

12 luglio 2021

# Soluzioni infrastrutturali per il soddisfacimento del fabbisogno energetico della regione Sardegna

RSE



# Obiettivo dello studio

- **Obiettivo:** su incarico di ARERA, effettuare una valutazione di configurazioni infrastrutturali (anche tra loro alternative) tali da soddisfare il fabbisogno energetico (attuale e prospettico) della Sardegna:
  - ✓ congruentemente con gli obiettivi del **PNIEC** in tema di:
    - **abbandono del carbone** come fonte per la generazione elettrica
    - crescente quota di **fonti rinnovabili**
    - incremento dell'**efficienza energetica**
    - **decarbonizzazione**
  - ✓ garantendo **condizioni eque** di fornitura di energia ai clienti finali
  - ✓ **minimizzando il costo complessivo** (CAPEX + OPEX + esternalità ambientali monetizzabili)
- Lo studio copre un **orizzonte temporale di 20 anni** a partire dal 2020, fornendo indicazioni qualitative oltre il 2040

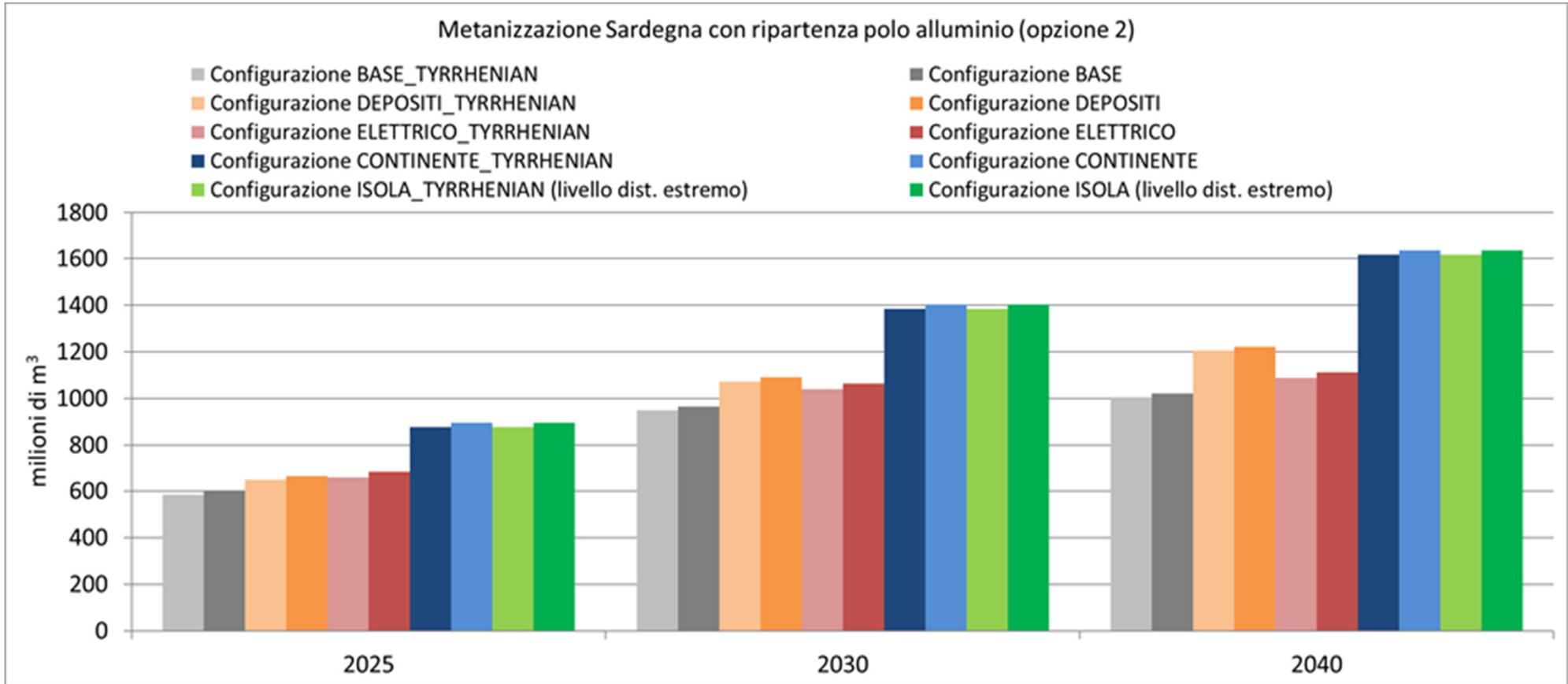
# Configurazioni infrastrutturali analizzate

