



# PIANI DECENNALI DI SVILUPPO DELLE RETI DI TRASPORTO DI GAS NATURALE 2021-2030

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

### Premessa

Il presente documento raccoglie le controdeduzioni alle osservazioni ai Piani Decennali di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale 2021-2030 (di seguito "Piani"), pervenute all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (Autorità) dai soggetti interessati nell'ambito del processo di consultazione dei Piani<sup>1</sup>, nonché quelle formulate durante il webinar del 15 luglio 2021.

### Riferimenti normativi

Il documento è stato predisposto ai sensi di quanto previsto dall'art. 16 del d.lgs. 93/2011 e s.m.i., il quale dispone 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). All'Autorità è inoltre demandato il compito di verificare l'attuazione del Piano stesso.

L'Autorità ha provveduto a recepire quanto previsto dal d. lgs. 93/2011 mediante le deliberazioni 351/2016/R/Gas, 468/2018/R/Gas e 539/2020/R/Gas, che definiscono le modalità di consultazione pubblica e di redazione degli schemi di piano decennale.

### Partecipanti alla consultazione

I soggetti che hanno formulato osservazioni ai Piani nell'ambito della consultazione pubblica sono:

- Alto Garda Servizi
- Anigas
- Energia Libera
- Eni
- EP Produzione
- Gasdotti Alpini
- Igas
- IVI petrolifera
- Novareti
- Provincia Autonoma di Trento
- RETRAGAS

### Processo di coordinamento tra i gestori dei sistemi di trasporto

Snam Rete Gas, in qualità di operatore maggiore di trasporto, predispone il presente documento in cui sono raccolte le controdeduzioni alle osservazioni ricevute sui Piani Decennali, in coordinamento con gli altri gestori delle reti di trasporto. Vengono pertanto riportate nel seguito sia le controdeduzioni formulate da Snam Rete Gas che quelle elaborate da tutti gli altri gestori di trasporto.

### Risposte alle osservazioni

Oltre alla sintesi di seguito riportata, il documento contiene: in allegato 1, il dettaglio delle osservazioni ricevute nell'ambito del processo di consultazione dei Piani e del webinar del 15 luglio 2021 e le relative controdeduzioni formulate dai gestore di rete interessati; in allegato 2, la codifica degli spunti di osservazione.

---

<sup>1</sup> Le osservazioni sono state trasmesse agli operatori di trasporto a mezzo posta elettronica certificata (PEC) in data 5 agosto 2021 mediante comunicazione prot. n. P/2021/31205 con oggetto "Trasmissione osservazioni sui Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativi al 2021"

**S1 Osservazioni sulle modalità di predisposizione dei Piani di Sviluppo e sul coordinamento tra gestori di trasporto.**

<b>Soggetto/i</b>	<b>Osservazione</b>	<b>Operatore</b>	<b>Controdeduzione</b>
Provincia autonoma di Trento	<p>Evidenzia la sovrapposizione fra i progetti di RETRAGAS e Gasdotti alpini, nonché fra i due progetti ed alcuni gasdotti della distribuzione.</p> <p>Il documento di coordinamento di SNAM non informa che la tratta di tubazione di trasporto da Tione a Pinzolo risulta già annoverata nell'elenco dei gasdotti regionali approvato con decreto direttoriale MISE del 31 gennaio 2019.</p>	SRG, Retragas, Gasdotti Alpini	<p>Snam Rete Gas: il documento di coordinamento è stato redatto in coerenza a quanto previsto dalla delibera 468/2018/R/Gas e Snam Rete Gas ha evidenziato agli operatori la sovrapposizione osservata.</p> <p>Gasdotti alpini: non pare significativa la presunta carenza informativa rilevata dalla Provincia Autonoma di Trento.</p>
RETRAGAS	Auspica che tutti i soggetti che presentano progetti di metanizzazione relativi all'area del Trentino siano sottoposti a coordinamento da parte della provincia autonoma di Trento	Gasdotti Alpini	Gasdotti Alpini si è attivata coordinandosi come indicato nel capitolo 5 del relativo piano decennale; in particolare, con Snam Rete Gas, con la Provincia Autonoma di Trento e con i distributori locali di gas naturale presenti sul territorio.

**S2 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 (es. scenari per TYNDP) e a livello nazionale (es. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, PNIEC) nel settore energetico.**

<b>Soggetto/i</b>	<b>Osservazione</b>	<b>Operatore</b>	<b>Controdeduzione</b>
EP Produzione	Rileva come non sia concretamente realizzabile lo sviluppo simultaneo ed equilibrato delle risorse previste nel PNIEC, in particolare, l'installazione dei pompaggi idroelettrici nei tempi previsti.	ENURA,SRG	In relazione al consumo di gas preso in considerazione, in particolare per la sua componente di uso termoelettrico oggetto dell'osservazione, Snam Rete Gas ha utilizzato i dati resi disponibili da TERNA, ENEL

	<p>Evidenza che il consumo di gas preso in considerazione nella definizione dei piani di metanizzazione della Sardegna, che è quello previsto nello studio RSE, potrebbe condurre a sottostimare, in modo significativo, il consumo di gas atteso in Sardegna.</p> <p>Lamenta la mancanza di uno studio condiviso e discusso pubblicamente sulle condizioni di adeguatezza, di sicurezza e di qualità della fornitura di energia elettrica nell'isola, in un orizzonte temporale almeno fino al 2030, tale da chiarire quali siano i requisiti minimi per la realizzazione della transizione energetica in Sardegna in alternativa a quanto previsto dal PNIEC</p>		<p>e RSE.</p> <p>Snam Rete Gas è comunque favorevole all'elaborazione di uno studio approfondito sulle condizioni di adeguatezza, di sicurezza e di qualità della fornitura di energia elettrica nell'isola, così come auspicato da EP Produzione, dichiarandosi disponibile a fornire la propria collaborazione.</p>
<p>Provincia autonoma di Trento</p>	<p>Osserva che il piano di Gasdotti alpini è coerente con il PEAP 2021-2030 dell'11 giugno 2021, mentre il piano RETRAGAS con una proposta di PEAP preliminare, del 05 marzo 2021.</p>	<p>Retragas, Gasdotti Alpini</p>	<p>Gasdotti Alpini: Le osservazioni rese dalla Provincia Autonoma di Trento evidenziano che il Piano Decennale di Gasdotti Alpini è già coerente con i dati del PEAP approvato in via definitiva considerato il numero delle abitazioni esistenti sul territorio.</p> <p>Retragas: sottolinea di aver utilizzato le indicazioni contenute in una lettera di PAT e confermate nel PEAP provvisorio.</p>

**S3 Commenti riguardanti lo sviluppo e la penetrazione, nell'ambito degli scenari energetici di riferimento, di green gas, in particolare biometano, e dell'idrogeno.**

