella configurazione BASE risulta pari a 311 milioni di m<sup>3</sup>/anno.



**Figura 4.5 - Profili di crescita della metanizzazione adottati per la Fase 2 (valori %)**

## 5 METODOLOGIA PER IL TRASPORTO DEL GAS NATURALE/GNL

Per il trasporto del GNL/gas naturale in Sardegna ci si riferisce a due diverse soluzioni, il trasporto tramite tratti di rete di gas naturale e il trasporto su strada di GNL, tramite cisterne criogeniche. Nelle analisi condotte da RSE si è adottata come ipotesi la possibilità sia di costruire tratti di gasdotto sia di rifornire cisterne criogeniche a partire da ciascuno dei tre punti di consegna del gas naturale (Porto Torres, Oristano e Portovesme). Nelle analisi di sensitività è stato poi indagato come varierebbe la soluzione di ottimo limitando la possibilità del rifornimento delle cisterne criogeniche da uno o più terminali.

La metodologia sviluppata per la Fase 2 ha come obiettivo di individuare una soluzione mista di trasporto del gas naturale/GNL all'interno della Sardegna, caratterizzata da una determinata combinazione di tratti di gasdotti e trasporto su strada, tale da minimizzare il costo complessivo di trasporto del gas nell'isola nel periodo temporale di 20 anni preso a riferimento nello studio.

La convenienza economica di trasportare il gas a una o più utenze tramite tratti di rete o su strada è un compromesso tra i seguenti aspetti:

- il trasporto su strada presenta costi d'investimento minimi rispetto ai costi operativi (prevalentemente, l'acquisto dei camion);
- il costo del trasporto su rete è invece in larghissima parte legato all'investimento iniziale dei tratti di tubazione necessari per collegarlo ad una utenza vicina o ad un punto di consegna;
- collegare una determinata utenza non è però indipendente da quanto scelto per le utenze limitrofe; infatti, l'estensione della rete di trasporto dipenderà dalla posizione di tutto l'insieme delle utenze collegate (decidere se collegare alla rete o meno una utenza dipende dalla posizione relativa di questa rispetto alle utenze più vicine per le quali è già stato ritenuto conveniente il collegamento, nonché dall'opportunità di collegare convenientemente nuove utenze a partire da essa).

Nell'ottimizzazione si deve anche tenere presente che le utenze industriali considerate nello studio hanno una distribuzione disomogenea sul territorio e presentano fabbisogni annui molto variabili, partendo da valori per utenza inferiori a 0,5 Mm<sup>3</sup> annui fino a valori superiori a 50 Mm<sup>3</sup> annui. Un discorso analogo è valido per le utenze civili distribuite nei bacini.

È ragionevole ipotizzare che la soluzione di ottimo sarà intermedia tra i due casi estremi, ovvero un trasporto tutto su strada o tutto tramite rete. Infatti, in maniera semplificata: più le utenze hanno elevati fabbisogni, e più sono vicine ad un punto di consegna, più sarà conveniente servirle tramite rete. Il contrario vale per utenze minori e/o più lontane dai depositi costieri.

È stata quindi messa a punto una metodologia di calcolo per:

- stimare il costo di trasporto su strada;
- stimare il costo di trasporto tramite tratti di rete;
- identificare la soluzione di ottimo.

## 5.1 Costo del trasporto del GNL su strada

Il trasporto stradale del GNL viene effettuato tramite mezzi gommati che trasferiscono il combustibile refrigerato (a  $-162^{\circ}\text{C}$ ) in appositi contenitori a pressione moderata (tipicamente, pochi bar). Nella Fase 1 dello studio era stato definito tramite indagini presso operatori un costo specifico medio complessivo del trasporto del GNL su strada, costo che comprende quindi sia i CAPEX sia gli OPEX relativi a questa modalità di trasporto.

Nel seguito si riportano le ipotesi adottate per la definizione del costo specifico del trasporto su strada nella Fase 1 dello studio Sardegna.

Il costo di trasporto dipende da diversi fattori, tra cui quello che ha maggiore influenza è senz'altro la distanza percorsa. In Tabella 5.1 sono riportati i costi di trasporto per le singole tratte, opportunamente differenziati per lunghezza di percorrenza, ed i relativi costi unitari; per la valutazione che segue sono stati considerati preventivi di ditte di autotrasporto. Nella Fase 1 sono state identificate dai colleghi del dipartimento DIEE dell'Università di Cagliari tre tratte tipiche in funzione delle distanze che solitamente è necessario compiere in Sardegna per trasportare su strada i combustibili alle diverse utenze.

Tabella 5.1 - Costi di trasporto in funzione della percorrenza (elaborazione DIEE)

Lunghezza [km]		Costo [€]	Costo unitario [€/km]
Tratta	A/R		
50	100	400	4,00
100	200	700	3,50
200	400	900	2,25

In ogni tragitto sarà trasportata una certa massa di GNL, a cui corrisponde un determinato carico energetico (Tabella 5.2).

Tabella 5.2 - Caratteristiche singolo trasporto (elaborazione DIEE)

Grandezza	Valore	U.M.
Massa	17	t
Volume	22.135	$\text{m}^3$
PCS	15,232	kWh/kg
	10,526	kWh/ $\text{m}^3$
Energia	233	MWh

In funzione di quanto sopra si può ricavare il costo di trasporto per ogni percorrenza. Il valore unitario viene ricavato (Tabella 5.3) come media pesata in funzione delle percentuali di percorrenza delle singole lunghezze di tratta rispetto al totale. Il costo di trasporto unitario è stimato in 2,318 €/MWh (0,02440 €/ $\text{m}^3$ ).

Tabella 5.3 - Costo di trasporto unitario (elaborazione DIEE)

Lunghezza [km]		Costo [€]	Massa [t]	Volume [ $\text{m}^3$ ]	Energia [MWh]	Costo unitario		Perc. tratta [%]	Costo unitario (media pesata)	
Tratta	A/R					[€/MWh]	[€/ $\text{m}^3$ ]		[€/MWh]	[€/ $\text{m}^3$ ]
50	100	400	17	22.135	233	1,72	0,0181	60%	2,318	0,0244
100	200	700				3,00	0,0316	30%		
200	400	900				3,86	0,0407	10%		

Nella Fase 1 dello studio si è fatto riferimento al valore medio riportato in Tabella 5.3 per il calcolo dei costi del trasporto su strada del GNL. Nella Fase 2 questa valutazione è stata invece approfondita utilizzando per le diverse utenze l'effettiva distanza stradale dai punti di approvvigionamento del gas naturale (Figura 5.1).

Ciascuna utenza è stata assegnata a uno dei tre punti di consegna del GNL in Sardegna (Portovesme, Oristano, Porto Torres), dal quale si serve direttamente con un percorso singolo, per tutta la vita utile considerata nello

scenario (20 anni). Il punto di consegna è stato scelto in funzione della distanza stradale calcolata tramite applicativo online Bingmaps.

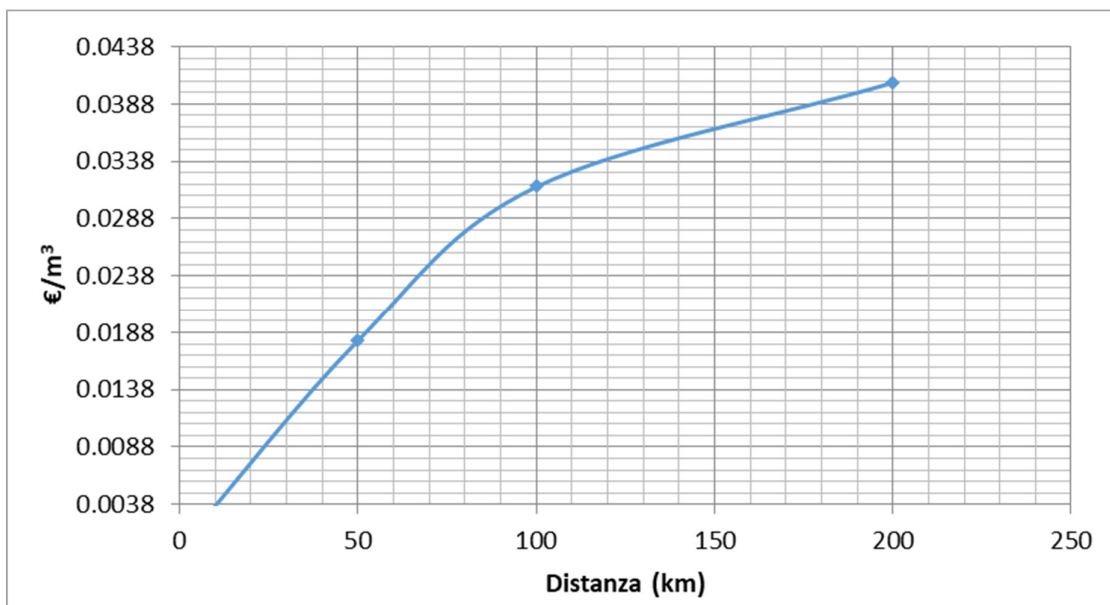


Figura 5.1 – Costo specifico del trasporto su strada in funzione della distanza

Sono state fatte le seguenti assunzioni semplificative:

- l'approvvigionamento di ogni singola utenza è indipendente dalle altre con un tragitto A/R sia per utenze di grandi dimensioni sia di piccole dimensioni; non sono state considerate eventuali ottimizzazioni di percorso per servire più utenze piccole, che avrebbero comunque un impatto minimo sul bilancio complessivo;
- le utenze sono servite per tutto il periodo con la stessa modalità di trasporto (non si prevede un possibile cambio di modalità nel tempo: o sempre via tubo o sempre via strada);
- nei casi in cui l'utenza risiede nella stessa città del punto di consegna, è stato considerato un tragitto minimo di 5 km; si ricorda infatti che la posizione di ciascuna utenza è stata considerata nel centro del comune di appartenenza e non in base alla reale posizione; sulla base di questa ipotesi è stato identificato un costo specifico minimo di trasporto del GNL su strada pari a 0,0038 €/m³ corrispondente a una tratta A/R di 10 km e comparabile con il solo costo fisso.



## 5.2 Costi e ipotesi di dimensionamento dei depositi satellite

Con la soluzione del trasporto del GNL su strada si richiede la realizzazione di una rete di depositi satellite nei pressi delle utenze per lo stoccaggio e la rigassificazione in loco del GNL trasportato. Il GNL sarà infatti caricato sulle cisterne criogeniche presso i punti di approvvigionamento del vettore in Sardegna (unità FSRU a Porto Torres e Portovesme e deposito SSNLG di Oristano), per poi essere consegnato nei depositi satellite delle diverse utenze.

