

## PIANI DECENNALI DI SVILUPPO DELLE RETI DI TRASPORTO DI GAS NATURALE

2019-2028 e 2020-2029

### Documento di controdeduzione alle osservazioni ricevute nell'ambito della consultazione

#### Premessa

Il presente documento presenta le controdeduzioni alle osservazioni ai Piani Decennali di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale 2019-2028 e 2020-2029 (di seguito "Piani") formulate da parte dei soggetti interessati durante il webinar svoltosi in data 17 giugno 2020 nonché a quelle fatte pervenire all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) nell'ambito del processo di consultazione dei Piani stessi e trasmesse agli operatori di trasporto a mezzo posta elettronica certificata (PEC) in data 21 luglio 2020 mediante comunicazione prot. n. 227 con oggetto "Trasmissione osservazioni sui Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2019 e 2020".

#### Riferimenti normativi

Il documento è stato predisposto ai sensi della legge 29 luglio 2015, n. 115 che all'art. 26 modifica quanto previsto all'art. 16 del d.lgs. 93/2011, disponendo che l'Autorità sottoponga a consultazione i Piani elaborati dagli operatori di trasporto valutandone la coerenza con il piano decennale di sviluppo europeo e che il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) valuti la coerenza di tali Piani con la Strategia Energetica Nazionale (SEN). ARERA inoltre verifica l'attuazione del Piano.

L'ARERA ha provveduto a recepire quanto previsto dal d. lgs. 93/2011, così come modificato dalla legge 29 luglio 2015, n. 115, mediante le deliberazioni 351/2016/R/Gas e 468/2018/R/Gas che definiscono le modalità di consultazione pubblica e di redazione degli schemi di piano decennale.

#### Osservazioni ricevute

I soggetti che hanno provveduto a formulare osservazioni ai Piani nell'ambito della consultazione pubblica sono:

- ANIGAS
- REGIONE SARDEGNA
- EFET
- ENEL
- ENERGIA LIBERA
- ENI
- EP PRODUZIONE
- IGAS
- ITALGAS
- PROVINCIA AUTONOMA DI TRENTO
- EDISON
- AXPO

#### Processo di coordinamento con i gestori del sistema di trasporto

Snam Rete Gas, in qualità di operatore maggiore di trasporto, è stata incaricata di predisporre il presente documento in cui presentare le controdeduzioni formulate dagli altri gestori di rete in relazione alle osservazioni ricevute sui rispettivi Piani. A tal fine Snam Rete Gas (SRG) ha provveduto a coordinarsi con gli altri gestori di rete di trasporto per la raccolta delle rispettive controdeduzioni e ad includere nel presente documento quanto ricevuto.

Con riferimento al Piano di Infrastrutture Trasporto Gas (ITG) non sono pervenute da parte degli stakeholders osservazioni specifiche. In relazione alle osservazioni di carattere generale, si rimanda alle controdeduzioni di Snam Rete Gas.

### **Risposte alle osservazioni**

In allegato sono riportate nel dettaglio le osservazioni ricevute dai diversi soggetti che hanno preso parte alla consultazione dei Piani e/o abbiano formulato osservazioni nell'ambito del webinar organizzato in data 17 giugno 2020 unitamente alle relative controdeduzioni formulate dal gestore di rete interessato.

### **Allegati**

- Allegato 1 – Modulo “SPUNTI PER LE OSSERVAZIONI”
- Allegato 2 - Controdeduzioni alle osservazioni ricevute

**ALLEGATO 1 - SPUNTI PER LE OSSERVAZIONI**

<b>SPUNTO</b>		<b>RIFERIMENTO</b>
<b>S1.</b>	<b>Osservazioni sulle modalità di predisposizione dei Piani di Sviluppo e sul coordinamento tra gestori di trasporto.</b>	Deliberazione 468/2018/R/gas  Deliberazione 230/2019/R/gas
<b>S2.</b>	<b>Commenti riguardanti la definizione degli scenari energetici di riferimento, la disponibilità e la trasparenza delle informazioni di input e di output e le metodologie utilizzate per la loro elaborazione, nonché la loro correlazione con le ipotesi usate a livello europeo e a livello nazionale nel settore energetico.</b>	Deliberazione 468/2018/R/gas  Deliberazione 230/2019/R/gas  Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto  Documento di descrizione degli scenari predisposto da Terna/Snam  Documento di descrizione degli scenari predisposto da Enura
<b>S3.</b>	<b>Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema gas, con particolare riferimento agli anni 2018-2019, le criticità attuali e il loro ruolo ai fini di orientare le esigenze di rinnovo e/o sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas.</b>	Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
<b>S4.</b>	<b>Commenti riguardanti le criticità del sistema gas previste in futuro, i flussi di gas attesi e le correlate esigenze di rinnovo e/o sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas, anche in relazione agli scenari e agli obiettivi di decarbonizzazione ipotizzati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima redatto dal Ministero dello Sviluppo Economico.</b>	Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto  Documento di descrizione degli scenari predisposto da Terna/Snam  Documento di descrizione degli scenari predisposto da Enura
<b>S5.</b>	<b>Commenti sugli interventi di rinnovo e/o sviluppo della Rete Nazionale e della Rete Regionale di Gasdotti rappresentati nei Piani di Sviluppo 2019 e 2020.</b>	Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
<b>S6.</b>	<b>Commenti riguardanti le opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione contenute nei Piani di Sviluppo 2019 e 2020, nonché i possibili impatti sulla rete di trasporto esistente.</b>	Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
<b>S7.</b>	<b>Commenti sullo stato di avanzamento dei Piani di Sviluppo precedenti e sulla qualità e la completezza delle informazioni disponibili nei Piani di Sviluppo 2019 e 2020.</b>	Deliberazione 468/2018/R/gas  Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto

S8.	<b>Commenti e osservazioni in relazione allo sviluppo coordinato tra infrastrutture funzionalmente interconnesse (quali quelle di trasporto e di distribuzione), in particolar modo nelle aree di nuova metanizzazione, anche in relazione a rischi di duplicazione o di sviluppi disfunzionali delle infrastrutture.</b>	Deliberazione 468/2018/R/gas Deliberazione 230/2019/R/gas
S9.	<b>Commenti sulla qualità e completezza delle informazioni in merito ai costi consuntivati e stimati, relativi sia ai singoli interventi sia al Piano di ciascun gestore.</b>	Deliberazione 468/2018/R/gas Deliberazione 230/2019/R/gas Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
S10.	<b>Commenti sugli aspetti metodologici delle Analisi Costi-Benefici contenute nei Piani dei gestori, nonché sulla loro capacità di rappresentare l'efficacia e l'efficienza degli interventi di sviluppo della rete di trasporto e più in generale l'utilità degli investimenti per il sistema energetico.</b>	Deliberazione 468/2018/R/gas Deliberazione 230/2019/R/gas Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
S11.	<b>Commenti in relazione all'Appendice informativa ai Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici e in particolare relativamente alle assunzioni, ai parametri di base e ai costi <i>standard</i> ivi contenuti.</b>	Deliberazione 468/2018/R/gas Deliberazione 230/2019/R/gas Criteri applicativi ACB
S12.	<b>Commenti in relazione alla proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici.</b>	Deliberazione 468/2018/R/gas Proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi

## ALLEGATO 2 - CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI RICEVUTE

### OSSERVAZIONI FORMULATE DA ANIGAS

#### SPUNTO OSSERVAZIONE: S4

#### OSSERVAZIONE:

Nella delibera 335/2019/R/gas, di approvazione dei Piani 2018, Arera evidenziava la non opportunità di inserire nei Piani “investimenti per la transizione energetica”, quali ad esempio progetti pilota di impianti power-to-gas, rimandando la valutazione delle iniziative per utilizzi innovativi delle reti gas nell’ambito del procedimento in corso per lo sviluppo di specifici progetti pilota (cfr. DCO 420/2018), nonché di futuri specifici provvedimenti che, anche in attuazione di quanto previsto dal Quadro Strategico 2019-2021 dell’Autorità, saranno finalizzati a fornire ai soggetti regolati i dovuti segnali per lo sviluppo di soluzioni innovative, attraverso sperimentazioni in campo e di scala adeguata. In coerenza con quanto sopra, nel Piano decennale SNAM evidenzia che sono ad oggi esclusi in tale documento eventuali investimenti necessari per raggiungere le quantità di idrogeno previste negli scenari di lungo periodo, anche alla luce delle indicazioni contenute nella delibera 335/2019/R/gas.

Riteniamo urgente la definizione di un quadro regolatorio abilitante scelte di investimento funzionali alla transizione energetica da parte dei diversi soggetti interessati ed in primis gli operatori di mercato (in analogia a quanto previsto dal *Clean Energy Package* sullo storage in caso di fallimento di mercato le tecnologie potrebbero essere sviluppate da operatori infrastrutturali) ed a partire dalla definizione della regolazione in materia di progetti pilota finalizzati alla sperimentazione di soluzioni per la gestione ottimizzata e per nuovi utilizzi delle infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas, a seguito della consultazione di cui al DCO 39/2020. Si ritiene infatti urgente che gli operatori indaghino e valutino gli investimenti necessari ai nuovi utilizzi innovativi delle reti del gas, in particolare con riferimento alla possibilità di immissione nelle reti di gas sintetici e di idrogeno per il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Ciò anche in coerenza con il PNIEC che prevede il coordinamento dei piani decennali di sviluppo della rete nazionale italiana gasdotti con i piani degli altri TSO europei e studi sul possibile utilizzo dell’infrastruttura gas anche in miscela con idrogeno. Il PNIEC evidenzia come di particolare rilievo per il futuro, anche in ottica di Strategia di lungo termine, il rafforzamento della cooperazione tra Terna e Snam Rete Gas, con l’intento di coordinare lo sviluppo dei rispettivi piani decennali sulla base di scenari condivisi e coerenti con il PNIEC e con la Strategia di lungo termine, esplorando inoltre le possibilità di integrazione dei sistemi elettrico e del gas ai fini della transizione energetica e delle necessità connesse alla penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili.

I Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto in linea generale dovrebbero individuare e promuovere soluzioni funzionali a una transizione energetica economicamente sostenibile mediante utilizzi innovativi delle reti esistenti del gas, anche cogliendo l’opportunità di beneficiare dei finanziamenti del Fondo per l’innovazione e dei diversi fondi e strumenti previsti a livello europeo per favorire un sostegno finanziario ai progetti innovativi. Gli scenari elaborati congiuntamente da Snam e Terna, anche nelle migliori ipotesi di sviluppo e penetrazione del vettore elettrico nei consumi finali, evidenziano al 2040 un consumo di gas pari a circa 67 miliardi di mc annui, comprensivo di circa 13 miliardi di mc di gas verdi (biometano, idrogeno, metano sintetico, CCS). Sulla base di diversi studi di pathways, l’idrogeno al 2050 giocherà un ruolo centrale e insieme al biometano permetterà di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione con il minore costo di sistema e valorizzando gli esistenti asset gas. Lo sviluppo dell’idrogeno richiederà tempo ed è necessario che siano indagate da subito tutte le tecnologie scalabili e abilitanti. Solo con la combinazione di gas ed energia elettrica saremo in grado di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050.

A tal proposito si evidenzia la necessità che, con riferimento ai futuri investimenti di *sector coupling* e di *sector integration*, sia adottato un approccio olistico supportato da una metodologia congrua di valutazione di tali interventi e dei relativi costi e benefici. Si evidenzia infatti che in linea di principio i costi dovrebbero

essere allocati e ripartiti tra i soggetti che di fatti godono dei benefici di tali interventi.

Secondo il principio della cost reflectivity, a ogni vettore dovrebbero essere allocati i costi emergenti ad esso riconducibili, evitando sussidi incrociati e l'alterazione della competitività tra vettori. D'altra parte, una volta realizzata un'integrazione completa tra i settori che diverranno a quel punto un unicum, si potranno immaginare soluzioni diverse.

#### **CONTRODEDUZIONI SRG:**

Snam Rete Gas ha provveduto a includere nel proprio Piano gli investimenti previsti dalla regolazione vigente.

Con riferimento all'osservazione formulata, anche alla luce degli orientamenti comunitari e delle scelte adottate in altri Paesi europei, si condivide l'opportunità di prevedere una evoluzione dell'attuale quadro regolatorio che consenta un ampliamento del perimetro degli investimenti infrastrutturali da includere nel Piano anche ad interventi volti a favorire la transizione energetica e l'accoglimento nel sistema energetico di green gases (in primis idrogeno).

---

#### **SPUNTO OSSERVAZIONE: S5**

##### **OSSERVAZIONE:**

In linea generale evidenziamo la necessità che le analisi costi/benefici di investimenti significativi, quale la realizzazione della nuova "Linea Adriatica", siano valutati attentamente al fine di preservare la competitività del sistema gas nei prossimi anni e l'obiettivo di un uso efficiente delle infrastrutture. Osserviamo in particolare che l'investimento "Linea Adriatica" è realizzato anche nell'ottica di trasformare l'Italia in un hub europeo e Paese di transito lungo la direttrice Sud-Nord (non a caso il progetto rientra tra i PIC). Di conseguenza si ritiene essenziale che ancor prima della sua realizzazione sia stabilita la corretta allocazione dei relativi costi tra i diversi Paesi beneficiari, applicando gli opportuni meccanismi di cross border cost allocation, per evitare che gravino interamente sui consumatori italiani oneri per infrastrutture i cui benefici sono colti anche o soprattutto da altri. Inoltre, tenuto conto del costo complessivo vita intera dell'investimento stimato da Snam in oltre 1,9 miliardi di euro, va considerato che i costi di tale investimento, stanti le attuali regole tariffarie e la garanzia del conseguimento dei ricavi riconosciuti alle imprese di trasporto, avranno ricadute sulle tariffe di trasporto per almeno i successivi 40 anni, con una incidenza che, nella sostanza, sarà inversamente proporzionale ai volumi di gas complessivamente trasportati. Su orizzonti temporali così ampi, ancor più in una fase di transizione energetica e con obiettivi di decarbonizzazione, gli scenari di domanda gas sulla base dei quali sono state condotte le analisi Costi/Benefici potrebbero dimostrarsi non corretti, con la conseguenza di realizzare infrastrutture non pienamente utilizzate e di innescare un graduale aumento delle tariffe di trasporto capaci di minare la competitività del vettore energetico gas rispetto ad altri.

Con riferimento agli investimenti relativi all'installazione nelle centrali di spinta di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori esistenti, nel Piano sono illustrati i progetti di conversione in impianti "dual fuel" di 3 centrali di compressione utilizzate nella rete di trasporto del gas (Malborghetto, Poggio Renatico, Messina) ed in prospettiva delle centrali utilizzate nei siti di stoccaggio di Minerbio, Fiume Treste e Settala. Tali impianti saranno alimentabili quindi (oltre che a gas) anche ad elettricità per totale ad oggi di circa 100 MW. Le installazioni di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori avrebbero due obiettivi (i) ridurre i consumi e le emissioni inquinanti per la compressione del gas (ii) fornire flessibilità per il bilanciamento della rete elettrica. Mentre il primo obiettivo è condivisibile, il secondo obiettivo appare critico in quanto la fornitura di servizi di flessibilità per il bilanciamento della rete elettrica è un'attività svolta in regime di concorrenza. Nell'analisi costi/benefici, per la valutazione dei progetti relativi alle centrali dual fuel, è stata computata anche la fornitura di servizi di flessibilità al sistema elettrico con la

partecipazione al mercato MSD delle centrali di SNAM, quantificando tali benefici fino a 120,7 M€ per le sole centrali sulle reti di trasporto. Si evidenziano a tal proposito dubbi di compatibilità del progetto con la normativa comunitaria e nazionale in tema di unbundling. Ai sensi dell'art. 9 della Direttiva UE 2009/73, così come recepita dall'art. 19 del D. Lgs. 93/11, si impone a gestori della rete di trasporto gas il divieto di svolgere l'attività di produzione di gas naturale e di elettricità. Analogamente l'offerta di servizi di flessibilità appare idonea ad alterare le dinamiche concorrenziali nel mercato di tali servizi, pregiudicando il ruolo di neutralità proprio del Gestore di rete. Qualora invece si riconosca all'iniziativa dei benefici di efficienza per il sistema in termini di sector coupling, allora risulterebbe necessario accompagnare le eventuali deroghe da opportune misure di mitigazione funzionali a minimizzare (se non annullare) ogni possibile rischio di discriminazione ed alterazione della concorrenza, ovvero l'adozione da parte di SNAM di comportamenti opportunistici non replicabili da terzi. Tra queste, si riportano di seguito alcune possibili soluzioni di mitigazione che potrebbero essere adottate qualora si intendesse concedere una deroga all'unbundling:

- (i) limitare la dimensione del progetto
- (ii) predisporre algoritmi noti ex-ante per le offerte
- (iii) affidare il servizio ad un soggetto terzo tramite gara.

L'adozione di una della sopra riportate soluzioni dovrebbe essere valutata tenuto conto che:

(1) SNAM potrebbe assumere configurazioni di funzionamento dei compressori dual fuel che risultano antieconomiche per il trasporto gas e quindi per gli Utenti del trasporto gas al fine di massimizzare i guadagni nella fornitura di servizi al mercato elettrico

(2) Snam, in qualità di responsabile del bilanciamento gas, potrebbe beneficiare di possibili vantaggi "indebiti" rispetto agli operatori di mercato "normali" poiché:

- dispone di informazioni sull'andamento atteso di variabili rilevanti del prezzo gas (es. evoluzione del prezzo
- del gas intraday e del prezzo di sbilanciamento);
- influenza il prezzo del gas – con i suoi acquisti per il bilanciamento della rete e per l'approvvigionamento del gas a copertura delle esigenze di sistema, nonché delle proprie centrali, influenzando implicitamente anche il prezzo dell'energia elettrica e dei servizi negoziati su MSD.

In linea di principio, infine, Snam in qualità di soggetto regolato non dovrebbe conseguire margine dall'attività di vendita di servizi di flessibilità.

Con riferimento ai Piani della rete di trasporto regionale, si intende segnalare la criticità relativa alla possibile sovrapposizione di alcuni progetti contenuti nei Piani Decennali 2019 e 2020 della Rete di Trasporto Regionale del Gestore "Energie Rete Gas S.p.A." con lo sviluppo della rete di distribuzione da definire (o già definita) nelle gare gas in alcuni ATEM.

Alcuni progetti che compaiono nei Piani di Sviluppo 2019 e 2020 di Energie Rete Gas, come già avuto modo di segnalare per i Piani 2018, potrebbero trovarsi nella condizione di duplicare l'infrastruttura di distribuzione.

Di seguito vengono riportati i progetti di Energie Rete Gas, suddivisi in 4 diverse fattispecie, che determinano le criticità soprariportate:

**I° fattispecie** – *Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase di progettazione in sovrapposizione parziale con la rete di distribuzione offerta dal soggetto aggiudicatario della gara ATEM.*

In questa casistica ricadono:

- a. il metanodotto "Valli di Lanzo", in parte appartenente all'ATEM Torino 2 (un altro tratto insiste invece sull'ATEM Torino 4, analizzato nella seguente "IV° fattispecie"), per il quale la Gara d'Ambito è stata aggiudicata ufficialmente. Per questo progetto il gestore ha già dato il via al programma di investimenti offerto in gara;
- b. il metanodotto "Antey St. André – Torgnon" appartenente all'ATEM Valle d'Aosta, per il quale la Gara

d'Ambito è stata ufficialmente aggiudicata. Tale progetto si sovrappone parzialmente alla rete di distribuzione offerta in gara e serve per la gran parte le medesime aree di mercato.

**II° fattispecie** – *Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase autorizzativa in potenziale sovrapposizione con la rete di distribuzione che il distributore aggiudicatario dell'ATEM potrebbe realizzare.*

In questa casistica ricade il metanodotto "Pont Saint-Martin – Gressoney La Trinitè" appartenente all'ATEM Valle d'Aosta, già aggiudicato. Infatti, sulla base di quanto previsto dal contratto di servizio, il Concessionario potrebbe essere tenuto, su richiesta degli Enti Concedenti, ed al verificarsi di determinate condizioni, alla metanizzazione attraverso rete di distribuzione delle aree interessate dal progetto, configurandosi in quel caso la sovrapposizione tra rete di distribuzione e di trasporto.

**III° fattispecie** – *Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase di costruzione in potenziale sovrapposizione con la rete di distribuzione che il distributore aggiudicatario dell'ATEM potrebbe realizzare.*

In questa fattispecie ricade il metanodotto "Verres – Ayas" appartenente all'ATEM Valle d'Aosta. Di conseguenza, anche in questo caso, il rischio consiste nella potenziale sovrapposizione dell'infrastruttura di trasporto con quella futura di distribuzione. Infatti, sulla base di quanto previsto dal contratto di servizio, il Concessionario potrebbe essere tenuto, su richiesta degli Enti Concedenti, ed al verificarsi di determinate condizioni, alla metanizzazione attraverso rete di distribuzione delle aree interessate dal progetto, configurandosi in quel caso la sovrapposizione tra rete di distribuzione e di trasporto.