Soggetto/i	Osservazione	Operatore	Controdeduzione
ANIGAS, IGAS <sup>2</sup>	Il soggetto auspica la definizione di un quadro regolatorio abilitante e di scelte di investimento funzionali alla transizione energetica facendo rilevare l'importanza degli scenari relativi alle future evoluzioni del mercato che avranno un impatto fondamentale anche sui progetti relativi al sistema gas soprattutto nell'ottica del piano Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.	SRG	SRG è favorevole a quanto espresso nell'osservazione .
Provincia autonoma di Trento	Evidenza che i progetti dei due operatori risultano compatibili per l'immissione di gas verdi (biometano e idrogeno).  Il piano di Retragas, seppure sostenga che le nuove condotte per il trasporto saranno realizzate con materiali e apparecchiature hydrogen ready per la predisposizione all'utilizzo di blend CH4-H2, non riporta con chiarezza la percentuale di blending di idrogeno che potrà essere gestita con il proprio progetto.	Retragas, Gasdotti Alpini	Retragas: Nel Piano di Sviluppo di Retragas è presente un punto di consegna del biometano sul territorio di Brescia e non sul territorio Trentino. Per quanto riguarda il grado di percentuale di blending di idrogeno, sarà cura di Retragas fornire un maggior dettaglio nel prossimo Piano Decennale.

**S4 Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema gas, con particolare riferimento agli anni 2019-2020, le criticità attuali e il loro ruolo ai fini di orientare le esigenze di rinnovo e/o sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas.**

Soggetto/i	Osservazione	Operatore	Controdeduzione
Provincia autonoma di Trento	Segnala una possibile ulteriore sovrapposizione tra i progetti di Gasdotti Alpini e RETRAGAS, avendo RETRAGAS dichiarato una modifica del proprio piano.	Retragas, Gasdotti Alpini	Gasdotti Alpini: il Piano di Gasdotti Alpini è già attuale, realizzabile e non necessita di adattamenti futuri nei prossimi Piani Decennali.

<sup>2</sup> IGAS riporta l'osservazione allo spunto S5

<b>S5 Commenti riguardanti le criticità del sistema gas previste in futuro e le correlate esigenze di rinnovo e/o sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas, anche in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione e transizione energetica</b>			
<b>Soggetto/i</b>	<b>Osservazione</b>	<b>Operatore</b>	<b>Controdeduzione</b>
Provincia autonoma di Trento	Con riferimento ai contenuti del PEAP, ravvisa una piena coerenza fra il progetto di Gasdotti Alpini e il PEAP, mentre ravvisa una coerenza solo parziale del progetto RETRAGAS col PEAP in quanto la metanizzazione è limitata ad alcune zone del Trentino occidentale.	Retragas, Gasdotti Alpini	Nessuna controdeduzione

<b>S6 Commenti sugli interventi di rinnovo e/o sviluppo della Rete Nazionale e della Rete Regionale di Gasdotti rappresentati nei Piani 2021.</b>			
<b>Soggetto/i</b>	<b>Osservazione</b>	<b>Operatore</b>	<b>Controdeduzione</b>
ANIGAS, ENI <sup>3</sup>	Segnala il potenziale impatto tariffario dell'investimento "Linea Adriatica" e auspica la possibile valutazione di una cross border cost allocation.	SRG	Sul progetto "Linea Adriatica" deve ancora essere adottata la decisione finale di investimento che dovrà tenere conto, ai sensi della regolazione vigente, delle nuove richieste di capacità su Punti di Entrata esistenti o nuovi da Sud. L'investimento presenta un'ACB positiva.
ANIGAS, ENI, IGAS	Relativamente al progetto "centrali dual fuel", si evidenzia la necessità che sia rispettata la normativa sulla separazione societaria per lo svolgimento delle attività di libero mercato, in quanto l'offerta di servizi di flessibilità al mercato del bilanciamento elettrico è un'attività svolta in regime di	SRG	La finalità principale dell'investimento è quella di garantire i livelli di capacità di importazione riducendo l'utilizzo di energia primaria e contribuendo alla riduzione di emissioni climalteranti.

<sup>3</sup>ENI riporta l'osservazione allo spunto S5

	concorrenza.		<p>Il potenziale delle centrali in termini di efficientamento del sistema energetico nel suo complesso è stato valutato tramite il beneficio "B9 - Fornitura di flessibilità al sistema elettrico", in linea con i criteri approvati.</p> <p>Le modalità con cui la flessibilità potrà essere messa a disposizione del sistema elettrico, saranno definite in esito al procedimento avviato con delibera 539/2020.</p> <p>Il trattamento regolatorio dell'offerta di flessibilità al mercato elettrico formerà oggetto di specifiche valutazioni da effettuare nel rigoroso rispetto della regolazione vigente e dell'efficiente funzionamento dei mercati (delibera 539/2020/R/gas).</p>
Energia Libera	Rileva che l'analisi dei costi benefici è stata presentata in maniera aggregata per tutte le centrali e richiede chiarimenti sulle modalità di intervento di SRG su MSD, evidenziando problemi di unbundling e possibili arbitraggi da parte di SRG.	SRG	<p>Il raggruppamento dei progetti è funzionale a rappresentare in modo aggregato l'iniziativa di rinnovamento del parco macchine delle centrali di spinta ed evidenziarne i benefici complessivi.</p> <p>In merito alle osservazioni sui temi di unbundling, si rimanda alle osservazioni Anigas di cui allo spunto S6.</p>
Provincia autonoma di Trento	In tema di incremento di efficienza delle forniture, ravvisa una piena coerenza con i piani e le leggi regionali del progetto di Gasdotti Alpini e solo una parziale coerenza del piano di Retragas.	Retragas, Gasdotti Alpini	Nessuna controdeduzione
RETRAGAS	Rileva che la carenza di disponibilità segnalata nel Piano di	GASDOTTI ALPINI, SRG	SRG è disponibile a valutare gli interventi

	Gasdotti Alpini a pag. 6 del proprio piano di sviluppo non è da attribuire alla rete di trasporto di Retragas ma alla capacità della Remi di Vestone operata da SNAM.		necessari per incrementare la capacità nel REMI indicato, a fronte di richieste specifiche.
--	---	--	---

