



Spett.le  
Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente  
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling  
P.zza Cavour 5  
20121 Milano

PEC: protocollo@pec.arera.it

Frosinone, 21 settembre 2020

Prot. COMM/ALe/ALe/2020/2704

**Oggetto: Osservazioni allo Studio RSE "Approvvigionamento energetico della Regione Sardegna (anni 2020-2040)"**

Lo studio affidato dall' Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente al RSE rappresenta un tassello importante verso l'evoluzione dell'approvvigionamento energetico della Regione Sardegna nel prossimo futuro. Data l'importanza delle scelte che verranno prese, anche con riferimento a tale studio, SGI ha cercato, in questo documento, di riportare il proprio punto di vista in maniera oggettiva e pragmatica su alcuni temi trattati nello studio stesso.

A giudizio della scrivente nella redazione dello Studio sono state effettuate una serie di semplificazioni che possono distorcere l'analisi conducendo a conclusioni non corrette. Pertanto, di seguito le principali osservazioni suddivise per argomenti. Per ciascuna di esse, oltre ad illustrare la criticità rilevata, si propone una o più azioni correttive indicando elementi quantitativi a nostra disposizione e/o metodologie alternative. La presente va considerata come una mera proposta, fatta con spirito di pragmatica collaborazione. L'estensore dello Studio potrà naturalmente applicare diverse e più appropriate metodologie.

L'obiettivo ultimo è che ciascuna delle criticità segnalata venga analizzata e possibilmente corretta così da poter consegnare ai decisori un'analisi che – con le limitazioni dovute alla complessità della materia e la numerosità delle assunzioni – sia il più possibile completa, equilibrata e nell'interesse generale dei cittadini di questo Paese.

**1. Sul periodo di osservazione e sul valore residuo dell'asset**

L'analisi viene condotta su un periodo di 20 anni mentre gli orientamenti regolatori vigenti, delibera 468/2018, prescrivono un'analisi costi benefici modellata su un periodo di 25 anni. Inoltre i confini e i criteri applicativi nello Studio RSE sono molto differenti rispetto all'analisi costi-benefici che il TSO è tenuto a realizzare in seno al Piano di Sviluppo della rete. In particolare poi nel focus sullo scenario ISOLA si mettono a confronto ipotesi con vita utile completamente diversa: da un lato la dorsale gas (vita utile più lunga) e dall'altro le cisterne criogeniche (vita utile più breve); questo metodo comporta un peso medio dei costi di periodo maggiore per il trasporto su Dorsale.



Inoltre, nello Studio viene giustamente citato un ruolo dell'idrogeno nel lungo termine, vedi ad es. al par 8.8 dove si afferma che *"L'elettrificazione resta comunque la strada che sul lungo termine risulta più coerente con le politiche di decarbonizzazione, insieme allo sviluppo dell'idrogeno "verde" in particolare nel caso di overgeneration da fonti rinnovabili, uno scenario che potrebbe manifestarsi nel medio/lungo termine in particolare sull'Isola [...]"*. Nonostante tale affermazione, riteniamo, tuttavia, che non venga considerato nel confronto proposto, il vantaggio competitivo che un'infrastruttura di rete apporterebbe in ottica di diffusione dell'idrogeno come vettore energetico, elemento che consentirebbe di valutare anche gli effetti del *sector coupling* tra elettricità e gas e i conseguenti benefici per il sistema energetico italiano, esplicita finalità della regolazione.

Data quindi la diversa vita utile degli *assets* a confronto ed il ruolo che la dorsale gas può avere nel medio/lungo termine, in relazione allo sviluppo dell'idrogeno, ci pare sensato che nello studio venga considerato il valore residuo dell'infrastruttura al termine del periodo di analisi preso in considerazione.