**IV° fattispecie** – *Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase di progettazione/analisi di fattibilità in potenziale sovrapposizione con la rete di distribuzione che i distributori potrebbero offrire nella gara ATEM non ancora bandita.*

In questa casistica ricadono i metanodotti "Valli Lanzo" e "Tanaro – Arroscia – Impero", appartenenti rispettivamente all'ATEM Torino 4 (oltre che al Torino 2, vedere I° fattispecie) e agli ATEM Imperia e Cuneo 2. Per entrambi i progetti di sviluppo, il rischio è il medesimo a quello descritto nelle precedenti fattispecie, con l'unica differenza che in questo caso la gara d'ambito non è ancora stata bandita.

Si evidenzia come le previsioni normative in materia non siano sufficientemente stringenti e univoche da evitare che si originino sovrapposizioni tra i progetti di sviluppo delle reti regionali e i progetti di sviluppo delle infrastrutture di distribuzione gas presentate (o da presentare) nelle gare ATEM. A tal proposito giova sottolineare come l'eventuale progettazione e realizzazioni dei tratti di reti sopra indicati da parte di un gestore della rete di trasporto sottrarrebbe tali reti alla competizione delle gare d'ambito, competizione che invece garantirebbe il rispetto dei criteri di economicità, efficienza e di garanzia della concorrenza di cui all'art. 1 della legge n. 481/95 e all'art. 3, comma 3.3 della RTTG. Anigas evidenzia la necessità di un intervento da parte dell'Autorità e del Ministero volto a evitare sovrapposizioni tra i progetti di sviluppo delle reti come quelli sopra segnalati. Nelle more di tale intervento, si chiede che l'Autorità nella fase di valutazione dei suddetti progetti in consultazione tenga conto delle sovrapposizioni sopra indicate (effettive o potenziali), in particolare non approvando lo sviluppo dei progetti sopra richiamati.

## **CONTRODEDUZIONI SRG:**

### **Linea Adriatica**

L'investimento linea Adriatica è finalizzato a rendere disponibile nuova capacità di trasporto nei punti di entrata da Sud per circa 24 MSm<sup>3</sup>/g in relazione a eventuali nuove iniziative di approvvigionamento che dovessero svilupparsi dalla Sicilia e dal medio Adriatico. I progetti considerati nel piano decennale di SRG sono programmati sia in funzione delle esigenze di mercato che di politica energetica nazionale e sono volti a favorire un ottimale utilizzo dell'infrastruttura facendo leva ove opportuno anche sugli strumenti di



flessibilità commerciale disponibili, quali a titolo esemplificativo l'offerta di capacità concorrente. Per il progetto "Linea Adriatica" non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che dovrà tenere conto ai sensi della regolazione vigente delle richieste di capacità che dovessero essere avanzate su Punti di Entrata esistenti o da creare nel sud Italia. Fatto salvo quanto appena esposto, l'analisi ACB riportata nel piano decennale evidenzia come in caso di sua realizzazione i benefici sul sistema gas italiano in termini di variazione del social welfare connesso alla riduzione dei costi di fornitura e di incremento della sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption risulterebbero ampiamente superiori ai costi dell'intero progetto. Si evidenzia inoltre come l'eventuale attivazione di flussi di esportazione verso altri Paesi conseguenti alla realizzazione di tale infrastruttura avrebbero un effetto positivo per i consumatori italiani in quanto tali volumi concorrerebbero alla copertura dei costi del sistema italiano attraverso il pagamento delle tariffe di trasporto.

### **Centrali Dual Fuel**

Gli investimenti proposti nel piano di SRG come "Centrali *Dual Fuel*" riguardano la sostituzione di turbine a gas con motori elettrici di pari potenza. La finalità principale di tali investimenti è quella di ridurre l'utilizzo di energia primaria del paese - sfruttando la maggior efficienza di compressione tramite motore elettrico - e, al contempo, contribuire alla riduzione di emissioni climalteranti anche grazie alla progressiva decarbonizzazione delle fonti di energia primaria.

Inoltre, laddove l'utilizzo di una centrale di compressione non risulti massimizzato, vi è la possibilità di modulare il consumo della stessa in funzione dei fabbisogni di sistema, sempre nel rispetto dei vincoli tecnici. La centrale ibrida si presenta pertanto come un'unità utilizzatrice (e non produttrice) di energia con un carico modulabile.

SRG ha dunque provveduto a valorizzare il potenziale delle centrali in termini di efficientamento del sistema energetico nel suo complesso (*whole system approach*) tramite il beneficio "B8D - Fornitura di flessibilità al sistema elettrico", in linea con i criteri applicativi<sup>1</sup> approvati con delibera 230/2019/ARG/GAS.

La messa a disposizione e valorizzazione di tali servizi sul mercato del bilanciamento elettrico nonché il relativo trattamento regolatorio formeranno oggetto di specifiche valutazioni da effettuare nel rigoroso rispetto della regolazione vigente e dell'efficiente funzionamento dei mercati. Per la determinazione del beneficio si è ipotizzato una offerta di servizi di flessibilità da parte di SRG sul mercato del bilanciamento elettrico compatibile con una configurazione ottimale di funzionamento dei compressori per il trasporto del gas.

## **CONTRODEDUZIONI ENERGIE RETE GAS**

Anigas, nei suoi commenti e proposte datati 10 luglio 2020, per la parte riferita ai piani decennali di Energie Rete Gas ha riproposto (con pari parole) gli spunti di Italgas, per cui si rimanda alle osservazioni svolte al rispettivo paragrafo.

In fase di commento finale ha effettuato delle precisazioni con le quali non si concorda.

In particolare Anigas afferma che le "previsioni normative in materia non siano sufficientemente stringenti e univoche in modo da evitare che si originino sovrapposizioni tra i progetti di sviluppo delle reti".

Si ritiene invece che la normativa sia puntuale e, se rispettata, permetta un coordinamento grazie alle forme di pubblicità e di partecipazione già previste.

Energie Rete Gas si trova, invece, in accordo con quanto espresso da Anigas all'ultimo paragrafo e quindi "sulla necessità di un intervento da parte dell'Autorità e del Ministero volto ad evitare sovrapposizione di

---

<sup>1</sup> [https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/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/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi%20Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2020_2029/Criteri%20Applicativi%202029_ita.pdf)

progetti di sviluppo delle reti..”.

In aggiunta a quanto espresso da Anigas, si evidenzia come un primo intervento da parte del Ministero sia da sempre presente con il riconoscimento tramite Decreto Ministeriale dei nuovi progetti di metanizzazione come reti di trasporto regionale. A tal proposito si fa notare che, nel corso degli anni, tutti i progetti di metanizzazione che sono stati oggetto di osservazioni da parte di Italgas Reti e di Anigas sono stati classificati come reti di trasporto regionale.

Energie Rete Gas, inoltre sta cercando in più modi di aprire un tavolo di discussione sia con Arera che col Ministero per poter meglio definire il necessario processo di coordinamento.

### ***Conclusioni e conseguenze dell'eventuale accoglimento delle osservazioni Italgas ed Anigas.***

Per tutte le ragioni sopra illustrate, si precisa come, per nessuno dei progetti di sviluppo delle Reti di trasporto ai quali si riferiscono Italgas e Anigas che interessano la Società esponente, siano venuti meno i criteri di economicità efficienza e garanzia della concorrenza, risultando possibile e doveroso che le imprese della distribuzione si coordinino con quelle del trasporto, con le modalità indicate al paragrafo A. Più in generale - tenendo anche in considerazione che, ad oggi, la maggior parte delle procedure per l'affidamento della distribuzione sulla base degli ATEM o non sono state ancora avviate, o sono in stato embrionale - è evidente come l'eventuale e denegato accoglimento delle osservazioni in esame non avrebbe un effetto circoscritto ai soli progetti inseriti nei piani decennali di sviluppo di Energie Rete Gas S.r.l. per il 2019 e il 2020 ai quali si riferiscono Italgas ed Anigas, ma coinvolgerebbe sostanzialmente tutti gli operatori del trasporto che hanno intenzione di assumere, stanno assumendo, o hanno in corso di realizzazione iniziative di sviluppo delle reti di trasporto, con totale paralisi di un intero settore economico ed evidente lesione della libertà di impresa costituzionalmente garantita (v. art. 41 Cost)

---

### **SPUNTO OSSERVAZIONE: S8**

#### **OSSERVAZIONE:**

Nella delibera 335/19, di approvazione dei Piani 2018, Arera evidenziava che in relazione alle esigenze di coordinamento nello sviluppo delle reti di trasporto, con particolare riferimento alle criticità segnalate da Anigas rispetto agli interventi proposti dalla società Energie Rete Gas S.p.a., lo sviluppo di reti di trasporto non può prescindere da uno stretto coordinamento tra gestori di rete di trasporto e altri gestori interconnessi (tra cui rientrano evidentemente anche i gestori di reti di distribuzione), ponendo in capo alle imprese di trasporto lo specifico obbligo di attuare adeguate forme di coordinamento con tali altri gestori, da rendere pubbliche nel piano. Tuttavia, come evidenziato nelle osservazioni allo spunto S5 sugli interventi inclusi nei Piani presentati dall'impresa di trasporto regionale Energie Rete Gas S.p.a., non risulta tuttavia che essa si sia conformata alle suddette indicazioni nella predisposizione dei Piani 2019 e 2020.

Anigas intende ribadire l'obbligatorietà del coordinamento che il trasportatore deve azionare nei confronti del distributore, ogniqualvolta intende proporre un progetto di metanizzazione in un'area priva di accesso al servizio gas.

In assenza di coordinamento, già riscontrata nelle situazioni riportate nello spunto S5, il trasportatore si trova nella condizione di poter incidere negativamente su situazioni o progetti preventivamente valutati ed approvati da enti pubblici nel settore della distribuzione.

Per tale motivo Anigas invita l'Autorità a verificare e ad esprimere conseguente parere negativo per tutti quei progetti di sviluppo della rete di trasporto per i quali il trasportatore, in violazione degli obblighi di coordinamento richiamati in ultimo anche dalla del. 335/2019/R/gas, ha mancato di avviare preventivamente le azioni di coordinamento dovute.

**CONTRODEDUZIONI ENERGIE RETI GAS:**

Si veda la risposta allo spunto precedente

---

**SPUNTO OSSERVAZIONE: S9****OSSERVAZIONE:**

Anigas accoglie positivamente la proposta di aggiornamento dei criteri applicativi dell'Analisi Così Benefici relativa all'adozione di una nuova categoria di beneficio – Beneficio B9 – Sinergie di costo con altri sistemi energetici - finalizzata a quantificare il potenziale risparmio derivante dai costi che sarebbe necessario sostenere, in assenza dell'intervento oggetto di analisi, per il potenziamento e lo sviluppo di altre infrastrutture energetiche.

Tale categoria, dedicata alla valorizzazione delle sinergie di costo tra l'intervento proposto oggetto di analisi ed interventi su altre infrastrutture energetiche, ci sembra muovere nella direzione auspicata di promuovere una pianificazione coordinata delle infrastrutture energetiche, per la realizzazione di tutti i tipi di progetti necessari per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione secondo criteri di sostenibilità. Ciò anche tenuto conto dell'attuale dibattito in corso in merito alla revisione del Regolamento Ten-E.

**CONTRODEDUZIONI SRG:**

Si rileva con favore l'osservazione formulata in relazione al nuovo beneficio proposto in consultazione e si auspica possa essere incluso nella metodologia ACB da utilizzare per la valutazione dei Piani decennali di prossima predisposizione.

---

**OSSERVAZIONI RICEVUTE DA SERVIZIO ENERGIA ED ECONOMIA VERDE –  
ASSESSORATO DELL'INDUSTRIA – REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA****SPUNTO OSSERVAZIONE: S1****OSSERVAZIONE:**

Come evidenziato anche nelle osservazioni al PdS Terna 2020, si manifesta apprezzamento per la definizione di scenari di riferimento congiunti (BAU, PNIEC, DEC, CEN) dai quali si evince che le infrastrutture gas e quelle elettriche sono due elementi che concorrono al processo di transizione energetica e decarbonizzazione. Appare opportuno evidenziare, infatti, come negli scenari proposti, a un'elettrificazione spinta dei consumi corrisponda comunque un picco di domanda di gas derivante dalla produzione termoelettrica flessibile e come a una notevole capacità da fonte rinnovabile corrisponda comunque un adeguato parco di generazione a gas. Nonostante Terna nel PdS 2020 abbiamo adottato lo scenario DEC per traguardare il 2040, con un'elettrificazione spinta, si ritiene necessario non tralasciare gli aspetti positivi dello scenario CEN con particolare riguardo alla possibilità di puntare su vasta scala nella produzione di idrogeno, biometano e metano sintetico che nello scenario DEC è implementata in minore misura. In merito si evidenzia come nell'Allegato tecnico alle Linee guida per la regolamentazione e l'incentivazione dello sfruttamento delle risorse finalizzate alla realizzazione di impianti a bioenergie in Sardegna, approvate con Deliberazione alla n. 21/19 del 21 Aprile 2020 della Giunta Regionale sarda, si sia stimato un potenziale non sfruttato di biometano per la Sardegna pari a 200 Mmc come evidenziato anche nel piano di Enura Spa.

La possibilità di massimizzare la produzione e consumo di "gas verdi" rappresenta anche un modo per sviluppare le FER elettriche in quanto consente di ridurre l'*overgeneration* con la produzione di gas con

funzione di accumulo. In generale si ritiene che l'attenzione vada posta non tanto sul vettore energetico impiegato (gas o energia elettrica) ma quanto sull'origine di tale vettore che deve essere rinnovabile e quindi non comportare emissioni per la sua produzione. A riguardo è bene evidenziare che lo scenario CEN è caratterizzato da una riduzione delle emissioni rispetto al 1990 anche maggiore rispetto al DEC (2030: 42,9% vs 41,4%; 2040: 64,1% vs 63,7%).

#### **CONTRODEDUZIONI ENURA:**

Nessuna osservazione.

---

#### **SPUNTO OSSERVAZIONE: S4**

##### **OSSERVAZIONE:**

Si formulano osservazioni in merito a quanto previsto nel piano decennale di Enura riguardo la metanizzazione della Sardegna ed il relativo documento sugli scenari. Preliminarmente si coglie l'occasione per evidenziare come la Regione Autonoma della Sardegna persegue l'implementazione della configurazione "Virtual Pipeline", come previsto dal PNIEC a pagina 90 e 191 e come evidenziato da Enura pagina 5 del piano di sviluppo. Anche in ragione di tale assunto, la Regione Autonoma della Sardegna, congiuntamente alle altre regioni, ha espresso parere favorevole al PNIEC in sede di Conferenza Unificata a Dicembre 2019. In merito agli scenari di domanda occorre evidenziare come si ritiene fondamentale integrare la domanda potenziale di gas per la Sardegna includendo le stime per la conversione del parco termoelettrico e la ripresa della filiera dell'alluminio. In merito alla conversione del parco termoelettrico, a pagina 7 del piano di Enura si evidenzia che:

- Sulla base delle stime formulate da Terna in tale ambito, ai fini della sicurezza delle forniture elettriche oltre alla realizzazione di una ulteriore interconnessione, si prevede risulti necessaria l'operatività di due centrali a ciclo combinato CCGT per un totale di 400MW di potenza per una domanda aggiuntiva stimata in circa 100 Mmc
- Nel proprio Piano di Sviluppo 2020 Terna a pagina 44 dell'elaborato Avanzamento Piani di Sviluppo - Avanzamento Centro Sud afferma in merito al *Tyrrhenian Link* che "in Sardegna il nuovo HVDC e i rinforzi di rete individuati, nonché la presenza di nuova capacità di generazione per una potenza complessiva di c.ca 400 MW, consentiranno il raggiungimento dei benefici rappresentati dal B4 suindicato", confermando in tal modo la necessità di prevedere domanda gas per almeno 400 MW.
- In merito alla potenza installata per fonte, nel webinar del 15 giugno dedicato all'esposizione del proprio PdS 2020 Terna ha confermato gli scenari già forniti nell'incontro con le ONG del 15/10/2019 e nei quali si indica una potenza a gas che va da 400 MW del 2025 (PNIEC) a 500 MW al 2030 (PNIEC) fino a 2281 MW dello scenario DEC al 2030 e 2040. Questo conferma le necessità da un lato di prevedere la domanda di gas da termoelettrico dall'altra l'importanza dell'opera prevista nel piano Enura.
- In merito alla ripresa della filiera dell'alluminio, in ordine al *phase-out* dal carbone si ritiene opportuno prevedere e inglobare la relativa domanda di gas per la domanda di energia sia termica (per la produzione dell'allumina) sia elettrica (per la produzione dell'alluminio primario). In merito a tale necessità si ritiene si debba valutare anche congiuntamente la produzione di energia elettrica e termica ipotizzando la realizzazione di un centrale CHP che soddisfi entrambe le esigenze.

Sulla base di valutazioni tecniche dello scrivente Servizio il combinato disposto della conversione a gas dei gruppi a carbone e del ravvio della filiera dell'alluminio comporta una domanda supplementare rispetto a quella indicata nel piano per una quota che va da 460 Mmc a 720 Mmc in funzione della produzione congiunta di calore ed elettricità (CHP) o separata (caldaie + CTE) nella zona Sulcis. Tale quota supplementare dovrebbe essere valutata e inglobata nel Piano medesimo e porterebbe di certo ad un

deciso miglioramento del rapporto benefici costi dell'opera proposta da Enura.

In merito a quanto indicato a pagina 6 del documento scenari di Enura, occorre evidenziare come, i bacini 12 e 29 in Sardegna vadano inclusi nelle stime in quanto hanno successivamente al PEARS hanno aderito all'APQ metano e più in generale al progetto di metanizzazione dell'isola.

Si giudica positivamente quanto evidenziato a pagina 11 del documento scenari di Enura:

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

- VAN= 2.269 M€
- B/C= 2,1
- PBPE= 10 anni

La Regione Autonoma della Sardegna ritiene cruciale tale previsione che porta all'inclusione dei bacini 15, 16, 17, 22, 26 e 28 con particolare riferimento ai bacini 16 e 22 già in esercizio e 15 e 26 per cui i lavori sono in corso; si giudica positivamente che nella stima della domanda siano inglobati la domanda di tali bacini e che il rapporto B/C sia pari a 2,1 nella configurazione VP.

Coerentemente con la richiesta di rivedere al rialzo la domanda di gas naturale in Sardegna inglobando la domanda dei bacini 12 e 29, la conversione dei gruppi a carbone ed il riavvio della filiera dell'alluminio, si chiede di valutare l'aggiornamento dell'analisi costi benefici.

#### **CONTRODEDUZIONI ENURA:**

Enura ha provveduto a elaborare le analisi costi benefici per i Piani 2019-2028 e 2020-2029 sulla base dello scenario e delle migliori informazioni disponibili al momento della loro redazione. La Società si rende disponibile ad aggiornare le proprie analisi in relazione alle evoluzioni degli scenari di domanda anche in considerazione delle evidenze sopra espresse.

---

#### **SPUNTO OSSERVAZIONE: S5**

##### **OSSERVAZIONE:**

Nel rispetto degli esiti dello studio indipendente di RSE, commissionato con la deliberazione 335/2019/R/gas del 30.07.2019, e delle conseguenti determinazioni che ARERA intenderà adottare, si intende comunque evidenziare l'importanza e la strategicità del progetto di metanizzazione della Sardegna, contenuto sul piano decennale di Enura, al fine di perseguire il *phase out* dal carbone e compiere la transizione energetica secondo gli scenari congiunti elaborati dal SRG e da Terna al 2030 (PNIEC) e 2040 (DEC). Alla luce degli scenari congiunti, l'opera si configura non già come una semplice dorsale gas, ma come una vera e propria infrastruttura energetica nel quale si compie il paradigma del *sector-coupling*.

L'infrastruttura gas:

1. In combinazione con il meccanismo della Virtual Pipeline, consente di far partecipare al mercato del gas tutti gli utenti sardi a prezzi accessibili e paragonabili a quelli degli altri utenti nazionali;
2. determina un ambito regionale concorrenziale che favorisce la riduzione dei prezzi. In tale configurazione gli operatori del mercato di vendita agli utenti finali, distinti da quelli di gestione delle infrastrutture di rigassificazione, trasporto e distribuzione, si farebbero concorrenza sulla parte di prezzo legata all'approvvigionamento della materia prima. Mentre la parte di tariffa legata ai servizi di rigassificazione, trasporto, distribuzione e misura sarebbe regolata da ARERA;
3. è garanzia di omogeneità tariffarie e convergenze di prezzo tra territori sottesi al medesimo sistema di approvvigionamento e distribuzione; nel caso della Sardegna l'assenza di un sistema

interconnesso potrebbe portare alla formazione di diversi prezzi per diversi bacini di distribuzione in funzione del andamento del prezzo della materia prima GNL distribuita *off grids* in regime di mercato mediante carri bombolai e/o autobotti; si creerebbero mercati isolati con forte rischio di creare monopoli di base locale e conseguente aumento dei prezzi del gas e riduzione del suo potenziale di penetrazione;

4. Consente di realizzare la conversione a gas dei gruppi a carbone che, in assenza di una rete di trasporto, non potrebbe essere sostenuta dagli operatori della produzione elettrica che finora non hanno presentato progetti in merito (unico caso nel panorama nazionale); in merito è opportuno richiamare quanto evidenziato da Terna riguardo gli scenari di potenza termoelettrica flessibile al 2025, 2030 e 2040 che prevedono da 400 MW a 2281 MW installati;
5. Consente di implementare i benefici legati alla produzione e consumo di idrogeno, biometano e metano sintetico come evidenziato negli scenari congiunti SRG/Terna anche in chiave di stoccaggio energetico dell'*overgeneration*;
6. Consente la massima espansione delle FER elettriche proprio in ragione della possibilità di produrre gas verdi e della possibilità di realizzare potenza flessibile a gas che svolge la funzione di back up delle rinnovabili non programmabili; a riguardo è opportuno evidenziare come negli scenari Terna per la Sardegna ad un aumento sensibile della potenza FER corrisponde un aumento della potenza termoelettrica a gas.

