



**STUDIO RSE:
APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO DELLA REGIONE SARDEGNA (ANNI 2020-2040)
ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019**

Luglio 2020

EXECUTIVE SUMMARY

OBIETTIVO DELLO STUDIO E METODOLOGIA

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 della dorsale 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), sia al 2050.

Il presente studio è stato elaborato in virtù della delibera ARERA 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019. L'obiettivo dello studio, in armonia con gli obiettivi definiti dalla predetta delibera, è quello di analizzare e confrontare le 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. Lo studio si basa su criteri di Analisi Costi-Benefici, applicati a livello di sistema (costi di sistema + esternalità), ricercando, fra le 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.

Per raggiungere i predetti obiettivi lo studio è stato articolato in più fasi:

- 1) in una **prima fase** è stato analizzato l'attuale sistema energetico della regione Sardegna, con la collaborazione del Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica dell'Università di Cagliari;
- 2) in una **seconda fase** è stato definito uno scenario di sviluppo della domanda energetica (dal 2020 al 2040), tenendo conto delle peculiarità del territorio sardo e degli scenari nazionali individuati dal PNIEC;
- 3) in una **terza fase** sono state analizzate le infrastrutture energetiche già esistenti nella regione e i nuovi progetti proposti (principalmente, dai TSO e DSO);
- 4) in una **quarta fase** è stato individuato un set di configurazioni significative, composte da diversi mix di infrastrutture, per abilitare diversi livelli di metanizzazione ed elettrificazione dei consumi;
- 5) da ultimo, in una **quinta fase**, sono state analizzate le diverse configurazioni e il loro impatto sul sistema energetico sardo valutandole in ottica CBA.

FASE 1 E FASE 2: ANALISI DEL SISTEMA ENERGETICO SARDO E SCENARI DI EVOLUZIONE SUL PERIODO 2020-2040

Sono stati stimati i fabbisogni energetici dei diversi settori per l'anno di partenza dell'analisi, il 2020.

I consumi energetici del **settore residenziale** rappresentano circa il 25% dei consumi totali della regione.

Consumi energetici (dati in ktep) del settore residenziale nel 2020 in Sardegna

Fonte	ktep
<i>Gas naturale</i>	-
<i>GPL</i>	110
<i>Gasolio</i>	69
<i>Bioenergie</i>	222
<i>Altri fossili</i>	12
<i>Energia elettrica</i>	186
<i>Solare termico</i>	2
TOTALE	602

I consumi energetici del **settore terziario** rappresentano circa il 10% dei consumi totali della regione.

Consumi energetici (dati in ktep) del settore terziario nel 2020 in Sardegna

Fonte	ktep
<i>Gas naturale</i>	-
<i>GPL</i>	24
<i>Gasolio</i>	16
<i>Bioenergie</i>	3
<i>Altri fossili</i>	5
<i>Energia elettrica</i>	184
<i>Solare termico</i>	2
TOTALE	234

I consumi energetici del **settore trasporti** rappresentano circa il 40% dei consumi totali della regione.

Consumi energetici (dati in ktep) del settore trasporti nel 2020 in Sardegna (terrestri + marittimo)

Fonte	ktep
<i>Gasolio</i>	444
<i>GPL</i>	17
<i>Benzina</i>	331
<i>Olio combustibile</i>	159
<i>Energia elettrica</i>	11
TOTALE	962

I consumi energetici del **settore industriale** (per la stima dei quali è stato determinante l'apporto informativo fornito dal Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica (DIEE) dell'Università degli Studi di Cagliari) rappresentano circa il 25% dei consumi totali, e sono localizzati in porzioni ben delimitate del territorio; in termini di combustibili utilizzati, circa un terzo dei consumi è ascrivibile all'olio combustibile e circa un settimo al GPL.