Nei costi della soluzione su strada vanno quindi contabilizzati anche i costi di investimento e gestione di questi depositi satellite che sono stati dimensionati secondo i seguenti parametri:

- taglia media deposito: 55 m<sup>3</sup> di GNL;
- volume di gas naturale movimentato in un anno: circa 2 Mm<sup>3</sup>;
- CAPEX deposito satellite: circa 600.000 euro;
- OPEX deposito satellite: 3% annuo;
- valore medio di 5 rifornimenti al mese nei 20 anni analizzati.

La metodologia sviluppata è basata sull'ipotesi di determinare nei diversi scenari un numero di depositi satellite equivalenti da 55 m<sup>3</sup>, sulla base di costo specifico per m<sup>3</sup> ricavato da un impianto di questa taglia, proporzionali al fabbisogno di gas e senza tenere conto degli effetti di scala. La taglia da 55 m<sup>3</sup> è stata scelta come taglia media indicativa per il dimensionamento dei depositi satellite. Nella realtà saranno realizzati, sia dal punto di vista numerico sia dal punto di vista delle dimensioni, depositi satellite specifici per le diverse utenze. L'approccio semplificato adottato nello studio è relativo all'aggregazione dei fabbisogni di più utenze.

Per il dimensionamento dei depositi satellite sono state fatte le seguenti ipotesi:

- per le utenze industriali: 28 m<sup>3</sup> GNL di deposito satellite per ogni Mm<sup>3</sup>/anno di fabbisogno (media di 5 rifornimenti al mese, ipotesi di consumo costante nei 12 mesi);
- per le utenze civili nei bacini: 55 m<sup>3</sup> GNL di deposito satellite per ogni Mm<sup>3</sup>/anno di fabbisogno (media di 5 rifornimenti al mese, dimensionamento sul picco di domanda del gas che si verifica nei mesi invernali per il riscaldamento delle abitazioni); nel periodo di picco invernale sarà inoltre necessario un numero maggiore di viaggi e/o mezzi di trasporto per rifornire le utenze civili.

### 5.3 Trasporto del gas naturale tramite tratti di rete

I progetti del TSO SNAM relativi alle nuove unità FSRU si accompagnano alla proposta di realizzazione di singoli tratti di rete (Figura 5.2) del progetto originale della rete energetica sarda (dorsale gas) che colleghino i nuovi terminali ai principali centri di consumo della regione. In particolare, i progetti di SNAM si riferiscono alla costruzione di tre tratti di rete nelle zone nord, centro e sud.



Figura 5.2 – Progetti di tratti di rete previsti in Sardegna (Fonte: SNAM)

#### 5.3.1 Costi di investimento e operativi dei tratti di rete

Per quanto riguarda i costi associati alla realizzazione dei singoli tratti di rete ci si è affidati a stime di costo condivise con il TSO SNAM che prevedono investimenti di circa 1 M€/km per i tratti principali e di 0,25 M€/km per le connessioni secondarie. Riguardo agli OPEX è stata adottata la stima del TSO di complessivi 4,2 M€/anno a regime (pari a 0,016 M€/km/anno considerando l'estensione complessiva in km dei tratti di rete previsti dal TSO).

I costi della soluzione di trasporto mista (tratti di rete + trasporto su strada) sono stati confrontati con quelli della soluzione che prevede il 100% dei trasporti su strada e quella che prevede la realizzazione completa della rete energetica sarda. Per quest'ultima il progetto di ENURA (consorzio SNAM/SGI) prevedeva costi di investimento (CAPEX) complessivi di 590 M€ e costi operativi (OPEX) pari a 8 M€/anno a regime (pari 0,014 M€/anno/km considerando l'estensione complessiva in km del progetto della rete energetica sarda). Nel confronto dei costi della configurazione BASE questo valore è stato poi aggiornato limitando l'estensione della rete ai soli bacini gestiti dal DSO ITALGAS oltre al possibile collegamento delle diverse utenze industriali. La costruzione della rete di trasporto del gas naturale nello studio RSE segue una metodologia semplificata descritta nel paragrafo 5.3.2.

### 5.3.2 Metodologia per la costruzione della rete di trasporto del gas

La costruzione di una rete di trasporto richiede la conoscenza di aspetti specifici legati alla morfologia del terreno ed i relativi costi sono quindi fortemente dipendenti dalla posizione delle singole utenze e dalla estensione complessiva della rete stessa. Per gli scopi di questo studio, è stato quindi necessario sviluppare un criterio semplificato per costruire la rete di trasporto del gas che risponde ai seguenti requisiti:

- applicabilità a tutte le utenze indipendentemente dalla località e dalla morfologia del terreno;
- garanzia di soddisfare il fabbisogno delle utenze.

I tratti di tubazione sono assunti come rettilinei e sono ridotti a solo due tipologie: ramo principale e connessioni secondarie. Le rispettive lunghezze sono calcolate geometricamente a partire dalle coordinate geografiche delle utenze e del punto di consegna.

Dato un determinato insieme di utenze da servire via tubo, la rete semplificata viene così costituita:

- 1 singolo ramo principale, ragionevolmente DN650, che connette il punto di consegna con l'utenza più lontana tra quelle da collegare;
- N connessioni secondarie, perpendicolari al ramo principale, che collegano le altre utenze.

Lo scopo è avere uno strumento in grado di fare una stima dell'estensione della rete e di calcolarne il suo costo, permettendo il confronto tra diversi scenari di sviluppo della infrastruttura gas.

La metodologia introdotta sottostima parzialmente l'estensione della rete rispetto alla reale morfologia che avrebbe, per la quale è necessaria un'ingegneria di dettaglio, compito degli operatori del settore, e non necessaria per gli scopi dello studio. I parametri di costo specifici (€/km), utilizzati nello studio, sono stati desunti dai progetti dei tratti di rete presentati dal TSO SNAM, con il quale RSE ha condiviso le ipotesi dello studio (paragrafo 5.3.1).

Considerando tutte le possibili combinazioni per servire le utenze considerate rispetto ai tre punti di consegna del GNL in Sardegna, si ricaverebbe un numero totale di casi possibili troppo elevato. Ai fini dell'identificazione della soluzione di ottimo, ovvero quella che presenta il minor costo totale di fornitura del gas per la Sardegna nell'arco di si è pertanto scelto di fare alcune ipotesi semplificative per ridurre le dimensioni del problema. In particolare, si è scelto di studiare separatamente tre reti di trasporto a partire dai singoli punti di consegna (Figura 5.3). È ragionevole assumere infatti che un'utenza, se connessa via tubo, sarà servita dal punto di consegna geograficamente più vicino. La verifica della possibile sovrapposizione delle reti è fatta invece a posteriori.

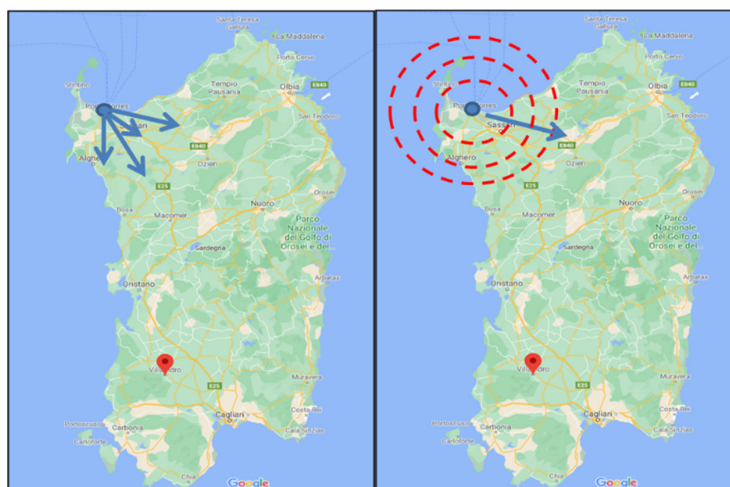
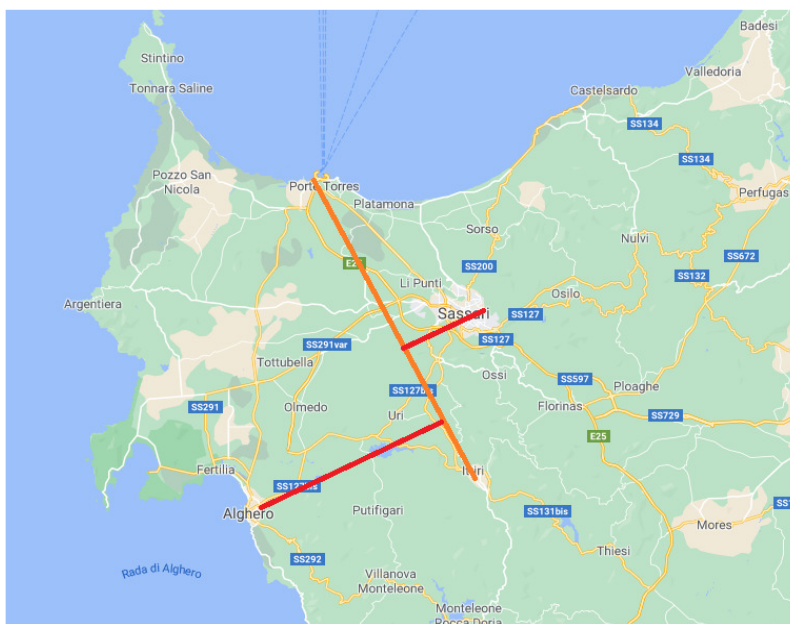


Figura 5.3 – Analisi di tre problemi separati in corrispondenza dei tre punti di consegna del GNL in Sardegna (es. Porto Torres)

Infine, analogamente a quanto fatto per il trasporto su strada (paragrafo 5.1), per dimensionare la rete di trasporto minima per servire le utenze della città in cui si trova uno dei punti consegna del GNL (Porto Torres, Oristano e Portovesme) è stato determinato a priori uno sviluppo pari a 5 km. Ad esempio, qualora si dovesse costruire una rete per servire le sole utenze presenti nella città di Porto Torres, sarebbe considerata una sola rete di 5 km (ramo principale), indipendentemente dalle utenze connesse. La Figura 5.4 riporta un esempio di rete semplificata che connette quattro utenze al punto di consegna di Porto Torres.