Scenario	Termoelettrico [MW]			Fonti Rinnovabili Non programmabili [MW]	
	Gas	Other fuel and Other non res	other Res	PV	WIND
2025 PNIEC	400	150	93	1136	1315
2030 PNIEC	500	70	99	2228	2075
2030 BAU	1881	100	125	1445	1140
2040 BAU	1881	100	122	2257	1475
2030 DEC	2281	100	112	2198	2238
2040 DEC	2281	100	132	3112	3009

7. Consente di ridurre sensibilmente l'impiego di prodotti di origine petrolifera, soprattutto olio combustibile, gasolio e Gpl, nei consumi finali nei settori civile, industriale e trasporti con una modalità che garantisce sicurezza, flessibilità e continuità delle forniture di gas naturale agli utenti finali a prezzi competitivi soprattutto con l'implementazione della Virtual Pipeline.

#### **CONTRODEDUZIONI ENURA:**

Enura ritiene che il progetto presentato nell'ambito dei Piani 2019-2028 e 2020-2029 e che prevede la realizzazione di una dorsale di trasporto rappresenti la soluzione infrastrutturale preferibile per la metanizzazione della Sardegna per motivazioni di natura economica, di sicurezza e di sostenibilità ambientale. In relazione a tali aspetti si rimanda alle osservazioni formulate allo studio predisposto RSE.

---

**SPUNTO OSSERVAZIONE: S8****OSSERVAZIONE:**

In relazione al piano decennale di Enura appare opportuno evidenziare la necessità che la realizzazione della rete di trasporto nazionale e regionale prevista per la Sardegna sia coordinata con quella dei bacini di distribuzione, onde evitare rischi di duplicazione o di sviluppi disfunzionali delle infrastrutture.

In relazione al progetto di metanizzazione della Sardegna contenuto nel Piano decennale di Enura si ritiene necessario evidenziare come il progetto Galsi richiamato pagina 57 del piano di Snam Rete Gas, su richiesta della società Galsi Spa, costituisca una duplicazione del sistema di trasporto del gas naturale in territorio sardo e rappresenta anche a livello nazionale un progetto caratterizzato da notevoli criticità legate alle fonti di approvvigionamento e alle procedure di autorizzazione unica oltre e non è più contemplato nel PNIEC. Snam Rete gas evidenzia che non ha previsto interventi di interconnessione con tale opera che ha inserito non per propria iniziativa. Snam è viceversa impegnata nel progetto contenuto nel piano di Enura JV di cui detiene la maggioranza. Si ritiene opportuno che venga eliminato qualsiasi riferimento al Galsi.

**CONTRODEDUZIONI SRG:**

Nell'ambito del processo di predisposizione del proprio piano decennale SRG provvede ad effettuare una ricognizione sui progetti che possono richiedere una interconnessione al proprio sistema di trasporto alla quale possono partecipare tutti i soggetti interessati a promuovere loro iniziative. Nel corso di tale raccolta sono state fornite da diversi promoter informazioni su varie iniziative, tra cui anche il progetto GALSI. Al fine di garantire trasparenza e visibilità a tutti i progetti, SRG ha pertanto provveduto a inserire il progetto GALSI nell'Allegato 2 ai Piani, evidenziando tuttavia l'assenza di investimenti previsti per l'interconnessione alla propria rete non avendo ricevuto nessuna richiesta in tal senso da parte del *project promoter*.

---

**OSSERVAZIONI RICEVUTE DA EFET****SPUNTO OSSERVAZIONE: ULTERIORI OSSERVAZIONI****OSSERVAZIONE:**

We support having the TYNDPs every two years. This is also the practise for the ENTSOs at European level.

**CONTRODEDUZIONI SRG:**

Nessuna osservazione.

---

**SPUNTO OSSERVAZIONE: ULTERIORI OSSERVAZIONI****OSSERVAZIONE:**

The European Federation of Energy Traders (EFET) welcomes the opportunity to provide our comments to Snam's consultation on the TYNDP. We appreciate that on 15 April 2020, Snam and Terna have renewed a Memorandum of Understanding to relaunch and extend their collaboration and implement common initiatives. The agreement is specifically aimed at enhancing the potential synergies between gas and electricity systems, including dual fuel compression plants. We support the energy system integration coordination at national level that we have also seen at European level between the ENTSOs. The European Commission also set out the EU Strategy for Energy System Integration.

We understand that Snam is planning to convert its compression and storage facilities into gas-electric plants, with a view to develop new flexible resources for the electrical grid. As written in the TYNDP, Snam would like to convert its compression plants into dual fuel plants, which can therefore be powered by both gas and electricity.

However, we see the risk that, as Snam itself states in the TYNDP, it may offer flexibility services which are, and must remain, a competing activity carried out by market participants. Current unbundling rules provide for the separation of regulated monopoly system operation from all the other competitive activities in the sector, ensuring that Transmission System Operators (TSOs) and Distribution System Operators (DSOs) act as neutral facilitators of the market.

The gas TSO, instead of using gas to push it into gas pipelines as it currently does (self - consumption gas covered by the gas tariffs), in the future could use:

- electricity by absorbing it from the network. When there is a surplus, the gas TSO would activate the compressors with electricity, and in this way, it can offer a service to the electricity TSO in the ancillary services market (a scendere).
- gas, when there is an electricity shortage, to activate natural gas compressors and in this way, it can offer a service to the electricity TSO in the ancillary services market (a salire).
- In addition, if the second service is not enough to cover the electricity shortage, it could also increase the supply of electricity to the grid by producing electricity with gas compressors.

Therefore, Snam would have the possibility in the future to arbitrage, based on its convenience and Terna's needs. Furthermore, in ARERA's consultation on innovative gas pilot project 39/2020/R/gas, the NRA proposed bi-power compression systems on gas transmission networks to extend the use of current turbines for gas compression to the production of electricity. We argue that Snam initiative is not in line with the EU and national unbundling rules and with the EU Directive 2009/73 and Legislative Decree 93/11 because Snam as a gas TSO cannot offer flexibility services for electricity and cannot produce electricity.

### **Whole system approach and a potential role for hydrogen**

On hydrogen, we understand that the current TYNDP does not provide much detail in line with ARERA's Decision 335/2019/R/Gas. Yet, replacement of natural gas with hydrogen allows the gas system to play an ongoing role in a decarbonised framework using existing assets in many cases.

Ultimately, there could be dedicated hydrogen grids, but in the interim, opportunities may exist for blends or co-transportation, subject to design of new operational frameworks and the ability to overcome current technical constraints such as burners being able to accommodate a variable mix. EU support to kick-start the hydrogen market, and in particular to ensure that hydrogen is not disadvantaged against other technologies through the design of support schemes and allocation of transport infrastructure costs, will help to achieve a more efficient decarbonisation strategy.

To the extent that a hydrogen grid may be widespread and replace large parts of the natural gas transportation and distribution networks, then it is likely to be in a monopolistic position. Even in markets where pipe to pipe competition exists (such as in North America), there is still a strong requirement for regulation. Nevertheless, just as there are closed systems where TPA may not be relevant, or particular pieces of infrastructure where an exemption may be granted, or upstream networks where access is negotiated, there may also need to be some flexibility. The creation of an internationally traded market is also unlikely unless there are compatible and at least harmonised access rules. Experience has shown that regulation has been essential in creating convergence of access terms to facilitate trading. It also seems intuitive that transportation of hydrogen through dedicated systems and transportation of hydrogen through natural gas networks should not be different without good reason related to physical characteristics. This also suggests that a regulatory framework is advisable.

A hydrogen market should not be seen in isolation. A coherent view of hydrogen, natural gas and electricity in a number of regulatory aspects is needed in order to foster the development of sustainable markets with functioning connections to one another. This includes, but is not limited to:

- Tariff-setting and cost allocation procedures including rules for value assessments for conversion of infrastructure between natural gas and hydrogen, how to deal with the issue of sunk costs for parts of infrastructure etc.
- Network planning including European guidelines on transparency and assessment in case of competing network expansion solutions between power, natural gas and hydrogen.
- Balancing, alignment of rules between natural gas and hydrogen, especially in case of blended



networks

- Interoperability

In the early phases of balancing, some additional tools may be necessary to ensure that TSOs are able to ensure the system remains safe, until the market reaches maturity and is able to deliver balancing services economically. Investment in new hydrogen storage, repurposed natural gas storage, demand management and production flexibility will need to be justified by price volatility and seasonality. This may also reveal the contribution of sustainable (blue, turquoise, green etc.) hydrogen in being able to deliver flexible production that helps grids to accommodate growing levels of renewable and decarbonised hydrogen – and higher levels of peak RES production - by allowing for a more flexible supply.

Any regulatory framework should include procedures for modification, to allow frameworks to respond to new challenges, technologies and services arising.

### **Utilising market-based mechanisms and adapting market instruments whenever financial support for new, low carbon energy sources is considered, while respecting sectoral unbundling rules**

Hydrogen must become part of the European internal energy market, which has been an enormous achievement since implementation of the early Electricity and Gas Directives, and contribute to the overall efficiency of the energy system. Nevertheless, it is recognised that existing hydrogen markets will be impacted and consideration should be given to the different end-markets that will be affected.

In order to achieve this, market participants, regulators, TSOs and DSOs could contribute through:

- Providing clear price signals to incentivise investment in the most cost-effective decarbonisation solutions and technologies and enabling the deployment in the most cost effective locations, irrespective of Member State borders.
- Underpinning a level playing field for technology developers, so that cross-subsidisation or subsidy pancaking for particular technologies may be avoided.
- Facilitating optimisation of grid infrastructure at transmission and distribution levels and increasing integration of power and gas infrastructure.
- Ensuring that producers and suppliers using various technologies face whole system price signals reflecting the costs they impose on gas and power networks, and that economic behaviour and commercial decisions are not distorted by misallocation of legacy system costs that have been irreversibly incurred, nor by the costs of unwarranted expansion and reinforcement of grids in future.

In order to ensure a harmonised regulatory framework for the future gas market in Europe and in Italy, where hydrogen, as well as other low carbon, renewable and decarbonised gases, are set to play a more prominent role, the European Network Codes and other existing regulations such as Renewable Energy Directive II and national legislation should be reviewed and adapted accordingly.

Further work is necessary to understand how flexibility markets in hydrogen supply can be achieved to allow consumers to be supplied. The roles of storage, demand side management, and controllable production of sustainable hydrogen will be fundamental to the sector's ability to contribute to an efficient, integrated, decarbonised energy system. Regulated system operators should maintain their role of neutral market facilitators and similar principles should be extended to new services and technologies including production activities. The construction, ownership and operation of such installations should therefore be provided by the market to ensure optimal use of such assets.

### **CONTRODEDUZIONI SRG:**

#### **Centrali dual fuel**

Si rimanda alle controdeduzioni effettuate alle precedenti osservazioni sul tema.

## Rete ad Idrogeno

Si condivide l'opportunità di prevedere una evoluzione del quadro regolatorio che consenta di pianificare adeguatamente gli investimenti che possono supportare la transizione energetica, con particolare riferimento a quelli volti a favorire l'integrazione dei green gas nel sistema energetico (in primis idrogeno) sia attraverso la realizzazione di nuove infrastrutture che tramite la riconversione di quelle esistenti.

---

## OSSERVAZIONI RICEVUTE DA ENEL

### SPUNTO OSSERVAZIONE: S1

#### OSSERVAZIONE:

1. **PREMESSA.** Enel limita le proprie osservazioni, sul Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2020-2029, esclusivamente ai progetti di conversione di alcune centrali di compressione utilizzate nella rete di trasporto del gas (Malborghetto, Poggio Renatico, Messina) ed in prospettiva anche in alcuni siti di stoccaggio (Minerbio, Fiume Treste e Settala) in impianti "dual fuel" che saranno alimentabili quindi (oltre che a gas) anche ad elettricità per totale, ad oggi, di circa 100 MW.
2. **obiettivi.** Le installazioni di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori avrebbero due obiettivi (i) ridurre i consumi e le emissioni inquinanti per la compressione del gas (ii) fornire flessibilità per il bilanciamento della rete elettrica. Mentre il primo obiettivo è pienamente condivisibile, in quanto con l'elettificazione dei consumi si consegue certamente un beneficio ambientale per svolgere le medesime attività, il secondo obiettivo appare critico in quanto la fornitura di servizi di flessibilità per il bilanciamento della rete elettrica è, e deve restare, un'attività in concorrenza.
3. **flessibilità.** Si rileva che nell'analisi costi/benefici per la valutazione dei progetti relativi alle centrali dual fuel, è stata computata anche la fornitura di flessibilità al sistema elettrico con la partecipazione al mercato MSD delle centrali di SNAM. Peraltro la quantificazione di tali benefici, assume un ruolo importante nell'analisi ed è valutata fino a 120,7 M€ per le sole centrali sulle reti di trasporto. Attraverso queste centrali si prospetterebbe quindi, non solo di minimizzare i costi di gestione della rete gas, individuando di volta in volta la fonte più economica di alimentazione delle centrali di compressione, ma anche di vendere a Terna in MSD servizi di flessibilità per modulazione/bilanciamento.
4. **servizi/arbitraggio.** In sostanza con l'installazione delle centrali dual fuel, almeno in linea teorica, Snam potrebbe svolgere le seguenti attività per Terna: (a) offerta di un servizio di flessibilità con modulazione della domanda elettrica; (b) offerta di produzione e cessione di energia elettrica. Mentre la prima attività è esplicitamente richiamata nel Piano Decennale la seconda rimane implicita e si evince dalla consultazione dell'Autorità in merito ai progetti pilota e gli utilizzi innovativi delle reti gas (DCO 39/2020/R/GAS), laddove si sono prospettate sperimentazioni per sistemi di compressione bi-power sulle reti di trasporto del gas per estendere l'uso delle attuali turbine per la compressione del gas alla produzione di energia elettrica. Snam potrebbe quindi assorbire energia elettrica dalla rete, quando questa è in eccesso, per attivare i compressori ad elettricità ed in questo modo offrire un servizio c.d. "a scendere" verso Terna; oppure potrebbe utilizzare il gas, quando l'energia elettrica è in scarsità, per attivare i compressori a metano e in questo modo offrire un servizio c.d. "a salire" verso Terna. In questo secondo caso potrebbe inizialmente ridurre la domanda di energia dalla rete Terna e, se questo non bastasse, aumentare anche l'offerta di energia alla rete elettrica producendo elettricità con i compressori a gas opportunamente modificati per tale finalità. In altri termini Snam avrebbe la possibilità in futuro, di fare arbitraggio, in base alla sua convenienza ed alle esigenze di Terna.
5. **unbundling.** Il progetto di conversione solleva dubbi di compatibilità con la normativa comunitaria e nazionale in tema di unbundling: tali disposizioni rispondono all'obiettivo di evitare che il TSO possa discriminare –sia con riferimento all'accesso e uso delle infrastrutture che nel

dispacciamento– tra i diversi operatori di mercato, favorendo le proprie iniziative. In particolare, Snam non può svolgere l'attività di produzione di gas e di energia elettrica: è infatti esplicita la previsione dell'art. 9 della Direttiva UE 2009/73, così come recepita dall'art. 19 del D. Lgs. 93/11, laddove si impone a Snam (in qualità di gestore della rete di trasporto gas) il divieto di svolgere l'attività di produzione di gas naturale e di elettricità. Analogamente l'offerta di servizi di flessibilità appare idonea ad alterare le dinamiche concorrenziali nel mercato di tali servizi (dove la normativa primaria e la regolazione prevedono già la figura dei Balancing Service Provider quali soggetti che possono fornire servizi di dispacciamento al gestore di rete), pregiudicando il ruolo di neutralità proprio di Snam. Tale principio dovrebbe valere a maggior ragione nell'ipotesi in cui si dovesse ipotizzare un contributo di Snam nell'offerta di servizi di flessibilità anche lato gas.

6. **memorandum.** Si ricorda che il 15 aprile 2020 Snam e Terna hanno rinnovato un Memorandum of Understanding che riguarda anche le centrali dual fuel (o bi-power), per lo sviluppo di nuove risorse di flessibilità per il sistema elettrico. Qualora trovasse applicazione un'offerta di servizi da parte di Snam in MSD, tale accordo sarebbe idoneo ad incidere sull'indipendenza e neutralità anche della stessa Terna. Quest'ultima infatti, in qualità di arbitro e Gestore dei servizi di flessibilità in questione, dovrebbe acquisire tali servizi sul mercato, senza alterarne la concorrenza avvantaggiando il Partner che si avvale della relativa consulenza.
7. **deroghe e mitigazioni.** In considerazione di tutto quanto sopra espresso e fermo restando il divieto assoluto per Snam di svolgere attività di produzione di energia elettrica o gas, qualora si riconoscano all'iniziativa relativa all'offerta dei servizi di flessibilità dei benefici di efficienza per il sistema in termini di sector coupling, allora risulterebbe necessario prevedere delle opportune misure di mitigazione funzionali a minimizzare (se non annullare) ogni possibile rischio di discriminazione ed alterazione della concorrenza. Si riportano nel prosieguo, senza pretesa di completezza, alcune possibili soluzioni di mitigazione che potrebbero essere adottate, valutando il pro ed il contro di ciascuna: (i) limitare la dimensione del progetto (ii) predisporre algoritmi noti ex-ante per le offerte (iii) affidare il servizio ad un soggetto terzo tramite gara. In particolare tali soluzioni dovrebbero essere valutate tenendo conto dei possibili vantaggi indebiti ottenibili da Snam in qualità di responsabile del bilanciamento gas, posto che lo stesso: (1) potrebbe assumere configurazioni di funzionamento dei compressori dual fuel che risultano antieconomiche per il trasporto gas e quindi per gli Utenti del trasporto gas al fine di massimizzare i guadagni nella fornitura di servizi al mercato elettrico (2) dispone di informazioni privilegiate sull'andamento atteso di variabili rilevanti del prezzo gas (es. evoluzione del prezzo del gas intraday e del prezzo di sbilanciamento) – che potrebbe utilizzare avvantaggiandosi rispetto agli operatori di mercato "normali"; (3) potrebbe al limite influenzare il prezzo del gas al fine di modificare sia il suo costo di acquisto che il prezzo dell'energia elettrica e dei servizi negoziati su MSD.
8. **limitare la dimensione del progetto.** La prima misura che potrebbe essere adottata è quella di prevedere che il perimetro sia ben definito e la dimensione sia limitata. Ciò al fine di neutralizzare il rischio connesso alla possibilità per Snam di influenzare i prezzi adottando comportamenti che portino a distorcere il mercato. Tuttavia questa misura potrebbe non essere sufficiente in quanto sarebbe difficile, qualora funzionale al sistema, limitare nel tempo l'espansione di capacità.
9. **predisporre algoritmi noti ex-ante per le offerte.** Un'altra possibile soluzione è quella di prevedere che le scelte di alimentazione dei compressori e le offerte sui mercati (di acquisto del gas/dell'energia elettrica per l'azione di compressione e di vendita di energia elettrica in MGP e di servizi in MSD) siano effettuate sulla base di algoritmi predefiniti. Questa soluzione, tuttavia, rischia di essere difficilmente adottabile in quanto sarebbe difficile poter individuare - sulla base di un algoritmo predefinito - scelte efficienti di offerta sui diversi mercati; posto che queste scelte –data le regole che caratterizzano i diversi mercati e le diverse gate closure degli stessi– richiedono ampia discrezionalità. Quindi, una soluzione basata sull'adozione di un algoritmo predefinito, per quanto semplicemente implementabile, rischia di ridurre sensibilmente l'efficienza nell'utilizzazione dei compressori.
10. **affidare il servizio ad un soggetto terzo tramite gara.** Una soluzione più efficace potrebbe essere quella di affidare ad un soggetto terzo, individuato attraverso apposite procedure competitive, le scelte di alimentazione dei compressori e di offerta nei mercati. In analogia ad un contratto di tolling

chiamiamo il soggetto aggiudicatario Toller. Snam in questo caso si limiterebbe a definire il programma di compressione (che dovrebbe essere reso pubblico al fine di evitare il rischio di fornire informazioni privilegiate al Toller) ed a gestire tecnicamente i compressori. Il programma finale di uso dei compressori dovrebbe essere definito a partire dalle esigenze di SNAM e dall'offerta di servizi di flessibilità. Questa soluzione, per quanto di complessa implementazione, potrebbe eliminare il rischio di comportamenti discriminatori da parte di Snam in qualità di responsabile del bilanciamento. Resta inteso che la compatibilità di tale progetto con la disciplina unbundling presuppone in ogni caso l'estraneità di Terna rispetto allo stesso, a dispetto di quanto risulterebbe dal sopra menzionato Memorandum of Understanding.