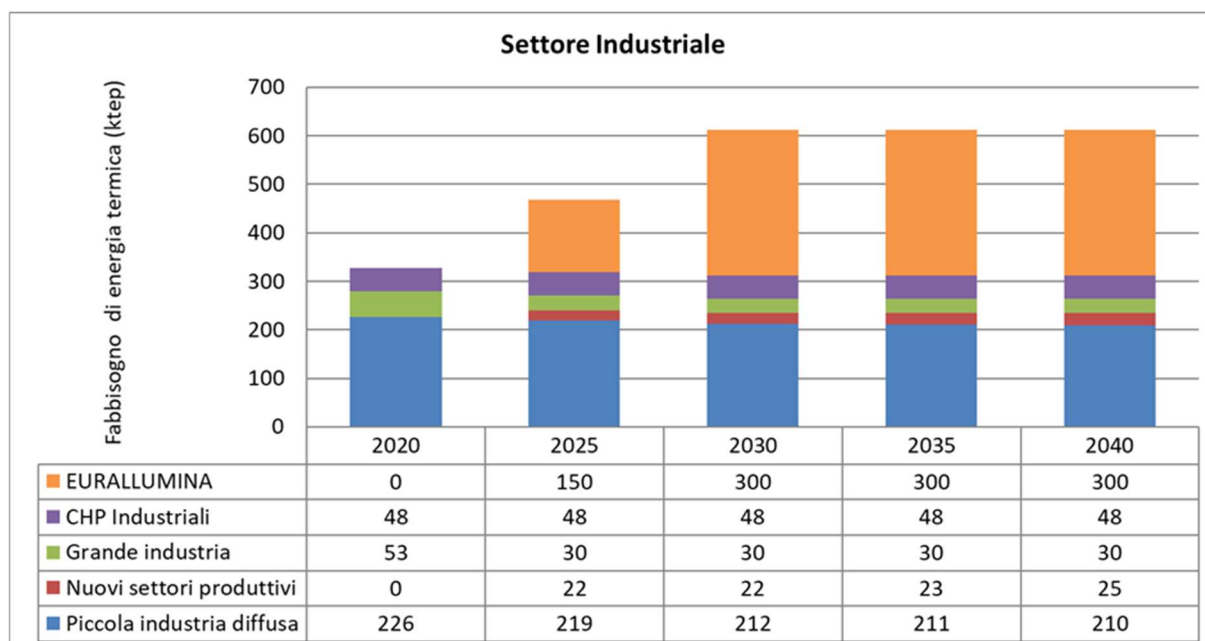
Consumi delle principali aziende industriali sarde suddivisi per fonte energetica

Combustibile	[tep]	[%]
BTZ	64.513	28,6%
Olio esausto	8.841	3,9%
Gasolio	10.795	4,8%
GPL	34.961	15,5%
GNL	2.590	1,1%
Pet Coke	74.500	33,0%
Coke metallurgico	4.100	1,8%
Antracite	25.200	11,1%
TOTALE	225.500	100,0%

Per valutare i fabbisogni energetici termici del **settore residenziale**, nel periodo 2020-2040, ci si è basati sulle evoluzioni previste per la popolazione ed il numero di famiglie utilizzate nello scenario nazionale PNIEC, e su studi RSE in merito all'evoluzione del fabbisogno specifico (kWh/m²/anno), come conseguenza degli interventi sul patrimonio immobiliare. Il fabbisogno risulta in lieve diminuzione.

Analogamente, la proiezione nel periodo 2020-2040 dei fabbisogni energetici termici del **settore terziario** è basata sulle evoluzioni previste per il valore aggiunto settoriale utilizzate nello scenario nazionale PNIEC. Il fabbisogno risulta in modesta crescita nel periodo considerato, da 136 a 165 ktep, + 21 %.

La stima nel periodo 2020-2040 dei fabbisogni energetici termici del **settore industriale** è basata sulle evoluzioni previste per il valore aggiunto settoriale utilizzate nello scenario nazionale PNIEC. Sono stati anche inclusi consumi aggiuntivi, dovuti alla riattivazione delle filiere delle serre e della ceramica. Dal 2025 è stata considerata la ripartenza degli impianti exAlcoa ed Eurallumina, cui consegue un raddoppio dei consumi rispetto al 2020. È stata tuttavia svolta un'analisi di sensitività per valutare gli effetti della non ripartenza della filiera dell'alluminio.



Per il **settore trasporti**, la domanda di mobilità è valutata in lieve incremento (+7% dal 2020 al 2040).

Per il **settore elettrico**, infine, è stato valutato un sensibile incremento della domanda (da circa 9 a circa 11 TWh/anno), in buona parte per l'ipotizzata riattivazione della filiera dell'alluminio. Al 2030 il picco invernale è stimato 1,6 GW, quello estivo 1,8 GW. È stata costruita anche una variante maggiormente elettrificata con circa 1 TWh di consumi aggiuntivi a partire dal 2030.

Per quanto riguarda il **mix di generazione elettrica**, si è fatto riferimento allo scenario nazionale PNIEC, che è stato ripartito sulle regioni sulla base di uno specifico studio RSE, che assume come criterio base quello della disponibilità di aree per gli impianti FER. Ne è risultata al 2030 una capacità installata in Sardegna di 2,1 GW di eolico e di 2,2 GW di fotovoltaico, da confrontare con il dato di fine 2019, che corrisponde a 1,05 GW di eolico e 0,87 GW di fotovoltaico.