In definitiva, per rendere il confronto omogeneo tra le due opzioni alternative, si propone di modificare il periodo di osservazione dell'analisi estendendolo al 2050 (dunque 30 anni anziché 20 anni), anno di riferimento per il raggiungimento della neutralità climatica ed anche assunto come riferimento nello Studio, ove si afferma che *"l'elettrificazione resta comunque la strada più coerente con le politiche di decarbonizzazione sull'orizzonte di lungo termine dal 2050"*. Alternativamente, ma a nostro avviso in subordine, si potrebbe prendere in considerazione un periodo di 25 anni, come avviene per le analisi costi-benefici delle infrastrutture energetiche, e tenere in considerazione il valore residuo delle infrastrutture al termine dell'analisi in considerazione delle future applicazioni che queste potranno avere con i cosiddetti "gas verdi" opportunamente ridotto con un fattore di probabilità di riutilizzo delle infrastrutture gas con l'idrogeno. In relazione a quest'ultimo elemento, lo Studio cita le *"posizioni prudenti sulla effettiva possibilità di riutilizzo di reti gas per il trasporto di idrogeno"*, che ad oggi ci sembrano opportune, in quanto lo stato dei vari progetti a livello europeo non è ancora tale da prefigurare vie assolute e certe. Peraltro una serie di esperienze a livello europeo stanno prefigurando scenari più indirizzati ad una reale fattibilità (in taluni casi esistono studi estremamente approfonditi), tra i quali possiamo citare, a puro titolo di esempio, il progetto inglese "H21 – Leeds City Gate"<sup>1</sup>, che dimostra che persino una rete di distribuzione cittadina potrebbe essere convertita a costi accettabili.

## **2. Comparazione fra trasporto gas rete interna Vs Autocisterne GNL**

Anche in questo caso a nostro avviso si rende necessario integrare l'analisi prendendo in considerazione alcuni elementi che sono stati trascurati.

### **2.1 Equipollenza delle soluzioni tecniche messe a confronto**

L'analisi parte dal presupposto che vi sia una sostanziale equivalenza funzionale fra le due alternative messe a confronto. Ossia, che per un cliente finale il trasporto di gas a monte sia effettuato via cisterna o tramite rete, non incide sostanzialmente sul servizio che riceve.

---

<sup>1</sup> H21 Leeds City Gate report – 2016



### *2.1.1 Considerazioni circa gli Utenti Finali*

I grossi utenti industriali e termoelettrici ritirano il gas a pressioni che possono superare i 20 bar, con portate rilevanti talvolta soggette ad oscillazioni significative e non prevedibili.

La fornitura via camion implica la realizzazione per tutta questa tipologia di utenti connessi alla rete, di depositi di vaporizzazione ed impianti di compressione di gas presso il punto di consegna, in modo da ottenere il regime di pressione e portata necessari.

Per clienti con consumi elevati sono inoltre necessari stoccaggi di GNL superiori alle 50 ton (110 m<sup>3</sup>) e anche oltre le 200 ton. In tal caso si tratta di veri e propri micro-rigassificatori ove, oltre all'aspetto legato ai costi, diventano tutt'altro che irrilevanti le problematiche realizzative (in alcune situazioni potrebbero risultare non fattibili) per tempi di autorizzazione e costruzione, impatto ambientale, spazi occupati e necessità di presidio per l'esercizio. Inoltre, per regimi di prelievo irregolari, il deposito potrebbe dover essere sovra dimensionato per supplire al regime di pressione a monte ovvero tale configurazione potrebbe avere dei limiti alla portata erogabile non superabile, che potrebbero pregiudicare la piena funzionalità dell'impianto a valle: e.g. il caso più evidente si registra per un impianto termoelettrico a ciclo aperto, ma tali vincoli potrebbero ripresentarsi anche per alcuni clienti industriali.

Tale elemento a nostro avviso non è stato approfondito e rappresenta una semplificazione grossolana, che non può essere sacrificabile all'esigenza di un confronto a tutti i costi.

### **Raccomandazioni:**

- (i) Determinare l'effettiva possibilità tecnica per i maggiori clienti gasivori di essere riforniti tramite cisterne. Per i clienti che risultano effettivamente rifornibili, determinare la dimensione idonea del punto di misura degli impianti a monte, tali da rendere il servizio equipollente alla fornitura via condotta, come sarà meglio precisato nella successiva sezione.
- (ii) Nei costi della soluzione Autocisterne – per rendere il confronto omogeneo – aggiungere i mancati benefici che deriverebbero dalla conversione al metano da altri combustibili fossili per i clienti eventualmente non realisticamente rifornibili (in modo equipollente ad una alimentazione via rete) con autocisterne<sup>2</sup>.