#### **CONTRODEDUZIONI SNAM RETE GAS:**

Si rimanda alle controdeduzioni effettuate alle precedenti osservazioni sul tema.

---

### **OSSERVAZIONI RICEVUTE DA ENERGIA LIBERA**

#### **SPUNTO OSSERVAZIONE: S5**

##### **OSSERVAZIONE:**

Nell'ambito degli interventi riportati nel Piano, SRG ha previsto l'installazione nelle proprie centrali di spinta di Malborghetto, Messina e Poggio Renatico di elettrocompressori in sostituzione degli attuali turbocompressori, con una potenza complessiva di tali elettrocompressori, che entrerebbero in esercizio nel 2024-2025, pari a 63 MW. Al fine di effettuare l'analisi costi-benefici relativa a tale intervento, SRG ha ipotizzato una partecipazione al mercato MSD delle centrali come price taker, che determinerebbe una riduzione dei prezzi del mercato di bilanciamento elettrico, e ha stimato, con l'ausilio di modelli di simulazione del mercato elettrico, la riduzione dei costi per il sistema elettrico determinata dalla fornitura di servizi di flessibilità. In virtù di tale intervento SRG non si limiterebbe a consumare gas nelle centrali di spinta, come fa attualmente, con i costi relativi al gas per autoconsumo coperti dalle tariffe di trasporto, ma si troverebbe nella posizione di fare arbitraggio, potendo decidere le modalità di attivazione dei compressori non più solo nella prospettiva di riduzione dei costi, ma sulla base di valutazioni di convenienza economica e in funzione delle esigenze di bilanciamento del sistema da parte di Terna. Infatti, SRG si troverebbe nella possibilità:

1. in caso di surplus di energia elettrica, di prelevare energia elettrica dalla rete utilizzandola per attivare i compressori, potendo così offrire un servizio sul MSD (offerta a scendere);
2. in caso di deficit di energia elettrica, di attivare i compressori utilizzando gas naturale, potendo anche in questo caso offrire un servizio sul MSD (offerta a salire); non è inoltre da escludere, sulla base di quanto riportato nel Piano, che, se tale servizio non fosse sufficiente a coprire il deficit di energia elettrica, Snam possa anche incrementare la fornitura di energia elettrica alla rete, producendo tale energia con i compressori a gas.

Preliminarmente osserviamo che non risultano chiare le modalità con le quali SRG ipotizza di partecipare al MSD, se offrendo servizi a prezzo zero o sulla base di prezzi definiti in funzione dell'andamento del mercato. In generale, in merito a tale iniziativa, riteniamo problematico che SRG possa offrire servizi di flessibilità al sistema elettrico, la cui fornitura dovrebbe rimanere un'attività svolta in regime concorrenziale da parte delle imprese di mercato. In particolare, riteniamo sussistano problemi di compatibilità con le attuali regole di unbundling definite a livello europeo dalla Direttiva 2009/73/CE e nazionale dal Decreto Legislativo 93/11, che non dovrebbero consentire a SRG, in qualità di TSO nel mercato del gas, di produrre energia elettrica e di offrire servizi di flessibilità a beneficio del sistema elettrico. Le attuali regole di unbundling prevedono infatti la separazione delle attività svolte in regime di monopolio regolamentato rispetto alle altre attività concorrenziali dei settori elettrico e gas, garantendo che i gestori dei sistemi di trasmissione

(TSO) e i gestori dei sistemi di distribuzione (DSO) fungano da “facilitatori” neutrali del mercato. Da questo punto di vista, poco rileva il fatto che - come sostenuto da SRG nel corso della sessione pubblica di Q&A dei Piani Decennali del 17 giugno - il principale driver per l’iniziativa di conversione delle centrali sia il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione, dal momento che, in virtù della partecipazione al MSD, il TSO potrebbe ottenere dei ricavi aggiuntivi in un segmento concorrenziale del mercato elettrico, che andrebbero ad aggiungersi ai ricavi regolati derivanti dallo svolgimento delle attività regolate nel settore del gas, a scapito degli altri operatori di mercato attivi nel mercato elettrico.

#### **CONTRODEDUZIONI SNAM RETE GAS:**

Si rimanda alle controdeduzioni effettuate alle precedenti osservazioni sul tema.

---

### **OSSERVAZIONI RICEVUTE DA ENI**

#### **SPUNTO OSSERVAZIONE: S4**

#### **OSSERVAZIONE:**

Tra i progetti più significativi del piano di Snam spicca la realizzazione della nuova “Linea Adriatica”. L’investimento si inserisce in un quadro in cui il sistema Italia si vuole configurare come hub europeo e Paese di transito del gas, in particolare sulla direttrice Sud-Nord. Per tali investimenti è essenziale che, ancor prima della loro realizzazione, venga definita la corretta allocazione dei costi (di entità rilevante e quindi con impatti tariffari presumibilmente rilevanti) in funzione dei benefici apportati ai singoli Paesi che ne risultano beneficiari. In altri termini, trattandosi di investimenti che non sono necessari a garantire il soddisfacimento della domanda nazionale, bensì con la funzione di incrementare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento del resto d’Europa aumentandone la sicurezza, i relativi costi devono essere opportunamente allocati ai Paesi che ne beneficeranno, con il ricorso allo strumento della cross-border cost allocation. Ciò vale in particolare modo nel caso della dorsale adriatica essendo il progetto incluso tra i PIC e avendo quindi possibilità di accesso ai meccanismi di cross-border cost allocation ai sensi del Regolamento TEN-E (art. 12). Diversamente si farebbero gravare interamente sui consumatori italiani i costi sostenuti per investimenti i cui benefici verrebbero goduti dagli altri Paesi europei.

Premesso quanto sopra, tenuto conto che il costo complessivo a vita intera dell’intero progetto “Linea Adriatica” ammonta a oltre 1,9 miliardi di euro, è necessario che sia valutata l’effettiva necessità e opportunità prospettica di realizzare l’investimento. Infatti:

- sulla base delle attuali durate convenzionali tariffarie dei cespiti, l’infrastruttura avrebbe costi che verrebbero recuperati in tariffa in 40/50 anni;
- sulla base degli attuali criteri tariffari, i costi del trasporto, ivi compresi i nuovi investimenti, hanno una incidenza inversamente proporzionale ai volumi di gas complessivamente trasportati.

Ciò implica che, qualora gli scenari di domanda sottesi all’analisi Costi/Benefici non dovessero realizzarsi, la garanzia di recupero dell’investimento potrebbe innescare per decenni una spirale di tariffe di trasporto crescenti, in un contesto in cui le infrastrutture potrebbero diventare “stranded” e contribuire esse stesse a rendere meno competitivo il gas e, quindi, ad incidere negativamente sulla sua domanda.

Quanto sopra assume particolare rilievo in considerazione del fatto che il recupero tariffario degli investimenti in questione si estenderà ben oltre gli orizzonti temporali (2030 e 2050) entro i quali le policy nazionali ed europee prevedono il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica e di decarbonizzazione. Su tali orizzonti, specie quelli di più lungo termine, sussistono ad oggi incertezze rispetto al fatto che si sviluppi o meno una infrastruttura di trasporto separata e dedicata all’idrogeno: se ciò si verificherà – e se pertanto l’attuale rete gas continuerà a garantire il trasporto del solo gas naturale e biometano, in quantitativi verosimilmente in diminuzione per far posto all’incremento dei volumi di idrogeno – il rischio di una spirale tariffaria di cui sopra e di nuove infrastrutture gas “stranded” sarebbe

ancora maggiore.

#### **CONTRODEDUZIONI SNAM RETE GAS:**

Si rimanda alle controdeduzioni effettuate alle precedenti osservazioni sul tema.

Con particolare riferimento al recupero tariffario degli investimenti su orizzonti di lungo termine in relazione al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, si evidenzia come gli interventi sui metanodotti e componentistica considerati nel piano, con l'eccezione di componentistica di modesto valore economico (ad esempio i gascromatografi), risultino compatibili con immissione e trasporto di quote crescenti di gas rinnovabili, idrogeno incluso.

---

#### **SPUNTO OSSERVAZIONE: S5**

##### **OSSERVAZIONE:**

In aggiunta alle considerazioni riportate allo spunto S4 con riferimento all'investimento per la "Linea Adriatica", si osserva che tra gli interventi di rinnovo della rete nazionale che rappresentano elemento di maggior novità rispetto ai precedenti Piani spicca la prevista installazione, da parte di SRG in alcune delle proprie centrali di spinta, di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori esistenti, che da un lato consentirebbe di ridurre i consumi e le emissioni inquinanti per la compressione del gas e dall'altro andrebbe nella direzione di un maggior accoppiamento dei settori del gas e dell'elettricità (*sector integration*). Attraverso queste centrali si prospetterebbe quindi, non solo di minimizzare i costi di gestione della rete gas, individuando di volta in volta la fonte più economica di alimentazione delle centrali di compressione, ma anche di rendere disponibili a Terna in MSD servizi di flessibilità per modulazione/bilanciamento. Relativamente in particolare a tale secondo aspetto, al momento mancano gli elementi di ulteriore dettaglio necessari per poter esprimere una valutazione compiuta di compatibilità regolatoria rispetto alla normativa comunitaria e nazionale in tema di *unbundling*. Ai sensi dell'art. 9 della Direttiva UE 2009/73, così come recepita dall'art. 19 del D. Lgs. 93/11, ai gestori della rete di trasporto gas è fatto divieto di svolgere l'attività di produzione o di fornitura di gas naturale e di elettricità: nel caso dell'offerta di servizi di flessibilità, nell'ipotesi in cui Snam agisse solo come Unità di Consumo nell'ambito del sistema elettrico, va considerato che si potrebbe trovare comunque ad acquistare e a rivendere energia in un mercato concorrenziale (fornitura a Terna di riserva a scendere e a salire). Pertanto, qualora si riconoscano all'iniziativa benefici di efficienza per il sistema in termini economici, ambientali e di *sector integration*, dovrebbero essere opportunamente indirizzate le possibili criticità connesse e valutati meccanismi regolatori idonei a prevenire i possibili effetti distorsivi sui mercati. A titolo esemplificativo, si potrebbero valutare soluzioni per mezzo delle quali:

- a) i margini / minori costi da MSD vengano considerati in riduzione nella determinazione dei ricavi riconosciuti all'impresa maggiore di trasporto nell'anno successivo;
- b) Snam non partecipi direttamente a MSD ma delegando un soggetto terzo (BSP) selezionato

Appare comunque necessario che vengano forniti ulteriori dettagli sulle modalità di partecipazione al MSD rispetto a quelli contenuti nel documento e che venga chiarito cosa si intende per partecipazione al mercato come "*price taker*" in un mercato che oggi è organizzato in base ad un criterio "*pay-as-bid*".

#### **CONTRODEDUZIONI SNAM RETE GAS:**

Si rimanda alle controdeduzioni effettuate alle precedenti osservazioni sul tema.

---

## OSSERVAZIONI RICEVUTE DA EP PRODUZIONE

### SPUNTO OSSERVAZIONE: S5

Il progetto di **conversione delle centrali di compressione**, incluso nel Piano di sviluppo di Snam Rete Gas, prevede l'installazione nelle proprie centrali di spinta utilizzate per il trasporto del gas di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori, trasformandole in impianti dual fuel, funzionanti sia a gas che con l'energia elettrica, al fine di ridurre i consumi e le emissioni inquinanti, ma anche per offrire servizi di flessibilità in termini di bilanciamento del sistema "a salire" e/o "a scendere".

Si rileva a tal proposito una potenziale incompatibilità con i principi di unbundling e con la legislazione europea ed italiana in materia (in particolare, la Direttiva UE 2009/73 e il D.Lgs. 93/11) tra la fornitura di servizi di dispacciamento in concorrenza e l'attività regolata del Gestore di Rete. La fornitura di servizi di flessibilità per il bilanciamento della rete elettrica o di ulteriori servizi (quale, ad esempio, la regolazione della tensione di rete) rappresenta infatti un'attività in concorrenza. I TSO hanno il compito di facilitare la partecipazione degli operatori di mercato in condizioni di assoluta neutralità, sotto la supervisione dell'Autorità, la quale garantisce il rispetto delle regole evitando che i soggetti regolati competano in condizione di vantaggio a danno degli operatori di mercato.

Con riferimento al progetto di metanizzazione della Sardegna del Piano di Sviluppo di Enura, si riportano di seguito alcune considerazioni:

- Si ritiene non sostenibile uno scenario che preveda un prezzo gas per la Sardegna non allineato al resto d'Italia. Riteniamo pertanto lo scenario LNG a mercato non sostenibile e discriminatorio per i consumatori di gas in Sardegna. Anche nel caso di realizzazione della Virtual Pipeline, risulta necessaria la socializzazione di tutti i costi legati alle infrastrutture e alle attività a questa collegate, considerando la connessione virtuale come un asset completamente regolato, con l'obiettivo di equiparare il costo gas in Sardegna al costo gas nel resto d'Italia, evitando l'insorgere di un ingiustificabile svantaggio competitivo per gli operatori dell'isola.
- Non soltanto il costo della commodity dovrebbe essere pari, in Sardegna, allo stesso prezzo al PSV previsto nel resto del mercato gas nazionale, ma anche tutti i costi aggiuntivi necessari per l'immissione di gas nella rete sarda, vale a dire attività di rigassificazione, di trasporto, di logistica nazionale e internazionale, eventuali maggiori costi per la materia prima (nel caso in cui sia necessario acquistare il gas dai terminali di rigassificazione nazionali o internazionali oppure come carichi di LNG sul mercato nazionale o internazionale, anche per garantire la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti o per coprire picchi di domanda) non dovrebbero comportare una penalizzazione per gli utenti sardi. Ad esempio, se così non fosse, un produttore di energia con un impianto a gas in Sardegna, che venda energia elettrica prodotta al prezzo zonale sardo, già sostanzialmente allineato al resto d'Italia, si verrebbe a trovare in una situazione di svantaggio nel mercato, dovendo acquistare la materia prima ad un prezzo tendenzialmente sempre maggiore, in quanto inclusivo dei maggiori oneri di logistica. Questo comporterebbe un evidente e non giustificabile differenziale di costo, con evidente e altrettanto ingiustificabile svantaggio competitivo per gli impianti localizzati in Sardegna.
- Per quanto detto al precedente punto, anche i costi di bilanciamento sostenuti per coprire eventuali picchi di domanda e per garantire la sicurezza negli approvvigionamenti (e.g. con acquisti di carichi spot di LNG sul mercato internazionale) dovrebbero essere necessariamente socializzati a livello nazionale.

Si richiedono, inoltre, alcuni chiarimenti in merito al progetto presentato da Enura:

- Si ritiene opportuno fornire un maggior grado di dettaglio sulla capacità pianificata e sulla localizzazione dei terminali di rigassificazione previsti sia nello scenario "Virtual Pipeline" sia nello scenario "GNL a mercato".
- La descrizione del progetto dovrebbe presentare maggiori informazioni riguardo le tempistiche previste per la realizzazione di ciascuno dei terminali di rigassificazione, specificandone la data di

entrata in esercizio nei due scenari considerati e il relativo sviluppo della rete di trasporto/distribuzione. A tal proposito, pur comprendendo l'ipotesi di una "metanizzazione progressiva" dell'isola, si ritiene fondamentale garantire uno sviluppo omogeneo dell'infrastruttura all'interno del territorio sardo, al fine di evitare penalizzazioni ingiustificate di alcune aree rispetto ad altre.

- Si richiede un chiarimento sulle motivazioni del differente numero di terminali GNL previsti nello scenario GNL a mercato (due terminali) rispetto allo scenario Virtual Pipeline (tre terminali). Si richiede inoltre di chiarire se questi terminali saranno costruiti da privati o dal gestore della rete gas e come si prevede saranno inquadrati dal punto di vista regolatorio nell'ambito dell' unbundling del settore.
- Non sono chiare alcune differenze di costo nella quantificazione dei Capex totali del progetto tra il caso che prevede realizzazione della Virtual Pipeline rispetto all'ipotesi di GNL a mercato: si rilevano in particolare degli scostamenti dei costi di distribuzione (che passano da 579 €m a 355 €m) e degli "altri costi" (in diminuzione, da 146 €m a 71 €m). A cosa è dovuta tale riduzione?
- Riteniamo sia necessario rappresentare in modo più chiaro le curve attese di costo del gas in Sardegna nei due scenari analizzati (comprensivo della commodity, degli oneri accessori e degli eventuali ulteriori costi di logistica nazionale e internazionale), per tutto il periodo considerato nel Piano di sviluppo, per meglio comprendere le ipotesi relative al costo della commodity, alla stima dei consumi, al grado di competitività del prezzo che le infrastrutture e gli investimenti previsti garantiranno ai consumatori gas localizzati in Sardegna rispetto ai consumatori gas del resto d'Italia.
- Si ritiene opportuno un chiarimento sui consumi di gas attesi e sulle eventuali differenze nei due scenari considerati. Nel caso fosse previsto un eventuale delta di consumo gas fra i due scenari, andrebbero chiarite le motivazioni alla base, ovvero se tale scostamento sia imputabile al differente prezzo di approvvigionamento del gas o riconducibile ad altri motivi (quali ad esempio una diversa struttura della rete di distribuzione oppure la mancata perequazione del costo delle infrastrutture) e in quale misura.
- Si chiede un chiarimento sulle modalità previste nello scenario "GNL a mercato" per la fornitura di gas nelle zone non fornite dalla rete di distribuzione, chiarendone i costi e gli eventuali impatti ambientali.

#### **CONTRODEDUZIONI SNAM RETE GAS:**

Si rimanda alle controdeduzioni effettuate alle precedenti osservazioni sul tema.

#### **CONTRODEDUZIONI ENURA:**

Enura ritiene che il progetto presentato nell'ambito dei Piani 2019-2028 e 2020-2029 rappresenti la soluzione infrastrutturale preferibile per la metanizzazione della Sardegna per motivazioni di natura economica, di sicurezza e di sostenibilità ambientale.

Vengono di seguito riportati i chiarimenti richiesti in merito al progetto:

- Gli investimenti pianificati permettono di servire un mercato con punte orarie da 415 kSm<sup>3</sup>/h (più come indicato nel Piano un ulteriore picco orario per eventuale conversione di centrali termoelettriche a gas). In entrambe gli scenari si prevede lo sviluppo dei terminali a Oristano (2 nella configurazione Interconnessione Virtuale, 1 nella configurazione GNL a mercato) e Cagliari (1 in entrambe le configurazioni). La rete è comunque predisposta per essere alimentata da Oristano, Cagliari, Porto Vesme e Porto Torres.
- La distribuzione temporale dei costi è stata pensata per accompagnare l'incremento graduale della domanda di gas. Vista la scalabilità e la modularità delle infrastrutture necessarie alla metanizzazione dell'isola si può prevedere che la realizzazione delle infrastrutture di trasporto, così come quelle di rigassificazione e distribuzione seguirà l'evolversi della crescita della richiesta di gas.
- Il numero differente dei rigassificatori previsti nelle due configurazioni è direttamente dipendente dalla domanda gas che è stata stimata per i due differenti scenari
- Così come per le infrastrutture di rigassificazione anche le infrastrutture di distribuzione e di shipping hanno costi più bassi nella configurazione a mercato in relazione alla minore domanda che si ipotizza di servire.
- Le informazioni richieste in relazione all'andamento delle commodity in Sardegna nel periodo



considerato sono in larga parte già disponibili in allegato. Relativamente all'andamento del prezzo del GNL si provvederà a includere tale informazione nel prossimo Piano.

- Le informazioni relative ai volumi forniti nelle due configurazioni sono riportate nelle schede tecniche (Allegato A). Le differenze sono principalmente riconducibili ai differenziali di prezzo che il gas naturale avrebbe in Sardegna nelle due alternative.
- La domanda gas considerata non è comprensiva dei quantitativi di gas "off-grid" in quanto non direttamente correlati alle infrastrutture promosse da ENURA, e pertanto nell'analisi ACB non sono stati considerati né i costi né i benefici riferiti allo sviluppo di tale mercato.