FASE 3: ANALISI DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE ESISTENTI IN SARDEGNA E NUOVI PROGETTI

La Giunta Regionale sarda, con una serie di provvedimenti presi a partire dal 2004, ha adottato un Piano di Metanizzazione che ha portato alla suddivisione del territorio in 38 bacini di utenza. Alcune delle imprese aggiudicatrici hanno realizzato reti che sono alimentate con gas diversi dal gas naturale (GPL o aria propanata), mentre risultano attualmente in fase di ulteriore sviluppo solo reti gestite da Italgas (con lavori avviati in 4 bacini e lavori previsti in ulteriori 6). Il piano di metanizzazione di Italgas prevede l'alimentazione delle reti mediante depositi di GNL locali dotati di impianto di rigassificazione, oltre all'utilizzo di carri bombolai per le zone più remote.

In sintesi, secondo dati riportati nella relazione annuale di ARERA del 2019, si hanno:

- 14 bacini su 38 in cui esistono già reti di distribuzione (completate in tutto o in parte);
- 2.100 km di rete in esercizio;
- 63.000 utenze servite (60% con aria propanata, 40% con GPL);
- 101 comuni serviti (su un totale di 377 comuni).

Riguardo al trasporto di gas naturale, i progetti di SNAM prevedono:

- un **collegamento virtuale ("Virtual Pipeline")** con il continente che prevede il caricamento di GNL dal terminale di Panigaglia ed il trasporto per mezzo di bettoline verso depositi costieri sardi dotati di rigassificatore; oppure
- un **collegamento fisico ("Sealine")** con la penisola tramite gasdotto connesso alla rete di trasporto nazionale (286 km per circa 800 M€ di CAPEX);
- una rete di trasporto ("dorsale") del gas sul territorio sardo ("**Rete Energetica Sarda**") alimentata dai collegamenti virtuale e fisico (progetto sviluppato congiuntamente da SNAM e SGI – 585 km per circa 600 M€ di CAPEX).

Riguardo ai depositi/rigassificatori costieri di GNL, vi sono cinque progetti sul tavolo, di cui uno in costruzione (Higas a Oristano, senza rigassificatore), uno autorizzato (Edison a Oristano, con rigassificatore), due con procedura autorizzativa in corso (IVI petrolifera a Oristano, Isgas Energit a Cagliari, entrambi con rigassificatore) e uno per cui è stata espressa una semplice manifestazione di interesse (Consorzio Industriale Provincia Sassari a Porto Torres).

Quanto al sistema elettrico sardo, esso è caratterizzato da una rete di trasmissione poco magliata, una rete di distribuzione molto estesa contraddistinta da lunghe linee aeree di media tensione e da uno sviluppo crescente di nuovi impianti a fonti rinnovabili, in particolar modo di tipo eolico (1055 MW al 2019) e fotovoltaico (873 MW al 2019). La rete a 380 kV connette la parte settentrionale e quella meridionale dell'isola, mettendo in comunicazione le due aree sulle quali insistono gli impianti termoelettrici di taglia maggiore (Fiume Santo e Sulcis).

La Sardegna è inoltre collegata elettricamente con il continente mediante due elettrodotti in corrente continua: SA.PE.I. (Sardegna-Penisola Italiana) da 1000 MW e SA.CO.I.2 (Sardegna-Corsica-Italia) da 300 MW, che nel 2024 verrà sostituito dal nuovo SA.CO.I.3 da 400 MW.

Il gestore della rete di trasmissione nazionale TERNA ha inoltre proposto un nuovo progetto di interconnessione costituito da un doppio collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna da 1000 MW, denominato "**Tyrrhenian Link**", corrispondente ad un investimento previsto di 3.700 M€.

Di rilevante importanza la situazione del parco termoelettrico sardo, attualmente basato in larga misura su impianti di generazione a carbone (Fiume Santo: 2 x 320 MW e Sulcis: 340 MW + 240 MW), dei quali, in

accordo con il PNIEC, è prevista la chiusura entro il 2025. Oltre a tali impianti a carbone, vi è l'impianto in tecnologia IGCC (575 MW) alimentato dai residui della raffineria Sarlux di Sarroch ed in convenzione CIP6 fino al 2021 (con limitate caratteristiche di flessibilità ai fini della riserva e del bilanciamento).

La Sardegna dispone inoltre di 466 MW di impianti idroelettrici, tra i quali, di particolare rilievo per le caratteristiche di flessibilità che garantisce al sistema, l'impianto di pompaggio di Taloro da 240 MW.

FASE 4: DEFINIZIONE DELLE CONFIGURAZIONI INFRASTRUTTURALI

Sulla base dell'assetto infrastrutturale descritto in precedenza (esistente e potenziale), 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 che caratterizza lo scenario al 2040 individuato nella fase 2 dello studio e di garantire analoghe condizioni di adeguatezza/sicurezza del sistema elettrico.