**S7 Commenti in relazione agli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, inclusa la Sardegna.**

Soggetto/i	Osservazione	Operatore	Controdeduzione
ENI	Relativamente al progetto di metanizzazione della Sardegna, rileva un aumento della domanda servita dal progetto e un aumento dei costi totali considerati nell'ACB.	ENURA	Enura ha aggiornato le analisi costi benefici sulla base degli scenari più aggiornati, dei più recenti studi sull'argomento e delle migliori informazioni disponibili al momento della redazione del piano.
EP produzione	<p>Relativamente al progetto di metanizzazione della Sardegna:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>rileva la necessità di un sistema di approvvigionamento di gas che garantisca che il costo della materia prima e il trattamento dei costi infrastrutturali siano allineati a quanto previsto in Continente;</li> <li>ritiene importante quantificare la capacità di approvvigionamento massima dei terminali di rigassificazione della Virtual Pipeline, considerando, per gli usi termoelettrici una capacità giornaliera e annuale in grado di garantire le necessarie condizioni di esercizio in sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico sardo;</li> <li>esprime delle riserve sulle stime di consumo gas derivanti dallo studio RSE, che potrebbero condurre a sottostimare, in modo significativo, il consumo di gas atteso in Sardegna;</li> <li>riporta le osservazioni sulla domanda gas della Regione già descritte allo spunto S2.</li> </ul>	ENURA,SRG	<p>Il progetto prevede la realizzazione "delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati" in coerenza con le indicazioni contenute nel Decreto Legge 16 luglio 2020 n. 76, art. 60 comma 6.</p> <p>SRG ha provveduto al dimensionamento del progetto virtual pipeline sulla base di quanto previsto nello studio RSE.</p>

IGAS	Richiesti alcuni chiarimenti relativi alla natura del progetto, alla stima della domanda e ai costi considerati nell'ACB.	ENURA,SRG	SRG e Enura hanno fornito i chiarimenti richiesti nel documento di controdeduzioni completo
IVI Petrolifera	Evidenzia la presenza di un progetto per un terminale di rigassificazione di propria pertinenza in linea con il piano di Enura.	ENURA	La rete Enura risulta predisposta per poter accogliere i quantitativi di gas che potranno essere immessi da IVI Petrolifera mediante la costruzione di un metanodotto da realizzarsi in accordo con le procedure che normano gli allacciamenti alle reti di trasporto.
Provincia autonoma di Trento	Rileva la chiusura "ad anello" del progetto di Gasdotti Alpini e la meno resiliente configurazione "ad antenna" del progetto di Retragas.	Retragas, Gasdotti Alpini	Nessuna controdeduzione
RETRAGAS	Ritiene che il piano di Gasdotti Alpini non sia coordinato con PAT in quanto prevede investimenti sulla rete di trasporto in forte anticipo rispetto alla realizzazione/esistenza di reti di distribuzione.  Si chiede quindi a PAT di confermare il programma del PEAP o fornire nuove informazioni sull'accelerazione delle tempistiche di gas con il nuovo distributore	Gasdotti Alpini, Provincia Autonoma di Trento	Gasdotti Alpini evidenzia che i tempi prospettati sono frutto del coordinamento con la PAT.

**S8 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.**

Soggetto/i	Osservazione	Operatore	Controdeduzione
Alto Garda	Rileva un incremento del fabbisogno di gas per le aree servite	Gasdotti alpini	Nessuna controdeduzione



Servizi	dal progetto di metanizzazione del Trentino		
Gasdotti alpini	Riileva che il proprio progetto di metanizzazione del Trentino potrebbe incrementare i propri benefici nel momento in cui vengano riclassificati come rete di trasporto alcuni metanodotti appartenenti a reti di distribuzione.	n.a.	Nessuna controdeduzione
Provincia autonoma di Trento	Esprime una valutazione sull'evoluzione del servizio di distribuzione della regione Trentino ed evidenzia che il Piano di Gasdotti Alpini è maggiormente funzionale in termini di costituzione delle reti di distribuzione avendo anche tempistiche più rapide.	Retragas, Gasdotti Alpini	Gasdotti Alpini: ai fini della valutazione del piano decennale si prende atto del giudizio positivo espresso dalla Provincia Autonoma di Trento.  Retragas: Le tempistiche di sviluppo del sistema di trasporto proposte da Retragas sono coerenti con un plausibile sviluppo del sistema di distribuzione di cui PAT è stazione appaltante della prossima gara d'ambito. Tempi più brevi appaiono sfavorevoli dal punto di vista del concretizzarsi dei benefici.

**S9 Commenti in relazione alle modalità con cui gli interventi per la sicurezza sono stati identificati dai gestori delle reti e sulla esaustività degli elementi forniti atti a dimostrare le "comprovate esigenze di sicurezza" che giustificano l'assenza della predisposizione di ACB per interventi di sicurezza**

Soggetto/i	Osservazione	Operatore	Controdeduzione
IGAS	Evidenzia una differenza nel livello e nella ripartizione dei costi per il mantenimento e la sicurezza rispetto al piano precedente.  Richiede maggior chiarezza sul motivo alla base dell'aumento complessivo delle due categorie di costo, così come la modalità di ripartizione delle stesse, che sembra privilegiare la parte della sicurezza rispetto a quella del mantenimento.	SRG	La programmazione degli interventi di mantenimento si basa sugli esiti delle attività continue di ispezione, monitoraggio, controllo e salvaguardia e sulle conseguenti valutazioni di asset integrity, che sono aggiornate ogni anno.

	<p>Richiede che la ratio alla base di questo cambiamento nella ripartizione dei costi sia esplicitata in modo trasparente, al fine di limitare gli investimenti alla parte strettamente utile e differenziare quelli relativi alla sola sicurezza da quelli inerenti agli sviluppi successivi ai fini della transizione energetica.</p> <p>Ritiene infine che eventuali investimenti inerenti alla transizione energetica andrebbero trattati separatamente</p>		
--	---	--	--

**S10 Commenti riguardanti le opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione, anche derivanti da procedure di incremental capacity, contenute nei Piani 2021, nonché i possibili impatti sulla rete di trasporto esistente.**

Soggetto/i	Osservazione	Operatore	Controdeduzione
Provincia autonoma di Trento	Valuta positivamente il progetto di Gasdotti Alpini che tende a incrementare le capacità di trasporto in particolare nell'area di Riva del Garda, in Val di Fiemme e Val di Fassa.	Retragas, Gasdotti Alpini	Nessuna controdeduzione

**S11 Commenti sullo stato di avanzamento degli interventi già inclusi nei Piani precedenti e sulla qualità e la completezza delle informazioni disponibili nelle schede intervento contenute nei Piani 2021.**

Soggetto/i	Osservazione	Operatore	Controdeduzione
Provincia autonoma di Trento	Valuta positivamente i due piani, osservandone la coerenza con le informazioni disponibili nel PEAP, stante la proposta di modifica del piano decennale di Retragas presentata alla regione.	Retragas, Gasdotti Alpini	Gasdotti Alpini: il Piano di Gasdotti Alpini è già attuale, realizzabile e non necessita di adattamenti futuri nei prossimi Piani Decennali.