**Figura 5.4 - Esempio di rete semplificata che collega 4 utenze al punto di consegna di Porto Torres (ramo principale in arancione, rami secondari in rosso)**

## 5.4 Esternalità del trasporto del GNL su strada e del trasporto di gas naturale tramite tratti di rete

Ai costi del trasporto su strada e tramite tratti di rete sono stati associati anche i costi relativi alle esternalità ambientali legate alla modalità di trasporto. Anche queste entrano quindi nella funzione obiettivo per determinare la soluzione mista ottima.

Per le esternalità ambientali legate al trasporto del gas naturale tramite tratti di rete è stato aggiornato il valore definito da RSE nella Fase 1 dello studio (2238 euro/Mm<sup>3</sup>). Ipotizzando l'auspicato miglioramento tecnologico e gestionale per la realizzazione delle infrastrutture di rete in Sardegna, segnalato dai TSO SNAM e SGI nella fase di consultazione, il costo esterno complessivo relativo al trasporto su rete si ridurrebbe a 1385 euro/Mm<sup>3</sup> (rispetto ai 2238 euro/Mm<sup>3</sup> stimati inizialmente da RSE). Questo valore corrisponde ad una riduzione del 70% delle emissioni fuggitive di metano ipotizzate nella Fase 1 dello studio RSE.

Per quanto riguarda il trasporto su strada è stato invece confermato il valore conservativo della Fase 1 nel quale il costo esterno del trasporto su strada arriva a 2402 €/Mm<sup>3</sup> di gas. In questo caso si tiene conto soprattutto dei costi legati alla congestione stradale in Sardegna.

Come già evidenziato nel seminario pubblico di risposta alle osservazioni della Fase 1 dello studio, questo aggiornamento del valore delle esternalità ambientali della modalità di trasporto su rete non impatta però in modo significativo sui risultati della Fase 1: infatti, il peso economico delle esternalità delle modalità di trasporto è limitato a circa il 5% dei costi complessivi.

## 6 SINTESI DELLE IPOTESI RELATIVE ALLA CONFIGURAZIONE BASE

Nella Fase 2 dello studio è stato definito un aggiornamento della configurazione “**BASE**” della Fase 1 dello studio, per il quale si assumono le seguenti ipotesi:

- metanizzazione complessiva del settore industriale sulla base del database di utenze distribuite in tutta l’isola e utilizzato nella Fase 1 per la stima dei volumi di gas naturale;
- metanizzazione dei 18 bacini gestiti da ITALGAS per quanto riguarda il settore residenziale;
- profili di crescita e volumi stimati da RSE in Fase 1 per l’industria, profili e volumi forniti da ITALGAS per il settore residenziale;
- tre diversi punti di consegna del GNL nella regione (Porto Torres, Oristano e Portovesme);
- distinzione tra «tubazione principale» e «tubazione secondaria»;
- ipotesi semplificativa di soli tratti rettilinei per i gasdotti;
- stessi costi specifici indipendentemente dalle dimensioni/tipologia di utenza;
- lunghezza minima della rete di trasporto 5 km;
- L’anno zero dello studio coincide con la realizzazione completa della rete di trasporto;
- fornitura delle utenze per tutto il periodo con la stessa modalità di trasporto (non si prevede un possibile cambio di modalità nel tempo: o sempre via tubo o sempre via strada);
- costi specifici del trasporto del GNL su strada variabili in base alla distanza delle utenze dal punto di consegna del GNL;
- costi specifici e dimensionamento dei depositi satelliti sulla base di una taglia unica da 55 m<sup>3</sup> di GNL;
- costo di trasporto integrato su 20 anni (nessun valore residuo considerato per le infrastrutture);
- tasso di attualizzazione del 2%;
- esternalità ambientali delle modalità di trasporto aggiornate e incluse nel calcolo: 0,002402€/m<sup>3</sup> su strada, 0,001385 €/m<sup>3</sup> con gasdotti.

## 7 CALCOLO DEI COSTO DI TRASPORTO PER LA CONFIGURAZIONE BASE NELLE SOLUZIONI “SINGOLE” DI TRASPORTO: 100% SU STRADA E 100% CON GASDOTTI

Prima di procedere al calcolo dei costi della soluzione mista, si quantifica la spesa per il trasporto di gas/GNL per le due soluzioni “singole” (100% su strada e 100% con gasdotti), aggiornate con le ipotesi assunte per la configurazione BASE. I costi tengono conto dei CAPEX, degli OPEX e delle esternalità ambientali monetizzabili legate alle due soluzioni di trasporto.

### 7.1 Soluzione con 100% trasporto GNL su strada

Nella configurazione BASE la soluzione di trasporto 100% su strada avrebbe un costo cumulato nei 20 anni analizzati di circa 270 M€.

	PORTOTORRES	ORISTANO	PORTOVESME
Fabbisogno medio trasportato nei 20 anni (MSm <sup>3</sup> )	83	54	174
Costo trasporto su strada (M€)	71	46	150
<b>Costo totale 100% strada (M€)</b>	<b>267</b>		

Per la soluzione 100% trasporto su strada si riporta anche una stima relativa al numero di depositi satellite e camion con cisterna criogenica che sarebbero necessari per effettuare la modalità del trasporto su strada:

- circa 210 depositi satellite equivalenti da 55 m<sup>3</sup>;
- Circa 50 camion con cisterna criogenica da 37 m<sup>3</sup> (che salirebbe a circa 60 unità per tenere conto del picco di domanda)

## 7.2 Soluzione con 100% trasporto su gasdotti

Come spiegato nel paragrafo 5.3.2 la metodologia di costruzione della rete definita da RSE presenta una serie di ipotesi semplificative, quali:

- i tratti di tubazione sono assunti solo come rettilinei;
- sono considerate soltanto due tipologie di gasdotti: ramo principale e connessioni secondarie;
- le lunghezze dei gasdotti sono calcolate geometricamente a partire dalle coordinate geografiche delle utenze e del punto di consegna;
- suddivisione delle utenze in tre gruppi distinti in base a punto di consegna.

Nella configurazione BASE la soluzione di trasporto 100% su rete gas è stata individuata sempre attraverso la medesima metodologia di ottimizzazione, ipotizzando un costo del trasporto su strada 10 volte superiore per forzare la scelta della soluzione con gasdotti. Sono state quindi individuate tre reti distinte che collegano tutte le utenze di ciascun punto di consegna. Tale soluzione 100% trasporto con gasdotti presenta un costo complessivo cumulato nei 20 anni analizzati di circa 440 M€.

	<b>PORTOTORRES</b>	<b>ORISTANO</b>	<b>PORTOVESME</b>
Fabbisogno medio trasportato nei 20 anni (MSm <sup>3</sup> )	83	54	174
Costo rete gas (M€)	180	141	123
Rete principale (km)	112	78	71
Connessioni (km)	204	198	154
<b>Costo 100% gasdotti (M€)</b>	<b>444</b>		

Nell'ipotesi di collegare tra loro le tre reti separate costruite dall'algoritmo si aggiungerebbero circa 50-70 km di nuovi collegamenti principali, arrivando a 510 M€. Questa ipotesi garantirebbe maggiore sicurezza collegando fisicamente tra loro i diversi punti di consegna del GNL nella regione. Si ricorda che la metodologia sviluppata da RSE risente di alcune semplificazioni come la realizzazione di tratti solo rettilinei e la limitazione a due sole tipologie di gasdotti (principali e connessioni secondarie) che diventano maggiormente significate per la stima dello sviluppo di una rete di grandi dimensioni.

## 8 METODO DI IDENTIFICAZIONE DELLA SOLUZIONE MISTA DI TRASPORTO “OTTIMA”

Nel capitolo 7 sono stati calcolati i costi di trasporto della configurazione BASE nel caso di una soluzione 100% trasporto su strada (circa 270 M€) e nel caso di una soluzione con 100% trasporto con gasdotti (circa 440 M€). È ragionevole assumere che nel caso della soluzione mista lo sviluppo ottimale della rete raggiunga una estensione complessiva di rami principali inferiore a 300-400 km: tale estensione, infatti, dati i costi specifici delle tubazioni, avrebbe un costo complessivo attorno ai 440 M€ equivalente a quello della soluzione 100% con gasdotti. Per tale ragione ci si deve aspettare che per le utenze più lontane ci sia una maggiore convenienza con il trasporto su strada. Aspettativa che è stata poi verificata con il ricorso all’ottimizzatore.

L’approccio per individuare la modalità con cui trasportare gas alle utenze:

1. simulazione di tutte le possibili combinazioni delle utenze servibili via tubo o via strada da ognuno dei tre punti di consegna;
2. scelta della configurazione che minimizza il costo totale di fornitura del gas alle utenze per la Sardegna nell’arco di 20 anni:
  - ✓ alcune con tubo (considerati CAPEX + OPEX + esternalità);
  - ✓ alcune su strada (considerati CAPEX + OPEX + esternalità).

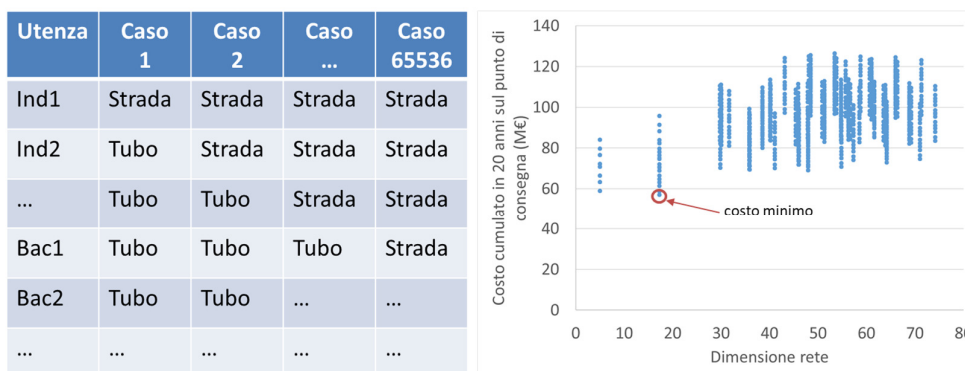
La Tabella 8.1 riporta le distanze geografiche medie e massime delle singole utenze dal punto di consegna più vicino.

**Tabella 8.1 - Distanze geografiche delle utenze dai rispettivi punti di consegna più vicini**

Porto Torres	Oristano	Portovesme
Media (km)	Media (km)	Media (km)
52	46	44
Max (km)	Max (km)	Max (km)
112	107	70

L’individuazione della soluzione di ottimo è stata quindi effettuata mediante la simulazione di tutte le possibili combinazioni delle utenze servibili via tubo o via strada dai tre punti di consegna.