### *2.1.2 Considerazioni sulla Sicurezza ed affidabilità delle forniture*

La configurazione ISOLA considera 440 ml m<sup>3</sup> di domanda a regime oggetto di trasporto via rete o via Autocisterna. Questi consumi s'ipotizza vengano soddisfatti da 4 Depositi con 50.000 m<sup>3</sup> complessivi di capacità di stoccaggio GNL (3x10k + 1x20k).

Secondo le nostre stime tale stoccaggio garantirebbe un'autonomia, in caso di interruzione della fornitura, di soli 7gg nei periodi di maggior prelievo. Risulta una riserva minima in cui è essenziale che i vari depositi siano collegati fra loro per limitare rischi d'interruzione delle forniture dovute a malfunzionamenti sui singoli Depositi o alla continuità degli approvvigionamenti.

Per volumi maggiori non solo aumenterebbe il beneficio che i Depositi siano collegati fra loro, attenuando gli effetti di un'interruzione delle forniture, ma sarebbe necessaria una maggiore

---

<sup>2</sup> Tale approccio – sebbene includa una doverosa correzione nel confronto fra due soluzioni che troppo semplicisticamente sono state assunte come equipollenti – tuttavia darebbe solo una parziale rappresentazione degli oneri sopportati dalla Regione Sardegna, che sarebbero ben superiori e connessi alla riduzione dell'attività economica e le potenzialità di sviluppo imposte da tali eventuali limitazioni tecniche.



capacità di stoccaggio complessiva, fino a 80/90.000 m<sup>3</sup> secondo le nostre stime, per poter assicurare una riserva di 15gg di fornitura<sup>3</sup>.

**Raccomandazioni:**

(i) nel caso ISOLA va incluso un onere che esprima il rischio di interruzione degli approvvigionamenti che, secondo la metodologia ACB ARERA può essere determinata con il beneficio B3D, ovvero l'incremento della sicurezza e affidabilità in condizioni di *stress disruption*, nel caso di default di uno dei depositi ipotizzati. Secondo le nostre stime tale onere può variare da 12 a 24 €/m<sup>3</sup><sup>4</sup> a seconda di una riduzione di fornitura dovuta al fermo di un deposito da 10.000 o 20.000 m<sup>3</sup>.

Inoltre, e soprattutto, si raccomanda di effettuare un'analisi sulle tematiche sopra esposte per definire una configurazione idonea ad assicurare e tener conto del rischio che, nel caso Autocisterne, permane in capo a ciascun Deposito/area di mercato.

## **2.2 Corretta identificazione dei costi per ciascuna alternativa**

Ricollegandoci al punto precedente si evidenzia che l'analisi non specifica chiaramente se l'opzione Autocisterne includa i costi connessi allo scarico del GNL nei depositi presso gli utenti finali, agli impianti di vaporizzazione, compressione, regolazione e misura del gas a monte dei Punti di Riconsegna. Questo sia in caso di reti di distribuzione che dei clienti industriali, ove per questi ultimi andrebbe applicato il dimensionamento degli impianti tale da rendere equipollente il servizio e la funzionalità ad una fornitura via condotta in alta pressione. Qui sotto si illustrano gli impatti principali ed i correttivi necessari per questa criticità.

### **2.2.1 Configurazione Infrastrutturazione al Punto di Riconsegna (Utenti Finali)**

Come precedentemente ricordato, alcune categorie di clienti industriali necessitano di rifornimenti a livelli di pressione più elevata, con impianti di stoccaggio importanti ed in taluni casi anche di rilevante dimensione. Nell'analisi della configurazione con Autocisterne, non sembra siano stati considerati i costi per queste compressioni, né i costi per le vaporizzazioni. Tali costi sono incrementali rispetto alla distribuzione via rete in quanto il gas consegnato via condotta necessiterebbe solo degli impianti di regolazione e misura, i cui costi sono inclusi nelle stime considerate.