Tra i progetti infrastrutturali analizzati, si evidenzia come il Tyrrhenian Link sia l'unico per il quale costi e benefici travalicano il perimetro regionale considerato per lo studio, e risulterebbero inoltre di arbitraria attribuzione: per tale ragione i costi e i relativi benefici non sono stati contabilizzati nello studio, al pari dei costi della capacità termoelettrica aggiuntiva da realizzare in Sardegna come possibile alternativa al Tyrrhenian Link stesso. La presenza o assenza di tale collegamento ha tuttavia un impatto sui volumi di gas naturale consumati dal settore termoelettrico sardo, volumi debitamente valutati nello studio considerando per ogni configurazione infrastrutturale la doppia possibilità, con o senza Tyrrhenian Link.

Le soluzioni analizzate 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 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"**.

In assenza del gasdotto **"Sealine"** e della **"dorsale"**, ovvero in assenza di nuove e diverse disposizioni normative o regolatorie, dunque, il prezzo del gas all'utente finale (al netto di imposte e accise) risulterebbe composto da:

1. prezzo del mercato internazionale del GNL (prezzo del GNL scaricato ai terminali del Mediterraneo);
2. margine del trader che, ad un terminale del Mediterraneo, rivende il GNL ivi stoccato;
3. costo di **"reloading"** (relativo al caricamento delle bettoline da un terminale del Mediterraneo);
4. costo di **"shipping"** (relativo al trasporto con le bettoline da un terminale del Mediterraneo ad un deposito costiero in Sardegna);
5. costo di **"unloading"** (relativo allo scarico delle bettoline ed allo stoccaggio del GNL presso un deposito costiero in Sardegna);
6. costo di **"truck loading"** (relativo al caricamento dei camion con cisterna criogenica dal deposito costiero per la successiva distribuzione) (o, in alternativa, costo di rigassificazione);
7. costo di trasporto via camion del GNL fino ai rigassificatori connessi alle reti di distribuzione (o, in alternativa, costo di trasporto via tubo);
8. costo di distribuzione;
9. margine del retailer.

Si noti che in tal caso, non essendo i depositi costieri infrastrutture regolate, i costi di cui ai punti 5 e 6 potrebbero essere oggetto di rendite monopolistiche. Più probabilmente, gli investitori nei depositi costieri opererebbero anche come retailer, con una potenzialità ancora maggiore di estrarre rendite monopolistiche, avendo come unico limite gli elevati prezzi di GPL, aria propanata e gasolio con cui confrontarsi nel definire la propria offerta.

In presenza del gasdotto “Sealine” e della “dorsale”, invece, il prezzo della materia prima gas sarebbe allineato al PSV, ed a questo si aggiungerebbero i costi, regolati, di trasporto e distribuzione, oltre al margine del retailer, che in questo caso, tuttavia, sarebbe esposto alla concorrenza degli altri retailer sul mercato e quindi nell’impossibilità di estrarre rendite monopolistiche.

Le configurazioni “fisiche” considerate sono dunque 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. Ciò anche al fine di fornire elementi utili nell’ottica di **possibili evoluzioni dell’attuale contesto normativo e regolatorio**. 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”*¹. 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 sono descritte con maggior dettaglio nella Tabella 1. Si riscontrano in tutto dieci configurazioni, poiché ciascun caso è trattato con/senza Tyrrhenian Link.

Tabella 1 - Configurazioni analizzate

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

¹ 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”*.

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, non si sono allo stato considerate situazioni intermedie (trasporto con tubo combinato con trasporto stradale).

Sono inoltre stati considerati i seguenti diversi possibili livelli di sviluppo delle reti di distribuzione gas, 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 base all’evoluzione dei fabbisogni energetici dei diversi settori in Sardegna al 2025, 2030 e 2040 si sono calcolate le quote di fabbisogno massimo soddisfacenti sia dal gas naturale, sia, in alternativa, dall’energia elettrica nelle diverse configurazioni (fabbisogno “contendibile”). Per tali configurazioni si assumono diversi livelli di penetrazione del gas e dell’energia elettrica, in sostituzione di combustibili attualmente utilizzati, in base al prezzo e alla disponibilità di nuove infrastrutture di approvvigionamento, trasporto e distribuzione. Di particolare importanza ai fini della valutazione dei fabbisogni energetici del settore industriale sardo è inoltre la possibile ripartenza del polo dell’alluminio costituito da Eurallumina (che produce ossido di alluminio dalla lavorazione della bauxite) e da Sider Alloys (exAlcoa) che produce alluminio per elettrolisi dell’ossido di alluminio. Eurallumina ha un fabbisogno annuo di calore a bassa temperatura di 200 ktep, a cui si aggiunge un fabbisogno ad alta temperatura di 100 ktep per forni, attualmente alimentati da olio BTZ, sostituibile in prospettiva da gas naturale. Sider Alloys a regime ha un fabbisogno annuo di energia elettrica di circa 2 TWh. A tale riguardo, sono state prese in considerazione tre possibili opzioni per l’alimentazione del polo in termini di calore ed energia elettrica.