La Figura 8.1 ne riporta un esempio pratico. Si prende il caso del punto di consegna di Porto Torres, a partire dal quale si considerano potenzialmente servibili via tubo 16 utenze. Le possibili combinazioni portano ad un totale di 65536 casi da studiare (pari al numero di combinazioni possibili, cioè  $2^{16}$ ). Per ciascun caso è calcolato il costo totale di trasporto del gas per 20 anni; la soluzione di ottimo è individuata come la combinazione a minor costo totale (CAPEX+ OPEX + esternalità ambientali monetizzabili). In questo esempio, risulta una estensione ottima di rete di 17 km con un costo complessivo di circa 57 M€ (costo complessivo della soluzione mista dato dalla somma del trasporto su strada più il trasporto tramite tratti di rete).



Esempio: **Porto Torres**

**Figura 8.1 – Ricerca della soluzione di ottimo per il punto di consegna, es. Porto Torres**



## 9 RISULTATI SOLUZIONE MISTA OTTIMA

La soluzione mista di “ottimo” determinata dall’algoritmo RSE per la configurazione BASE aggiornata (metanizzazione completa del settore industriale + settore residenziale nei 18 bacini gestiti da ITALGAS), considerando tutti e tre i punti di partenza, prevede che circa il 30% del fabbisogno medio annuo di gas naturale sia trasportato su strada mentre il 70% su tratti di rete.

In termini di estensione delle infrastrutture di trasporto gas, si determina uno sviluppo ottimale di circa 142 km di rete, concentrato principalmente nella zona sud della Sardegna.

Il costo della soluzione mista di trasporto ottima nella configurazione BASE aggiornata risulta pari a circa 200 M€ cumulati in 20 anni (Tabella 9.1). Si riporta di nuovo per confronto anche la spesa della voce di trasporto per le due situazioni di trasporto “singole” aggiornate con le ipotesi assunte per la configurazione BASE:

- 100% trasporto su strada: costo cumulato pari a circa 270 M€ in 20 anni, CAPEX+ OPEX + esternalità ambientali monetizzabili;
- 100% trasporto su rete: costo cumulato pari a circa 440 M€ in 20 anni, CAPEX+ OPEX + esternalità ambientali monetizzabili.

**Tabella 9.1 – Sintesi dei risultati della configurazione mista BASE**

	<b>PORTO TORRES</b>	<b>ORISTANO</b>	<b>PORTOVESME</b>
Fabbisogno medio trasportato nei 20 anni (MSm <sup>3</sup> )	83	54	174
Costo rete gas (M€)	20	6	95
Fabbisogno medio su rete (MSm <sup>3</sup> )	50	16	164
Rete principale (km)	17	5	71
Connessioni (km)	0	0	49
Costo trasporto su strada (M€)	35	36	9
Fabbisogno medio su strada (MSm <sup>3</sup> )	33	38	10
Costo soluzione mista (M€)	55	42	104
<b>Costo complessivo mista (M€)</b>	<b>201</b>		
<b>Costo 100% strada (M€)</b>	<b>267</b>		
<b>Costo 100% gasdotti (M€)</b>	<b>444</b>		

Per la soluzione mista “ottima” si riporta anche una stima relativa al numero di depositi satellite e camion con cisterna criogenica che sarebbero necessari per effettuare la modalità di trasporto GNL su strada.

### Soluzione mista:

- circa 65 depositi satellite equivalenti da 55 m<sup>3</sup>;
- circa 15 camion con cisterna criogenica da 37 m<sup>3</sup> (che salirebbero a circa 20 unità per tenere conto del picco di domanda);
- ipotesi di 1 viaggio al giorno per ogni unità;
- media di 5 rifornimenti al mese per i depositi (ogni 6 giorni), ogni 5 giorni nei periodi di picco di domanda.

## 10 CONFRONTO TRA IL TRASPORTO SU STRADA DEI COMBUSTIBILI TRADIZIONALI E DEL GNL

L'obiettivo di questa analisi è determinare la variazione delle complessive percorrenze (determinate dalle distanze da coprire, dal numero di viaggi e dal numero di mezzi di trasporto ad esse correlati) passando dal trasporto di combustibili tradizionali (gasolio, GPL, ecc) al trasporto di GNL.

L'analisi confronta il numero di viaggi necessari all'anno iniziale dello studio (2020), in cui si continuano a consumare combustibili tradizionali, con la situazione all'anno finale dello studio (2040) in cui si ipotizza di sostituire una quota di questi combustibili con il GNL. L'analisi al 2040 resta valida anche per l'anno 2030 dato che la sostituzione della quota di combustibili tradizionali con il GNL nei due settori analizzati (residenziale e industria) si ritiene a regime dal 2030 in poi.

Nella Fase 2 del progetto Sardegna si confrontano i costi del trasporto su strada e del trasporto tramite gasdotti per determinare una configurazione mista di trasporto che consenta un'ulteriore ottimizzazione rispetto alle due soluzioni estreme definite nella prima fase e corrispondenti al 100% del trasporto su strada o con gasdotti.

Nella configurazione BASE, aggiornata per la Fase 2 dello studio, si identificano due settori in cui è possibile la sostituzione dei combustibili tradizionali con il gas naturale:

1. il settore industriale costituito da una serie di aziende distribuite su tutto il territorio della regione alle quali si aggiunge la potenziale conversione di CHP industriali al gas naturale;
2. Il settore residenziale per il quale sono stati utilizzate le stime di fabbisogno di gas naturale fornite dal principale DSO ITALGAS per i 18 bacini (sui 38 complessivi) in gestione.

Come già descritto nel paragrafo 4.1, per le industrie distribuite nella regione, nella Fase 1 dello studio, era stato identificato un fabbisogno energetico di circa 225 ktep (di cui circa il 30% costituito attualmente da olio combustibile). Sulla base di diverse ipotesi di sostituzione dei diversi combustibili con il gas naturale era stato individuato un potenziale di circa **170 ktep** (pari al 75% del fabbisogno complessivo) corrispondente alla quota di combustibili tradizionali sostituibili con il gas naturale.

Per i CHP industriali era stata invece ipotizzata la possibilità di totale sostituzione del fabbisogno attuale di combustibili (circa **78 ktep** - in prevalenza olio combustibile) con il gas naturale.

Complessivamente si tratta quindi di circa **300 milioni di m<sup>3</sup>** di gas naturale da trasportare.

Per il settore residenziale (paragrafo 4.2), le stime del DSO ITALGAS indicano in circa **76 milioni di m<sup>3</sup>** di gas naturale (circa **62 ktep** in termini di contenuto energetico) la quota del fabbisogno energetico sostituibile a regime dal gas naturale nei 18 bacini gestiti dal DSO (fabbisogno attualmente soddisfatto in prevalenza da gasolio e GPL).

Il seguito dell'analisi si concentra esclusivamente sulla quota di combustibili ritenuta sostituibile dal GNL nei settori industriale e residenziale; per la restante quota che è un'invariante si assume che l'impatto in termini di trasporto sia invariato.

Sia per i consumi industriali sia per quelli residenziali è stata utilizzata questa metodologia:

- Per i due settori (residenziale e industria) si conosce la quota di consumi energetici potenzialmente sostituibile dal gas naturale;
- Si determina quindi la variazione di numero di viaggi e di mezzi necessari per il trasporto di questa quota di consumi contendibili calcolando:
  1. il numero di viaggi/mezzi di trasporto nell'anno iniziale dello studio (anno 2020) considerando per ogni combustibile le proprie caratteristiche (PCI, densità ecc) e utilizzando come volume standard delle autocisterne i 37 m<sup>3</sup> definiti per il trasporto del GNL.
  2. il numero di viaggi/mezzi di trasporto nell'anno finale dello studio (anno 2040) ipotizzando la sostituzione dei combustibili tradizionali con il GNL in due diversi casi:
    - caso con 100% del trasporto su strada;
    - caso con trasporto misto (sia su strada sia con tratti di rete).

3. il numero dei km che devono percorrere i mezzi di trasporto nelle diverse condizioni nell'ipotesi con:
- partenza da Sarroch (Raffineria Saras) per il trasporto dei combustibili tradizionali
  - partenza dai tre punti di consegna del GNL previsti nella regione (Oristano, Porto Torres e Portovesme) per il trasporto del GNL.

I risultati di sintesi dell'analisi sono riportati nelle tabelle seguenti. Il numero di viaggi giornalieri necessari è stato calcolato in due diverse condizioni: come valore medio giornaliero nell'anno (Tabella 10.1) e come valore massimo (Tabella 10.2) considerando la concentrazione dei consumi di gas naturale del settore residenziale nei mesi invernali. Per ogni viaggio si considera il trasporto di un volume di combustibili pari a 37 m<sup>3</sup> sulla base della taglia identificata per le autocisterne GNL (paragrafo 5.1).

**Tabella 10.1 - Numero medio di viaggi giornalieri per trasportare i combustibili alle utenze**

	2020	2040	2040
		<i>con 100% trasporto su strada</i>	<i>con soluzione trasporto mista (circa 30% su strada e 70% su rete)</i>
INDUSTRIA	13	25	8
CHP INDUSTRIALI	1	12	0
RESIDENZIALE (BACINI)	7	9	4
<b>TOTALE</b>	<b>21</b>	<b>46</b>	<b>12</b>

**Tabella 10.2 - Numero massimo di viaggi giornalieri per trasportare i combustibili alle utenze**

	2020	2040	2040
		<i>con 100% trasporto su strada</i>	<i>con soluzione trasporto mista (circa 30% su strada e 70% su rete)</i>
INDUSTRIA	13	25	8
CHP INDUSTRIALI	1	12	0
RESIDENZIALE (BACINI)	17	24	10
<b>TOTALE</b>	<b>32</b>	<b>61</b>	<b>18</b>

Nell'ipotesi che ogni autocisterna compia un viaggio al giorno il numero di viaggi è equiparabile al numero di mezzi necessari al trasporto.

Il secondo passo (Tabella 10.3) è poi consistito nel determinare il numero totale di km/anno percorsi dai mezzi di trasporto nelle diverse condizioni e il numero di viaggi complessivi annuali (ipotizzando sempre per ogni singolo viaggio il trasporto di un volume di combustibili pari a 37 m<sup>3</sup>).