---

## OSSERVAZIONI RICEVUTE DA IGAS

### SPUNTO OSSERVAZIONE: S1

#### OSSERVAZIONE:

- Non si formulano particolari osservazioni sulle modalità di predisposizione dei Piani di Sviluppo e sul coordinamento tra gestori di trasporto, anche se si rileva che non sempre - in generale - si ha l'impressione di un'impostazione costantemente coordinata dei piani redatti dai diversi soggetti.
- Anche se non direttamente oggetto del presente spunto di consultazione, si formulano in aggiunta alcune osservazioni sulle modalità di consultazione dei Piani. Le modalità di consultazione adottate hanno previsto un periodo di tempo complessivamente adeguato per formulare le osservazioni richieste ed i due webinar organizzati da Snam il 26 maggio e 17 giugno sono stati certamente utili per capire meglio i piani di sviluppo e l'applicazione, per la prima volta, dell'ACB in modo estensivo. Il fatto di poter visionare il webinar a distanza di tempo in una modalità on-line (come fatto per il primo webinar) è risultato molto utile.
- Tuttavia in base a quanto riportato sul sito di ARERA, si pensava che a tutte le domande pervenute entro la data del 10 Giugno sarebbe stata fornita una risposta in forma scritta mediante pubblicazione sul sito internet di Snam Rete Gas, ma non era chiaro se questa pubblicazione sarebbe avvenuta prima o dopo la scadenza di risposta alla consultazione. Per questo motivo e per sicurezza, riporteremo qui i commenti già formulati e trasmessi tramite il formulario on line.
- Infine, secondo quanto era stato preannunciato sul sito di ARERA che "nel corso del mese di giugno l'Autorità renderà disponibili i risultati dello studio indipendente, commissionato a RSE - Ricerca sul sistema energetico Spa - sullo sviluppo del sistema infrastrutturale energetico della Regione autonoma Sardegna. Tale studio, avviato a seguito delle valutazioni dell'Autorità sui Piani di sviluppo gas 2017 e 2018 con la deliberazione 335/2019/R/gas, persegue l'obiettivo di fornire un quadro di informazioni e analisi in logica costi-benefici utili, oltre che alle valutazioni del Regolatore, anche ai fini di una valutazione più generale; lo studio considera le varie possibili configurazioni in relazione allo sviluppo infrastrutturale del sistema energetico (elettricità e gas) della Sardegna, tenendo conto dei diversi progetti infrastrutturali avviati o previsti, pertinenti all'isola, e delle loro eventuali interdipendenze.". Tale studio sarebbe stato utile per fornire ulteriori spunti di riflessione relativamente al piano di ENURA, ma dal momento che non è stato ancora reso pubblico, non è stato possibile formulare osservazioni in proposito.

#### CONTRODEDUZIONI SNAM RETE GAS:

Come indicato in premessa, così come previsto dalle indicazioni dell'Autorità, nel presente documento vengono presentate sia le controdeduzioni alle osservazioni ricevute nel contesto del webinar del 17 giugno sia quelle relative alle osservazioni pervenute per tramite dell'Autorità nell'ambito della consultazione pubblica dei Piani.

---

**SPUNTO OSSERVAZIONE: S2**  
**OSSERVAZIONE:**

Domanda e Offerta :

- Per quanto riguarda le proiezioni della domanda di gas naturale e gas verdi in Italia (tabella 12), non è chiaro come coincidano gli scenari MIN e MAX delle importazioni (tabella 13) con le proiezioni di domanda. Ad esempio, considerando il caso dello scenario MIN di importazione al 2030 (49 BCM), ci domandiamo come sia possibile riconciliare la domanda e l'offerta con una capacità d'importazione così bassa, anche considerando uno scenario del tipo CEN, più ambizioso in termine di decarbonizzazione. Sarebbe utile anche comprendere quali sono le ipotesi sottostanti ai valori stimati in importazione su ciascun punto.
- All'interno del piano si afferma di aver considerato due differenti scenari, uno che favorisce le importazioni dal Nord Africa e uno che invece privilegia quelle dal nord Europa. In tal senso sarebbe utile avere ulteriori delucidazioni in merito alle ipotesi adottate nei due scenari.

**CONTRODEDUZIONI SRG:**

Gli scenari di offerta rappresentati nel piano decennale sono stati sviluppati mediante modello di simulazione dei flussi prendendo come riferimento le ipotesi riportate nel paragrafo "Contrasting Scenario" (p. 75 del piano 2020-2029). Si sono svolte analisi di flusso considerando i tre scenari di domanda CEN, DEC e BAU accoppiando ognuno di questi scenari alle configurazioni di supply presentate nel relativo paragrafo del piano (p. 76 del piano 2020-2029). Le configurazioni analizzate tengono conto del potenziale massimo e minimo di esportazione indicati da ENTSOG nel TYNDP 2018 e sono state definite in modo da favorire nello scenario SUD l'import dall'Algeria, mentre in quello NORD l'importazione da Nord Europa assumendo una maggiore disponibilità di gas russo (ed una minore di gas algerino).

Per il dettaglio delle ipotesi assunte nei vari scenari si rimanda al paragrafo "*Determinazione dei benefici per i progetti di rete nazionale – Configurazione di Supply*" del Piano decennale (pag. 76 e seguenti).

Nella tabella 13 sono stati altresì riassunti i risultati dell'analisi svolta (7 possibili configurazioni di supply per ogni anno) riportando per ogni anno e per ogni punto di entrata il massimo ed il minimo flusso previsto. Le colonne MAX e MIN della tabella non sono quindi da interpretarsi come configurazioni di supply tali da coprire la domanda minima e massima del sistema Italia.

---

**SPUNTO OSSERVAZIONE: S4**  
**OSSERVAZIONE:**

Importanza dei gas rinnovabili nella transizione energetica: riteniamo molto importante che molti degli operatori del trasporto abbiano incluso nei loro piani, pur con differenti livelli di approfondimento, progetti relativi agli utilizzi innovativi dell'infrastruttura, con specifico riferimento alle iniziative che abilitano la rete di trasporto a ricevere gas non convenzionali (ad es. biometano e da power to gas). Alla luce degli obiettivi comunitari di decarbonizzazione e del percorso di transizione energetica che ne deriva, riteniamo che tali iniziative debbano trovare uno spazio sempre più ampio nell'ambito della pianificazione degli interventi di sviluppo delle infrastrutture gas, in coordinamento con i diversi soggetti e/o le diverse infrastrutture interessate (sia a monte che a valle della rete di trasporto, ad esempio infrastrutture di stoccaggio, a monte, o di distribuzione, a valle).

**CONTRODEDUZIONI DI SRG:**

Si rimanda alle controdeduzioni effettuate alle precedenti osservazioni sul tema.

---

**SPUNTO OSSERVAZIONE: S5**  
**OSSERVAZIONE:**

- **Potenziamento della linea Adriatica:** osserviamo un incremento dei costi rispetto al piano 2018 (1722 M€ nel piano 2020 rispetto a 1382 M€ nel piano 2018 per la linea adriatica e 309 M€ rispetto a 240 M€ per il metanodotto Matagiola Massafra), per il quale si richiedono ulteriori dettagli esplicativi. Durante il webinar è stato inoltre precisato che questo cambiamento è dipeso da un cambio di metodologia: in tal senso si richiede di evidenziare quale siano le ipotesi che sono cambiate e che hanno inciso sull'incremento del costo.
- **Relativamente al progetto di interconnessione TAP,** a pagina 105 si parla della creazione di un nuovo punto di entry a Melendugno. È anche specificato che "il progetto prevede capacità in uscita in controflusso". A tal riguardo si richiede se questa possibilità potrebbe permettere di considerare un flusso anche in exit a Melendugno, sia a livello fisico che commerciale nell'orizzonte temporale del piano (e, se sì, a quali condizioni). In occasione del webinar del 17 giugno ci è sembrato di capire che ci sarebbe una possibilità di contro flusso sin dall'inizio: in tal caso vorremo richiedere di precisare a che condizioni ciò avverrebbe.
- **Interconnessione con Malta:** "è stato incluso nel Piano decennale di Snam Rete Gas il progetto "Interconnessione Malta" che consiste nella realizzazione presso Gela di un nuovo impianto di interconnessione e misura. Tale intervento consentirà di rendere disponibile una capacità di trasporto in uscita dalla rete nazionale pari a circa 5,3 MSmc/g. Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta all'esito procedura di capacità incrementale tuttora in corso". Con riferimento alla tabella 19 evidenziamo che non sono riportati valori per la capacità continua di esportazione legata al progetto di nuova interconnessione con Malta, mentre per tutti gli altri progetti sono riportati con una quantificazione di capacità di esportazione.
- **Procedura di capacità incrementale:** A pagina 48, è riportato che "Snam Rete Gas, nel contesto della procedura di capacità incrementale avviata nel 2017, ha ricevuto una richiesta relativa alla creazione di un nuovo punto di interconnessione con la Grecia con capacità 37,6 MSm<sup>3</sup>/g. Il progetto è stato pubblicato per consultazione in data 19/10/2017 e la consultazione è terminata in data 18/12/2017. È stato avviato il coordinamento con le autorità Italiana e Greca e sono in corso le valutazioni circa la definizione del quadro regolatorio da applicare all'iniziativa." Sarebbe interessante conoscere in un modo preciso lo stato di avanzamento del progetto. In effetti, dai documenti pubblicati sul sito di Snam Rete Gas, è possibile dedurre alcune, seppur vaghe, caratteristiche del progetto che lo rendono simile a progetti già esistenti lungo la medesima rotta.
- **Centrali dual fuel:** tra le novità del piano SNAM risulta essere stata pianificata la sostituzione di turbocompressori con elettrocompressori in modo da trasformare le centrali di compressione esistenti in centrali dual fuel, con l'obiettivo di ridurre consumi ed emissioni inquinanti e di fornire flessibilità per il bilanciamento della rete elettrica (progetti RN\_18, RN\_19, RN\_20).
  - Ci sembra che sia un errore nella tabella 24 in quanto il progetto RN\_18 si riferisce alla centrale ibrida di Messina, e non Malborghetto come indicato a pagina 115.
  - Entrando nel merito dell'intervento, si tratterebbe di sostituire alcuni elementi delle centrali permettendo a SNAM di fornire dei servizi di mercato al TSO elettrico. Questo tema è stato presentato anche nel DCO ARERA 39/2020/R/gas "Reti di trasporto e distribuzione del gas naturale progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi-Linee di intervento", con riferimento all'ambito progettuale 3 "sistemi di compressione bi-power sulle reti di trasporto del gas per estendere l'uso delle attuali turbine per la compressione del gas alla produzione di energia elettrica; in base alle esigenze del Gestore della Rete elettrica il sistema di compressione può fornire o richiedere elettricità, favorendo l'integrazione tra le reti elettriche e le reti gas". Come già espresso in risposta a tale consultazione, riteniamo che interventi di questo tipo, solo in parte di tipo innovativo/sperimentale, possano essere più proficuamente sviluppati attraverso la collaborazione con operatori del mercato elettrico anche non regolati che dispongono del

know how per progettare e sviluppare alcune delle soluzioni prospettate. Questo è tanto più vero dal momento che si tratta non di una sperimentazione con limiti di tempo e di perimetro, ma di un insieme di investimenti previsti nel piano di sviluppo. Alla luce di ciò, e considerando anche che la fornitura di servizi di flessibilità sulla rete elettrica non sembra costituire un'attività del tutto innovativa, si ritiene preferibile che SNAM prediliga altre tipologie di progetto.

- o Per finire, appare chiaro come la disciplina sull'unbundling di cui alla Direttiva EU 2009/73 e al relativo D. Lgs. di recepimento 93/11, preveda la totale separazione tra le attività regolate svolte da soggetti che operano in regime di monopolio, come appunto SNAM, ed attività di mercato, garantendo con ciò una corretta competizione sui mercati e assoluta trasparenza sulla condotta di tali soggetti regolati che operano come facilitatori neutrali del mercato. L'eventuale partecipazione di SNAM ai mercati elettrici, siano essi energy only (MGP/MI) o di servizi ancillari (MSD/MB), rappresenterebbe quindi un'alterazione del level playing field, con gli operatori di mercato che si troverebbero in competizione con un soggetto che opera secondo un regime diverso dal loro e che gode di alcuni vantaggi competitivi, ad esempio in relazione alla propensione al rischio o alle aspettative di profitto. Un ulteriore elemento di criticità sarebbe poi rappresentato dal tema della trasparenza con riferimento ai contatti che Terna e Snam avrebbero nel corso dell'attività di collaborazione volta a creare sinergie nel perseguimento degli obiettivi di sector coupling. In conclusione, riteniamo che la priorità rispetto a progetti ed attività del tipo di quella in parola, sia la loro realizzazione purché finalizzata al mero raggiungimento di obiettivi efficienza energetica e ambientali.

## **CONTRODEDUZIONI DI SRG:**

### **Linea Adriatica e Matagiola-Massafra**

Le variazioni di costo dei progetti "Linea Adriatica" e "Matagiola Massafra" sono riconducibili all'utilizzo della nuova metodologia di stima dei costi di cui criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici<sup>2</sup>.

### **Interconnessione TAP**

La capacità di esportazione è in corso di valutazione. Sulla base delle analisi svolte fino ad oggi svolte si ritiene possa essere individuata una quota di capacità di tipo continuo ed eventualmente un quantitativo di capacità interrompibile la cui disponibilità potrà dipendere dal flusso sugli altri punti di entrata che utilizzano le medesime infrastrutture di trasporto (Mazara e Gela)

### **Interconnessione con Malta**

Nel corso del processo avviato nel Luglio 2019 SRG ha ricevuto richieste di capacità incrementale in export verso Malta pari a 5,3 MSm<sup>3</sup>/g dal 2025. SRG ha pertanto provveduto ad includere nel Piano un progetto di sviluppo coerente con le richieste ricevute. SRG conferma che tale capacità non è stata inclusa nella tabella per un errore materiale. Tale mancanza sarà corretta modificando la pubblicazione sul sito SRG.

### **Procedura di capacità incrementale**

La richiesta di capacità incrementale ricevuta nel corso del 2017, anche a seguito delle indicazioni ricevute dalle Autorità di regolazione italiana e greca, è stata oggetto di valutazione nell'ambito del processo di capacità incrementale dell'anno 2019. Per maggiori dettagli si rimanda al "Demand Assessment Report" (DAR) disponibile sul sito di Snam Rete Gas<sup>3</sup> ed al successivo documento di consultazione sempre disponibile

---

<sup>2</sup> [https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/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/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi%20Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2020_2029/Criteri_Applicativi_2020-2029_ita.pdf)

<sup>3</sup> [https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi Online/Allacciamenti/procedure-moduli/capacita-incrementale/2019/DAR TAP DESFA SNAM-ITA.pdf](https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi%20Online/Allacciamenti/procedure-moduli/capacita-incrementale/2019/DAR_TAP_DESFA_SNAM-ITA.pdf)

sul sito<sup>4</sup>.

### Centrali dual fuel

Si conferma come nella tabella 24 ci sia stata una errata attribuzione dei codici ai relativi progetti. Tale errore materiale sarà corretto modificando la pubblicazione sul sito SRG.

I progetti relativi alle centrali *dual fuel* contenuti nel Piano decennale sono di fattispecie differente rispetto a quelli descritti nel citato paragrafo del DCO ARERA 39/2020/R/gas. Nel DCO veniva infatti descritto un possibile progetto di upgrading dei turbocompressori a gas installati all'interno delle centrali di compressione con il fine di creare una macchina bi-power in grado di produrre energia elettrica o comprimere gas utilizzando l'energia derivante dalla combustione del gas o alternativamente l'energia elettrica. Tale tecnologia sarebbe di fatto una sperimentazione in quanto richiederebbe lo sviluppo di una nuova tecnologia. Gli investimenti proposti nel piano di SRG riguardano invece la sostituzione di turbine a gas con motori elettrici di pari potenza.

Con riferimento alla eventuale partecipazione di unità di consumo al mercato del bilanciamento elettrico si rimanda alle controdeduzioni effettuati in precedenza.

---

### SPUNTO OSSERVAZIONE: S8 OSSERVAZIONE:

#### Piano di Sviluppo di ENURA - Progetto di metanizzazione della Sardegna.

Per quanto riguarda le prospettate configurazioni di supply della dorsale Sarda rappresentate da un'"Interconnessione Virtuale" oppure di una soluzione a "GNL a mercato" osserviamo che i benefici che si raggiungerebbero nel primo caso (interconnessione virtuale) sono legati alla definizione di un "quadro normativo che permetta di equiparare tali infrastrutture ad una interconnessione virtuale che segua i medesimi meccanismi delle infrastrutture gas convenzionali", e permettendo di allineare i costi della fornitura di gas a quelli dell'Italia continentale (riferimento della materia prima al PSV). Ipotizziamo che tale quadro normativo determini la necessità di individuare meccanismi, che in termini di costi non gravino solo sulla situazione di particolari altre aree e/o Regioni del Paese. Tuttavia, per poter apprezzare appieno gli effetti della configurazione 1 e verificarne i potenziali vantaggi rispetto alla seconda ipotesi ("GNL a mercato") occorrerebbe fornire:

- la stima dell'onere che verrebbe socializzato sulla generalità dei clienti finali nazionali, in assenza del quale non è possibile valutare l'efficienza complessiva a livello di sistema Italia rispetto all'opzione 2;
- l'ipotesi circa la gestione dei punti di ingresso in Sardegna. Non è chiaro infatti se i punti in cui il gas viene rigassificato (presso i depositi costieri) e materialmente immesso nella rete di trasporto sarda saranno classificati come punti di entry della rete nazionale di trasporto;
- l'ipotesi relativa alle modalità di realizzazione e accesso degli impianti di rigassificazione ipotizzati sul territorio sardo;
- le ipotesi circa la cessione della proprietà del GNL al terminale di Panigaglia nonché la gestione della rivendita in Sardegna. Per come descritta, la configurazione 1 presenta le caratteristiche del prodotto cd. Bundled, su cui sarebbe opportuno esplicitare le ipotesi di gestione tra il GNL scaricato a Panigaglia e ricaricato sulle bettoline e quello rigassificato direttamente dal terminale di Panigaglia nella rete nazionale.

---

<sup>4</sup> [https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi Online/Allacciamenti/procedure-moduli/capacita-incrementale/2020/Public\\_Consultation\\_Document\\_SNAM\\_TAP\\_DESFA\\_ITA\\_final.pdf](https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi%20Online/Allacciamenti/procedure-moduli/capacita-incrementale/2020/Public_Consultation_Document_SNAM_TAP_DESFA_ITA_final.pdf)

Si fa altresì presente che il GNL scaricato presso il terminale di Panigaglia, da cui la configurazione 1 attingerebbe, proverrebbe esclusivamente da una singola fonte, ovvero l'Algeria. Pertanto, è opportuno rimarcare quanto la proposta di suddetta configurazione esporrebbe la Sardegna ad un monopolio, minandone quindi la sicurezza degli approvvigionamenti che sarebbe totalmente legata alla disponibilità di gas dal paese nordafricano.

Diverso, invece, sarebbe se l'accesso alla Sardegna fosse aperto alla possibilità di approvvigionarsi da terminali anche esteri come quelli di Marsiglia e Barcellona. Quanto alla seconda configurazione ("GNL a mercato"), da valutazione effettuate da alcuni dei nostri associati, questa soluzione potrebbe anche essere vantaggiosa in quanto amplierebbe la concorrenza sulla materia prima, con impatti potenzialmente positivi sui costi sostenuti dal sistema. Infatti, il prezzo del GNL a mercato in molte condizioni può essere più basso del prezzo al PSV e scontare condizioni di prezzo lungo la catena di approvvigionamento più favorevoli, rispetto al caso di supply mediante Interconnessione Virtuale. Infine, sempre con riferimento al predetto quadro normativo propedeutico alla configurazione 1, desideriamo segnalare sin d'ora la necessità che la sua definizione non introduca distorsioni nel mercato del GNL e dei servizi SSLNG. Nella sostanza, riteniamo opportuno che la sua applicazione sia limitata, eventualmente, solo ai volumi di GNL strettamente destinati alla loro rigassificazione ed immissione in rete di trasporto per gli utilizzi, pertanto, regolati da ARERA. Di conseguenza, i volumi approvvigionati per il tramite della suddetta "interconnessione virtuale" non dovrebbero comprendere i quantitativi destinati al mercato dei bunkeraggi e del trasporto stradale, né i volumi trasportati attraverso le reti di trasporto e/o distribuzione che venissero eventualmente riliquiefatti). Inoltre, la configurazione in esame non dovrebbe precludere lo scarico nei terminali Sardi anche ad opera di navi terze, diverse da quelle previste dal TSO, anche eventualmente provenienti da terminali stranieri, come osservato anche più avanti allo spunto S9, riconoscendo anche a tali navi il rimborso dei costi che verrà quantificato per la catena continente-Italia.

#### **CONTRODEDUZIONI DI ENURA:**

- Con riferimento alla comparazione delle due soluzioni si rimanda ai dettagli contenuti all'interno del Piano nei quali sono indicati i costi delle componenti delle due configurazioni.
- I punti di ingresso del gas nella rete sarda da depositi (o loro quote) asserviti alla Virtual Pipeline non dovrebbero costituire punti di entrata in quanto facenti parte dell'infrastruttura di collegamento con il sistema di trasporto nazionale. Eventuali altri punti di immissione verrebbero trattati secondo regolazione vigente.
- Si ipotizza un trattamento regolato per i depositi asserviti alla Virtual pipeline. Per gli altri impianti di rigassificazione realizzati si prevede una modalità di accesso e realizzazione secondo normativa vigente.
- La connessione, seppure virtuale alla rete dei gasdotti, dovrebbe garantire al consumatore sardo di approvvigionarsi in maniera del tutto simile a quanto avviene per i consumatori del mercato gas italiano. Gli utenti del servizio di trasporto che intendano servire clienti nel mercato sardo usufruirebbero quindi di un servizio analogo a quello erogato sul continente, che verrebbe organizzato e gestito dagli operatori infrastrutturali coinvolti mediante la Virtual Pipeline. L'isola non sarebbe quindi una rete isolata.

Le modalità di implementazione del meccanismo Virtual Pipeline dovranno essere definite in modo da evitare che la fornitura della domanda sarda sia assegnata ad un'unica fonte.