**S12 Commenti e osservazioni in relazione al documento di coordinamento dei Piani, predisposto da Snam S.p.A. ai sensi del comma 4.1, lettera a, dell'Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/gas, recante gli interventi contenuti nei Piani di tutti i gestori del sistema di trasporto, e finalizzato**

**a favorire interventi coordinati di pianificazione e sviluppo delle reti evitando duplicazioni di progetti.**

Soggetto/i	Osservazione	Operatore	Controdeduzione
Provincia autonoma di Trento	Ribadisce i concetti relativi alla sovrapposizione dei due progetti presentati per la metanizzazione del Trentino.	Retragas, Gasdotti Alpini	Gasdotti Alpini: si rinvia alla osservazione S1.
RETRAGAS	Riporta un riferimento ad una propria lettera.		Nessuna controdeduzione

**S13 Commenti sulla metodologia di Analisi Costi-Benefici, nonché sulla sua 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.**

Soggetto/i	Osservazione	Operatore	Controdeduzione
IGAS	Ritiene opportuno inserire un beneficio di Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas	SRG	SRG è favorevole alla proposta
IGAS	Richiede di inserire nella metodologia per l'analisi ACB maggiori dettagli relativi alla determinazione dei costi della distribuzione	SRG	Si chiarisce che, ai fini delle analisi vengono considerati i seguenti costi: <ul style="list-style-type: none"> <li>• realizzazione della rete cittadina;</li> <li>• allacciamento alla rete di trasporto;</li> <li>• feeder intercomunali;</li> <li>• costi associati alla conversione a gas naturale degli apparati dei clienti finali.</li> </ul>
NOVARETI	Rileva costi diversi, all'interno dei piani dei due operatori, concernenti la distribuzione	RETRAGAS, Gasdotti Alpin	Gasdotti Alpini: dà evidenza separata dei costi di distribuzione dividendoli per: <ul style="list-style-type: none"> <li>• distribuzione</li> <li>• allacci</li> <li>• Impianti privati</li> </ul> Retragas: I valori di costo di realizzazione della rete di distribuzione sono stati assunti aderendo a quanto indicato da PAT nel PEAP provvisorio di marzo 2021, previa verifica di congruità e coerenza

			dei dati storici di realizzazione delle reti gas del Gruppo di appartenenza.
Provincia autonoma di Trento	Rileva che la metodologia in essere non permette di analizzare la qualità dei singoli progetti in caso di loro sovrapposizione.	RETRAGAS, Gasdotti Alpini	Nessuna controdeduzione
RETRAGAS	Evidenzia che l'ACB per uno stesso progetto possa dare risultati diversi considerando dati di input differenti.		Nessuna controdeduzione

**S14 Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici e in particolare relativamente alle assunzioni, ai parametri di base e ai costi standard ivi contenuti.**

Soggetto/i	Osservazione	Operatore	Controdeduzione
Provincia autonoma di Trento	Rileva che all'interno dei piani di Retragas e Gasdotti Alpini non sono presenti sufficienti informazioni per valutare le assunzioni relative ai CAPEX della distribuzione.	Retragas, Gasdotti Alpini	Retragas: i dati relativi all'estensione e al costo della rete di distribuzione sono desumibili dalla tabella del capitolo 9 del PEAP provvisorio (marzo 2021)

**S15 Commenti sulla qualità e completezza delle informazioni relative alla stima dei costi degli interventi presentati nel Piano di ciascun gestore.**

Soggetto/i	Osservazione	Operatore	Controdeduzione
Provincia autonoma di Trento	Rileva che i costi unitari di Retragas risultano essere più elevati rispetto a quelli di Gasdotti Alpini	Retragas, Gasdotti Alpini	Nessuna controdeduzione

**S16 Commenti sulla qualità e completezza delle informazioni relative al calcolo dei benefici degli interventi presentati nel Piano di ciascun gestore.**

Nessun commento ricevuto			
--------------------------	--	--	--

<b>Osservazioni ricevute contestualmente al webinar del 15/07</b>			
<b>Soggetto/i</b>	<b>Osservazione</b>	<b>Operatore</b>	<b>Controdeduzione</b>
ANDREA COSENTINO	Il soggetto evidenzia l'importanza dei gas liquidi per il mercato presente e futuro e chiede quanti progetti di rigassificazione sono attivi		SRG fornisce chiarimenti a riguardo
ANDREA COSENTINO	Il soggetto richiede informazioni relativamente alla possibilità di importare idrogeno dal Nord Africa	SRG	SRG fornisce chiarimenti a riguardo
Anonimo	Viene richiesta la data di entrata in esercizio delle centrali dual fuel	SRG	SRG fornisce chiarimenti a riguardo
Anonimo	Viene richiesto un aggiornamento relativamente a un possibile incremento dei flussi su TAP	SRG	SRG fornisce chiarimenti a riguardo
ICIS – Marta del Buono	Viene richiesto un chiarimento relativamente alla possibilità di effettuare il phase out dal carbone in Sardegna senza l'utilizzo del gas	SRG	SRG fornisce chiarimenti facendo riferimento allo Studio RSE.
2B Energia – Silvia Branda	Il soggetto richiede chiarimenti riguardo al recupero dei costi sostenuti dall'operatore	Gasdotti Alpini	Gasdotti Alpini è una società di trasporto regionale neocostituita e procederà presentando ad ARERA la richiesta di riconoscimento tariffario una volta conclusa la valutazione del piano di sviluppo decennale 2021-2030.

### **Allegati**

- Allegato 1 - Controdeduzioni alle osservazioni ricevute
- Allegato 2 - Riepilogo spunti per le osservazioni



## **ALLEGATO 1 - CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI RICEVUTE**

### **OSSERVAZIONI FORMULATE DA ALTO GARDA SERVIZI SPA**

**SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S8**

**OSSERVAZIONE:**

Il piano decennale proposto da Gasdotti Alpini prevede “fabbisogni aggiuntivi” pari a 5.000 Smc/h per Arco oltre a quelli derivanti dalle nuove metanizzazioni nei territori trentini attualmente non serviti dal gas metano. Tale incremento della capacità disponibile sarebbe rilevante per la distribuzione nell’Alto Garda andando anche a migliorare la sicurezza di esercizio con la contro-alimentazione delle reti di distribuzione in essere di Arco e Dro.

**CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Nessuna controdeduzione

---

### **OSSERVAZIONI FORMULATE DA ANIGAS**

**SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S3**

**OSSERVAZIONE:**

Anigas sostiene la necessità di una “green recovery” dell’economia per un futuro sostenibile e di promuovere l’innovazione, in particolare se finalizzata allo sviluppo di tecnologie che favoriscono la diffusione delle fonti rinnovabili, incluse quelle gas, e la riduzione delle emissioni. In vista dell’auspicata neutralità climatica al 2050, l’Unione Europea ha infatti aumentato le ambizioni per il prossimo decennio approvando l’obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990. Il nostro Paese sarà chiamato ad aggiornare il Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima conformemente ai nuovi target europei e a prevedere, di conseguenza, misure e interventi ancora più ambiziosi.

Secondo gli scenari rilevanti utilizzati dalla Commissione Europea, la quota di combustibili gassosi sul consumo energetico totale dell’UE nel 2050 sarebbe circa 20%. Biogas, biometano, idrogeno rinnovabile e decarbonizzato e metano sintetico rappresenteranno circa i 2/3 dei combustibili gassosi nel mix energetico del 2050, mentre il gas fossile con CCS/U rappresenterebbe il resto.