**Tabella 10.3 – Numero di km percorsi in un anno e numero complessivo di viaggi annuali**

	<i>Con 100% trasporto su strada</i>		<i>con soluzione trasporto mista (circa 30% su strada e 70% su rete)</i>
	2020	2040	2040
km totali percorsi in un anno	<b>2.361.838</b>	<b>1.953.336</b>	<b>732.570</b>
Numero totale di viaggi all'anno	<b>10.621</b>	<b>17.093</b>	<b>4.328</b>

I risultati mostrano come il passaggio dal trasporto di combustibili tradizionali (gasolio, GPL, ecc..) al GNL richieda un numero maggiore di viaggi (a parità di energia da trasportare) date le diverse caratteristiche fisiche/energetiche dei vettori da trasportare. Questo nel caso di uno scenario in cui si continui a trasportare su strada il 100% del fabbisogno. Passando invece a una soluzione di trasporto mista, determinata nella Fase 2 dello studio, si ottiene una riduzione significativa del numero di viaggi necessari in quanto una quota rilevante del fabbisogno di gas naturale sarebbe trasportata attraverso tratti di gasdotti alle utenze.

Osservando i km percorsi dai mezzi nel caso di trasporto di combustibili tradizionali e di GNL si nota come:

- nel caso del trasporto di combustibili tradizionali (Gasolio, GPL, ecc...) siano necessari meno viaggi durante l'anno, ma percorrendo un numero maggiore di km. Questo è dovuto alle caratteristiche fisiche/energetiche dei combustibili trasportati e al fatto che per i combustibili tradizionali si ipotizza come punto di partenza del trasporto la sola raffineria di Sarroch;
- nel caso del trasporto di GNL aumenta invece il numero di viaggi annui, ma si riducono i km percorsi perché il trasporto partirebbe da tre punti di consegna a nord/centro/ sud riducendo le distanze da percorrere.

Complessivamente quindi il numero di mezzi di trasporto necessari potrebbe crescere in maniera meno evidente passando dai combustibili tradizionali al GNL, perché sarebbe possibile aumentare il numero di viaggi giornalieri percorsi da un singolo mezzo date le minori distanze in gioco (nel caso del 100% del trasporto su strada).

Nel caso della soluzione di trasporto mista si avrebbe invece, come già evidenziato, una riduzione significativa delle percorrenze annue complessive e del numero di viaggi necessari grazie al trasporto di una quota significativa del fabbisogno tramite i tratti di rete gas.

## 11 ANALISI DI SENSITIVITÀ DEI RISULTATI IN CASO DI IPOTESI ALTERNATIVE

A partire dai risultati della configurazione BASE aggiornata, sono state analizzate una serie di possibili varianti, sulle quali sono state condotte anche alcune analisi di sensitività sui risultati ottenuti. In particolare, sono state esplorate più dimensioni sulle quali potrebbero verificarsi diverse condizioni di sviluppo, di seguito descritte.

### 1. Livello di metanizzazione

Sono stati analizzati tre scenari di domanda di gas naturale, alternativi a quello della configurazione BASE aggiornata, nei quali si assumono sviluppi superiori della domanda di gas naturale sull'isola (sensitività al variare del fabbisogno di gas naturale trasportato nel periodo considerato dallo studio) sulla base delle assunzioni fatte nella Fase 1 dello studio Sardegna:

- Sviluppo della distribuzione gas MODERATO (11 bacini, settori RES+TER+TRA+IND);
- Sviluppo della distribuzione gas ELEVATO (18 bacini, settori RES+TER+TRA+IND);
- Sviluppo della distribuzione gas ESTREMO (38 bacini, settori RES+TER+TRA+IND).

### 2. UtENZE da ottimizzare e le condizioni al contorno per il trasporto su strada

In questo gruppo di configurazioni alternative variano alcune delle condizioni relative al numero di utenze da ottimizzare e alla diversa disponibilità dei tre punti di consegna (Porto Torres, Oristano e Portovesme) per il trasporto del GNL su strada; in particolare:

- caso con tutte le utenze, ma OTTIMIZZAZIONE del segmento di trasporto solo per quelle industriali; in questo primo caso, solo le utenze industriali sono state considerate “da ottimizzare”, ovvero verificando se convenga di più il trasporto via tubo o il trasporto su strada. Per le utenze civili si è forzato invece il trasporto su strada;
- trasporto su strada solo da ORISTANO;
- trasporto su strada solo da ORISTANO e PORTOVESME.

### 3. Parametri economici

A partire dai risultati della configurazione BASE sono state infine condotte una serie di analisi di sensitività al variare di alcuni dei parametri di costo adottati per valutare il loro impatto sulla soluzione di ottimo; in particolare sono stati analizzati i seguenti casi:

- caso con riduzione dei costi di investimento dei gasdotti;
- caso con aumento dei costi di trasporto su strada;
- caso con aumento degli OPEX dei depositi satellite;
- caso con aumento dei CAPEX dei depositi satellite.

## 11.1 Sensitività al variare del livello di metanizzazione

Come definito in precedenza, la configurazione BASE adottata nell'analisi prevede una metanizzazione limitata ai soli settori residenziale (nei 18 bacini gestiti dal principale DSO ITALGAS) e industriale (in tutta l'isola). È stata inoltre condotta un'analisi di sensitività considerando livelli diversi di metanizzazione, al fine di valutare il relativo impatto sulla soluzione di ottimo. In particolare, sono stati analizzati i seguenti casi in accordo con le ipotesi della Fase 1 dello studio.

### Sviluppo MODERATO (da Fase 1 studio RSE):

- Metanizzazione di 11 bacini della Sardegna gestiti da ITALGAS (sottoinsieme dei bacini ITALGAS con lavori già conclusi o in corso – fotografia a fine dicembre 2019 – come da Fase 1).
- Sviluppo reti di distribuzione entro il perimetro ITALGAS (11 bacini su 18).
- Metanizzazione dei settori residenziale, terziario, trasporti terrestri negli 11 bacini e industria in tutta l'isola.
- Per tutti i settori: profili di crescita e volumi stimati da RSE in Fase 1.

### Sviluppo ELEVATO (da Fase 1 studio RSE):

- Metanizzazione dei 18 bacini della Sardegna gestiti da ITALGAS.
- Sviluppo reti di distribuzione: perimetro ITALGAS completo (18 bacini).
- Metanizzazione dei settori residenziale, terziario, trasporti terrestri nei 18 bacini e industria in tutta l'isola.
- Per tutti i settori: profili di crescita e volumi stimati da RSE in Fase 1.

### Sviluppo ESTREMO (da Fase 1 studio RSE):

- Metanizzazione di tutti i 38 bacini della Sardegna.
- Sviluppo reti di distribuzione: oltre il perimetro ITALGAS (38 bacini).
- Metanizzazione di residenziale, terziario, trasporti terrestri e industria in tutta l'isola.
- Per tutti i settori: profili di crescita e volumi stimati da RSE in Fase 1.

I risultati dell'analisi di sensitività al variare del livello di metanizzazione sono mostrati in Tabella 11.1. Per ognuna delle varianti qui descritte sono poi mostrati negli allegati (capitolo 13) i risultati delle analisi di sensitività così come fatto per la configurazione BASE nel corpo principale del documento (capitolo 11).

Tabella 11.1 - Analisi di sensitività al variare del livello di metanizzazione

	BASE	MODERATO	ELEVATO	ESTREMO
Bacini metanizzati	18*	11**	18*	38
Settori metanizzati	RES+IND	RES+TER+TRA+IND	RES+TER+TRA+IND	RES+TER+TRA+IND
Volume medio trasportato nei 20 anni (Mm <sup>3</sup> )	311***	365	404	446
Costo totale soluzione 100% strada (M€)	267	331	383	436
Costo totale soluzione mista (ottimizzazione)	201	220	256	305
di cui Costo trasporto su strada (M€)	81	101	125	174
di cui Costo trasporto su rete (M€)	120	119	131	131
<b>Estensione totale della rete (km)</b>	<b>142</b>	<b>154</b>	<b>178</b>	<b>181</b>
Fabbisogno medio annuo su strada (MSm <sup>3</sup> )	81	98	115	154
Fabbisogno medio annuo su rete (MSm <sup>3</sup> )	229	268	289	291
Costo specifico su strada (€/Sm <sup>3</sup> )	0,050	0,052	0,054	0,056
Costo specifico su rete (€/Sm <sup>3</sup> )	0,026	0,022	0,023	0,023

\* Bacini complessivamente gestiti da ITALGAS

\*\* Bacini gestiti da ITALGAS con lavori conclusi o già in corso (situazione al 31/12/2019 – come da Fase 1)

\*\*\* Stime e profili ITALGAS per i volumi di gas naturale del settore residenziale

### 11.1.1 Costi non recuperabili in caso di variazione del fabbisogno

A partire dai risultati mostrati in Tabella 11.1, in questo paragrafo si analizzano nel dettaglio i costi di trasporto della soluzione mista ottimale andando a identificare la ripartizione tra CAPEX e OPEX delle due modalità (con gasdotti o su strada). In Tabella 11.2 si mostra la ripartizione dei costi nella configurazione BASE e in quella ESTREMO e la variazione di costo di quest'ultima rispetto alla prima.

L'obiettivo è quello di determinare l'extracosto che si avrebbe pianificando le infrastrutture nell'ottica di un livello ESTREMO di metanizzazione al verificarsi effettivo di un livello inferiore di metanizzazione.

Tabella 11.2 - Confronto dei costi tra configurazione BASE vs ESTREMO

M€	ESTREMO	BASE	DELTA COSTO
<b>Costo totale soluzione mista (ottimizzazione)</b>	<b>305</b>	<b>201</b>	<b>+104</b>
• di cui Costo trasporto su strada (M€)	174	81	+93
• Di cui CAPEX	79	28	+51
• di cui Costo trasporto su rete (M€)	131	120	+11
• Di cui CAPEX	105	97	+8
• Extracosto CAPEX			+61*
• Risparmio OPEX			-43
• <b>Extracosto complessivo</b>			<b>+18</b>

\*inclusi tra gli extracosti anche i 2 M€ di OPEX del trasporto su rete

Con la pianificazione della configurazione ESTREMO, l'extracosto del trasporto su rete (in prevalenza CAPEX) sarebbe limitato a circa 11 M€ al verificarsi di una metanizzazione inferiore. Questo valore rappresenta una stima dell'extracosto che si verificherebbe se si assumesse la configurazione infrastrutturale "ottima" relativa a un livello di metanizzazione ESTREMO e poi si verificasse all'opposto la metanizzazione BASE considerata nello studio. Per la rete, si assumono come costi non recuperabili anche circa 2 M€ di OPEX.