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

- Le configurazioni analizzate prevedono un approvvigionamento di **GNL a prezzi di mercato** o, in caso di presenza del gasdotto «**Sealine**», a **prezzi allineati al PSV**
- Si è considerata anche l'opzione di una «**virtual pipeline**», ossia un gasdotto "virtuale", regolato e remunerato nella tariffa di trasporto, costituito da bettoline che alimentano i depositi costieri di GNL sardi e che consenta un **allineamento dei prezzi al PSV**

# Evoluzione dei consumi di gas naturale

(inclusi termoelettrico, polo dell'alluminio e trasporti marittimi)



# Metanizzazione dei settori di uso finale (2040)

## Configurazione BASE



## Configurazione DEPOSITI



## Configurazioni ISOLA e CONTINENTE



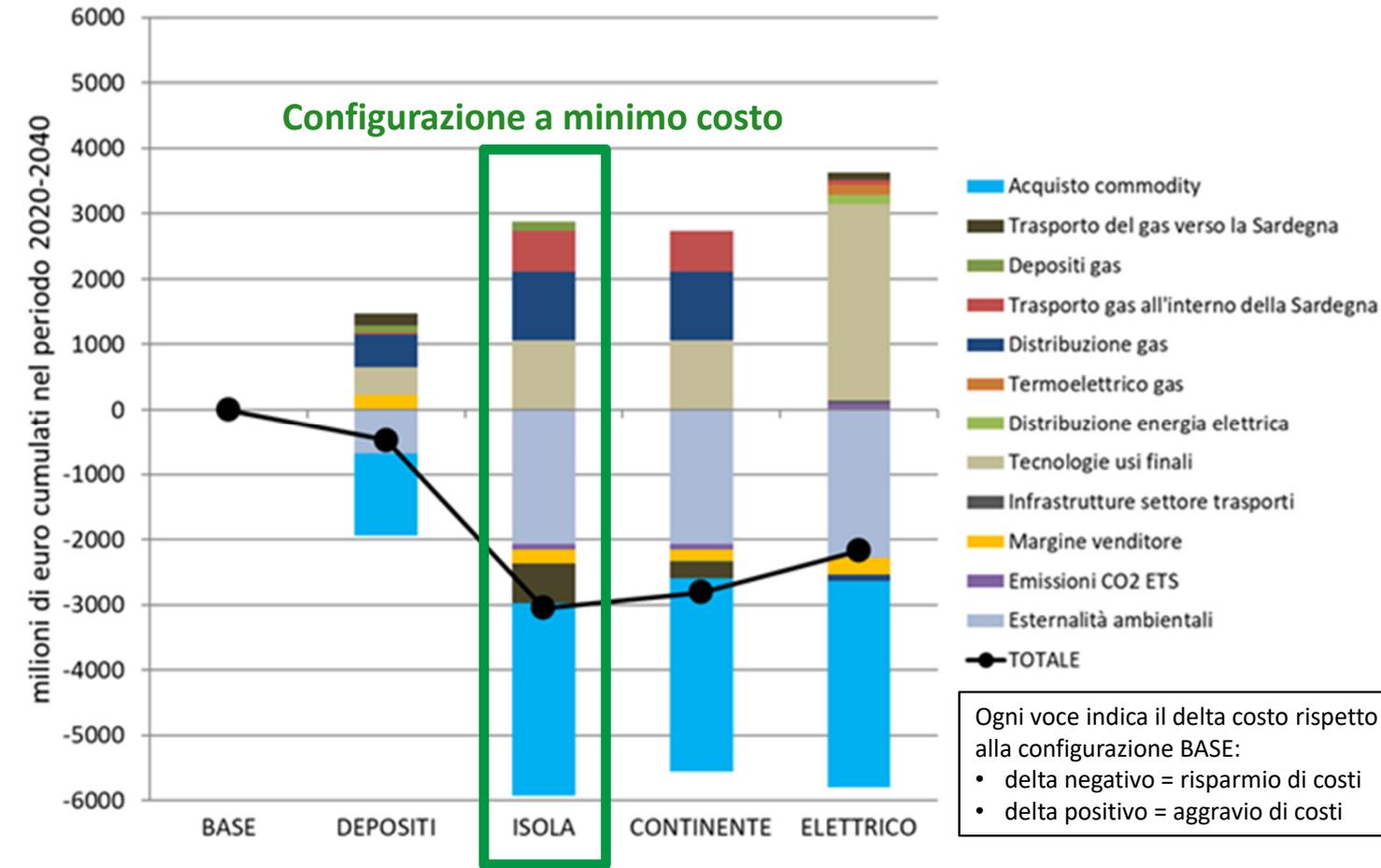
## Configurazione ELETTRICO



\* Esclusi i consumi del polo dell'alluminio e del termoelettrico

# Differenze di costo rispetto alla configurazione “BASE”

(milioni di € cumulati su 20 anni)