La realizzazione di una Virtual Pipeline non preclude la possibilità per gli operatori di mercato di importare gas in Sardegna da altri terminali di rigassificazione in Europa. Stante che la Virtual Pipeline costituisce un collegamento con il sistema di trasporto nazionale (che ne sostiene i costi) il meccanismo proposto non prevede una sua eventuale estensione a collegamenti con Terminali di altri Paesi.

Secondo lo schema proposto, i volumi di GNL che non vengano immessi nella rete di trasporto non usufruirebbero del meccanismo della Virtual Pipeline.

**SPUNTO OSSERVAZIONE: S9****OSSERVAZIONE:**

In merito ad entrambi gli scenari esposti nel piano di sviluppo di Enura sono state formulate delle richieste di chiarimento nel corso del webinar, sulle quali tuttavia permangono alcuni dubbi, non avendo ricevuto una risposta scritta e puntuale per ciascuna di esse.

**Con riferimento allo scenario "Interconnessione Virtuale":**

1. si chiede conferma che l'"interconnessione virtuale" possa essere schematizzata e scomposta in: trasporto via mare (connessione virtuale Italia continentale-Sardegna) + rigassificazione presso deposito costiero in Sardegna + trasporto (dorsale sarda);

2. non essendo specificato il prezzo unitario della fornitura di gas per il cliente finale sardo, possiamo solo assumere che il prezzo della materia prima sia presumibilmente allineato al PSV. Rimane tuttavia non chiaro come vengano valorizzate e chi debba corrispondere le componenti di trasporto legate alla connessione virtuale, ovvero le fasi di reloading, trasporto marittimo, unloading e rigassificazione. Non è chiaro altresì dove trovino copertura i costi (di capitale e operativi) delle bettoline nonché dei terminali di rigassificazione proposti. Si chiede se nel quadro normativo ipotizzato, che dovrebbe equiparare tali infrastrutture ad un'interconnessione virtuale adottando i medesimi meccanismi delle infrastrutture gas convenzionali, siano previste misure compensative finalizzate ad allineare il prezzo finale per il cliente sardo a quello del cliente peninsulare, tramite soluzioni che in termini di costi non gravino solo sulla situazione di particolari altre aree e/o Regioni del Paese. Nel corso del webinar è stato confermato che lo scenario "Interconnessione virtuale" considera l'ipotesi di socializzazione dei costi: a tal riguardo si vorrebbero tuttavia conoscere i dettagli dei costi che si ritiene possano trovare una copertura e che possano quindi essere socializzati (in particolare se ciò riguardi solo il costo di trasporto o tutti i costi a monte e a valle);

3. lo scenario prevede l'utilizzo di 2 bettoline per il trasporto del GNL in Sardegna, tuttavia, non viene specificata la dimensione delle bettoline (in termini di capacità) e non è chiaro se la voce "Altro" della scheda a pag. 20 sia relativa ai costi di tali vettori e per quale ammontare;

4. il piano di sviluppo non fornisce dettagli relativamente ai depositi costieri. A tale riguardo si chiedono maggiori informazioni relativamente ai seguenti aspetti:

- quale sia l'ubicazione dei depositi costieri;
- se i depositi costieri considerati siano già autorizzati o in corso di autorizzazione;
- se i 180,9 M€ indicati nella scheda a pag. 20 si riferiscono ai soli costi di investimento dei rigassificatori, ovvero degli interi depositi costieri (deposito + rigassificatore) ovvero delle sole parti di questi asservite al servizio di rigassificazione, comprensivi dei costi comuni,
- e se tale voce ricomprende anche gli adeguamenti necessari da realizzare presso i terminali esistenti nel continente per l'erogazione del servizio di re-loading;
- se il progetto comprenda la costruzione di rigassificatori associati ai depositi costieri e se si prevede che tali infrastrutture siano realizzate dal TSO.

Lo scenario in questione considera le importazioni da un terminale italiano come "interconnessione virtuale", a tal proposito si richiede di chiarire il motivo per cui non sia stato considerato il caso di entry virtuale al sistema di trasporto un'importazione da terminale estero. Infatti, i depositi presso i terminali di rigassificazione italiani hanno capacità limitata, e al fine di aumentare la flessibilità/sicurezza/competitività dell'approvvigionamento in Sardegna si riterrebbe preferibile consentire lo sfruttamento anche dei terminali stranieri.

**Con riferimento allo scenario "GNL a mercato":**

1. si evidenzia che non viene specificato il prezzo unitario della fornitura del gas naturale pagato dal cliente finale. Si vorrebbero pertanto chiedere ulteriori informazioni riguardo a tale valore e si vorrebbero avere maggiori dettagli circa i costi della catena logistica (ad esempio sulla probabile mancata inclusione del costo per il servizio di rigassificazione; per quale motivazione per lo shipping sono considerate 3 metaniere - come da nota 5 - per due depositi/rigassificatori ipotizzati mentre nella configurazione "IV" il rapporto è opposto, ovvero due bettoline per tre depositi/rigassificatori);

2. si vorrebbero avere maggiori informazioni circa le stime effettuate sui prezzi e sulla domanda finale che hanno portato a ipotizzare una domanda gas di soli 343 Mm<sup>3</sup>/anno a regime (contro i 661 Mm<sup>3</sup>/anno ipotizzati per lo scenario "Interconnessione Virtuale").

## **CONTRODEDUZIONI DI ENURA:**

### **Con riferimento allo scenario "Interconnessione Virtuale":**

1. L'interconnessione virtuale comprende Reloading, Trasporto via mare e Rigassificazione
2. I costi delle infrastrutture asservite alla della Virtual pipeline verrebbero considerati nella determinazione delle tariffe di trasporto, così come quelle per la realizzazione della rete di trasporto in Sardegna.
3. Le bettoline considerate sono da 8.000 m<sup>3</sup> liquidi, l'ammontare dei costi di investimento ad esse correlato è rappresentato nella voce "altro" per un ammontare di circa 75 M€
4. Sono stati considerati nell'analisi i tre depositi costieri il cui stato di avanzamento al momento della redazione del piano era il più avanzato. Uno di essi sito ad Oristano è un deposito in fase di commissioning per il quale è stato considerato solamente il costo per le infrastrutture di rigassificazione. Gli altri due in fase di ottenimento dei permessi e sono siti a Cagliari ed Oristano. Per tali infrastrutture si sono considerati sia i costi per lo stoccaggio che quelli per la rigassificazione. Nel costo di "rigassificazione" di cui a pag. 20 si sono inoltre considerati i costi per l'upgrading del terminale di Panigaglia.

### **Con riferimento allo scenario "GNL a mercato":**

1. Il prezzo del GNL in Sardegna è stato determinato considerando il prezzo massimo fra l'hub spagnolo e francese a cui sono poi stati sommati i seguenti costi della catena logistica:
  - Reloading: 1,2 €/MWh, costo di reloading dal terminale di Barcellona
  - Shipping: 4 €/MWh, stimato sulla base di un investimento di 3 navi, necessarie per garantire la fornitura del gas in uno scenario che prevede tempi di percorrenza maggiori rispetto allo scenario Virtual Pipeline, per un totale di circa 90 M€
  - Premio di commercializzazione: 2,6 €/MWh, pari al premio per il servizio di truck loading a Fos quotato da ICIS Heren a marzo 2019
2. Come già indicato in precedenza il prezzo del gas nello scenario "GNL a mercato" risulta fortemente influenzato dal costo della catena logistica associata, con effetti in termini di competitività del gas naturale rispetto ad altri combustibili e conseguentemente sui quantitativi di domanda gas. Le stime della domanda gas si sono basate su studi di settore che partono dalle medesime ipotesi.

---

## **SPUNTO OSSERVAZIONE: S10**

### **OSSERVAZIONE:**

- Con riferimento al documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" redatto da Snam Rete Gas reputeremmo opportuno ampliare l'ambito di applicazione del beneficio "B8e - Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas". Riteniamo infatti che ai fini della valorizzazione di tale elemento vada considerato anche il biometano immesso nell'infrastruttura di trasporto tramite tecnologie di rilancio dalla rete di distribuzione (quali le cabine Bi-REMI) e non solo quello consumato in specifici settori (ad es. trasporti) o per nuova domanda in sostituzione di altri combustibili. L'eccedenza di biometano rilanciata sulla rete di trasporto è infatti anch'essa un quantitativo di gas rinnovabile destinato a soddisfare consumi negli usi finali per il sistema nel suo complesso, in sostituzione di



- altri combustibili (in questo caso il gas convenzionale).
- Sempre con riferimento ai "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" segnaliamo che la parte riguardante i criteri di stima dei costi della rete di distribuzione in caso di nuove metanizzazioni (paragrafo 10.7) non sembrerebbe adeguatamente sviluppata. Infatti, nel documento Snam si limita a riportare più o meno esattamente quanto indicato dall'art. 10.4 dell'Allegato A alla Delibera 468/2018/R/gas in relazione agli obblighi in capo ai gestori promotori di un'iniziativa di sviluppo della rete di trasporto qualora questa presupponga lo sviluppo di reti di distribuzione a valle, ossia:
    - a. considerare, ai fini dell'analisi economica, tutti i costi degli sviluppi infrastrutturali, inclusi quelli della distribuzione;
    - b. fornire indicazioni circa la compatibilità degli sviluppi previsti delle reti di distribuzione con i requisiti di cui al DM 12 novembre 2011, n. 226.

Se con riguardo al punto b) Snam fornisce qualche specifica in più rispetto a quanto prescritto dall'ARERA, con riferimento al punto a) riteniamo invece che non siano riportati sufficienti elementi di dettaglio ai fini della valorizzazione dei costi relativi alla rete di distribuzione.

- Con riferimento invece alle modalità con cui i gestori del trasporto valorizzano i costi dell'infrastruttura di distribuzione nell'ambito dell'ACB dei propri interventi, segnaliamo che alcuni di essi indicano delle modalità di stima di tali costi (ad es. la fattorizzazione della tariffa di distribuzione nel prezzo di fornitura del gas utilizzato nella valorizzazione dei benefici), rimanendo tuttavia a un livello molto concettuale e senza fornire ulteriori approfondimenti. Riteniamo invece opportuno che siano forniti maggiori dettagli in proposito a tale aspetto, già all'interno dei PdS che saranno pubblicati in esito alla presente consultazione.

#### **CONTRODEDUZIONI DI SRG, ENURA E ITG:**

- **Beneficio "B8e - Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas":** SRG crede fermamente nel ruolo dei gas rinnovabili per favorire e accelerare la decarbonizzazione e la transizione energetica del paese. Si valuta pertanto positivamente la proposta di prevedere una possibile valorizzazione a tendere del beneficio B8 anche agli interventi Bi-REMI attualmente in fase di sperimentazione e potenzialmente oggetto di meccanismi di supporto all'innovazione di cui la DCO ARERA 39/2020/R/gas.
- **Stima dei costi della rete di distribuzione:** La metodologia ACB prevede che la stima dei costi relativi ad eventuali reti di distribuzione venga effettuata quanto più possibile in coordinamento con gli operatori interessati che operano in tale settore. La metodologia prevede altresì che in assenza di informazioni puntuali basate su analisi di costo già effettuate dagli operatori di distribuzione, l'operatore di trasporto possa avvalersi di stime e studi resi disponibili da parte di altri soggetti disponibili e/o stime basate su costi standard di distribuzione per PdR servito. In tale ambito SRG, Enura e ITG hanno provveduto a dare esplicita evidenza dei relativi alle reti di distribuzione considerati, ove rilevanti per propri interventi.

Osservazioni analoghe sono state avanzate anche durante la sessione di Q&A del webinar del 17 giugno

---

## OSSERVAZIONI RICEVUTE DA ITALGAS

### SPUNTO OSSERVAZIONE: S5

#### OSSERVAZIONE:

Si intende segnalare la criticità relativa alla sovrapposizione (certa e/o possibile) dei tracciati di alcuni progetti contenuti nei Piani Decennali 2020 della Rete di Trasporto Regionale del Gestore "Energie Rete Gas S.p.A." con lo sviluppo della rete di distribuzione oggetto di offerta (presentata o da presentare) nelle gare gas in alcuni ATEM d'interesse di Italgas Reti S.p.A.. In particolare, alcuni progetti di Energie Rete Gas, per le caratteristiche tecniche (pressione di esercizio 5 bar – IV° specie) e/o per il tracciato, potrebbero trovarsi nella condizione di duplicare l'infrastruttura di distribuzione.

Di seguito vengono proposti i progetti di Energie Rete Gas, suddivisi in 4 diverse fattispecie (individuate in base al grado di maturità della gara ATEM) che, qualora realizzati, interferiranno/potrebbero interferire con l'infrastruttura di distribuzione gas presentata (o da presentare) nelle gare ATEM:

**I° fattispecie – Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase di progettazione in sovrapposizione parziale con la rete di distribuzione offertada Italgas Reti nel bando di gara.** In questa casistica ricadono i metanodotti:

i. "Valli di Lanzo", in parte appartenente all'ATEM Torino 2 (un altro tratto insiste invece sull'ATEM Torino 4, analizzato nella seguente "IV° fattispecie"), per il quale la Gara d'Ambito è stata aggiudicata ufficialmente ad Italgas Reti S.p.A. in data 24.04.2019. In questo progetto, alcuni tratti sono perfettamente sovrapponibili con estensioni di rete proposte da Italgas Reti nella gara ATEM. È opportuno evidenziare che il contratto di servizio è stato sottoscritto in data 11.12.2019 e che Italgas Reti S.p.A. ha già dato inizio alla realizzazione del programma lavori offerto in gara.

ii. "Antey St. Andrè – Torgnon" appartenente all'ATEM Valle d'Aosta, per il quale la Gara d'Ambito è stata ufficialmente aggiudicata ad Italgas Reti S.p.A. in data 20.12.2019. In questo progetto il previsto metanodotto di Trasporto Regionale che, si ricorda, ha una pressione di progetto di 5 bar (IV specie), si sovrappone in parte (ed in definitiva serve per la gran parte le medesime aree) alle reti di distribuzione che Italgas Reti S.p.A. ha offerto per la metanizzazione del territorio.

**II° fattispecie – Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase autorizzativa in possibile sovrapposizione con la rete di distribuzione che l'aggiudicatario della gara ATEM potrebbe realizzare in esito all'offerta presentata.** In questa casistica ricade il metanodotto "Pont Saint-Martin – Gressoney La Trinitè" appartenente all'ATEM Valle d'Aosta, per il quale, come già detto la gara è stata aggiudicata ad Italgas Reti S.p.A. Il piano di sviluppo degli impianti presentato da Italgas Reti S.p.A. non contempla interventi integrativi nell'area interessata dal metanodotto in progetto poiché valutati come non sostenibili in funzione delle condizioni minime di sviluppo ritenute congrue da ARERA e dell'analisi dell'utenza potenziale. Tuttavia, sulla base di quanto previsto dal contratto di servizio, il Concessionario potrebbe essere tenuto, su richiesta degli Enti Concedenti, ed al verificarsi di determinate condizioni, alla metanizzazione attraverso rete di distribuzione delle aree interessate dal progetto, configurandosi in quel caso la sovrapposizione tra rete di distribuzione e di trasporto.

**III° fattispecie – Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase di costruzione in possibile sovrapposizione con la rete di distribuzione che l'aggiudicatario della gara ATEM potrebbe realizzare in esito all'offerta presentata.** In questa fattispecie ricade il metanodotto "Verres – Ayas" appartenente all'ATEM Valle d'Aosta, per il quale, come già detto la gara è stata aggiudicata ad Italgas Reti S.p.A.. Il piano di sviluppo degli impianti presentato da Italgas Reti S.p.A. non contempla interventi integrativi nell'area interessata dal metanodotto in progetto poiché valutati come non sostenibili in funzione delle condizioni minime di sviluppo ritenute congrue da ARERA e dell'analisi dell'utenza potenziale. Tuttavia, sulla base di quanto previsto dal contratto di servizio, il Concessionario potrebbe essere tenuto, su richiesta degli Enti Concedenti, ed al verificarsi di determinate condizioni, alla metanizzazione attraverso rete di distribuzione delle aree interessate dal progetto, configurandosi in quel caso la sovrapposizione tra rete di distribuzione

e di trasporto.

**IV° fattispecie – Metanodotto della Rete Regionale di Trasporto in fase di progettazione /studio di fattibilità e in potenziale sovrapposizione con la rete di distribuzione che i competitor potrebbero offrire nella gara ATEM non ancora bandita.** In questa casistica ricadono i metanodotti “Valli Lanzo” e “Tanaro – Arroscia – Impero”, appartenenti rispettivamente all’ATEM Torino 4 (oltre che al Torino 2, vedere I° fattispecie) e agli ATEM Imperia e Cuneo 2. Per entrambi i progetti di sviluppo, il rischio è il medesimo a quello descritto nella precedente III° fattispecie, con l’unica differenza che in questo caso la gara d’ambito non è ancora stata bandita. Si ritiene pertanto che, per i suddetti Progetti di Sviluppo delle Reti di Trasporto del Gestore “Energie Rete Gas S.p.A.”, vengano meno i criteri di economicità, efficienza e di garanzia della concorrenza di cui all’art. 1 della legge n. 481/95 e all’art. 3, comma 3.3 della RTTG.

Conseguentemente, a nostro giudizio, l’Autorità non potrà non tenere conto di tali sovrapposizioni (effettive o potenziali) nella fase di valutazione dei suddetti progetti in consultazione. Emerge altresì l’anomalia sul fatto che uno stesso progetto di sviluppo rete, se presentato da un trasportatore non sia soggetto a nessuna soglia di sostenibilità economica, mentre ciò non valga per il distributore che invece è vincolato con cap sulla remunerazione degli investimenti. È pertanto necessario che l’Autorità riveda tali meccanismi per non creare discriminazioni di trattamento fra i soggetti all’interno della filiera, specie in presenza di progetti che, come è evidente, sono del tutto assimilabili a reti di distribuzione.

## **CONTRODEDUZIONI DI ENERGIE RETI GAS**

**I fattispecie (concernente i metanodotti “Valli di Lanzo” e “Antey St. André-Torgnon” della rete regionale di Trasporto “in fase di progettazione in sovrapposizione parziale con la rete di distribuzione offerta da Italgas Reti nel bando di gara”).**

**1.1.** Con riferimento al metanodotto “Valli di Lanzo” ricadente sia nell’ATEM Torino 2 (con gara aggiudicata ad Italgas) e Torino 4 (con gara neppure bandita), Italgas evidenzia come la parte del metanodotto di trasporto in progetto interessante l’ATEM Torino 2, “*per alcuni tratti*” sarebbe “*perfettamente sovrapponibile con estensioni di rete proposte da Italgas Reti nella gara ATEM*”.

Premesso che, alla data di redazione del Piano, non era ancora nota (né resa pubblica) la proposta presentata da Italgas nella riferita procedura e neppure era dato sapere se l’ATEM avesse predisposto nella documentazione di gara un meccanismo di adeguamento trasporto distribuzione, la situazione descritta da Italgas concerne una fisiologica (ed usuale) interferenza che certamente non fa venire meno la sostenibilità della rete di trasporto, né impedisce di realizzare quella di distribuzione.

Infatti, in occasione del procedimento per il rilascio dell’Autorizzazione Unica relativamente al metanodotto *Valli di Lanzo*, il soggetto gestore delle infrastrutture di distribuzione, potrà intervenire e segnalare eventuali interferenze, ovvero rendere disponibili agli operatori del trasporto lo stato di sviluppo della rete.

Nell’ambito di tale processo partecipativo il progetto del metanodotto potrà essere, se necessario od opportuno, modificato ed adeguato.

Si aggiunge, inoltre, che per la tratta del metanodotto in progetto percorrente l’Atem Torino 2, non è previsto l’allaccio e/o la metanizzazione di alcun comune presente sul territorio. Infatti, come già chiarito nel piano decennale, l’intervento Valli di Lanzo attraversa un tratto dell’Atem Torino 2 solo ai fini di collegamento con il metanodotto regionale di trasporto di Snam Rete Gas già presente nel Comune di San Carlo Canavese. Si informa, inoltre, che nelle more del procedimento di valutazione dei Piani Decennali, Energie Rete Gas sta proseguendo con lo sviluppo dei progetti e ad oggi è in fase di valutazione, in coordinamento con Snam Rete Gas, la possibilità di realizzare un diverso punto di interconnessione con Snam Rete Gas andando quindi quasi a dimezzare la lunghezza della rete all’interno dell’Atem Torino 2.

I benefici attesi dall’infrastruttura riguardano quindi unicamente interventi relativi all’Atem Torino 4.

Non è quindi configurabile alcuna interferenza tra la gara ATEM in fase di aggiudicazione ed il metanodotto

Valle di Lanzo che faccia venire meno i "criteri di economicità, efficienza e garanzia della concorrenza" della predetta rete di trasporto regionale.

**1.2.** Con riferimento al metanodotto "Antey St. André - Torgnon" ricadente nell'ATEM Aosta, Italgas evidenzia "...ha una pressione di progetto di 5 bar (IV specie), si sovrappone in parte ... alle reti di distribuzione che Italgas Reti S.p.A. ha offerto per la metanizzazione del territorio".

Per tale intervento, di limitata lunghezza e di importo inferiore ai 5 milioni, permette il collegamento tra il metanodotto in esercizio Chatillon – Cervinia e il comune di Torgnon si osserva quanto segue.