**Raccomandazioni:**

Includere nella dotazione infrastrutturale della soluzione Autocisterne il costo della realizzazione di tali componenti, che una stima preliminare colloca in una forchetta tra i 200 e i 250 Milioni di € (una stima più precisa può essere facilmente ottenuta dalle valutazioni effettuate dagli operatori locali della distribuzione). A tale dotazione impiantistica dovrà poi corrispondere un costo operativo incrementale per la loro gestione, che potrà essere stabilito

---

<sup>3</sup> I 15 giorni, anche se al di sotto delle prescrizioni del REGOLAMENTO (UE) 2017/1938 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas (<http://data.europa.eu/eli/reg/2017/1938/oj>), sono comunque considerati cautelativi rispetto ai 7gg dell'ipotesi base.

<sup>4</sup> Per la stima si è ipotizzato un default dell'infrastruttura con probabilità pari al 4% (1 evento ogni 25 anni) ed una durata dell'interruzione pari a 4 giorni. Calcolo effettuato con riferimento al par. 9.1.3.2 dei Criteri Applicativi ACB ([https://www.snam.it/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd\\_2020\\_2029/Criteri Applicativi\\_2020-2029\\_ita.pdf](https://www.snam.it/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi%20Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2020_2029/Criteri_Applicativi_2020-2029_ita.pdf)).



su base parametrica. Tali costi sono incrementali rispetto alla soluzione Rete e necessari per rendere le due alternative correttamente confrontabili.

### *2.2.2 Configurazione Infrastrutturazione a monte del Punto di Consegna – (Alimentazione)*

Nella opzione della rete di trasporto, gli stoccaggi vengono connessi rendendo disponibile la flessibilità di ciascuno di essi a tutti gli utenti della rete, oltre all'ulteriore flessibilità garantita dall'uso del line-pack della rete stessa. Tale funzione di bilanciamento non può essere espletata con la soluzione con Autocisterne e potrebbe – ma solo in parte - essere replicata immaginando un notevole sovradimensionamento di tutto l'assetto impiantistico a monte di ciascun Punto di Riconsegna. (e.g. bombole o deposito/impianti di vaporizzazione ed eventualmente di compressione).

#### **Raccomandazioni:**

Per prendere opportunamente in considerazione questo aspetto che può essere garantito implicitamente dalla soluzione rete, andrebbe aggiunto alla configurazione Autocisterne il costo di un ulteriore rischio di interruzione (oltre a quanto indicato al punto 2.1.2), con l'opportuna probabilità di accadimento, dovuto alla mancanza di flessibilità che secondo le nostre stime, basate sui criteri ACB approvati dall'ARERA, può essere valorizzata in circa 87 € mln<sup>5</sup>.

### *2.2.3 Costi Operativi*

Lo Studio non considera alcuna perdita di sistema dovuta alla movimentazione del GNL nell'opzione Autocisterna (carico sull'autocisterna, trasporto, scarico, stoccaggio vaporizzazione). Data la relativa novità dei servizi di trasporto GNL via Autocisterna non esistono ad oggi statistiche e dati consolidati in materia. Tuttavia alcune fonti<sup>6</sup> iniziano a quantificare le perdite per ciascuna delle operazioni di carico e scarico, di vaporizzazione e compressione oltre che le perdite fuggitive dall'insieme delle valvole di sicurezza attraversate dal GNL e relativo "Boil Off Gas" delle soluzioni Autocisterne. Tutto ciò fa ragionevolmente concludere che tali perdite possano essere anche significativamente maggiori dello 0,1% tipico del trasporto di gas in reti ad alta pressione. Tale aspetto incide non solo sui costi delle esternalità ambientali, come fattore di emissione, ma rappresenta anche un non trascurabile elemento di costo. Di conseguenza – anche in un'analisi semplificata – tale componente non può essere trascurata anche perché, nel caso del trasporto via rete, tali perdite sono state considerate ed incluse nei costi operativi di trasporto via rete utilizzati nello Studio.

Non è poi chiaro nello studio se sia stata correttamente considerata la stagionalità dei consumi e, di conseguenza, dei rifornimenti; il parco autobotti dovrà essere dimensionato per soddisfare la domanda di picco, dunque potrebbe essere anche il doppio rispetto ad un dimensionamento che consideri la media annua, determinando un non ottimale sfruttamento del parco stesso.