- **OPZIONE 1:**

- fabbisogno Eurallumina (200 ktep) soddisfatto da un vaporedotto dalla centrale a carbone ENEL del Sulcis fino al phase out della centrale in questo caso ipotizzato al 2030 (successivamente, produzione del calore mediante nuova centrale a gas CHP interna);
- fabbisogno Sider Alloys (2 TWh) soddisfatto mediante acquisto di energia elettrica sul mercato tramite accordi a condizioni agevolate.

- **OPZIONE 2:**

- fabbisogno Eurallumina (200 ktep) e fabbisogno Sider Alloys (2 TWh) soddisfatti da una nuova centrale a gas CHP al servizio dell’intero polo.

- **OPZIONE 3:**

- fabbisogno Eurallumina (200 ktep) soddisfatto da una nuova centrale a gas CHP interna;
- fabbisogno Sider Alloys (2 TWh) soddisfatto mediante acquisto di energia elettrica sul mercato tramite accordi a condizioni agevolate.

Si è inoltre valutato l’impatto sul termoelettrico sardo della presenza o assenza del collegamento HVDC Tyrrhenian Link. Sulla base di studi preliminari svolti da RSE, l’assenza del collegamento potrebbe richiedere una maggiore potenza installata di circa 600 MW, la quale, pur essendo principalmente finalizzata a garantire i margini di riserva necessari, determina un incremento dei consumi di gas naturale. Secondo le simulazioni di RSE (condotte considerando quali risorse di flessibilità anche i sistemi di accumulo e le FER) tale incremento risulta limitato (circa 100 Mm³/anno), delineando, dunque, per il Tyrrhenian Link funzioni legate più alla sicurezza di esercizio che allo scambio di rilevanti quantità di energia.

Sono stati quindi stimati diversi volumi di gas naturale (in relazione ai diversi prezzi delle commodity), andando a connotare in modo conseguente le varie configurazioni. Data l’importanza della filiera dell’alluminio, nello studio delle configurazioni, svolto nella fase successiva, si è assunta l’opzione 2 sopra

richiamata (realizzazione di una nuova centrale CHP, alimentata a gas naturale, destinata alla produzione di energia per la filiera). La Figura 1 mostra la metanizzazione complessiva raggiungibile in Sardegna al 2025, 2030 e 2040 in questo contesto.

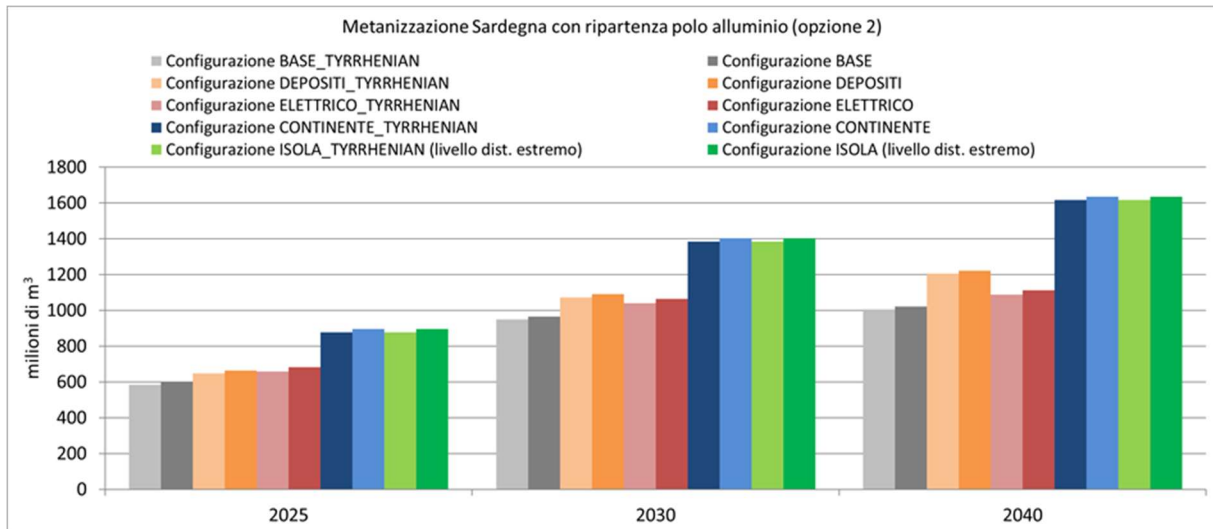


Figura 1 – Metanizzazione complessiva della Sardegna al 2025, 2030 e 2040 nell’ipotesi di ripartenza della filiera dell’alluminio