L'extracosto del trasporto su strada (in prevalenza OPEX) sarebbe invece pari a circa 51 M€ (relativo a CAPEX di depositi satellite e in minor parte all'acquisto di autocisterne criogeniche). Al verificarsi di un livello di metanizzazione BASE al posto di quello ESTREMO si risparmierebbero però circa 40 M€ di OPEX in quanto servirebbero meno viaggi per trasportare il GNL su strada.

Complessivamente, quindi, l'extracosto di una configurazione ESTREMO al verificarsi di una minore metanizzazione sarebbe quindi di circa 20 M€ (inferiore al 10% del costo complessivo).

Nel caso opposto, con la pianificazione delle infrastrutture per una metanizzazione BASE e al verificarsi di una metanizzazione della configurazione ESTREMO, i costi non recuperabili sarebbero inferiori, ma comunque non nulli. La crescita della domanda per le utenze già metanizzate comporterebbe, nel caso di utenze servite su strada, un possibile ampliamento dei depositi satellite o un loro successivo collegamento tramite gasdotti (con extracosti rispetto a una pianificazione iniziale che tenesse già conto di una maggiore metanizzazione). Per collegare nuove utenze invece si estenderebbe progressivamente nel tempo l'infrastruttura di trasporto (su rete o su strada) senza costi non recuperabili.

## 11.2 Sensitività al variare delle utenze da ottimizzare e delle condizioni per il trasporto su strada

In alternativa alla configurazione BASE sono stati poi analizzate una serie di varianti sia in termini di numero di utenze da ottimizzare sia in termini di possibili modalità di trasporto dai terminali di approvvigionamento del GNL in Sardegna.

1. Caso con tutte le utenze, ma OTTIMIZZAZIONE del segmento di trasporto solo per quelle industriali.

Nel caso 1 si includono nel processo di ottimizzazione (competizione tra trasporto su strada e tramite gasdotti) solo le utenze industriali, mentre per le utenze aggregate dei bacini si ipotizza un trasporto solo su strada.

2. Caso con trasporto su strada solo da ORISTANO.
3. Caso con trasporto su strada solo da ORISTANO e PORTOVESME.

Con i casi 2 e 3 si indagano invece le possibili variazioni della soluzione ottimale nell'ipotesi che il rifornimento di GNL dei camion con cisterna criogenica sia realizzabile solo dal deposito costiero di Oristano o, in alternativa, dalla coppia Oristano-Portovesme escludendo il sito di Porto Torres.

L'analisi di sensitività è mostrata prendendo a riferimento sempre la metanizzazione della configurazione BASE aggiornata come punto di partenza. Nell'appendice si riportano i risultati dell'analisi di sensitività utilizzando gli altri livelli di sviluppo della metanizzazione descritti nel paragrafo 11.1.

### 11.2.1 Caso 1 con tutte le utenze, ma OTTIMIZZAZIONE solo di quelle industriali

Questo primo caso alternativo ha come obiettivo quello di determinare lo sviluppo "ottimo" della rete in funzione delle sole utenze industriali (Tabella 11.3).

L'ipotesi è di rifornire i bacini con il trasporto su strada lasciando all'ottimizzazione solo la gestione del trasporto delle utenze industriali. Il risultato è uno sviluppo della rete limitato a circa 113 km rispetto ai 142 km della configurazione BASE. Rispetto alla soluzione con ottimizzazione complessiva di tutte le utenze, il costo aumenterebbe in questo caso di circa 25 M€. Questa differenza aumenta considerando livelli di metanizzazione più spinti.

Tabella 11.3 - Caso 1 con tutte le utenze, ma OTTIMIZZAZIONE solo di quelle industriali

	PORTOTORRES	ORISTANO	PORTOVESME
Fabbisogno medio trasportato (MSm <sup>3</sup> )	83	54	174
Costo rete gas (M€)	6	6	84
Fabbisogno medio su rete (MSm <sup>3</sup> )	31	13	141
Rete principale (km)	5	5	64
Connessioni (km)	0	0	39
Costo trasporto su strada (M€)	54	38	38
Fabbisogno medio su strada (MSm <sup>3</sup> )	51	41	33
Costo soluzione mista (M€)	60	44	122
<b>Costo complessivo mista (M€)</b>		<b>226</b>	
<b>Costo 100% strada (M€)</b>		<b>267</b>	



### 11.2.2 Caso 2 con trasporto su strada solo da Oristano

Con il secondo caso si analizza l'aspetto più tecnico relativo alla possibilità di rifornire con il GNL camion con cisterne criogeniche solo presso alcuni dei terminali di approvvigionamento (le due FSRU e il deposito costiero).

Il TSO SNAM ha evidenziato che, per ragioni tecniche legate agli interventi da realizzare, non vi è al momento certezza che si possa offrire il servizio di ricarica di GNL su cisterne in tutti i previsti terminali di rigassificazione (Portovesme e Porto Torres).

A scopo prudenziale, è stato quindi analizzato come cambierebbe la soluzione di ottimo nell'ipotesi di poter effettuare un trasporto via strada solo dal deposito costiero in costruzione presso Oristano (Tabella 11.4), mentre dai due terminali FSRU partirebbero solo tratti di rete.

Il risultato è una crescita del fabbisogno trasportato via rete con un incremento dell'estensione dell'infrastruttura di rete ottimale comunque limitato al 10% (circa 150 km rispetto ai 140 km della configurazione BASE).

Tabella 11.4 - Caso 2 con trasporto su strada solo da Oristano

	PORTOTORRES	ORISTANO	PORTOVESME
Fabbisogno medio trasportato (MSm <sup>3</sup> )	83	54	174
Costo rete gas (M€)	20	6	97
Fabbisogno medio su rete (MSm <sup>3</sup> )	50	16	167
Rete principale (km)	17	5	71
Connessioni (km)	0	0	60
Costo trasporto su strada (M€)	38	36	8
Fabbisogno medio su strada (MSm <sup>3</sup> )	33	38	7
Costo soluzione mista (M€)	58	42	105
<b>Costo complessivo mista (M€)</b>		<b>205</b>	
<b>Costo 100% strada (M€)</b>		<b>323</b>	

### 11.2.3 Caso 3 con trasporto su strada solo da Oristano e Portovesme

Nel terzo caso, ipotizzando che dal trasporto su strada debba essere escluso il solo terminale FSRU di Porto Torres, con trasporto su strada sia da Oristano sia da Portovesme (Tabella 11.5), i risultati hanno invece mostrato la medesima soluzione di ottimo della configurazione BASE, con un incremento limitato dei costi per servire via strada alcune utenze a sud di Porto Torres partendo da Oristano (invece che da Porto Torres).

Tabella 11.5 - Caso 3 con trasporto su strada solo da Oristano e Portovesme

	PORTOTORRES	ORISTANO	PORTOVESME
Fabbisogno medio trasportato (MSm <sup>3</sup> )	83	54	174
Costo rete gas (M€)	20	6	94
Fabbisogno medio su rete (MSm <sup>3</sup> )	50	16	164
Rete principale (km)	17	5	71
Connessioni (km)	0	0	48
Costo trasporto su strada (M€)	38	36	8
Fabbisogno medio su strada (MSm <sup>3</sup> )	33	38	10
Costo soluzione mista (M€)	58	42	102
<b>Costo complessivo mista (M€)</b>		<b>202</b>	
<b>Costo 100% strada (M€)</b>		<b>295</b>	

### 11.2.4 Confronto tra i casi alternativi

Nella Tabella 11.6 si riporta il confronto tra i risultati della configurazione BASE aggiornata e i tre casi alternativi analizzati:

1. Caso 1: con tutte le utenze, ma OTTIMIZZAZIONE solo di quelle industriali;
2. Caso 2: con trasporto su strada solo da ORISTANO;
3. Caso 3: con trasporto su strada solo da ORISTANO e PORTOVESME.

Tabella 11.6 – Confronto tra i casi analizzati, sensitività al variare delle utenze da ottimizzare e delle condizioni di trasporto

	BASE	Caso 1	Caso 2	Caso 3
<b>Costo totale soluzione 100% strada (M€)</b>	<b>267</b>	<b>267</b>	<b>323</b>	<b>295</b>
<b>Costo totale soluzione mista (ottimizzazione)</b>	<b>201</b>	<b>226</b>	<b>205</b>	<b>202</b>
• di cui Costo trasporto su strada (M€)	81	130	82	82
• di cui Costo trasporto su rete (M€)	120	96	123	120
<b>Estensione totale della rete (km)</b>	<b>142</b>	<b>113</b>	<b>153</b>	<b>142</b>
Fabbisogno medio annuo su strada (MSm <sup>3</sup> )	81	126	78	81
Fabbisogno medio annuo su rete (MSm <sup>3</sup> )	230	185	233	230
Costo specifico su strada (€/Sm <sup>3</sup> )	0,050	0,052	0,053	0,051
Costo specifico su rete (€/Sm <sup>3</sup> )	0,026	0,026	0,027	0,026

### 11.3 Sensitività: parametri di costo

Oltre ai casi alternativi analizzati nel paragrafo 11.2, si è proceduto con una ulteriore serie di sensitività su alcuni dei parametri di costo adottati per valutare il loro impatto sulla soluzione di ottimo. In particolare, i parametri analizzati sono:

- costi di investimento dei gasdotti;
- costi del trasporto su strada;
- costi operativi dei depositi satellite;
- costi di investimento dei depositi satellite.

I casi analizzati nello studio sono i seguenti quattro:

1. Caso con costi di investimento dei gasdotti ridotti del 20%;
2. Caso con costi del trasporto su strada incrementati del 20%;
3. Caso con costi operativi dei depositi satellite raddoppiati (+100%);
4. Caso con costi di investimento dei depositi satellite incrementati del 33%.

L'analisi di sensitività è mostrata partendo dai risultati della configurazione BASE; nell'appendice sono inoltre riportati i risultati dell'analisi di sensitività anche per gli altri livelli di metanizzazione analizzati.

#### 11.3.1 Caso 1 con costi di investimento dei gasdotti ridotti del 20%

Nell'ipotesi di ridurre del 20% i costi di investimento dei gasdotti (Tabella 11.7), si ottiene una riduzione del costo complessivo della soluzione mista senza però variazioni sull'estensione dell'infrastruttura di rete ottima rispetto alla configurazione BASE.