---

<sup>5</sup> Somma del valore dei benefici B3n e B3d, considerando il linepack disponibile (B3n - condizioni di freddo eccezionale e B3d – caso di disruption dell'infrastruttura). Calcolo effettuato sulla base del modello fluidodinamico elaborato da SGI e con riferimento ai par. 9.1.3.1 e 9.1.3.2 dei Criteri Applicativi ACB([https://www.snam.it/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd\\_2020\\_2029/Criteri Applicativi\\_2020-2029\\_ita.pdf](https://www.snam.it/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi%20Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2020_2029/Criteri_Applicativi_2020-2029_ita.pdf)).

<sup>6</sup> LNG Operations – Consistent methodology for estimating GHG Emissions May 2016 vedi Tavole 12 e 13 <https://www.api.org/~media/Files/EHS/climate-change/api-lng-ghg-emissions-guidelines-05-2015.pdf>



### **Raccomandazioni:**

Tener conto delle perdite fuggitive presenti nelle varie fasi di movimentazione del GNL trasportato via Autocisterna includendo un costo operativo annuale incrementale pari al 0,1 % dei volumi di metano distribuiti moltiplicati per il prezzo del metano (0,9 €/ml/annui circa, secondo le nostre stime), assumendo – in via conservativa – che il livello di tali predite sia in linea con quelle della soluzione rete, anche se, in ragione dei più numerosi passaggi che tale soluzione implica, tali perdite potrebbero assumersi anche superiori.

Verificare le stime dei costi di trasporto, alla luce della valutazione di una flotta adeguata di autobotti (almeno 80-100 per soddisfare la domanda di picco), considerando altresì degli adeguati fattori di rendimento del sistema dei rifornimenti (stimiamo che il rendimento non potrà superare l'80% per una singola autobotte, quindi il rendimento del parco autobotti sarà <<80%).

### **2.3 Assunzione di isobenefici fra le diverse configurazioni infrastrutturali**

Secondo la metodologia adottata in tutto lo Studio non si tiene conto dei differenti benefici delle due configurazioni. Tuttavia osserviamo che il confronto decisivo tra le due possibili configurazioni ISOLA debba considerare fattori di “attrattività” e di costo a carico degli utilizzatori delle due soluzioni, quali la semplicità e l'economicità della realizzazione delle connessioni ed i costi operativi degli impianti a carico degli utenti.

In altre parole, la soluzione con condotte, come abbiamo potuto rilevare nella nostra esperienza, è un elemento chiave sulla decisione imprenditoriale di iniziare ad utilizzare (o produrre) gas. La presenza della rete dunque produce un effetto moltiplicatore<sup>7</sup> del numero di iniziative che si avrebbero in assenza della condotta il cui effetto complessivo - a nostro avviso - non può essere trascurato.

Esempio tipico è lo sviluppo del gas per autotrazione che in assenza di rete vedrà uno sviluppo parziale ma ancor più significativo ci pare il caso del biometano.

La configurazione con sistema di autocisterne permetterà una diffusione del biometano limitato alle sole aree in prossimità delle reti di distribuzione e con ulteriori limitazioni dovute alla rigidità delle specifiche di gas accettabile, che non potrà beneficiare della miscelazione con i maggiori volumi di gas disponibili se immesso in una rete.

Il Piano Energia e Ambiente 2016 della Regione Sardegna fissa il potenziale di produzione di biometano da rifiuti solidi urbani e biomasse solide e liquide in 260 milioni di m<sup>3</sup>/annui. Tale stima è in linea con lo scenario DEC di Snam/Terna<sup>8</sup> che, effettuando una ripartizione per regione, indica in 245 milioni di m<sup>3</sup>/annui la produzione al 2040 per la Regione Sardegna. Conservativamente è stato considerato quest'ultima stima e il relativo build-up.

---

<sup>7</sup> A fronte di un investimento iniziale maggiore per realizzare la rete il costo marginale per l'utente di sviluppare un'attività che beneficia delle rete (allaccio) è molto inferiore e semplice dell'alimentazione via Autocisterna (costi dei serbatoio/impianti, logistica complicata, rischi approvvigionamento). L'effetto catalizzatore di un'infrastruttura di rete è del tutto trascurato se non si considerano i benefici indotti.