FASE 5: CONFRONTO TRA LE CONFIGURAZIONI E ANALISI COSTI BENEFICI

Per ognuna delle configurazioni analizzate, si è 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) per la quale si prevede comunque una metanizzazione minima della Sardegna, possibile grazie alle infrastrutture già completate o in completamento nella regione.

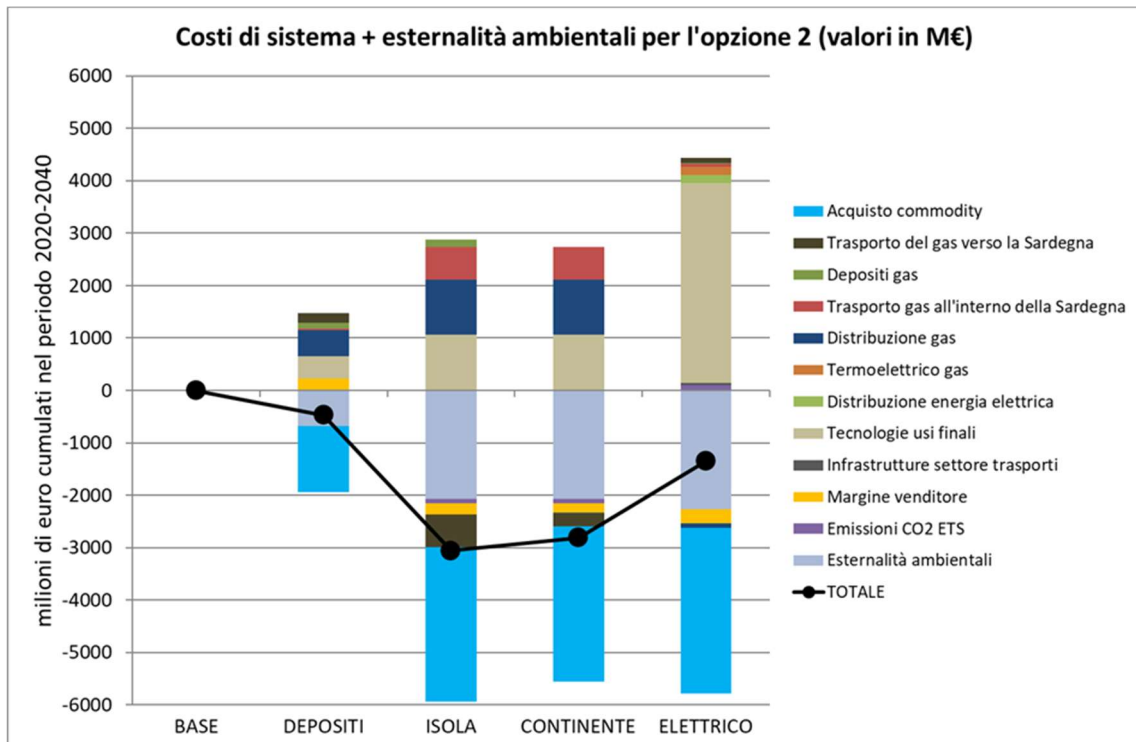


Figura 2 – Confronto tra i costi cumulati nel periodo 2020-2040 delle diverse configurazioni infrastrutturali rispetto alla BASE

Le configurazioni ISOLA e CONTINENTE si distinguono positivamente rispetto alle altre. Fra queste, la configurazione ISOLA è 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_x e SO₂.

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. D'altro canto, una soluzione fisica garantirebbe una sicurezza più elevata degli approvvigionamenti di gas, ma comporterebbe investimenti la cui sostenibilità andrebbe verificata, nella prospettiva di decarbonizzazione di lungo termine, tenendo anche conto della reale possibilità di riutilizzo per il trasporto di idrogeno verde destinato agli usi non elettrificabili. Questi fattori, dato anche il perimetro dello studio, risultano difficilmente quantificabili.