**Considerate le esternalità ambientali:**

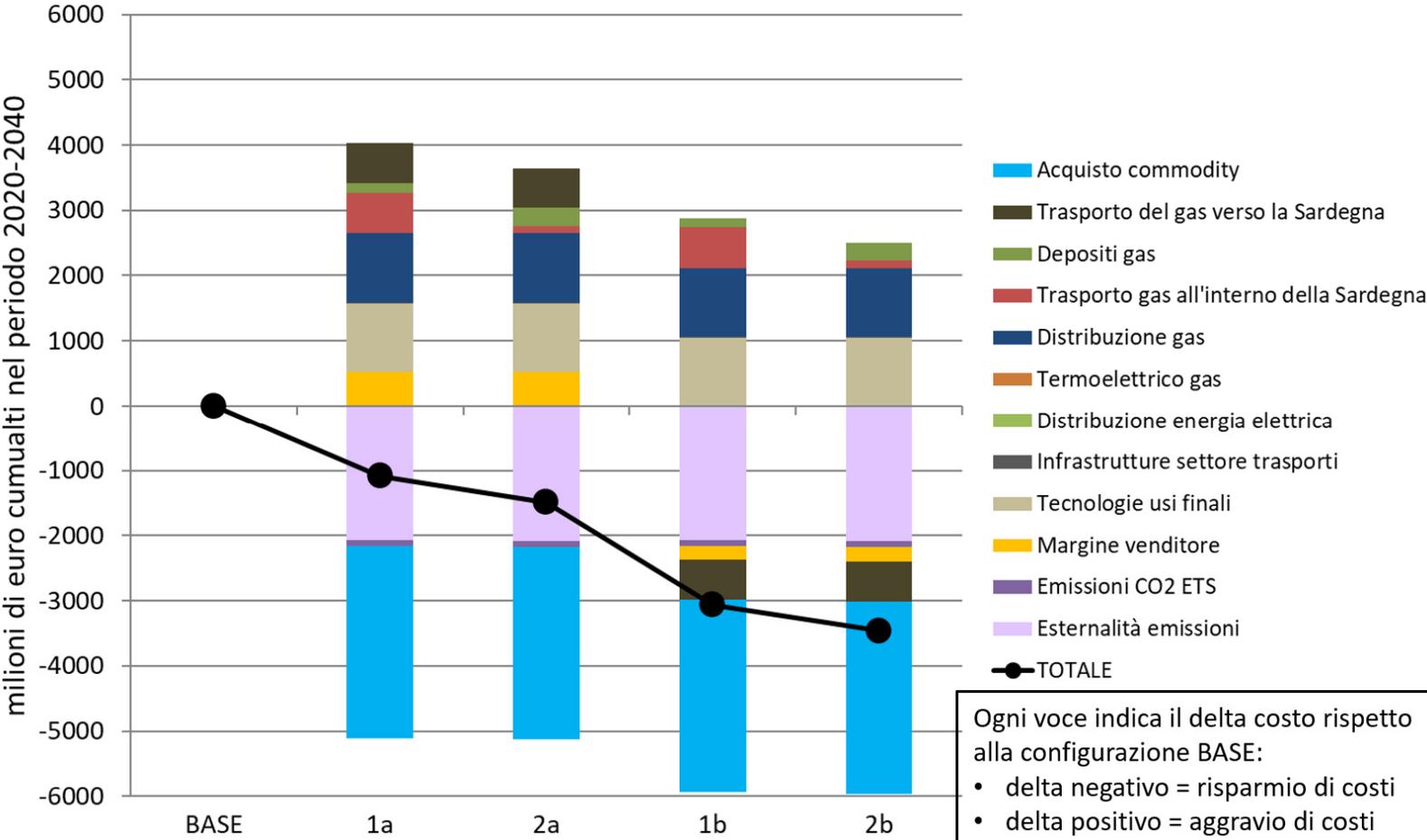
- CO<sub>2</sub>
- Altre emissioni (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, NMVOC, CH<sub>4</sub>, PM<sub>2.5</sub> e PM<sub>10</sub>)
- Costi esterni del trasporto con dorsale e su strada

Il risparmio cumulato nella configurazione **ISOLA** rispetto alla BASE è pari a **3,1 miliardi**

\* La configurazione **ISOLA** si considera qui alimentata dalla «**virtual pipeline**»