<sup>8</sup> [https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi\\_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd\\_2020\\_2029/Doc\\_Descrizione\\_Scenari\\_DDS\\_2019\\_1015\\_1300.pdf](https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2020_2029/Doc_Descrizione_Scenari_DDS_2019_1015_1300.pdf)



Per evidenziare il ruolo della rete si consideri che ad oggi il numero d'impianti di Biometano che in Italia insistono direttamente su reti in bassa pressione sono il 7,5%<sup>9</sup> del totale degli impianti in esercizio. Assumiamo che in Sardegna, in assenza di rete di trasporto, tale % sia il doppio (15%). Assumiamo poi – ottimisticamente - che fino alla metà della potenziale produzione possa comunque essere realizzata anche in assenza della dorsale.

La configurazione Autocisterne comporta quindi una mancata produzione di Biometano pari a 104 milioni di m<sup>3</sup>/anno, che se valutata secondo la logica ACB approvata da ARERA determina un onere, in termini di mancati benefici, pari a circa 430 €mln<sup>10</sup>.

Inoltre, la quota del 42% di biometano prodotto in modo subottimale a causa della mancanza della rete, sarebbe possibile solo effettuando investimenti aggiuntivi, tipicamente per maggiori costi di allaccio o impianti di microliquefazione pari a, secondo delle nostre stime, almeno 52 €mln<sup>11</sup>.

Gli oneri complessivi per la mancata o subottimale produzione di biometano direttamente attribuibili all'assenza di una capillare rete di trasporto gas sono 482 € mln nei 20 anni del periodo di osservazione e costituiscono un elemento di tale portata da non poter essere trascurato nel confronto fra trasporto su strada e via rete.

#### **Raccomandazioni:**

Per ovviare a questa distorsione, si ritiene necessario che gli oneri derivanti da mancati benefici siano evidenziati ed inseriti nel calcolo della convenienza economica al fine di rappresentare in modo più compiuto il confronto fra le configurazioni rete ed Autocisterne e le conseguenze delle due soluzioni.

Si aggiunge che l'onere di 482 € mln qui quantificato pare ampiamente insufficiente a rappresentare correttamente il costo sopportato dalla Regione Sardegna in termini di mancato sviluppo, minori opportunità occupazionali, impatto negativo su gestione del ciclo dei rifiuti ed economia circolare. Inoltre una robusta produzione interna di biometano potrebbe concretamente attenuare i rischi di interruzione nonché, in caso di crescita dei consumi, ridurre i fabbisogni di approvvigionamento, i relativi investimenti ed i costi di logistica connessi.

## **2.4 Corretta perimetrazione dei costi ambientali**

### **2.4.1 Costi delle esternalità ambientali Autocisterne**

Nella soluzione rete la valutazione dei costi ambientali ha incluso l'impatto dei lavori di realizzazione della rete. Non sembra sia stato altresì considerato il costo ambientale per la costruzione della flotta di autocisterne<sup>12</sup> e dei componenti connessi alla soluzione Autocisterne

<sup>9</sup> Fonte [https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/codice-rete-tariffe/Tariffe\\_trasporto/2021/Punti-di-entrata-e-uscita-dalla-rete-nazionale\\_2021\\_ITA\\_1.pdf](https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/codice-rete-tariffe/Tariffe_trasporto/2021/Punti-di-entrata-e-uscita-dalla-rete-nazionale_2021_ITA_1.pdf)

<sup>10</sup> Stima basata sui prezzi del gas presenti nell'Appendice Informativa ai Criteri per l'Analisi Costi Benefici pubblicata da SNAM ([https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi\\_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd\\_2020\\_2029/Appendice\\_Informativa\\_ACB\\_nov\\_2019.pdf](https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2020_2029/Appendice_Informativa_ACB_nov_2019.pdf)) e su un'ipotesi di build-up graduale della produzione.

<sup>11</sup> Stima effettuata ipotizzando un costo per impianto di liquefazione pari a 2 €mln, una dimensione media per impianto da 2MW e un totale produzione potenziale di 113 ml m<sup>3</sup>/anno.