Va infine rilevato che, dal confronto fra la configurazione con maggior penetrazione del vettore elettrico (ELETTRICO) e quelle con maggiore ricorso al gas naturale (ISOLA e CONTINENTE), quest'ultime risultano maggiormente convenienti, nel medio termine. Tale risultanza è legata a fattori peculiari del contesto isolano, nonché alle ipotesi adottate: i costi chiavi in mano delle tecnologie sono stati assunti leggermente più elevati della media nazionale, il load factor delle pompe di calore è risultato di molto inferiore alla media nazionale e, infine, i costi relativi alle scelte pianificatorie già operate in materia di distribuzione del gas sono stati considerati come già parzialmente sostenuti. D'altronde, come si vedrà più nel dettaglio nel paragrafo successivo, il vettore elettrico può risultare già più conveniente in talune condizioni (a partire dai bacini dove non sono stati avviati i lavori per la realizzazione di reti di distribuzione gas) e, in ogni caso, risulta maggiormente funzionale alla prospettiva di decarbonizzazione di lungo termine.

FOCUS SULLA CONFIGURAZIONE "ISOLA"

Si è poi focalizzata l'attenzione sulla configurazione ISOLA, elaborando una serie di varianti.

Una prima analisi di sensitività si è incentrata sulla convenienza del trasporto con dorsale rispetto al trasporto con cisterne criogeniche.

Da tale analisi emerge che i costi di sistema complessivi, con trasporto su strada, risulterebbero inferiori di circa 400 milioni di euro cumulati su 20 anni, rispetto all'opzione con dorsale. A riguardo, si è ipotizzato un volume medio trasportato di circa 440 Mm³/anno, basandosi sull'ipotesi di sottrarre dai volumi complessivi di scenario, rappresentati in Figura 1, i fabbisogni di Eurallumina, termoelettrico e trasporti marittimi (ritenuti servibili da depositi locali).

È stata, in ogni caso, effettuata una sensitivity sui volumi di metano da trasportare. La Figura 3 mostra il confronto per un anno tipo.

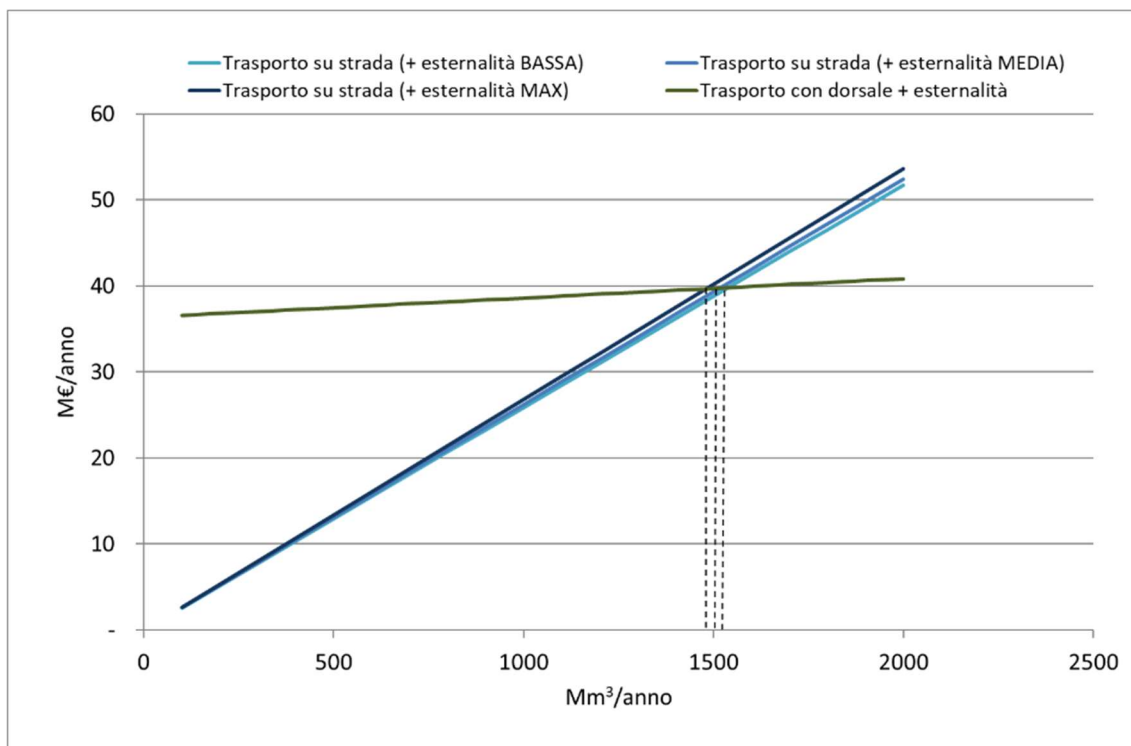


Figura 3 – Confronto tra i costi del trasporto su strada e del trasporto tramite dorsale

Da tale analisi, si evince che, per volumi annui superiori a una data soglia (circa 1500 Mm³), risulterebbe, invece, più conveniente trasportare il gas naturale tramite dorsale. Il confronto è stato fatto includendo (seppur con parametri di letteratura, e non sito-specifici) anche i costi esterni delle due tipologie di trasporto.