# Varianti della configurazione ISOLA

- Trasporto gas con **dorsale** vs. trasporto GNL **su strada**
- Approvvigionamento GNL **a mercato** vs. «**virtual pipeline**»



**1a (Dorsale senza Virtual Pipeline)**

**Risparmio: 1,1 miliardi**

**2a (Strada senza Virtual Pipeline)**

**Risparmio: 1,5 miliardi**

**1b (Dorsale con Virtual Pipeline)**

**Risparmio: 3,1 miliardi**

**2b (Strada con Virtual Pipeline)**

**Risparmio: 3,5 miliardi**

# Conclusioni

- **L'introduzione del metano porta a vantaggi a livello di sistema**, poiché sostituisce progressivamente combustibili ambientalmente meno sostenibili e più costosi (olio combustibile, gasolio e GPL)
- **Il contesto normativo/regolatorio è un aspetto determinante** da tenere in conto. Sono state considerate due diverse condizioni di approvvigionamento :
  - ✓ **prezzo legato al mercato internazionale del GNL** in assenza di una interconnessione fisica con il continente
  - ✓ **prezzo del gas allineato al PSV** in caso di interconnessione fisica o «**virtuale**» (con evoluzione del contesto normativo/regolatorio attuale)
- **La configurazione ISOLA con «virtual pipeline» è quella che garantisce i maggiori risparmi** rispetto alla configurazione BASE: i **maggiori costi infrastrutturali** sono più che compensati dai **minori costi** dei vettori energetici e dalle minori externalità ambientali
- Con i fabbisogni della configurazione ISOLA, il **trasporto del GNL su strada** con cisterne criogeniche risulta **più conveniente** rispetto al trasporto del gas mediante dorsale
- In termini di costi, è opportuno **limitare lo sviluppo delle reti di distribuzione gas a quelle già realizzate o con lavori in corso**, privilegiando l'**elettificazione degli usi finali** nel residenziale, terziario e piccola industria **nel rimanente territorio della regione**

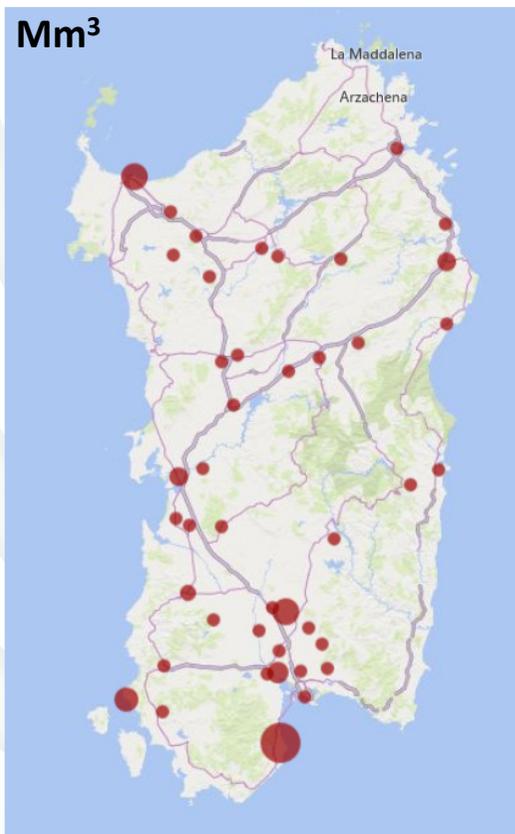
# Approfondimento su infrastrutture di trasporto: Fase 2 dello studio

- La Fase 1 dello studio ha individuato come soluzione di **minimo costo** la configurazione **ISOLA con «virtual pipeline» e trasporto del GNL su strada**
- Nella Fase 1 si sono considerate opzioni binarie (trasporto **tutto mediante dorsale** vs **tutto su strada**) per evitare una proliferazione di varianti che non avrebbe permesso di esplorare adeguatamente lo spazio delle soluzioni possibili
- L'**obiettivo della Fase 2** è analizzare soluzioni infrastrutturali intermedie, in particolare per **individuare una soluzione «mista» ottimale che comprenda sia trasporto mediante gasdotti, sia su strada**, con costi inferiori rispetto alle soluzioni 100% gasdotti e 100% strada analizzate nella Fase 1
- Lo studio di Fase 2 si è basato sulle stesse ipotesi e dati di Fase 1, attualizzate per tenere conto degli ulteriori investimenti nel frattempo realizzati.