<sup>12</sup> <https://www.theguardian.com/environment/2019/jun/11/bananas-carbon-footprint> The Guardian How Bad Are Bananas? The Carbon Footprint of Everything by Mike Berners-Lee, EU ETS Handbook





(impianti di scarico GNL, depositi, vaporizzatori ed impianti di compressione, ove necessari, presso tutti gli utenti).

Dalla precisazione di cui al punto 2.2.3 consegue che le perdite fuggitive proprio del trasporto via Autocisterna costituiscono anche emissioni di CH<sub>4</sub> che quindi vanno contabilizzate come esternalità ambientali

**Raccomandazioni:**

Sulla base della dotazione infrastrutturale determinata al punto 2.2.1 e le autocisterne necessarie, determinare un costo ambientale da inserire nella configurazione Autocisterne che in quest'ultimo caso dovrà essere ripetuto in ragione della vita utile di un'autocisterna rispetto al periodo di osservazione. La nostra stima, sulla base di una domanda annua di 440 ml m<sup>3</sup> utilizzata per il confronto tra dorsale e trasporto su strada, ammonta a 0,3 m€/anno<sup>13</sup>.

**2.4.2. Costi Ambientali Rete**

Nei costi per la gestione della rete di trasporto sono state correttamente tenute in considerazione le perdite di rete (che concorrono alle perdite totali del sistema gas per il 17% circa, essendo la maggior parte delle perdite dovute alle reti di distribuzione). Tali perdite sono state stimate come il livello di perdite medie delle reti esistenti, in realtà le reti esistenti scontano un livello di perdite più alto dovuto all'età dell'infrastruttura, la rete sarda sarebbe di nuova realizzazione con un livello di perdite inferiore. La possibile riduzione delle perdite ottenibile attraverso miglioramenti tecnologici è stata identificata nello studio condotto da MARCOGAZ<sup>14</sup>, i cui risultati sono stati presentati al Madrid forum nel 20 e parlano di obiettivi medi di riduzione delle perdite applicate nella misura pari al 5,1% annuo e riportano i target industry, ove i più aggressivi considerano la riduzione delle emissioni ad un terzo al 2030, i più conservativi considerano la riduzione della metà nel medesimo periodo.

**Raccomandazione:**

Si suggerisce di ridurre le perdite applicate almeno nella misura identificata nello studio condotto da MARCOGAZ, pari al 5,1% annuo i cui risultati sono stati presentati al Madrid forum nel 2019, e che per la nostra esperienza i target sopraindicati rappresentano un livello raggiungibile di riduzioni delle emissioni ottenibili con interventi di rinnovamento tecnologico ed applicazione delle migliori metodologie gestionali (che evidentemente sarebbero adottati nella realizzazione della rete). Considerando i target industry richiamati dallo studio Marcogaz, riteniamo che l'analisi della rete di trasporto sarda potrebbe ragionevolmente considerare di dimezzare il valore utilizzato.

In merito all'affermazione che lo studio considera tra le esternalità ambientali solo quelle relative alle emissioni e non altre, si precisa che i costi di realizzazione del metanodotto comprendono una quota di attività di ripristini e ristoro e, laddove opportuno, di riequilibrio

---

<sup>13</sup> La carbon footprint per la costruzione di un'autocisterna è stata stimata pari a 720 €/ milione di m<sup>3</sup> (Fonti: <https://www.greencarreports.com>; The Guardian; How Bad Are Bananas? The Carbon Footprint of Everything by Mike Berners-Lee; EU ETS Handbook).

<sup>14</sup> Report on Potential ways the gas industry can contribute to the reduction of methane emissions ("The median of the absolute targets which specifically apply for methane emissions reduction is 5.1 % per year")





ambientale, e tali costi sono già inclusi nei costi di realizzazione della rete. Di conseguenza non è del tutto corretto affermare che tali esternalità non siano state considerate.