Questa sfida richiederà l’impegno e il contributo di tutto il mondo energetico ma al contempo può rappresentare una importante occasione di rilancio e crescita per l’Italia, generando un processo virtuoso capace di portare un valore aggiunto non solo in termini di sostenibilità ambientale, ma anche di competitività industriale, innovazione tecnologica, ricerca e sviluppo, aumento dell’occupazione. La transizione ecologica può infatti rappresentare un piano di nuova competitività per il sistema industriale e produttivo del nostro Paese, ma a tal fine necessita di investimenti capaci di stimolare la crescita di filiere basate sull’impiego dei nuovi vettori a basso impatto ambientale e, al tempo stesso, di indirizzare efficacemente le filiere tradizionali verso la decarbonizzazione e un assetto coerente con gli obiettivi ambientali.

Gli scenari di sviluppo e di penetrazione di green gas, in particolare biometano, e dell’idrogeno potranno essere pertanto ulteriormente rivisti e aggiornati, anche all’interno del più ampio contesto di rilancio sostenibile dell’economia definito nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, nonché tenuto conto della normativa tecnica in corso di definizione ai fini dell’utilizzo innovativo delle infrastrutture gas esistenti.

Riteniamo infine urgente la definizione di un quadro regolatorio abilitante scelte di investimento funzionali alla transizione energetica da parte dei diversi soggetti interessati, inclusi gli operatori di mercato, a partire dalla definizione della regolazione in materia di progetti pilota di cui al DCO 250/2021/R/gas.

## **CONTRODEDUZIONI SRG:**

Gli scenari predisposti ai fini del Piano decennale considerano le migliori informazioni disponibili al momento della loro redazione. Alla luce della crescente rilevanza dei green gas ai fini del conseguimento degli obiettivi di politica energetica comunitaria, nell'ambito del processo periodico di definizione degli stessi SRG, in coordinamento con l'operatore del sistema di trasmissione elettrica TERNA, provvederà a tenere in considerazione le più recenti evoluzioni disponibili.

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 sia un'evoluzione degli scenari di sviluppo e penetrazione dei green gases che 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 tali gas (in primis idrogeno).

## **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S6**

### **OSSERVAZIONE:**

I progetti più rilevanti del Piano corrente sono la realizzazione della nuova "Linea Adriatica" e il progetto Centrali Dual Fuel, che prevede l'installazione di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori esistenti nelle proprie centrali di spinta. Il primo risulta funzionale a incrementare la capacità di importazione dal Sud Italia. Invece il secondo vuole favorire l'integrazione dei settori del gas e dell'elettricità, anche grazie alla possibilità di offrire servizi di flessibilità per il sistema elettrico, incrementare l'efficienza, e ridurre consumi e emissioni inquinanti legate alla precedente tecnologia di compressione del gas utilizzata nelle centrali di compressione. Assumono inoltre rilevanza le sostituzioni dei metanodotti pianificate come opere di sicurezza e gli interventi di mantenimento per garantire la continuità di esercizio.

In linea generale si evidenzia la necessità che le analisi costi benefici di investimenti significativi siano valutate attentamente al fine di preservare la competitività del vettore energetico gas rispetto ad altri e del sistema gas in generale nei prossimi anni, nonché l'obiettivo di un uso efficiente delle infrastrutture. Stanti le attuali regole tariffarie, gli investimenti avranno ricadute sulle tariffe di trasporto per i successivi 40 anni, con una incidenza inversamente proporzionale ai volumi di gas complessivamente trasportati. Ciò in particolare con riferimento agli investimenti per la realizzazione della nuova "Linea Adriatica", tenuto conto dell'esito del recente Market Test svolto da TAP, a valle del quale non si sono concretizzate richieste vincolanti di capacità di import.

In ogni caso, posto il possibile ruolo dell'Italia quale hub europeo e Paese di transito lungo la direttrice Sud-Nord, si auspica che l'Autorità valuti la possibile allocazione di parte dei costi ai futuri Paesi beneficiari, applicando gli opportuni meccanismi di cross border cost allocation, per evitare che oneri per infrastrutture i cui benefici saranno colti anche da altri gravino interamente sui consumatori italiani. Peraltro il progetto della nuova "Linea Adriatica", essendo stato confermato tra i progetti PIC anche nel 2019, ha le qualifiche necessarie per poter accedere alla cross-border cost allocation.

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 6 centrali di compressione utilizzate nella rete di trasporto del gas (Malborghetto, Poggio Renatico, Messina già approvate con la delibera 539/2020, nonché Istrana, Montesano e Gallese).

Pur condividendo gli obiettivi dell'iniziativa, volti a garantire la sicurezza di approvvigionamento, incrementare l'efficienza dei costi di compressione, abilitare in modo progressivo il raggiungimento del target «net zero» del trasporto gas e incrementare il «sector coupling» gas/elettrico, si evidenzia la necessità che sia rispettata la normativa sulla separazione societaria per lo svolgimento delle attività di libero mercato. L'offerta di servizi di flessibilità al mercato del bilanciamento elettrico è infatti un'attività svolta in regime di concorrenza.

Si auspica pertanto che l’Autorità, nell’ambito del procedimento avviato con la delibera 539/2020 di approvazione dei Piani 2019 e 2020, avvii le opportune consultazioni in modo da dare a tutti i soggetti interessati l’opportunità di esprimere compiutamente le proprie osservazioni circa i profili evidenziati, in particolare con riferimento all’offerta di servizi di flessibilità al mercato del bilanciamento elettrico.

## **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 nuove richieste di capacità che dovessero essere avanzate su Punti di Entrata esistenti o da creare nel sud Italia (si ricorda che è in corso la raccolta delle richieste di capacità non vincolanti per il ciclo di capacità incrementale 2021). 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 incrementali 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**

La finalità principale dell’investimento è quella di continuare a garantire idonei livelli di capacità di importazione riducendo l’utilizzo di energia primaria del paese - sfruttando la maggior efficienza di compressione tramite motore elettrico - e, al contempo, contribuendo 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 quindi provveduto a valorizzare il potenziale delle centrali in termini di efficientamento del sistema energetico nel suo complesso (whole system approach) tramite il beneficio “B9 - Fornitura di flessibilità al sistema elettrico”, in linea con i criteri applicativi approvati con delibera 230/2019/ARG/GAS e dalla delibera 539/2020/R/gas.

In merito alle eventuali modalità con cui tali flessibilità potranno essere messe a disposizione del sistema elettrico si rimanda alle decisioni che saranno adottate in esito al procedimento avviato con delibera 539/2020.