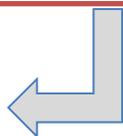


# Distribuzione geografica fabbisogno gas naturale utenze: configurazione BASE

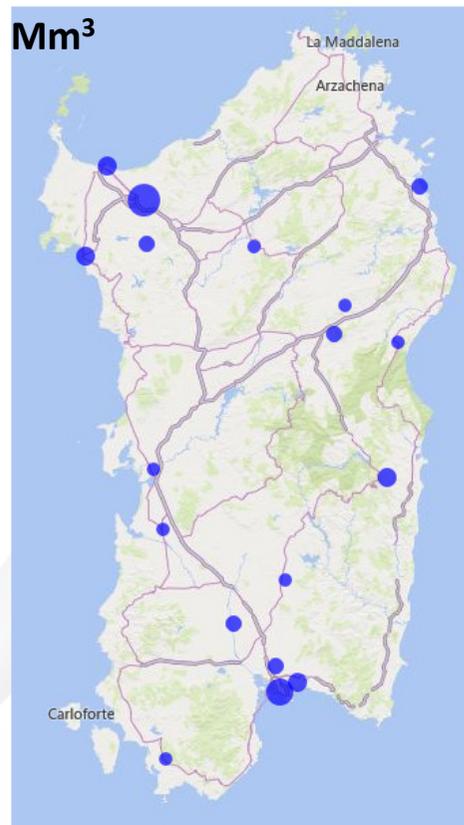
Utenze industriali (circa 300 Mm<sup>3</sup> a regime)



Stime dei volumi di gas naturale per il settore industriale elaborate da UNICA + RSE (in tutta l'isola)



Utenze aggregate bacini (circa 76 Mm<sup>3</sup> a regime)



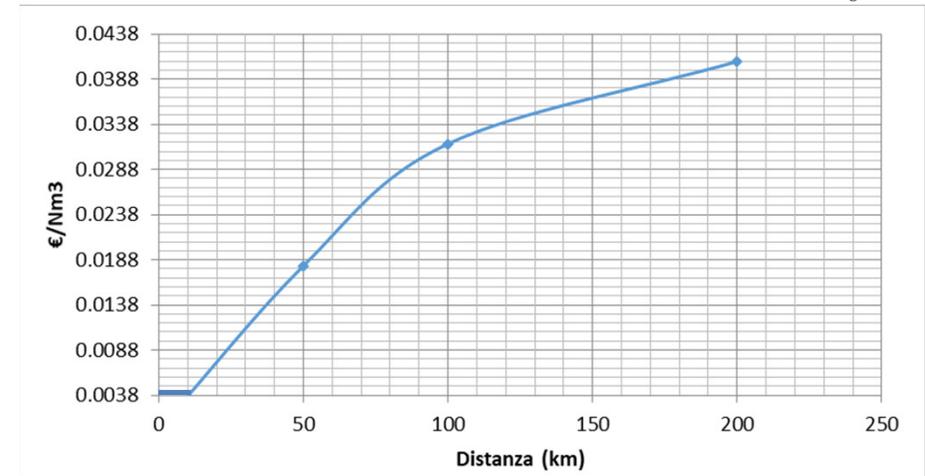
Stime dei volumi di gas naturale per il settore residenziale nei 18 bacini fornite da ITALGAS



Per i volumi di gas naturale considerati nelle configurazioni alternative alla BASE e derivanti dalla Fase 1 del progetto (MODERATO, ELEVATO, ESTREMO) si fa invece riferimento alle stime RSE.

# Soluzione con 100% del trasporto del gas (GNL) su strada

- **Costo variabile A/R dal punto di consegna più vicino** valutato per ogni singola utenza
- **Costo variabile in funzione della distanza** con un minimo di 0,0038 €/Sm<sup>3</sup> (trasporto in città - A/R 10 km - assimilabile al solo costo fisso)
- Ipotesi per **depositi satellite: taglia di riferimento da 55 m<sup>3</sup> GNL** (CAPEX 0,6 M€ - OPEX 3% anno)
  - per le utenze industriali: 28 m<sup>3</sup> GNL di deposito satellite per ogni MSm<sup>3</sup>/anno di fabbisogno (media di 5 rifornimenti al mese, ipotesi consumo costante nei 12 mesi)
  - per le utenze civili: 55 m<sup>3</sup> GNL di deposito satellite per ogni MSm<sup>3</sup>/anno di fabbisogno (media di 5 rifornimenti al mese, dimensionamento sui mesi invernali)