Tabella 11.7 - Caso 1 con costi di investimento dei gasdotti ridotti del 20%

	PORTOTORRES	ORISTANO	PORTOVESME
Fabbisogno medio trasportato (MSm <sup>3</sup> )	83	54	174
Costo rete gas (M€)	16	5	77
Fabbisogno medio su rete (MSm <sup>3</sup> )	50	16	164
Rete principale (km)	17	5	71
Connessioni (km)	0	0	49
Costo trasporto su strada (M€)	35	36	9
Fabbisogno medio su strada (MSm <sup>3</sup> )	33	38	10
Costo soluzione mista (M€)	52	41	86
<b>Costo complessivo mista (M€)</b>		<b>178</b>	
<b>Costo 100% strada (M€)</b>		<b>267</b>	

### 11.3.2 Caso 2 con costi del trasporto su strada incrementati del 20%

Anche nell'ipotesi di incrementare i costi del trasporto su strada di circa il 20% (Tabella 11.8), è stato verificato che la soluzione ottimale sarebbe la stessa della configurazione BASE. Si otterrebbe solo un lieve incremento del costo della soluzione mista rispetto al BASE.

Tabella 11.8 - Caso 2 con costi del trasporto su strada incrementati del 20%

	PORTOTORRES	ORISTANO	PORTOVESME
Fabbisogno medio trasportato (MSm <sup>3</sup> )	83	54	174
Costo rete gas (M€)	20	6	95
Fabbisogno medio su rete (MSm <sup>3</sup> )	50	16	164
Rete principale (km)	17	5	71
Connessioni (km)	0	0	49
Costo trasporto su strada (M€)	41	43	10
Fabbisogno medio su strada (MSm <sup>3</sup> )	34	41	10
Costo soluzione mista (M€)	61	48	104
<b>Costo complessivo mista (M€)</b>		<b>208</b>	
<b>Costo 100% strada (M€)</b>		<b>287</b>	

### 11.3.3 Caso 3 con costi operativi dei depositi satellite raddoppiati (+100%)

Questa ipotesi è stata indagata per valutare l'impatto di alcuni costi operativi che potrebbero non essere perfettamente quantificati nella stima degli OPEX, quali le perdite fuggitive relative alla gestione/esercizio dei serbatoi satellite e del relativo boil-off prodotto. Nell'ipotesi di raddoppiare i costi operativi dei depositi satellite (Tabella 11.9), si ottiene comunque nuovamente come soluzione "ottima" la stessa del caso BASE in termini di estensione di rete con un lieve incremento dei costi.

Tabella 11.9 - Caso 3 con costi operativi dei depositi satellite raddoppiati (+100%)

	PORTOTORRES	ORISTANO	PORTOVESME
Fabbisogno medio trasportato (MSm <sup>3</sup> )	83	54	174
Costo rete gas (M€)	20	6	95
Fabbisogno medio su rete (MSm <sup>3</sup> )	50	16	164
Rete principale (km)	17	5	71
Connessioni (km)	0	0	49
Costo trasporto su strada (M€)	42	44	11
Fabbisogno medio su strada (MSm <sup>3</sup> )	33	38	10
Costo soluzione mista (M€)	62	50	106
<b>Costo complessivo mista (M€)</b>		<b>218</b>	
<b>Costo 100% strada (M€)</b>		<b>327</b>	

### 11.3.4 Caso 4 con costi di investimento dei depositi satellite incrementati del 33%

Infine, è stato verificato che anche incrementando del 33% il costo di investimento dei depositi satellite (Tabella 11.10), passando da 600 k€ a 800 k€ per un deposito da 55 m<sup>3</sup> di GNL, il risultato della soluzione di ottimo non varierebbe in termini di estensione di rete. Si ricorda che il numero di depositi necessari è stato definito in modo proporzionale al fabbisogno di gas naturale utilizzando come parametri per il dimensionamento i costi di un deposito di taglia media da 55 m<sup>3</sup>, senza quindi considerare gli effetti di scala.

Tabella 11.10 - Caso 4 con costi di investimento dei depositi satellite incrementati (+33%)

	PORTOTORRES	ORISTANO	PORTOVESME
Fabbisogno medio trasportato (MSm <sup>3</sup> )	83	54	174
Costo rete gas (M€)	20	6	95
Fabbisogno medio su rete (MSm <sup>3</sup> )	51	15	163
Rete principale (km)	17	5	71
Connessioni (km)	0	0	49
Costo trasporto su strada (M€)	41	43	11
Fabbisogno medio su strada (MSm <sup>3</sup> )	33	38	10
Costo soluzione mista (M€)	61	49	106
<b>Costo complessivo mista (M€)</b>	<b>216</b>		
<b>Costo 100% strada (M€)</b>	<b>320</b>		

### 11.3.5 Confronto tra i casi, sensitività sui parametri di costi

Nella Tabella 11.11 si riporta il confronto tra i risultati della configurazione BASE e le sensitività costruite variando alcuni dei parametri di costo:

1. Caso 1: con costi di investimento dei gasdotti ridotti del 20%;
2. Caso 2: con costi del trasporto su strada incrementati del 20%;
3. Caso 3: con costi operativi dei depositi satellite raddoppiati (+100%);
4. Caso 4: con costi di investimento dei depositi satellite incrementati del 33%.

Tabella 11.11 - Confronto tra i casi analizzati, sensitività sui parametri di costo

Costi cumulati in 20 anni	CASO BASE	CASO1	CASO2	CASO3	CASO4
<b>Costo totale soluzione 100% strada (M€)</b>	267	267	287	327	320
<b>Costo totale soluzione mista (ottimizzazione)</b>	<b>201</b>	<b>178</b>	<b>208</b>	<b>218</b>	<b>216</b>
• di cui Costo trasporto su strada (M€)	81	81	88	98	96
• di cui Costo trasporto su rete (M€)	120	98	120	120	120
<b>Estensione totale della rete (km)</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>
Fabbisogno medio annuo su strada (MSm <sup>3</sup> )	81	81	81	81	81
Fabbisogno medio annuo su rete (MSm <sup>3</sup> )	230	230	230	230	230
Costo specifico su strada (€/Sm <sup>3</sup> )	0,050	0,050	0,055	0,061	0,060
Costo specifico su rete (€/Sm <sup>3</sup> )	0,026	0,021	0,026	0,026	0,026

## 12 CONCLUSIONI

I risultati dell'analisi hanno mostrato come una soluzione mista, che preveda la realizzazione di singoli tratti di rete di gasdotti affiancata al trasporto su strada di GNL con cisterne criogeniche, rappresenti il miglior compromesso in termini di costi rispetto alle due soluzioni estreme di trasporto (100% su strada e 100% con gasdotti).

Nella Fase 2 dello studio è stata aggiornata la configurazione “**BASE**” della Fase 1 dello studio, per la quale sono state assunte le seguenti ipotesi di metanizzazione:

- metanizzazione complessiva del settore industriale sulla base del database di utenze distribuite in tutta l'isola e utilizzato nella Fase 1 per la stima dei volumi di gas naturale;
- metanizzazione dei 18 bacini gestiti da ITALGAS per quanto riguarda il settore residenziale.

Per la configurazione BASE aggiornata si determina uno **sviluppo “ottimo” della rete di trasporto del gas** di circa 142 km, concentrato principalmente nella zona sud della Sardegna. La soluzione mista di trasporto identificata prevede che circa il 30% del fabbisogno medio annuo di gas naturale sia trasportato su strada mentre il 70% su rete (in prevalenza grandi utenze industriali e bacini di utenti rilevanti).

Nel periodo di 20 anni analizzato, **con la soluzione mista si ottengono costi inferiori** (circa 200 M€ cumulati in 20 anni) **rispetto alle due soluzioni estreme** indagate nella Fase 1, ed aggiornate nella Fase 2, corrispondenti al 100% del trasporto su strada (trasporto 100% su strada – circa 270 M€ nello scenario BASE considerato) e alla realizzazione dell'infrastruttura completa di trasporto (trasporto 100% con gasdotti – circa 440 M€).

Per indagare la soluzione di ottimo, RSE ha definito un algoritmo che confrontasse nel periodo in analisi i costi specifici delle due soluzioni di trasporto per andare a servire le diverse utenze. La metodologia ha richiesto la collocazione geografica dei diversi fabbisogni nella regione seppur con alcune semplificazioni.

I risultati hanno mostrato come la soluzione di ottimo preveda un mix delle due modalità di trasporto, nonostante i costi specifici più alti del trasporto su strada rispetto al trasporto su rete. Per il trasporto su strada i costi specifici sono più variabili nei diversi casi analizzati e comprendono anche i costi relativi alla realizzazione e gestione dei depositi satellite necessari allo stoccaggio e rigassificazione del GNL presso le utenze.

Questa soluzione di trasporto mista comporterebbe una riduzione significativa delle percorrenze annue complessive e del numero di viaggi necessari, rispetto alla situazione attualmente in essere; ciò si deve al trasporto di una quota prevalente del fabbisogno tramite i tratti di rete gas, nonché alla più efficiente soluzione logistica derivante dalla disponibilità di tre punti partenza per le cisterne criogeniche.

A partire dalla configurazione BASE si è poi proceduto ad indagare una serie di alternative per validare e approfondire i risultati ottenuti.

Tra le alternative è stato studiato il caso in cui si procedesse a ottimizzare la modalità di trasporto dei soli siti industriali, ipotizzando il trasporto su strada per tutte le altre utenze. Il risultato ha mostrato come il mancato inserimento delle utenze aggregate civili porti a un minore risparmio complessivo di circa 25 M€ cumulati in 20 anni nel costo della soluzione mista.

Le incertezze sullo sviluppo della domanda di gas naturale hanno portato ad analizzare anche configurazioni con diversi livelli di metanizzazione, in linea con le ipotesi della Fase 1 dello studio. Nel caso di metanizzazione “estrema”, lo sviluppo ottimale della rete, in termini di km, aumenterebbe di circa il 25% rispetto al caso BASE.

Nell'analisi è stato determinato che l'extracosto di una pianificazione infrastrutturale basata su una ipotesi di metanizzazione “estrema” al verificarsi di una minore metanizzazione sarebbe limitato al 10% del costo complessivo. Nel caso opposto, con la pianificazione delle infrastrutture per una metanizzazione BASE e al verificarsi di una metanizzazione “estrema”, i costi non recuperabili sarebbero inferiori, ma comunque non nulli.

L'analisi ha mostrato come la limitata disponibilità di uno o più punti di approvvigionamento del GNL per il trasporto su strada (Oristano, Porto Torres e Portovesme) avrebbe un impatto limitato sui costi complessivi; considerando ad esempio la sola disponibilità del trasporto su strada dal deposito costiero di Oristano (escludendo quindi dal trasporto su strada le FSRU previste a nord e sud), l'espansione della rete ottimale in termini di km, crescerebbe di circa il 10%.