---

## **OSSERVAZIONI FORMULATE DA ENERGIA LIBERA**

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

#### **OSSERVAZIONE:**



Lo sviluppo della rete infrastrutturale Nazionale e Regionale dei gasdotti rimane uno degli elementi principali per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento del gas in Italia. Le fluttuazioni osservate nei mercati internazionali rendono sempre più fondamentale la conservazione e il mantenimento della rete esistente. Con riferimento invece agli sviluppi futuri della rete si condivide la necessità di ACB consistenti in cui le variabili prese in considerazione siano inclusive dei processi di transizione energetica in corso.

Tuttavia, a fronte di un necessario sviluppo dell'infrastruttura gas, si sottolinea l'importanza del tema dell'unbundling in un contesto in cui, il continuo sviluppo di nuove tecnologie nel settore energetico non ancora normate, possa favorire la creazione di una zona d'ombra nella regolazione e limitare, di conseguenza, la concorrenza del mercato. In vista dell'approvazione della Direttiva Gas nell'ultimo trimestre del 2021, in cui il concetto di unbundling verrà esteso ai gas rinnovabili, si rimarca la necessità di una separazione netta tra i settori regolati e quelli a mercato al fine di preservare corrette dinamiche concorrenziali.

In dettaglio, nell'ambito degli interventi riportati nel Piano 2021, Snam Rete Gas (SRG) ha previsto l'installazione nelle proprie centrali di spinta di elettrocompressori in sostituzione degli attuali turbocompressori. Nel Piano 2020 SRG aveva previsto tale intervento con riferimento alle centrali di Malborghetto, Messina e Poggio Renatico (potenza complessiva degli elettrocompressori pari a 63 MW), con entrata in esercizio nel 2024-2025, a cui si sono aggiunte, nel Piano 2021, altre tre centrali, di Istrana, Montesano e Gallese, per una potenza addizionale pari a 75 MW, con entrata in esercizio nel 2027.

In merito, rileviamo come primo aspetto critico che, mentre nel Piano 2020 era stata condotta un'analisi costi-benefici dettagliata per ciascuna centrale, nel Piano 2021 viene presentata un'analisi costi-benefici per l'intervento complessivo di installazione degli elettrocompressori nelle sei centrali dual fuel previste.

Tale aspetto risulta ancor più rilevante alla luce di quanto riportato nella delibera ARERA 539/2020/R/gas, in materia di Valutazione dei piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2019 e 2020, nella quale si evidenzia che "tali interventi presentano indici di utilità per il sistema appena positivi, in quanto i criteri dell'ACB, in relazione ad interventi differenti da quelli di sviluppo dei metanodotti e caratterizzati da un profilo di necessità per l'ottimale esercizio della rete di trasporto nazionale, non consentono di computare adeguatamente i costi derivanti dalla necessità, in caso di sopravvenuta obsolescenza tecnica ed economica dei turbocompressori esistenti e nel caso in cui tali impianti risultino indispensabili per il sistema gas, di procedere comunque alla loro sostituzione, ancorché con tecnologie tradizionali meno costose".

Presumendo che i criteri adottati per la quantificazione del beneficio relativo alla Fornitura di flessibilità al sistema elettrico nel Piano 2021 siano i medesimi illustrati nel Piano 2020, 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.

Nel complesso, SRG stima un beneficio connesso alla Fornitura di flessibilità al sistema elettrico di importo variabile tra 288 e 388 M€, in relazione allo scenario di domanda adottato, con una quota percentuale sul totale dei benefici dell'ordine del 34-35% in tutti gli scenari. Non si comprende come tale valutazione sia compatibile con quanto riportato nella delibera ARERA 539/2020/R/gas, con la quale è stato avviato un procedimento da parte degli Uffici "allo scopo di individuare specifici meccanismi finalizzati a restituire agli utenti del servizio una quota parte degli eventuali ricavi derivanti dalla partecipazione del gestore a MSD, anche al fine di compensare i maggiori costi di servizio rispetto ad un impianto tradizionale".

Ci preme evidenziare che - come già da noi rilevato nell'ambito della consultazione dei Piani 2019-2020 - in virtù dell'intervento di installazione degli elettrocompressori, 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, potenzialmente, 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:

- 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);
- 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 che, se tale servizio non fosse sufficiente a coprire il deficit di energia elettrica, SRG possa anche incrementare la fornitura di energia elettrica alla rete, producendo tale energia con i compressori a gas.

Rileviamo che continuano a non risultare 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; sebbene nel Piano 2021 si riporti che "il trattamento regolatorio più opportuno per l'eventuale messa a disposizione e valorizzazione di tali servizi sul mercato del bilanciamento elettrico dovrà essere oggetto di valutazione da parte dell'Autorità", la definizione di tale aspetto ci risulta determinante ai fini di stimare il beneficio relativo alla Fornitura di flessibilità al sistema elettrico, oltre che per valutare potenziali effetti distorsivi sul MSD e, come evidenzia la delibera 539/2020/R/gas, l'entità dei "problemi in termini di redistribuzione del gettito derivante dalla partecipazione di un gestore di infrastrutture regolate al mercato dei servizi di dispacciamento".

In generale, in merito all'iniziativa delle centrali dual fuel, ribadiamo di ritenere 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 - 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, potenzialmente, 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 SRG:**

Nell'ambito dell'attuale piano decennale si è ritenuto opportuno prevedere il raggruppamento dei singoli progetti in un'unica iniziativa, al fine di fornire una rappresentazione complessiva dell'iniziativa di rinnovamento del parco macchine delle centrali di spinta di SRG e evidenziare i benefici complessivi che tali interventi produrranno per il sistema. Fermo restando quanto sopra, SRG ha comunque provveduto ad effettuare una valutazione su ogni centrale, verificando gli indicatori economici con risultati positivi anche a livello di singolo intervento.

In merito agli altri punti sollevati si rimanda a quanto già riportato nella controdeduzione alle osservazioni Anigas di cui allo spunto S6.

---

## **OSSERVAZIONI FORMULATE DA ENI**

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

#### **OSSERVAZIONE:**

Tra i progetti più significativi del piano di Snam, come nel precedente Piano relativo agli anni 2019-2029, spicca la realizzazione della nuova "Linea Adriatica".

L'investimento appare funzionale all'incremento della capacità di importazione dal Sud Italia finalizzato a favorire l'interconnessione di nuove iniziative di importazione attraverso il c.d. "Southern Gas Corridor". Tuttavia, l'investimento non appare giustificato da nuove iniziative di approvvigionamento che si stanno concretizzando, ma viene subordinato agli esiti dei processi di richiesta di capacità incrementale, i quali hanno però recentemente evidenziato l'assenza di manifestazioni di interesse vincolanti da parte degli operatori.

Pertanto, si ritiene necessario che l'opportunità di tale investimento sia valutata sulla base di concrete prospettive di realizzazione di nuove fonti di approvvigionamento e sulla base di scenari di domanda coerenti con i nuovi obiettivi di decarbonizzazione.