## 2.5 Equipollenza Regimi di Mercato fra le due soluzioni

Con la soluzione del trasporto con Autocisterne il mercato di tali servizi si configurerebbe una situazione di rischio di nascita di monopoli/oligopoli di tali trasportatori che potrebbe rendere vani i vantaggi sul prezzo materia prima della configurazione "ISOLA". La Regione Sardegna identifica chiaramente tali rischi nel PEARS<sup>15</sup>, la configurazione ISOLA scongiura tale rischio per la parte preponderante dei costi (logistica e di materia prima) con la regolazione insita nel concetto Virtual Pipeline. Ma per la componente del costo del trasporto interno all'isola via Autocisterne che, da quanto si evince dallo Studio, non sarà oggetto di regolazione, tale rischio permane anche se per la relativamente piccola parte relativa al costo di trasporto via Autocisterna. Tuttavia scenario tale potrebbe consentire alle ditte di autotrasporto di estrarre rendite oligolistiche da un siffatto assetto di mercato, potenzialmente vanificando o riducendo i benefici per i consumatori sardi della regolazione delle fasi a monte ed a valle del trasporto.

### **Raccomandazioni:**

- i) precisare che l'attività di trasporto via Autocisterna sarà regolata; ovvero
- ii) evidenziare e valorizzare tale rischio prevedendo un opportuno *mark up* sul costo di trasporto via Autocisterne ora indicato in 0,0244 €/m<sup>3</sup>.

## 3 Ulteriori Approfondimenti dello Studio RSE

Il confronto fra dorsale e trasporto su strada non considera ipotesi intermedie ovvero trasporto su tubo combinato con trasporto stradale per la domanda non raggiunta dalla rete. Proseguire l'analisi esaminando ipotesi intermedie – come prospettato nelle stesse conclusioni dello Studio – riteniamo sia essenziale.

Si raccomanda di effettuare un'opportuna un'analisi di sensitività, che metta a confronto soluzioni intermedie rete di trasporto / distribuzione con cisterne criogeniche, considerando anche che il Tratto Sud ha recentemente ottenuto una positiva Valutazione d'Impatto Ambientale.

Utilizzando questo approccio si potrebbe sfruttare la capacità della rete di assorbire i periodi di picco di domanda nei bacini a maggior consumo riducendo conseguentemente le sopra richiamate necessità, in termini di dotazione di automezzi, per la gestione dei periodi di picco, qualora il trasporto su strada dovesse invece soddisfare l'intera domanda dell'isola.

Inoltre con principali centri di consumo: Eurallumina, i maggiori utenti gasivori e le centrali termoelettriche serviti da una rete in alta pressione verrebbero risolte tutte le complessità e disottimizzazioni sopra illustrate.

## 4 Conclusioni

---

<sup>15</sup> Per approfondimenti vedi PEARS Sardegna 2016 – Sezione 12.7.



Lo Studio RSE ha il merito di fissare diversi punti fermi circa le prospettive dell'approvvigionamento energetico della Regione Sardegna fra cui il fatto che le soluzioni più convenienti implicano la metanizzazione dell'isola e che non sussistono sovrapposizioni fra la metanizzazione ed il prospettato collegamento via cavo (Thyrranian Link).

Il reale beneficio di tali conclusioni verrebbe più compiutamente quantificato se:

- l'orizzonte temporale fosse esteso ad almeno 25 anni
- alcuni macro elementi (rischi oligopolio e mancati benefici) fossero inclusi nel confronto

Inoltre – venendo alla configurazione ISOLA ed in particolare al confronto fra trasporto interno via rete o autocisterne – lo Studio contiene diverse semplificazioni, rilevate nella sezione 2 di queste Osservazioni, che a nostro avviso alterano in modo sostanziale le conclusioni raggiunte da RSE.

L'integrazione con i punti sopra esposti unitamente ad un esame di configurazioni della rete più articolate sono quindi approfondimenti ineludibili affinché lo Studio possa essere preso in considerazione come idonea base motivazionale per i provvedimenti che l'Autorità adotterà sui piani di sviluppo degli operatori ed i progetti che interessano la Sardegna. Infatti, le distorsioni e carenze informative rilevate sono tali da poter determinare un'erronea valutazione di Codesta Autorità, in violazione dei principi di completezza e correttezza dell'istruttoria.

Le recenti novità normative - conversione in legge del decreto legge c.d. Semplificazioni - offrono poi lo spunto per aggiornare ed approfondire lo Studio così da poter consegnare ai decisori un'analisi completa ed oggettiva nell'interesse generale dei cittadini di questo Paese.