Si osserva inoltre quanto segue:

- il progetto del metanodotto in oggetto è antecedente rispetto al bando di gara ATEM Aosta;
- l'iniziativa è stata infatti pubblicata, unitamente al piano decennale di Energie Rete Gas, sul sito ARERA a febbraio 2018 mentre il bando dell'ATEM Aosta è stato pubblicato nel marzo 2018;
- di conseguenza l'esistenza del metanodotto era ben noto a tutti gli operatori del settore
- in data 6 dicembre 2019 Energie Rete Gas ha ottenuto Autorizzazione Unica alla costruzione e all'esercizio dell'estensione del metanodotto di trasporto regionale della Valtournenche, da Antey-Saint-André e Torgnon. Dichiarazione di pubblica utilità, apposizione del vincolo preordinato all'esproprio e approvazione del progetto definitivo;
- la stazione appaltante stessa ha tenuto in debito conto l'informazione avente carattere pubblico prevedendo un sistema di adeguamento successivo per eventuali sovrapposizioni del progetto aggiudicatario rispetto a nuovi metanodotti di trasporto che dovessero presentarsi prima dell'assegnazione dell'ATEM al nuovo gestore.

Non si capisce, quindi, come il metanodotto possa essere di ostacolo alla rete di distribuzione che Italgas Reti andrà a progettare e costruire nel comune di Antey St André. Al contrario, le due opere potranno integrarsi permettendo così ad Italgas Reti di concentrare i suoi lavori all'interno del Comune di Antey St. André per l'allaccio delle utenze prerogativa (questa sì) della distribuzione e non del trasporto.

**Il fattispecie (concernente un metanodotto della rete regionale di Trasporto "in fase autorizzativa in possibile sovrapposizione che l'aggiudicatario della gara ATEM potrebbe realizzare in esito all'offerta presentata").**

Con riferimento al metanodotto "Pont Saint Martin – Gressoney La Trinité" appartenente all'ATEM Valle d'Aosta, Italgas in qualità di società aggiudicataria della gara dichiara "Il piano di sviluppo degli impianti presentato da Italgas Reti S.p.A. non contempla interventi integrativi nell'area interessata dal metanodotto in progetto poiché valutati come non sostenibili in funzione delle condizioni minime di sviluppo ritenute congrue da ARERA ... tuttavia ... il Concessionario potrebbe essere tenuto, su richiesta degli enti concedenti, ed al verificarsi di determinate condizioni, alla metanizzazione attraverso rete di distribuzione delle aree interessate dal progetto, configurandosi in quel caso la sovrapposizione fra rete di distribuzione e di trasporto"

Alla data di pubblicazione del bando di gara per l'assegnazione del servizio di distribuzione dell'ATEM Valle d'Aosta, il progetto in esame aveva già ottenuto una VIA positiva, attualmente è in corso la Conferenza di servizi in modalità asincrona per il rilascio dell'autorizzazione unica da parte della Regione Valle d'Aosta prevista entro la metà del mese di settembre.

Nel Documento Guida predisposto per la gara ATEM la metanizzazione dei Comuni di Gressoney, Gaby, Issime, Fontainemore, Lillianes, Perloz, Point Saint Martin era contemplata come infrastruttura di trasporto

Premesso quanto sopra, si osserva quanto segue:

- Il progetto presentato da Energie Rete Gas all'interno dei Piani Decennali in oggetto rispetta tutti i parametri previsti per il suo riconoscimento tariffario in termini di analisi costi benefici;
- La realizzazione del metanodotto di trasporto da parte di Energie Rete Gas permetterà a Italgas Reti S.p.A. di poter realizzare la rete di distribuzione a costi minori perché concentrata unicamente nei territori comunali;

- Il richiamo da parte di Italgas al fatto di *“essere tenuto a realizzare a determinate condizioni, su richiesta degli enti concedenti, la rete di distribuzione”* non è altro che la palese dimostrazione dell'utilità del metanodotto e del coordinamento del metanodotto con la distribuzione finale.

**III fattispecie (concernente un metanodotto della rete regionale di Trasporto *“in fase di costruzione in possibile sovrapposizione con la rete di distribuzione che l'aggiudicatario della gara ATEM potrebbe realizzare in esito all'offerta presentata”*).**

Con riferimento al metanodotto *“Verres - Ayas”* appartenente all'ATEM Valle d'Aosta, Italgas in qualità di società aggiudicataria della gara dichiara *“Il piano di sviluppo degli impianti presentato da Italgas Reti S.p.A. non contempla interventi integrativi nell'area interessata dal metanodotto in progetto poiché valutati come non sostenibili in funzione delle condizioni minime di sviluppo ritenute congrue da ARERA ... tuttavia ... il Concessionario potrebbe essere tenuto, su richiesta degli enti concedenti, ed al verificarsi di determinate condizioni, alla metanizzazione attraverso rete di distribuzione delle aree interessate dal progetto, configurandosi in quel caso la sovrapposizione fra rete di distribuzione e di trasporto”*

Analogamente a quanto rappresentato per la II fattispecie, si osserva quanto segue:

- Il progetto presentato da Energie Rete Gas all'interno dei Piani Decennali in oggetto rispetta tutti i parametri previsti per il suo riconoscimento tariffario;
- La realizzazione del metanodotto di trasporto da parte di Energie Rete Gas permetterà a Italgas Reti S.p.A. di poter realizzare la rete di distribuzione a costi minori perché concentrata unicamente nei territori comunali;
- Il richiamo da parte di Italgas al fatto di *“essere tenuto a realizzare a determinate condizioni, su richiesta degli enti concedenti, la rete di distribuzione”* non è altro che la palese dimostrazione dell'utilità del metanodotto e del coordinamento del metanodotto con la distribuzione finale.

**IV fattispecie (concernente un metanodotto della rete regionale di Trasporto *“in fase di progettazione/studio di fattibilità e in potenziale sovrapposizione con la rete di distribuzione che i competitor potrebbero offrire nella gara ATEM non ancora bandita”*).**

Italgas si riferisce ai metanodotti *“Valli di Lanzo”* e *“Tanaro – Arroscia Impero”* appartenenti alle ATEM Torino 4, Imperia e Cuneo 2, per i quali la gara d'ambito non è stata neppure bandita.

Ebbene nel caso la pretesa di Italgas è del tutto pretestuosa e finalizzata a limitare e paralizzare qualsiasi iniziativa nel settore del trasporto, ledendo la libertà di impresa costituzionalmente garantita (v. art. 41 Cost), e ciò a tutela di una potenziale, non nota nel contenuto e nella tempistica, iniziativa nel settore della distribuzione del gas metano.

Allorquando interverrà la gara d'ambito, il gestore della distribuzione dovrà tenere in debito conto le eventuali iniziative in corso nel settore del trasporto **di pubblica conoscenza (in quanto appunto inserite nei Piani decennali di sviluppo) prima della pubblicazione del bando di gara ATEM.**

Con riferimento poi all'ATEM 4 Torino, nel mese di Settembre 2019 è stato effettuato un incontro con l'ente capofila della gara al quale è stata esposta l'iniziativa e l'ente ha dato disponibilità ad approfondire e considerare l'inserimento della stessa nell'ambito di gara dell'atem compatibilmente con la fase autorizzativa dello stesso e i tempi di preparazione del bando di gara della distribuzione. È stata quindi inviata richiesta di manifestazione di interesse alla realizzazione dell'opera e all'inserimento dei comuni interessati tra le condizioni minime di sviluppo nella futura gara di ambito.

Con riferimento al metanodotto *“Tanaro Arroscia Impero”*, con riferimento alla tratta insistente nell'Atem Imperia si comunica che in data 17 ottobre 2019 l'Atem ha comunicato propria manifestazione di interesse alla realizzazione del metanodotto ed è in corso un processo di coordinamento al fine di inserire l'iniziativa all'interno del bando di gara. Per la tratta insistente sull'Atem Cuneo 2 la società è già coordinata con il

distributore gas naturale ad oggi presente e sta ricevendo manifestazioni di interesse per l'allaccio di varie utenze industriali presenti in zona. Si sta infatti ipotizzando di anticipare la realizzazione della prima tratta del metanodotto al fine di andare incontro alle richieste del territorio

## **2. Sulle Conclusioni.**

Nell'ultimo paragrafo degli spunti Italgas afferma come il sistema di trasporto non sarebbe soggetto a nessuna soglia di sostenibilità economica, mentre ciò non varrebbe per la distribuzione.

L'affermazione pare pretestuosa e surreale dato che il documento di cui si discute è proprio relativo all'analisi costi benefici del trasporto.

---

### **SPUNTO OSSERVAZIONE: S8**

#### **OSSERVAZIONE:**

È fondamentale che il trasportatore attivi in concreto il ruolo di coordinamento affinché non vengano irrimediabilmente pregiudicati gli sviluppi infrastrutturali degli altri gestori delle reti di distribuzione. Gli investimenti della distribuzione sono infatti il frutto dell'accordo tra ente concedente ed ente gestore e impegnano quest'ultimo alla realizzazione delle opere entro un arco temporale ben definito. Peraltro, le opere di metanizzazione curate dal distributore, così come tutte le opere infrastrutturali da esso previste, ricadono anche nel perimetro di offerta delle gare ATEM per l'assegnazione del servizio. Un mancato coinvolgimento del DSO potrebbe quindi mettere a repentaglio anche il quadro degli obblighi d'investimento sulla base del quale il distributore è risultato vincitore, con evidente pregiudizio per gli utenti servizi, per il gestore stesso e per la validità dell'aggiudicazione.

Si ritiene pertanto opportuno che l'Autorità, in mancanza di dimostrato coordinamento e a prescindere dalla sovrapposizione reale o potenziale della rete di trasporto con quella di distribuzione, esprima parere negativo sugli interventi di sviluppo proposti. È il caso di Energie Rete Gas, la quale, mancando nuovamente di assumere forme di coordinamento con i gestori delle restanti reti, propone sviluppi infrastrutturali in sovrapposizione a quelli della distribuzione, peraltro anche in zone d'Italia in cui le gare ATEM sono già state assegnate.

### **CONTRODEDUZIONI DI ENERGIE RETI GAS**

Italgas ritiene "fondamentale che il trasportatore attivi in modo concreto il ruolo di coordinamento affinché non vengano irrimediabilmente pregiudicati gli sviluppi infrastrutturali degli altri gestori delle reti di distribuzione". Premesso che nel caso del rapporto trasporto / distribuzione l'attivazione ed attenzione ad evitare duplicazioni è prevista dalla norma in vigore a carico di entrambi, Energie Rete Gas si è effettivamente attivata per tempo e infatti, a diversi stadi autorizzativi fino alla fase di costruzione, ha portato avanti iniziative in NON sovrapposizione con le reti di distribuzione e in coordinamento con gli enti concedenti. I distributori, tutti non solo Italgas, dovranno tenere conto di tali situazione per evitare sovrapposizioni con il sistema del trasporto.

#### ***Conclusioni e conseguenze dell'eventuale accoglimento delle osservazioni Italgas ed Anigas.***

Per tutte le ragioni sopra illustrate, si precisa come, per nessuno dei progetti di sviluppo delle Reti di trasporto ai quali si riferiscono Italgas e Anigas che interessano la Società esponente, siano venuti meno i criteri di economicità efficienza e garanzia della concorrenza, risultando possibile e doveroso che le imprese della distribuzione si coordinino con quelle del trasporto, con le modalità indicate al paragrafo A.

Più in generale - tenendo anche in considerazione che, ad oggi, la maggior parte delle procedure per l'affidamento della distribuzione sulla base degli ATEM o non sono state ancora avviate, o sono in stato embrionale - è evidente come l'eventuale e denegato accoglimento delle osservazioni in esame non avrebbe un effetto circoscritto ai soli progetti inseriti nei piani decennali di sviluppo di Energie Rete Gas S.r.l. per il 2019 e il 2020 ai quali si riferiscono Italgas ed Anigas, ma coinvolgerebbe sostanzialmente tutti gli operatori

del trasporto che hanno intenzione di assumere, stanno assumendo, o hanno in corso di realizzazione iniziative di sviluppo delle reti di trasporto, con totale paralisi di un intero settore economico ed evidente lesione della libertà di impresa costituzionalmente garantita (v. art. 41 Cost).

---

## **OSSERVAZIONI RICEVUTE DA PROVINCIA AUTONOMA DI TRENTO**

### **SPUNTO OSSERVAZIONE: S1**

#### **OSSERVAZIONE:**

Nella Nota 1 del Documento di Coordinamento della società SNAM RETE GAS si legge “Snam Rete Gas è disponibile a proseguire l’attività di coordinamento tra le parti interessate ed eventualmente a pianificare nelle prossime edizioni dei piani decennali gli interventi necessari sulla propria rete allor quando lo stato di maturità del progetto e la relativa analisi costi benefici evidenzino uno stato di avanzamento positivo. Nello specifico, ad oggi, sono state condivise con Retragas le valutazioni preliminari in termini di costi di investimento relativi alle opere di potenziamento della rete Snam Rete Gas necessarie a fronte dei quantitativi addizionali di gas naturale per il mercato del Trentino “. Nell’edizione 2020 del proprio piano decennale, Retragas ha analizzato i tratti di tubazione di trasporto regionale per raggiungere zone di futura metanizzazione del Trentino e, contestualmente, ricercare punti di interconnessione con SNAM volti a definire soluzioni dell’approvvigionamento del gas metano in sicurezza. Si reputa opportuno continuare l’attività di coordinamento approfondendo le analisi avviate sia rispetto agli ulteriori tratti di rete di trasporto citati all’interno del piano di sviluppo decennale sia rispetto ai punti di interconnessione con la rete SNAM.

In ragione dell’esigenza di indire la gara per l’affidamento del servizio di distribuzione del gas per l’ATEM Trento con durata di 12 anni, si rappresenta la criticità collegata alle tempistiche per la messa in servizio dei tratti di tubazione di trasporto fino alla cabina REMI prevista a Folgarida, dalla quale dovrebbe essere sviluppata la distribuzione del gas metano nelle aree della Val di Sole e Val di Non che si vorrebbe essere oggetto della prossima concessione d’ambito, per la quale è prevista una ravvicinata scadenza per l’indizione della relativa gara.

### **CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS**

Retragas conferma di aver avviato l’attività di coordinamento con Snamreagas e con gli Enti del Territorio.

Nel Piano in oggetto l’estendimento della tubazione di trasporto per raggiungere la REMI prevista a Folgarida è programmato con attivazione nel 2029.

Retragas ha già avviato le attività del Progetto di Fattibilità Tecnico Economica coinvolgendo la Comunità delle Giudicarie e i Comuni interessati dai tracciati e ha già ricevuto alcune osservazioni alle proposte di tracciato presentate in data 08.07.2020 alle amministrazioni interessate al primo tratto di sviluppo rete (Pinzolo – Campo Carlo Magno).

Intenzione di Retragas è proseguire con continuità le attività progettuali con la finalità di conseguire ove possibile una riduzione dei tempi di attuazione dell’opera rispetto al programma indicato nel Piano.-----

---

### **SPUNTO OSSERVAZIONE: S2**

#### **OSSERVAZIONE:**

Nel Piano di Retragas 2020 i costi dei tratti di rete “non classificati” (vedi rif. S5) sono stati inseriti come importi complessivi stimati in termini parametrici.

### **CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS**

Retragas ha considerato l’impegno economico degli sviluppi “non classificati” nell’analisi costi-benefici

inquadrandoli nello scenario complessivo dello sviluppo della rete di trasporto regionale del trentino occidentale. Tali sviluppi sono stati oggetto del tavolo di lavoro con Snamreagas e con gli Enti del Territorio per delineare le soluzioni alle tematiche della disponibilità di gas, della sicurezza delle reti e degli investimenti necessari.

Nelle versioni successive dei Piani di Sviluppo, mano a mano che saranno confermati gli scenari e i dati di base per la progettazione di dettaglio, sarà valutato l'inserimento delle nuove "schede progetto" analizzando puntualmente le singole voci di costo oggi ipotizzate a livello parametrico prudenziale nell'analisi costi benefici complessiva.

---

### **SPUNTO OSSERVAZIONE: S3**

#### **OSSERVAZIONE:**

Con riferimento piani decennali 2018 e 2019, si ripropone quanto già precedentemente evidenziato in occasione delle osservazioni al piano di sviluppo 2018 (nota APRIE n. 210914 del 29 marzo 2019). In particolare si era segnalato quanto segue:

2. Si registrava una criticità collegata al progetto Retragas 2018\_03 in quanto la sua realizzazione comporterebbe il sistema di trasporto regionale in una configurazione unica ad antenna che potrebbe risultare vulnerabile poiché questa verrebbe alimentata solamente dall'interconnessione con la rete statale SNAM di Vestone; il mero potenziamento della Re.Mi di Vestone (progetto Retragas 2016\_04) lascerebbe impregiudicata tale vulnerabilità, soprattutto considerando che il completo sviluppo di tale progetto fino a Cles, intercetterebbe una rete di distribuzione per la quale va verificata – sotto il profilo regolatorio e tecnico- la sua possibile di contro alimentare il tubazione oggetto del progetto Retragas 2018\_03.

3. Un'altra situazione critica collegata all'ipotizzato sistema ad antenna sembrava essere rappresentata dalla limitata movimentazione di volumi di gas che necessiterebbero le aree di consumo montane della Valle di Sole e Val di Non in quanto la pressione a fondo rete nel punto di consegna Dimaro Folgarida potrebbe non essere sufficiente a garantire la pressione adeguata per il funzionamento delle reti di distribuzione. Per superare la vulnerabilità sembra indispensabile che vada realizzato parallelamente il progetto Retragas 2018\_02 (tratto Tione - Trento/Riva del Garda) che consente la chiusura del sistema di trasporto regionale secondo uno schema ad anello con possibilità di gestire flussi bidirezionali, di rilievo interregionale (Brescia – Tione – Trento).

4. Nel piano di sviluppo di SNAM non erano previsti interventi sulla rete ubicata in Trentino. Una criticità è rappresentata dal ramo ad antenna della tubazione SNAM Mori-Riva a servizio del punto di consegna di Riva che non sembra, ancora oggi, in grado di rispondere ad incrementi di prelievo di gas. Tale condizione vincola un'importante area turistica e produttiva del trentino (zona alto Garda).

5. Tenuto conto che tutte le tubazioni di trasporto proposte da Retragas nel territorio trentino, si evidenzia l'esigenza di valutare se le ipotizzata 3<sup>a</sup> specie fosse sufficiente ad assicurare la pressione minima di 5 bar a Dimaro Folgarida, oppure se sarebbe stato necessario apportare l'interconnessione attraverso la rete SNAM Tione-Trento con caratteristiche di 2<sup>a</sup> specie tali da consentire lo spostamento dei volumi di gas fino al punto di connessione Dimaro Folgarida.

6. La realizzazione del collegamento con Cles (progetto Retragas 2018\_03) avrebbe consentito l'implementazione di condizioni di ridondanza del sistema di distribuzione trentino e si metterebbe in sicurezza il sistema del trasporto interregionale sia dell'area bresciana che trentina.

### **CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS**

#### **S3 punto 2**

Nei Piani 2019-2028 e 2020-2029 di Retragas è definito uno scenario complessivo di sviluppo della rete di trasporto regionale nel Trentino occidentale che prende in esame la risoluzione delle problematiche indicate al punto S3 punto 2, prevedendo adeguata chiusura ad anello della rete con interconnessione alla



rete di Snamretegas.

S3 punto 3

Nei Piani 2019-2028 e 2020-2029 di Retragas è definito uno scenario complessivo di sviluppo della rete di trasporto regionale nel Trentino occidentale che prende in esame la risoluzione delle problematiche indicate al punto S3 punto 3, prevedendo adeguata chiusura ad anello della rete con interconnessione alla rete di Snamretegas.

S3 punto 5

Per la richiesta esposta con S3 punto 5 ad oggi non sono note particolari condizioni che richiedano la posa di una rete di trasporto realizzata e costruita in 2a specie, per cui si conferma l'ipotesi di realizzazione in 3a specie, specificando sin d'ora che ciò rappresenta per la scrivente società il limite massimo di realizzazione ed esercibilità di una rete nel territorio citato; eventuali richieste di fornitura a pressione (specie) superiore non potranno essere gestite.

S3 punto 6

Nei Piani 2019-2028 e 2020-2029 di Retragas è definito uno scenario complessivo di sviluppo della rete di trasporto regionale nel Trentino occidentale che prende in esame la risoluzione delle problematiche indicate al punto S3 punto 6, prevedendo adeguata chiusura ad anello della rete con interconnessione alla rete di Snamretegas.

#### **CONTRODEDUZIONI DI SRG:**

S3 punto 4

Con riferimento al punto 4), si segnala che nei precedenti Piani era presente il progetto RR\_0066 Potenziamento Derivazione Arco – Riva del Garda che SRG è stata tuttavia costretta a ridimensionare e a realizzare solo parzialmente a causa delle notevoli difficoltà riscontrate nell'ottenimento dei necessari permessi.

SRG si rende disponibile a valutare un potenziamento dell'intera linea in alta pressione da Mori a Riva del Garda in presenza di richieste e di condizioni che ne consentano la realizzazione.