In particolare, tenuto conto che il costo complessivo a vita intera dell'intero progetto nuova "Linea Adriatica" ammonta a circa 1,9 miliardi di euro, emerge l'esigenza che ne sia valutata l'effettiva necessità e opportunità prospettica. 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 e di nuovi approvvigionamenti 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.

Pertanto, laddove tale tipo di investimento si inserisca in uno scenario concreto in cui l'Italia assuma un ruolo di hub europeo e di paese di transito del gas lungo la direttrice Sud-Nord, dovrebbe essere preventivamente valutata e definita la possibile allocazione di parte dei costi ai futuri Paesi beneficiari, ricorrendo allo strumento della cross-border cost allocation, evitando che gravino impropriamente sul sistema e sui consumatori italiani i costi d'investimento i cui benefici associati verrebbero goduti dagli altri Paesi europei. Tale investimento, infatti, essendo incluso nella lista dei PIC, ha la qualifica necessaria per poter accedere ai meccanismi di allocazione trans-frontaliera dei costi ai sensi del Regolamento TEN-E.

#### **CONTRODEDUZIONI SRG:**

Si rimanda a quanto già riportato nella controdeduzione alle osservazioni Anigas di cui allo spunto S6.

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

##### **OSSERVAZIONE:**

Oltre ai commenti già riportati nel precedente spunto S5, tra gli interventi di rinnovo della rete nazionale si osserva l'estensione ad altre tre centrali di spinta del progetto delle "Centrali dual-fuel", introdotto per la prima volta nel Piano 2019-2029, che prevede l'installazione, da parte di SRG, di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori esistenti. Il progetto da un lato consentirebbe di ridurre i consumi e le emissioni inquinanti per la compressione del gas e dall'altro andrebbe nella direzione di una maggiore integrazione dei settori del gas e dell'elettricità (sector integration). Attraverso queste centrali si prospetta

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 servizi di flessibilità per la modulazione/bilanciamento al sistema elettrico.

Relativamente a tale secondo aspetto, mancano al momento elementi di ulteriore dettaglio necessari per poter esprimere una valutazione compiuta di compatibilità regolatoria rispetto alla normativa comunitaria e nazionale in tema di unbundling, in base alla quale 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 come unità di consumo nell'ambito del sistema elettrico, va considerato che si potrebbe trovare ad acquistare e a rivendere energia in un mercato concorrenziale.

Sarà quindi necessario, come già evidenziato dall'Autorità nell'avvio del procedimento di cui alla delibera 539/2020/R/gas di approvazione dei Piani 2019 e 2020, definire le opportune soluzioni atte a prevenire possibili effetti distorsivi sui mercati e, in ogni caso, a tenere in considerazione ai fini della determinazione dei ricavi riconosciuti all'impresa maggiore di trasporto gli eventuali margini / minori costi derivanti dall'offerta di servizi di flessibilità al mercato del bilanciamento elettrico.

#### **CONTRODEDUZIONI SRG:**

Si rimanda a quanto già riportato nella controdeduzione alle osservazioni Anigas di cui allo spunto S6.

#### **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S7**

##### **OSSERVAZIONE:**

Con riferimento al progetto di metanizzazione della Sardegna, contenuto nel Piano di Enura, si osserva un netto incremento tanto del costo del progetto quanto della stima di domanda sottostante, rispetto al Piano di investimento 2020-2029 presentato l'anno scorso.

Nel Piano 2021-2030 la realizzazione della prima fase del progetto prevede una spesa di circa 1,9 miliardi di euro che raggiunge i 3,2 miliardi di euro se sommata alla spesa per la realizzazione dell'investimento completo nella rete energetica sarda, mentre nel Piano precedente la spesa complessiva ammontava a circa 1,5 miliardi di euro.

L'investimento viene giustificato, nell'analisi costi benefici contenuta nel Piano 2021-2030, prevedendo di soddisfare una domanda pari a 990 Mmc/a con la realizzazione della prima fase dell'investimento e una domanda a regime pari a 1.452 Mmc/a (di cui 1.209 Mmc/a raggiungibile tramite la rete) realizzando il progetto completo. Nel Piano precedente 2020-2029 la stima di domanda a regime utilizzata per svolgere l'analisi costi benefici era invece nell'ordine di 700 Mmc/a.

Tenuto conto dell'impatto di tali costi sulle tariffe del sistema di trasporto nazionale, si ritiene opportuna un'analisi approfondita a supporto della decisione finale e del dimensionamento dell'investimento, anche in considerazione degli scenari di transizione energetica che caratterizzano l'evoluzione del sistema nel medio e nel lungo termine.

#### **CONTRODEDUZIONI ENURA:**

Enura ha provveduto ad aggiornare le analisi costi benefici sulla base degli scenari più aggiornati disponibili e tenendo conto dei più recenti studi sull'argomento e delle migliori informazioni al momento della redazione del piano. In particolare, la domanda gas considera il potenziale di consumo termoelettrico determinato sulla base delle interazioni intercorsi con operatori del settore e un incremento di consumi nel settore civile, sulla base degli scenari di riferimento elaborati da RSE.

Con riferimento alla variazione dei costi di progetto, questi sono stati aggiornati per tenere conto:

- Dei costi delle infrastrutture di distribuzione aggiornati per far fronte all'incremento della domanda civile e sulla base della metodologia proposta da RSE nel suo studio;
- Dei costi di switching dei clienti finali per i quali si è adottata la metodologia sempre proposta da RSE nel suo studio;

- Dell'aggiornamento dei costi riferiti alla realizzazione della Virtual Pipeline e delle necessarie infrastrutture di rigassificazione anche ai fini del soddisfacimento della domanda sopra rappresentata

Gli investimenti sono stati dimensionati per far fronte ai fabbisogni di domanda sopra rappresentati. Si segnala altresì come le infrastrutture di trasporto siano già predisposte per l'accoglimento di green gases coerentemente con gli obiettivi di politica energetica ed ambientale nazionale ed europea.

---

## OSSERVAZIONI FORMULATE DA EP PRODUZIONE

### SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S2

#### OSSERVAZIONE:

Come indicato nella risposta allo Spunto S7 relativamente al piano di della Sardegna (al quale si rimanda per i dettagli), si nota che il consumo gas preso in considerazione nella definizione dei piani di metanizzazione della Sardegna è quello previsto nello studio RSE "Approvvigionamento Energetico della Regione Sardegna (Anni 2020-2040)" (pagina 7 e seguenti del Piano di Sviluppo di Enura).