## Scenario 100% trasporto su strada, configurazione BASE:

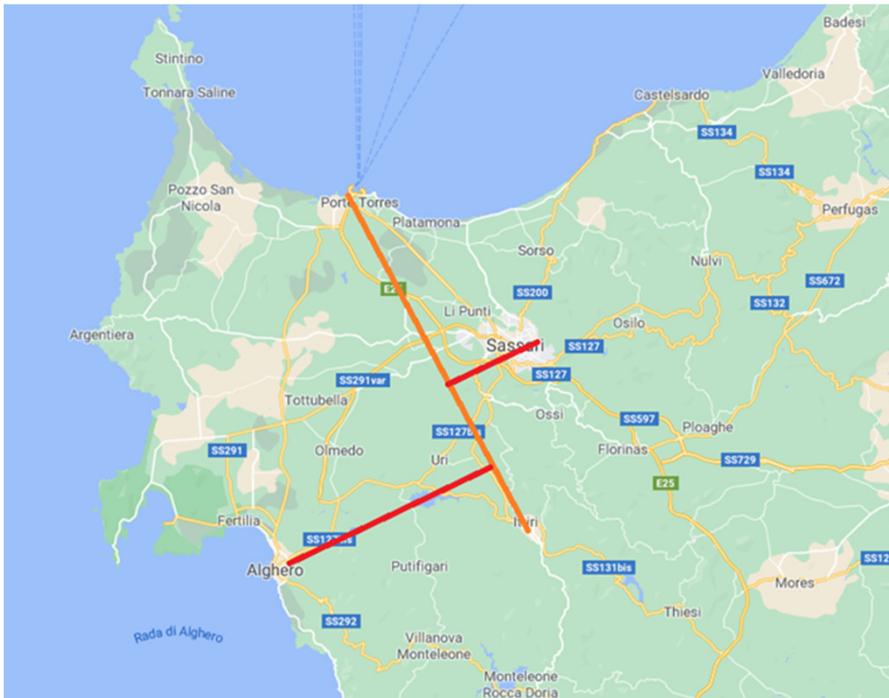
- 210 depositi satellite da 55 m<sup>3</sup>
- 50 camion con cisterna criogenica da 37 m<sup>3</sup> (che salgono a circa 60 unità per tenere conto dei periodi di picco di fabbisogno)
- ipotesi di 1 viaggio al giorno per ogni unità
- media di 5 rifornimenti al mese per i depositi

Costo complessivo **trasporto 100% su strada** pari a circa **270 M€** (esclusi Eurallumina e termoelettrico)

# Metodologia e ipotesi per la costruzione della rete di trasporto per ogni punto di consegna

Suddivisione in tre problemi separati in base ai punti di consegna:

- PORTO TORRES
- ORISTANO
- PORTOVESME

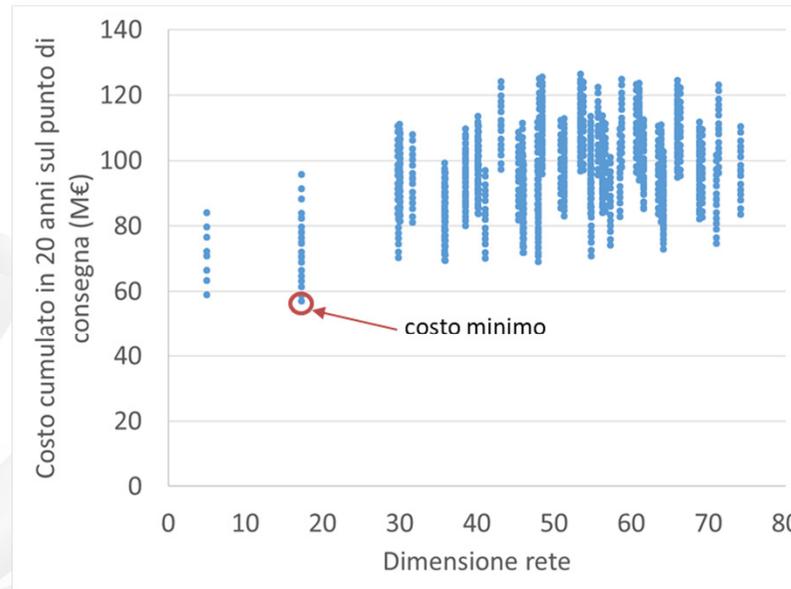


- La **rete semplificata** è costituita da
  - un ramo centrale, e
  - più connessioni laterali
- **Solo tratti rettilinei**
- Ramo centrale: distanza geografica tra
  - il punto di consegna, e
  - l'utenza più lontana del sottoinsieme di utenze considerato
- Connessioni: distanza geografica dal ramo centrale
- CAPEX – 1 M€/km per il ramo centrale
- CAPEX – 0,25 M€/km per le connessioni secondarie
- OPEX % in funzione della dimensione della rete