---

#### **SPUNTO OSSERVAZIONE: S4**

##### **OSSERVAZIONE:**

Nell'ambito dell'elaborazione del Piano energetico ambientale provinciale (PEAP) per il decennio 2020-2031, la cui adozione è prevista nel corso del 2021, si segnala che si sta predisponendo uno studio che analizza gli scenari di previsione al 2030 circa l'approvvigionamento energetico del territorio in linea con le prescrizioni per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione europee, nazionali e provinciali (art. 23 della legge provinciale n. 19/2013). Tali scenari analizzeranno in particolare la possibilità di immettere nella rete di trasporto una quota di gas prodotto da fonti rinnovabili, quali ad esempio il biogas naturale sintetico e l'idrogeno. È necessario quindi che l'infrastruttura del trasporto si estenda anche nelle aree attualmente non metanizzate per permettere l'implementazione di punti di consegna di tale fonte rinnovabile.

#### **CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS**

Retragas conferma la propria disponibilità a partecipare ad un tavolo di lavoro con le altre parti interessate (Snamretegas, Enti del Territorio) finalizzato ad esaminare le tematiche sopra indicate al fine definire un programma integrato di interventi per la metanizzazione delle nuove aree.

La infrastruttura di trasporto regionale che sarà realizzata nel territorio del Trentino occidentale viene progettata in modalità compatibile per l'immissione di biometano e ove possibile di miscele di idrogeno.

**SPUNTO OSSERVAZIONE: S5****OSSERVAZIONE:**

Nei Piani di Sviluppo 2020 si desume come la rete di sviluppo regionale proposta da Retragas sia stata sviluppata nell'ottica di interconnettersi con la rete Snam, al fine di implementare la sicurezza del servizio e per consentire l'approvvigionamento di zone del territorio provinciale attualmente nonservite. I progetti inseriti nel piano decennale della società Retragas sono i seguenti:

- REALIZZAZIONE DORSALE RETE AP 2016\_12 - VALLE GIUDICARIE (TN): TIONE – PINZOLO
- REALIZZAZIONE DORSALE RETE AP 2018\_02 - VALLE GIUDICARIE (TN): TIONE – COMANO
- REALIZZAZIONE DORSALE RETE AP 2018\_03 - VALLE GIUDICARIE (TN): PINZOLO – CAMPIGLIO
- REALIZZAZIONE DORSALE RETE AP 2019\_01 - VALLE GIUDICARIE (TN): CAMPIGLIO – FOLGARIDA

Il Piano affronta anche le seguenti estensioni "non classificate":

- a. Estensione Folgarida-Cles (30,5 km)
- b. Estensione Cles-Mezzolombardo (21,3 km)
- c. Estensione Comano-Riva del Garda (22,7 km)

Dalle verifiche idrauliche effettuate all'interno del piano decennale di Retragas sembrerebbero soddisfatte le condizioni minime di pressione e portata alla Re.Mi di Folgarida stimando un volume distribuito alle nuove utenze da allacciare pari a circa 15.000 Sm<sup>3</sup>/h, mentre nell'ipotesi di richiesta di un volume orario complessivamente superiore la simulazione con immissione di gas solo dalla Re.Mi di Vestone non sembra essere sufficiente a garantire la fornitura in sicurezza dell'intera asta Vestone-Folgarida. Permane pertanto una criticità (sicurezza nelle continuità di servizio) del tratto sviluppato ad antenna in direzione Folgarida (2018\_03 e 2019\_01) e si ritiene più appropriato, per sopperire a tale potenziale vulnerabilità, procedere all'interconnessione con la rete SNAM verso Cles o Riva del Garda.

Si evidenzia la criticità relativa ai tempi indicati nei piani decennali di Retragas per completare la messa in sicurezza dell'intero sistema interregionale in quanto il raggiungimento con la REMI di Folgarida (a fine 2029) implicherebbe che la chiusura ad anello, verso Cles o verso Riva del Garda, dovrebbe esser attuata in una fase temporalmente successiva (oltre la durata del Piano di Sviluppo): non essendo stata espressa alcuna data ultima per la realizzazione di tali tratti di rete, si rappresenta come tale incertezza costituisca elemento critico per la programmazione dell'intero sistema di forniture nel territorio occidentale del Trentino che si intende pianificare mediante gli strumenti dell'aggiornamento del piano energetico ambientale e del conseguente piano di sviluppo nella gara d'ambito.

Sarebbe quindi auspicabile, a valle di ulteriori approfondimenti con Snam e Retragas, siano sviluppate le analisi anche i tratti dello sviluppo della rete regionale attualmente "non classificati" nel piano di Retragas, soprattutto con riferimento ai tempi di realizzazione degli stessi. Inoltre rileva come sia stato messo in luce l'esigenza di potenziare il tratto Mori-Riva di Snam; ciò sia per sopperire le eventuali nuove richieste di forniture di gas nella zona dell'alto Garda (area turistica e produttiva strategica per il Trentino) a causa della saturazione della capacità di trasporto, soprattutto in assenza dell'interconnessione con Retragas, sia per dotare il sistema di un'adeguata pressione di funzionamento (intesa come capacità di spostare volumi di gas) nel sistema di interconnessione ad anello ipotizzato dell'anello Vestone – Tione – Riva o in quello Vestone – Tione – Cles – Mezzolombardo.

**CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS**

Retragas ha considerato l'architettura della rete, compresi i tratti "non classificati", nello scenario complessivo dello sviluppo della rete di trasporto regionale del trentino occidentale. Lo schema generale della rete è stato oggetto del tavolo di lavoro con Snamretagas e con gli Enti del Territorio per delineare le soluzioni alle tematiche della disponibilità di gas, della sicurezza delle reti e degli investimenti necessari.

Nelle versioni successive dei Piani di Sviluppo, mano a mano che saranno confermati i dati di base per la progettazione di dettaglio, sarà valutato l'inserimento delle nuove "schede progetto".

Intenzione di Retragas è proseguire con continuità le attività progettuali con la finalità di conseguire ove possibile un contenimento dei tempi di attuazione delle opere.

La risposta alla osservazione relativa al potenziamento della rete Snam Mori - Riva a servizio dell'area dell'Alto Garda "servita oggi da una limitata capacità dei punti di consegna" è di competenza di Snamretegas.

#### **CONTRODEDUZIONI DI SRG:**

Si rimanda alle controdeduzioni effettuate alle precedenti osservazioni sul tema.

---

#### **SPUNTO OSSERVAZIONE: S6**

##### **OSSERVAZIONE:**

In via generale si ravvisa la necessità di interconnettere in tempi ragionevoli l'intera rete di trasporto con la principale rete SNAM sviluppata nella valle dell'Adige per disporre l'approvvigionamento di gas in sicurezza per tutto il territorio provinciale. Ciò in coerenza con l'obiettivo 4.3 del Programma di Sviluppo Provinciale della XVI Legislatura, approvato con Deliberazione Giunta Provinciale n. 1075 del 19 luglio 2019 che prevede di incrementare l'efficienza delle forniture e la riduzione degli impatti sul clima con il conseguente beneficio socio-economico e ambientale sull'intero territorio.

Con riferimenti agli interventi indicati al punto S5 e quanto ivi rappresentato, si osserva in particolare, nonostante siano stati analizzati anche i tratti di interconnessione con la rete SNAM, la permanenza dell'elemento di vulnerabilità di un tratto di rete di trasporto con sviluppo ad antenna da Vestone in direzione Folgarida (2018\_03 e 2019\_01) se non si procederà all'interconnessione con la rete SNAM verso Cles o verso Riva del Garda.

Ciò quanto meno se non verrà sviluppato il progetto 2018\_02 (Tione – Comano), con la sua prosecuzione verso Riva del Garda. Sarebbe più opportuno realizzare tale collegamento simultaneamente allo sviluppo del ramale fino a Folgarida per garantire una pressione adeguata per il funzionamento delle reti di distribuzione delle nuove zone che saranno servite. Questo collegamento, infatti, consentirà anche di rafforzare e garantire la sicurezza nell'approvvigionamento e per assicurare potenzialmente le pressioni necessarie alle forniture di gas.

Analogo ragionamento potrebbe esser svolto per il tratto da Folgarida verso Cles (30,5 km); la sola realizzazione di questo ultimo tratto di rete di trasporto avrebbe comunque l'esigenza, come ricordato al punto S5, che venga adeguatamente potenziata la rete Snam Mori - Riva a servizio dell'area dell'Alto Garda servita oggi da una limitata capacità dei punti di consegna.

La chiusura dell'anello e l'allacciamento tra la rete Retragas e Snam porterebbe quindi a molteplici vantaggi: la messa in sicurezza della rete di trasporto a valenza interregionale, eliminando l'effetto antenna alimentata solo dall'impianto di Vestone, la continuità di fornitura sia per il territorio trentino che per quello bresciano (Val Sabbia) ed, infine, l'approvvigionamento di nuove utenze e il conseguente beneficio socio-economico e ambientale (qualità aria) che la distribuzione del gas porterebbe a tutto il territorio trentino.

#### **CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS**

Retragas ha considerato l'architettura della rete, compresi i tratti "non classificati", nello scenario complessivo dello sviluppo della rete di trasporto regionale del trentino occidentale. Lo schema generale della rete è stato oggetto del tavolo di lavoro con Snamretegas e con gli Enti del Territorio per delineare le soluzioni alle tematiche della disponibilità di gas, della sicurezza delle reti e degli investimenti necessari.

La risposta alla osservazione relativa al potenziamento della rete Snam Mori - Riva a servizio dell'area dell'Alto Garda "servita oggi da una limitata capacità dei punti di consegna" è di competenza di Snamretegas.

**CONTRODEDUZIONI DI SRG:**

Si rimanda alle controdeduzioni effettuate alle precedenti osservazioni sul tema.

---

**SPUNTO OSSERVAZIONE: S7****OSSERVAZIONE:**

Nell'ottica di una pianificazione territoriale appropriata si auspica che sia svolta un'analisi più approfondita anche per i tratti attualmente in fase di sviluppo (tratti verso Cles e verso Riva non numerati), prevedendo una tempistica certa anche per tali interventi.

Si osserva che nel piano decennale Retragas, relativamente alle estensioni nel territorio delle Giudicarie esteriori (progetto\_2018\_02), non sono stati elencati i Comuni di San Lorenzo Dorsino e Stenico, potenzialmente interessati allo sviluppo della rete di distribuzione.

**CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS**

Retragas ha considerato l'architettura della rete, compresi i tratti "non classificati", nello scenario complessivo dello sviluppo della rete di trasporto regionale del trentino occidentale. Lo schema generale della rete è stato oggetto del tavolo di lavoro con Snamreagas e con gli Enti del Territorio per delineare le soluzioni alle tematiche della disponibilità di gas, della sicurezza delle reti e degli investimenti necessari.

Nelle versioni successive dei Piani di Sviluppo, mano a mano che saranno confermati i dati di base per la progettazione di dettaglio, sarà valutato l'inserimento delle nuove "schede progetto".

Intenzione di Retragas è proseguire con continuità le attività progettuali con la finalità di conseguire ove possibile un contenimento dei tempi di attuazione delle opere.

La nuova emissione del Piano di Sviluppo di Retragas per il tratto di feeder nel territorio delle Giudicarie esteriori (tratto Tione – Comano progetto 2018\_02) verrà aggiornata considerando anche i dati dei Comuni di San Lorenzo Dorsino e Stenico, potenzialmente interessati allo sviluppo della rete di distribuzione.

---

**SPUNTO OSSERVAZIONE: S8****OSSERVAZIONE:**

Si ravvisa la criticità legata alle tempistiche previste per lo sviluppo della rete di trasporto indicate nei Piani di Sviluppo decennali per consentire un coerente sviluppo della rete di distribuzione (in particolare nella val di Sole) in ragione della durata della concessione prevista per l'affidamento ad un unico distributore d'ambito. Infatti, come indicato al punto S6, si rende necessario disporre di tempistiche note e più stringenti per la realizzazione delle reti di trasporto per poter pianificare adeguatamente le reti di distribuzione per rendere sostenibile il piano minimo di sviluppo della distribuzione, oggetto della gara d'ambito.

Per quanto riguarda lo sviluppo della rete di trasporto verso Mezzolombardo, ipotizzata nel piano Retragas, si evidenzia che esiste la presenza di un'adeguata tubazione di alta pressione in terza specie, classificata ad oggi come rete di distribuzione, che potrebbe invece essere riclassificata per svolgere funzioni di trasporto ed essere impiegata più utilmente quale elemento del progetto per la chiusura della rete di trasporto verso Snam evitando inutili sovrapposizioni.

**CONTRODEDUZIONI DI RETRAGAS**

Lo schema generale della rete è stato oggetto del tavolo di lavoro con Snamreagas e con gli Enti del Territorio per delineare le soluzioni alle tematiche della disponibilità di gas, della sicurezza delle reti e degli investimenti necessari. Nelle versioni successive dei Piani di Sviluppo, mano a mano che saranno confermati i dati di base per la progettazione di dettaglio, sarà valutato l'inserimento delle nuove "schede progetto".



Intenzione di Retragas è proseguire con continuità le attività progettuali con la finalità di conseguire ove possibile sia un contenimento dei tempi di attuazione delle opere della rete di trasporto regionale, sia un allineamento con il cronoprogramma dello sviluppo delle reti distribuzione che sarà attuato a seguito dell'esito della gara d'ambito.

Retragas prende atto dell'esistenza di una tubazione di alta pressione in terza specie "verso Mezzolombardo", classificata ad oggi come rete di distribuzione, che potrebbe invece essere riclassificata per svolgere funzioni di trasporto ed essere impiegata più utilmente quale elemento del progetto per la chiusura della rete di trasporto verso Snam evitando inutili sovrapposizioni.

Al riguardo Retragas comunica la propria disponibilità a partecipare ad un tavolo congiunto con PAT, il Distributore e le Autorità competenti per acquisire gli elementi tecnici della tubazione e della rete sottesa al fine di esaminare la fattibilità della riclassificazione della tubazione e del suo utilizzo come elemento per la connessione alla rete di trasporto Snam.

---

## DOMANDE POSTE DURANTE IL WEBINAR DEL 17 GIUGNO

### AXPO trading:

#### DUAL FUEL

##### Osservazione

Con riferimento alle centrali di compressione dual fuel, l'analisi costi-benefici evidenzia dei risparmi di costo, in termini di fornitura di flessibilità al sistema elettrico, fino a 28,7 M€ per la centrale di Malborghetto, 57,1 M€ per la centrale di Messina e 34,9 M€ per la centrale di Poggio Renatico, su un orizzonte temporale di 25 anni; su quali assunzioni relative all'energia dispacciata sul MSD nei diversi anni considerati per la stima dei risparmi di costo si fondano tali valutazioni?

##### Risposta SRG

Si è ipotizzato un intervento sul mercato del bilanciamento garantendo riserva terziaria a scendere. In questo senso il beneficio determinato è stato quantificato monetariamente considerando una previsione di utilizzo delle centrali le variabili del sistema elettrico coerenti con quanto presentato negli scenari.

I volumi di bilanciamento sono stati determinati mediante l'utilizzo di un modello per la simulazione del dispacciamento elettrico (ELFO ++), ed un ulteriore modello a reti neurali per la simulazione del mercato di bilanciamento. Tramite il primo modello sono stati determinati i volumi di dispacciamento dell'MGP ed i volumi di dispacciamento dopo la sezione di MSD tenendo conto dei vincoli necessari per soddisfare i requisiti di carico e di riserva secondo il codice di rete di Terna. In tale modo si sono determinati i volumi di MSD ex ante. Per quanto riguarda il mercato MB si è utilizzato un modello a rete neurale che simula il comportamento degli operatori "imparandolo" dai dati storici che vengono in esso imputati. Gli input usati per addestrare la rete neurale sono i volumi orari zionali storici (2016-2019) di MSD e di MB. Una volta addestrata, la rete neurale viene applicata ai volumi zionali orari previsionali MSD risultanti dalla simulazione di Elfo++ per ottenere i volumi orari zionali previsionali di MB.

I prezzi del mercato di bilanciamento sono stati determinati attraverso un approccio probabilistico sulla base dei risultati storici di mercato e sulla base dei prezzi MGP di scenario in esito dalla simulazione di Elfo++. In particolare, poiché il mercato MB è un mercato pay-as-bid ovvero in cui non vi è un prezzo marginale ma i partecipanti vengono remunerati al prezzo dell'offerta presentata, dai dati storici viene estrapolata la distribuzione di frequenza dei differenziali di prezzo tra MGP e MB. Tale distribuzione di differenziali di prezzo viene poi applicata ai prezzi MGP di scenario così da ottenere i prezzi MB previsionali.

Si è determinata la riduzione dei prezzi del mercato di bilanciamento elettrico mediante i modelli di simulazione del mercato elettrico, ipotizzando una partecipazione al mercato MSD delle centrali di SNAM come price taker andando a scalzare le offerte meno competitive che altrimenti avrebbero dovuto essere accettate dall'operatore elettrico. Per quanto riguarda i prezzi si è considerato che l'intervento dei compressori elettrici su MB possa spiazzare solamente la parte effettivamente concorrenziale del mercato. In maniera conservativa si è tenuto inoltre in conto che, viste le nuove tecnologie, i prezzi del mercato di bilanciamento potrebbero diminuire nel tempo. Si sono quindi considerati il 50° percentile della distribuzione oraria di prezzo. Per quanto riguarda i volumi si è inoltre tenuto conto che, anche qualora fosse possibile, l'operatore elettrico, per mantenere un adeguato livello di sicurezza, non assegna il totale del volume di bilanciamento ad una singola unità. Anche questa misura è intesa in senso cautelativo e ha come conseguenza che il volume accettato ora per ora sulle centrali ibride è inferiore rispetto alla totalità di quello offerto.

#### SARDEGNA

##### Osservazione

Nel Piano vengono messe a confronto due ipotesi alternative relative alla metanizzazione della Sardegna, l'interconnessione virtuale (Virtual Pipeline) e l'approvvigionamento mediante GNL a mercato; l'analisi costi-

benefici evidenzierrebbe un rapporto B/C più favorevole per la prima ipotesi, pur comportando costi capex e opex più elevati rispetto all'ipotesi GNL a mercato. E' possibile avere maggiori dettagli in relazione ai benefici monetari stimati nelle due ipotesi alternative? La differenza evidenziata in relazione ai benefici monetari nelle due ipotesi alternative origina esclusivamente dalle diverse assunzioni in merito all'evoluzione della domanda o anche da altri fattori?

### **Risposta SRG ed ENURA**

Per valutare i benefici derivanti dalla metanizzazione della Sardegna, sono state utilizzate due ipotesi alternative per l'approvvigionamento del gas alla Sardegna:

- **Interconnessione Virtuale (Virtual Pipeline):** l'approvvigionamento del gas verrebbe garantito mediante un servizio di caricamento e trasporto di GNL tramite 2 bettoline la cui entrata in esercizio seguirebbe il build up della domanda. Il gas è quindi ricaricato sulle navi da un impianto italiano e trasportato fino ai rigassificatori in Sardegna. Si stima la necessità di almeno 3 impianti di rigassificazione quando la domanda della regione raggiungerà le condizioni di regime. La soluzione risulta scalabile a seconda delle necessità e del build up della domanda gas. Tale configurazione presuppone un quadro normativo e regolatorio che permetta di includere la virtual pipeline nelle infrastrutture del sistema di trasporto.
- **Approvvigionamento mediante GNL a mercato:** l'alimentazione del mercato sardo avverrebbe effettuata mediante GNL prelevato presso un terminale GNL europeo e trasportato in Sardegna a mezzo bettolina a mercato. In tale configurazione di supply la rete energetica sarda risulterebbe isolata dal sistema di trasporto nazionale. Si stima in questo caso che il prezzo all'utente finale, risulti più elevato rispetto alla precedente configurazione abilitando di fatto uno switching meno accentuato dai combustibili tradizionali al gas. Si stima la necessità di almeno 2 impianti di rigassificazione a regime.

L'analisi costi/benefici considera 3 benefici monetizzabili:

- Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili
- Riduzione degli effetti negativi associati ad emissioni CO<sub>2</sub>
- Riduzione degli effetti negativi associati ad emissioni non CO<sub>2</sub>

Nel caso con Virtual Pipeline, in relazione alla tipologia del progetto, il costo all'ingrosso del gas è assunto pari a quello del mercato nazionale (PSV).

Nel caso GNL a mercato il prezzo è stato determinato ipotizzando di effettuare l'approvvigionamento in Sardegna mediante un reloading di GNL da un terminale europeo del Mediterraneo. Il prezzo del GNL è stato costruito secondo una logica cost plus considerando che il prezzo in Sardegna dovrà essere sufficientemente alto da attrarre il gas. Pertanto nella metodologia è stato considerato il prezzo massimo fra l'hub spagnolo e quello francese (stimato mediante modello), incrementato dei relativi costi della catena logistica. In particolare sono stati considerati i seguenti valori:

- Costo reloading: 1,2 €/MWh
- Costo shipping: 4 €/MWh
- Margine di commercializzazione: 2,6 €/MWh

Ne deriva che il prezzo della configurazione GNL a mercato così costruito è mediamente più alto del 27%

La differenza tra i prezzi del gas nelle due configurazioni è stata così fattorizzata nella domanda di gas attesa e nella determinazione dei benefici sopra indicati (calcolati secondo quanto indicato in metodologia ACB), in relazione ai diversi combustibili sostituibili con gas naturale.