Volumi dell'ordine di 1,5 miliardi di m³/anno non sembrano, peraltro, raggiungibili se non al verificarsi di circostanze "estreme", ovvero ipotizzando che:

- siano asserviti alla dorsale sia Eurallumina (aspetto non scontato) sia la generazione termoelettrica necessaria al mantenimento in sicurezza del sistema elettrico isolano in presenza di elevato sviluppo delle rinnovabili;
- si arrivi molto rapidamente ai livelli di consumo stimati nello scenario per gli ultimi anni del periodo dell'analisi e che tali livelli di consumo si mantengano negli anni (ipotesi di difficile realizzazione specie nel lungo periodo, in una prospettiva di crescente decarbonizzazione).

Sono state infine condotte ulteriori analisi di sensitività per valutare la variazione del risparmio conseguibile in funzione di diversi livelli di metanizzazione: per il settore residenziale, industriale e dei trasporti. In particolare, dal punto di vista delle reti di distribuzione del gas, l'analisi di sensitivity ha mostrato come la soluzione ottima (virtual pipeline + trasporto con cisterne criogeniche), seppur individuata a partire dall'ipotesi di sviluppo "estremo", rimanga quella preferibile anche qualora dovesse verificarsi l'ipotesi di sviluppo "moderato" (cioè limitata alle sole reti con lavori già avviati). Inoltre, lo sviluppo "moderato" si è dimostrato come preferibile considerando sia i costi di sistema (con ipotesi di costi unitari crescenti all'aumentare dell'espansione delle reti) sia le esternalità ambientali. Le stesse considerazioni valgono nel caso di opzioni alternative (rispetto all'opzione 2) in termini di ripresa della filiera dell'alluminio.

Da un'ulteriore analisi di sensitività sulla penetrazione del vettore elettrico, emerge infine che l'elettrificazione degli usi finali nel residenziale, terziario e industriale di piccola taglia potrebbe risultare conveniente per tutti i bacini dove non sono stati avviati i lavori per la realizzazione di reti di distribuzione gas, in presenza di politiche fiscali e industriali volte a sostenere gli investimenti sul lato privato per l'acquisto e l'installazione di nuove tecnologie elettriche (in particolare pompe di calore, veicoli elettrici, etc.).

PROSPETTIVE DI LUNGO TERMINE

Considerando una prospettiva temporale più ampia rispetto a quello dello studio, l'elettrificazione resta comunque la strada più coerente con le politiche di decarbonizzazione sull'orizzonte di lungo termine dal 2050, insieme allo sviluppo dell'idrogeno "verde" per l'alimentazione degli usi non elettrificabili e per la gestione dell'overgeneration da fonti rinnovabili. In merito a tali ultimi aspetti, va rilevato che il grado di riutilizzo delle infrastrutture di trasporto gas sull'isola, eventualmente realizzate per rispondere alle esigenze di medio termine, resta comunque oggetto di difficile valutazione; recenti report internazionali (IRENA) esprimono posizioni prudenti sulla effettiva possibilità di riutilizzo di reti gas per il trasporto di idrogeno. Peraltro, le particolari condizioni insulari, con maggiori difficoltà rispetto al continente nel fronteggiare il crescente fenomeno dell'overgeneration da fonti rinnovabili, potrebbero anticipare condizioni favorevoli di sostenibilità economica della produzione di idrogeno verde per gestire tale fenomeno.

POSSIBILI SVILUPPI DELLO STUDIO

Concludendo, si può osservare come lo studio della configurazione ritenuta più favorevole e le sensitivity sopra descritte consentano già di trarre prime indicazioni utili per ponderare scelte di ottimizzazione economica sugli investimenti di metanizzazione in Sardegna.

Va ribadito che, in questa fase, non sono state approfondite ulteriori ipotesi di affinamento quali:

- l'ottimizzazione della collocazione, del numero e della taglia dei rigassificatori/depositi, inclusa l'eventualità di rigassificatori flottanti;
- la possibilità di servire zone industriali o centri di consumo significativi con porzioni ridotte di infrastrutture gas direttamente alimentate dai rigassificatori;
- la possibilità di interconnettere tra di loro reti di distribuzione confinanti.

Queste opzioni potrebbero essere oggetto di una successiva fase di studio, da sviluppare sulla base delle evidenze finora maturate, che comprendono la conoscenza di dettaglio della collocazione dei prelievi energetici significativi.