# Criteri di identificazione delle utenze servite su rete

1. Simulazione di tutte le possibili combinazioni delle utenze servibili **via tubo o via strada** da ciascuno dei tre punti di consegna;
2. Scelta della configurazione che **minimizza il costo totale di trasporto del gas (considerati CAPEX + OPEX + esternalità)** nell'arco di 20 anni: alcune utenze servite su strada, altre con tratti di rete

Utenza	Caso 1	Caso 2	Caso ...	Caso 65536
Ind1	Strada	Strada	Strada	Strada
Ind2	Tubo	Strada	Strada	Strada
...	Tubo	Tubo	Strada	Strada
Bac1	Tubo	Tubo	Tubo	Strada
Bac2	Tubo	Tubo	...	...
...	...	...	...	...



Esempio: **Porto Torres**

## Risultati della configurazione BASE

	PORTO TORRES	ORISTANO	PORTOVESME
Fabbisogno medio trasportato (MSm <sup>3</sup> )	83	54	174
Costo rete gas (Meuro)	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 (Meuro)	35	36	9
Fabbisogno medio su strada (MSm <sup>3</sup> )	33	38	10
Costo soluzione mista (Meuro)	55	42	104
<b>Costo complessivo mista (Meuro)</b>		<b>201</b>	
<b>Costo 100% strada (Meuro)</b>		<b>267</b>	
<b>Costo 100% gasdotti (Meuro)</b>		<b>444</b>	

### Soluzione mista:

- 65 depositi satellite da 55 m<sup>3</sup>
- 15 camion con cisterna criogenica da 37 m<sup>3</sup> (che salgono a 20 unità per tenere conto del picco di fabbisogno)
- ipotesi di 1 viaggio al giorno per ogni unità
- media di 5 rifornimenti al mese per i depositi (ogni 6 giorni)

Nell'ipotesi di metanizzazione prevista nella configurazione BASE lo **sviluppo di rete «ottimale»** sarebbe di circa **142 km (concentrati nella zona SUD)**. La soluzione di ottimo determinata dall'algoritmo RSE per la configurazione BASE prevede che circa il **30% del fabbisogno di gas naturale sia trasportato su strada** mentre il **70% su tratti di rete**.

**Analizzate** configurazioni alternative alla BASE come **sensibilità** (es. variazione livello di metanizzazione)

## Considerazioni sui risultati della Fase 2:

- L'ottimizzazione di Fase 2, focalizzata sul solo segmento del trasporto, ha mostrato come una soluzione «mista» sia preferibile alle due configurazioni «pure» analizzate nella Fase 1 (100% trasporto su strada e 100% trasporto su rete)
- Si determina uno sviluppo “ottimo” della rete di trasporto del gas di circa 142 km, concentrato nella zona sud. 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 tratti di rete (in prevalenza grandi utenze industriali e bacini di utenti rilevanti).
- 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.
- L'analisi è stata completata da una serie di sensibilità condotte sui principali parametri di costo considerati nello studio. Al variare di questi parametri si è ottenuta una soluzione infrastrutturale mista in linea con quella del caso BASE.
- L'analisi ha infine mostrato come la disponibilità ridotta a uno o due punti di approvvigionamento del GNL per il trasporto su strada (Oristano, Porto Torres e Portovesme) avrebbe un impatto limitato sui costi complessivi.



Thank  
you!



# BACK-UP

# Aggiornamento dello scenario di domanda per la configurazione BASE della Fase 2

## Aggiornamento della configurazione BASE

L'analisi di sensitività condotta nella Fase 1 ha mostrato come la configurazione ottima, in termini di minori costi complessivi per il sistema incluse le esternalità, fosse quella di sviluppo “moderato” delle reti di distribuzione (lo sviluppo «moderato» prevede una metanizzazione limitata ai soli bacini con lavori di sviluppo rete già avviati – stato a fine 2019).

Nel frattempo, nel 2020 e nei primi mesi del 2021, i lavori di sviluppo delle reti di distribuzione in Sardegna sono proseguiti da parte del principale distributore ITALGAS nei 18 bacini gestiti. Complessivamente, in 18 bacini sui 38 complessivi sono già realizzati o comunque previsti/avviati lavori di adeguamento e sviluppo di nuove infrastrutture di distribuzione.

Pertanto, come configurazione BASE 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 variante evolutiva dello sviluppo «moderato» di Fase 1. In questa configurazione si estende il numero di bacini metanizzati rispetto allo sviluppo «moderato» della Fase 1 andando però a ridurre i volumi di gas complessivi stimati per questi bacini (in linea con le stime del DSO per il solo settore residenziale) date le maggiori incertezze sullo sviluppo della domanda di gas negli altri settori (terziario e trasporti).