L'analisi è stata completata da una serie di sensibilità su alcuni dei principali parametri di costo. Al variare di questi parametri si è ottenuta una soluzione infrastrutturale mista in linea con quella BASE aggiornata.

Infine, si segnala che le uniche variazioni di rilievo rilevate per rete di trasporto "ottima" nelle diverse analisi di sensibilità condotte sui risultati sono state individuate nella zona sud della Sardegna, nella quale si concentrano le principali aree industriali (Portovesme e Macchiareddu) oltre al bacino di utenti di Cagliari.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC),» Dicembre 2019.
- [2] ARERA, Delibera 335/2019/R/GAS,, <https://www.arera.it/it/docs/19/335-19.htm>, 30 luglio 2019.
- [3] RSE, APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO DELLA REGIONE SARDEGNA (ANNI 2020-2040) ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019, [https://www.arera.it/it/operatori/Sardegna\\_RSE.htm](https://www.arera.it/it/operatori/Sardegna_RSE.htm), 2020.
- [4] Regione Autonoma della Sardegna, Piano energetico ambientale della regione sardegna 2015-2030: proposta tecnica, <http://www.regione.sardegna.it/sardegnaenergia/pears/>, dicembre 2015.
- [5] Regione Autonoma della Sardegna, Piano energetico ambientale della regione sardegna 2015-2030: secondo rapporto di monitoraggio, dicembre 2019.
- [6] Gazzetta Ufficiale, Decreto Semplificazioni, <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/07/16/20G00096/sg>, 16 Luglio 2020.



## 13 ALLEGATI

### 13.1 Caso con sviluppo metanizzazione MODERATO

#### 13.1.1 Soluzione mista ottima "MODERATO"

	PORTOTORRES	ORISTANO	PORTOVESME
Fabbisogno medio trasportato (MSm <sup>3</sup> )	106	69	191
Costo rete gas (M€)	20	6	92
Fabbisogno medio su rete (MSm <sup>3</sup> )	65	19	184
Rete principale (km)	17	5	64
Connessioni (km)	0	0	68
Costo trasporto su strada (M€)	45	51	6
Fabbisogno medio su strada (MSm <sup>3</sup> )	41	50	7
Costo soluzione mista (M€)	65	57	98
<b>Costo complessivo mista (M€)</b>	<b>220</b>		
<b>Costo 100% strada (M€)</b>	<b>331</b>		

#### 13.1.2 Sensitività su utenze da ottimizzare e modalità di trasporto

<u>MODERATO</u>	MODERATO	Ottimizzazione Utenze industriali	Trasporto strada Solo Oristano	Trasporto Strada Oristano-Portovesme
<b>Costo totale soluzione mista (ottimizzazione)</b>	<b>220</b>	<b>292</b>	<b>226</b>	<b>225</b>
di cui Costo trasporto su strada (M€)	101	196	107	106
di cui Costo trasporto su rete (M€)	119	96	119	119
<b>Estensione totale della rete (km)</b>	<b>154</b>	<b>113</b>	<b>154</b>	<b>154</b>
Fabbisogno medio annuo su strada (MSm <sup>3</sup> )	98	180	98	98
Fabbisogno medio annuo su rete (MSm <sup>3</sup> )	268	185	268	268
Costo specifico su strada (€/Sm <sup>3</sup> )	0,052	0,054	0,055	0,054
Costo specifico su rete (€/Sm <sup>3</sup> )	0,022	0,026	0,022	0,022

### 13.1.3 Sensitività sui parametri di costo

<u>MODERATO</u>	MODERATO	-20% COSTO RETE	+20% COSTO STRADA	+100% OPEX DEP. SAT.	+33% CAPEX DEPOSITI
<b>Costo totale soluzione mista (ottimizzazione)</b>	<b>220</b>	<b>197</b>	<b>228</b>	<b>242</b>	<b>239</b>
di cui Costo trasporto su strada (M€)	101	101	109	123	121
di cui Costo trasporto su rete (M€)	119	96	119	119	119
<b>Estensione totale della rete (km)</b>	<b>154</b>	<b>154</b>	<b>155</b>	<b>154</b>	<b>154</b>
Fabbisogno medio annuo su strada (MSm <sup>3</sup> )	98	98	98	98	98
Fabbisogno medio annuo su rete (MSm <sup>3</sup> )	268	268	268	268	268
Costo specifico su strada (€/Sm <sup>3</sup> )	0,052	0,052	0,056	0,063	0,062
Costo specifico su rete (€/Sm <sup>3</sup> )	0,022	0,018	0,022	0,022	0,022

## 13.2 Caso con sviluppo metanizzazione ELEVATO

### 13.2.1 Soluzione mista ottima "ELEVATO"

	PORTOTORRES	ORISTANO	PORTOVESME
Fabbisogno medio trasportato (MSm <sup>3</sup> )	110	83	211
Costo rete gas (M€)	20	6	105
Fabbisogno medio su rete (MSm <sup>3</sup> )	65	19	205
Rete principale (km)	17	5	71
Connessioni (km)	0	0	84
Costo trasporto su strada (M€)	51	70	4
Fabbisogno medio su strada (MSm <sup>3</sup> )	45	64	6
Costo soluzione mista (M€)	71	75	110
<b>Costo complessivo mista (M€)</b>	<b>256</b>		
<b>Costo 100% strada (M€)</b>	<b>383</b>		

### 13.2.2 Sensitività su utenze da ottimizzare e modalità di trasporto

<u>ELEVATO</u>	ELEVATO	Ottimizzazione Utenze industriali	Trasporto strada Solo Oristano	Trasporto strada Oristano-Portovesme
<b>Costo totale soluzione mista (ottimizzazione)</b>	<b>256</b>	<b>343</b>	<b>263</b>	<b>262</b>
di cui Costo trasporto su strada (M€)	125	247	128	130
di cui Costo trasporto su rete (M€)	131	97	134	131
<b>Estensione totale della rete (km)</b>	<b>178</b>	<b>113</b>	<b>188</b>	<b>178</b>
Fabbisogno medio annuo su strada (MSm <sup>3</sup> )	115	219	111	115
Fabbisogno medio annuo su rete (MSm <sup>3</sup> )	289	185	292	289
Costo specifico su strada (€/Sm <sup>3</sup> )	0,054	0,056	0,058	0,057
Costo specifico su rete (€/Sm <sup>3</sup> )	0,023	0,026	0,023	0,023

### 13.2.3 Sensitività sui parametri di costo

<u>ELEVATO</u>	ELEVATO	-20% COSTO RETE	+20% COSTO STRADA	+100% OPEX DEP. SAT.	+33% CAPEX DEPOSITI
<b>Costo totale soluzione mista (ottimizzazione)</b>	<b>256</b>	<b>231</b>	<b>266</b>	<b>284</b>	<b>281</b>
di cui Costo trasporto su strada (M€)	125	125	135	153	150
di cui Costo trasporto su rete (M€)	131	106	131	131	131
<b>Estensione totale della rete (km)</b>	<b>178</b>	<b>178</b>	<b>178</b>	<b>178</b>	<b>178</b>
Fabbisogno medio annuo su strada (MSm <sup>3</sup> )	115	115	115	115	115
Fabbisogno medio annuo su rete (MSm <sup>3</sup> )	289	289	289	289	289
Costo specifico su strada (€/Sm <sup>3</sup> )	0,054	0,054	0,059	0,067	0,065
Costo specifico su rete (€/Sm <sup>3</sup> )	0,023	0,018	0,023	0,023	0,023

### 13.3 Caso con sviluppo metanizzazione ESTREMO

#### 13.3.1 Soluzione mista ottima "ESTREMO"

	PORTOTORRES	ORISTANO	PORTOVESME
Fabbisogno medio trasportato (MSm <sup>3</sup> )	85	56	173
Costo rete gas (M€)	20	7	104
Fabbisogno medio su rete (MSm <sup>3</sup> )	65	21	206
Rete principale (km)	17	6	68
Connessioni (km)	0	0	89
Costo trasporto su strada (M€)	67	86	21
Fabbisogno medio su strada (MSm <sup>3</sup> )	57	77	21
Costo soluzione mista (M€)	87	93	125
<b>Costo complessivo mista (M€)</b>	<b>305</b>		
<b>Costo 100% strada (M€)</b>	<b>436</b>		

#### 13.3.2 Sensitività su utenze da ottimizzare e modalità di trasporto

	ESTREMO	Ottimizzazione Utenze industriali	Trasporto strada Solo Oristano	Trasporto Strada Oristano-Portovesme
<b>Costo totale soluzione mista (ottimizzazione)</b>	<b>305</b>	<b>396</b>	<b>312</b>	<b>313</b>
di cui Costo trasporto su strada (M€)	174	299	172	181
di cui Costo trasporto su rete (M€)	131	97	140	131
<b>Estensione totale della rete (km)</b>	<b>181</b>	<b>113</b>	<b>213</b>	<b>181</b>
Fabbisogno medio annuo su strada (MSm <sup>3</sup> )	154	261	144	155
Fabbisogno medio annuo su rete (MSm <sup>3</sup> )	291	185	301	291
Costo specifico su strada (€/Sm <sup>3</sup> )	0,056	0,057	0,060	0,059
Costo specifico su rete (€/Sm <sup>3</sup> )	0,023	0,026	0,023	0,023

### 13.3.3 Sensitività sui parametri di costo

	ESTREMO	-20% COSTO RETE	+20% COSTO STRADA	+100% OPEX DEP. SAT.	+33% CAPEX DEPOSITI
<b>Costo totale soluzione mista (ottimizzazione)</b>	<b>305</b>	<b>280</b>	<b>318</b>	<b>345</b>	<b>340</b>
di cui Costo trasporto su strada (M€)	174	169	187	205	204
di cui Costo trasporto su rete (M€)	131	111	131	140	137
<b>Estensione totale della rete (km)</b>	<b>181</b>	<b>201</b>	<b>181</b>	<b>213</b>	<b>201</b>
Fabbisogno medio annuo su strada (MSm <sup>3</sup> )	154	150	154	147	150
Fabbisogno medio annuo su rete (MSm <sup>3</sup> )	291	296	291	298	296
Costo specifico su strada (€/Sm <sup>3</sup> )	0,056	0,056	0,061	0,069	0,068
Costo specifico su rete (€/Sm <sup>3</sup> )	0,023	0,019	0,023	0,023	0,023