### **Sintesi delle ipotesi dello scenario di domanda **configurazione BASE** (Industria da Fase 1 studio RSE; settore residenziale da stime ITALGAS):**

- **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**;
- Sviluppo reti di distribuzione: perimetro ITALGAS completo;
- Profili di crescita e volumi stimati da RSE in Fase 1 per l'industria; profili e volumi forniti da ITALGAS per il settore residenziale

# Database utenze configurazione BASE



Circa **100 utenze contendibili\*** geolocalizzate in base alla città e suddivise in base al punto di consegna:

- Circa 80 utenze industriali distribuite in tutta la regione (aggregate poi per città, 43 aggregati);
- 18 Bacini\*\* - bacini in gestione a ITALGAS - (consumi del settore residenziale);
- 3 centrali CHP industriali (Sarroch Nord e Sud) e Porto Torres (Versalis);
- **Fabbisogni stimati da UNICA per Industria + elaborazioni RSE e stime ITALGAS** per i bacini;
- **Calcolo distanze geografiche** e tragitto A/R su strada (BingMaps);
- **Suddivisione delle utenze in base al punto di consegna più vicino** (Portovesme, Porto Torres, Oristano);
- **Esclusi consumi termoelettrico e EURALLUMINA** che si presumono comunque serviti tratti di rete.

Per il **profilo di crescita dei consumi** di gas naturale dal 2020 al 2040 si sono effettuate due diverse ipotesi:

- a) Crescita temporale **utenze INDUSTRIA** - come da Fase 1 (stime **UNICA/RSE**)
- b) Crescita temporale **utenze RESIDENZIALI** nei BACINI (profili forniti da **ITALGAS**)

*\*con contendibili si intendono tutte le utenze industriali e i bacini serviti da reti di distribuzione gas, per i quali vengono poste a confronto la fornitura di gas con tratti di gasdotti e quella con trasporto su strada*

*\*\*I consumi di gas naturale del settore residenziale sono stati ripartiti tra i 18 bacini sulla base delle assunzioni del DSO ITALGAS; i consumi si assumono come localizzati nel centro principale del bacino.*

# Soluzione di trasporto «mista»: sintesi delle ipotesi



- **Tre punti di consegna del GNL** nella regione (Porto Torres, Oristano, Portovesme);
- **Rete semplificata**: considerata **distinzione tra «tubazione principale» e «tubazione secondaria»** e **solli tratti rettilinei**;
- **L'anno zero dello studio coincide con la realizzazione completa della rete di trasporto**;
- **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 media unica da 55 m<sup>3</sup> di GNL**;
- **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);
- **Vita utile 20 anni (nessun valore residuo considerato)**;
- **Tasso di attualizzazione: 2%**;
- **Esternalità ambientali** incluse: 0,002402€/Sm<sup>3</sup> strada, 0,001385 €/Sm<sup>3</sup> gasdotto (**aggiornamento rispetto a Fase 1**)
- **Metanizzazione progressiva** delle utenze nel tempo **con diversi profili**;
- **Risultati determinati a partire da configurazione di metanizzazione «BASE»** (vedi slide 10);
- **Analizzati casi alternativi come sensitività** (vedi successiva slide 18)

# Casi alternativi alla configurazione BASE: sensitività

## Sensitività al variare del fabbisogno di gas naturale:

- Metanizzazione MODERATA (11 bacini, settori RES+TER+TRA+IND, 365 Mm<sup>3</sup> volume medio trasportato nei 20 anni)
- Metanizzazione ELEVATA (18 bacini, settori RES+TER+TRA+IND, 404 Mm<sup>3</sup> volume medio trasportato nei 20 anni)
- Metanizzazione ESTREMA (38 bacini, settori RES+TER+TRA+IND, 446 Mm<sup>3</sup> volume medio trasportato nei 20 anni)

## Sensitività sul numero di utenze ottimizzate e punti di consegna abilitati al trasporto su strada:

- Caso con tutte le utenze, ma OTTIMIZZAZIONE solo di quelle industriali  
In questo primo caso, solo le utenze industriali sono state considerate “da ottimizzare”, ovvero verificando se convenga di più il trasporto via tratti di rete 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

## Sensitività sui parametri di costo:

- Caso con riduzione dei costi di investimento dei gasdotti del 20%
- Caso con aumento dei costi di trasporto su strada del 20%
- Caso con aumento dei costi di OPEX dei depositi satellite (6% annuo invece di 3% annuo)
- Caso con aumento dei costi di CAPEX dei depositi satellite del 33% (800 k€ invece di 600 k€)