Tale assunzione solleva qualche dubbio, sia dal punto di vista formale che metodologico:

- RSE ipotizza che il consumo di gas naturale attribuibile ai 500 MW di nuovi OCGT previsti sia pari a circa 130 milioni di metri cubi/anno (equivalenti a circa 1.000 ore equivalenti di funzionamento all'anno)
- Tale valutazione deriva da un'ipotesi che i servizi di dispacciamento siano sostanzialmente forniti da FRNP, sistemi di accumulo elettrochimico e distribuita e che l'installazione dei compensatori sincroni risolva gran parte delle necessità per la regolazione della tensione, introducendo con queste ipotesi differenze rispetto alle analisi effettuate da Terna (come indicato a pagina 90 dello studio RSE).
- Per quanto riguarda i servizi di dispacciamento, lo studio di RSE sembra non aver approfondito le valutazioni sulla sicurezza e sull'adeguatezza del sistema elettrico sardo, in ogni futuro assetto rilevante di funzionamento atteso, basando le valutazioni su ipotesi che, allo stato attuale, appaiono poco realistiche, sia in termini di volumi che di concreta fattibilità (si tratta di risorse che, allo stato attuale, partecipano ai servizi di dispacciamento attraverso progetti pilota, da testare e verificare, o ancora da lanciare). Tali ipotesi sembrano sottostimare in modo significativo, la domanda di servizi che dovranno essere forniti dalla generazione termoelettrica a gas localizzata sull'isola.
- Per quanto riguarda i compensatori sincroni, compresi i tre nuovi compensatori inclusi nel piano di Sviluppo di Terna, questi possono in parte mitigare le necessità di inerzia, potere di corto-circuito, e regolazione di tensione, ma non possono fornire regolazione di frequenza, servizi di bilanciamento e di riserva, servizi cruciali per consentire l'operatività dei cavi di interconnessione e per gestire il forte incremento delle risorse rinnovabili intermittenti; di conseguenza, i compensatori possono aiutare a rimuovere alcuni dei vincoli per la gestione in sicurezza, ma non possono sostituire la necessità di fonti di capacità attiva localizzata nell'isola.

In definitiva l'utilizzo delle stime di consumo gas derivanti dallo studio RSE potrebbe condurre a sottostimare, in modo significativo, il consumo di gas atteso in Sardegna, non tenendo conto in modo adeguato di ulteriori e ragionevoli valutazioni sulle esigenze di gestione in sicurezza della rete elettrica sarda da parte di Terna, in ogni futuro assetto rilevante di funzionamento atteso.

La transizione energetica in Sardegna appare realizzabile sulla base di un corretto mix di risorse in grado di fornire i servizi necessari (non solo in termini di adeguatezza del sistema elettrico, ovvero copertura del picco di domanda, ma anche di sicurezza e qualità).

Ad oggi, in effetti, rileviamo come non sia concretamente realizzabile lo sviluppo simultaneo ed equilibrato delle risorse previste nel PNIEC (rinnovabili, sviluppi di rete, nuova capacità di accumulo centralizzata - pompaggi idroelettrici - per una capacità totale pari al 20-25% dei 6 GW di pompaggi previsti a livello nazionale, in aggiunta a nuova capacità programmabile localizzata nell'isola, per 400 MW). Più precisamente, l'installazione dei pompaggi idroelettrici (stimabili in circa 1,1 GW), nei tempi previsti dal PNIEC, appare ad oggi sostanzialmente irrealistica.

Ci sembra manchi uno studio condiviso e discusso pubblicamente sulle condizioni di adeguatezza, di sicurezza e di qualità della fornitura di energia elettrica nell'isola, in un orizzonte temporale almeno fino al 2030, tale da chiarire quali siano i requisiti minimi per la realizzazione della transizione energetica in Sardegna in alternativa a quanto previsto dal PNIEC.

## **CONTRODEDUZIONI SRG ED ENURA:**

Si rimanda a quanto riportato nella controdeduzione alle osservazioni di cui al successivo spunto S7.

## **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S7**

### **OSSERVAZIONE:**

Il progetto di realizzazione della rete energetica della Sardegna, relativo allo sviluppo delle infrastrutture di trasporto gas nell'isola, assume un ruolo di primo piano nel contesto della transizione ecologica a livello nazionale ed europeo. Infatti, il ricorso ad un vettore energetico come il gas naturale, in grado di accompagnare il processo di decarbonizzazione, consentirebbe di tragguardare, in tempi compatibili con il coal phase out, obiettivi essenziali per il sistema energetico sardo:

- assicurare l'approvvigionamento di una fonte di energia affidabile e costante nei settori produttivi, garantendo la sicurezza energetica nell'isola;
- allineare l'assetto energetico della Sardegna a quello del resto d'Italia, riducendo al contempo costi dell'approvvigionamento energetico;
- ridurre le emissioni climalteranti di gas a effetto serra dovute all'utilizzo di fonti maggiormente inquinanti.

A tutela dei futuri consumatori, si ritiene necessaria prevedere un prezzo gas per la Sardegna allineato al resto d'Italia: risulta pertanto indispensabile la socializzazione dei costi legati alle infrastrutture e alle attività di trasporto, 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.

In primo luogo, nel caso di realizzazione della connessione virtuale, riteniamo necessaria prevedere un sistema che preveda l'allineamento del prezzo della materia prima con quello al PSV (Punta di Scambio Virtuale), consentendo in questo modo al consumatore di accedere a un mercato Liquido e competitivo.

Inoltre, appare indispensabile equiparare al continente gli oneri di sistema e, in generale, tutti i costi aggiuntivi derivanti dalla fornitura di gas in Sardegna (ad esempio, costi di rigassificazione, trasporto, logistica e di bilanciamento) attraverso opportune misure normativo-regolatorie, al fine di scongiurare il rischio di una penalizzazione per gli utenti sardi.

Come ulteriore punto di attenzione per un corretto sviluppo infrastrutturale, riteniamo importante delineare in maniera opportuna la domanda di gas naturale per un corretto dimensionamento degli impianti di rigassificazione, stoccaggio e di produzione, in modo da prevedere eventuali picchi di consumo in ogni condizione di funzionamento. In tal senso, auspichiamo che si possa giungere a quantificare opportunamente la capacità di approvvigionamento massima dei terminali di rigassificazione della Virtual Pipeline, considerando, per gli usi termoelettrici una capacità giornaliera e annuale in grado di garantire le necessarie condizioni di esercizio in sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico sardo.

A tal fine si riportano di seguito alcune valutazioni che emergono da uno studio che la scrivente ha svolto



sulla Sardegna:

- Ad oggi, a causa delle limitate risorse, delle caratteristiche delle interconnessioni in corrente continua con il continente, della scarsa flessibilità degli impianti di generazione e della debolezza della rete di trasporto regionale, la Sardegna è ampiamente esposta a problemi di adeguatezza, sicurezza e qualità delle forniture di energia elettrica (come evidenziato dal fatto che tutti i maggiori impianti di generazione localizzati nell'isola sono essenziali per la sicurezza)
- Il forte sviluppo atteso di risorse rinnovabili non programmabili e il phase-out degli impianti a carbone aumenteranno la pressione sul sistema elettrico sardo, per via delle modifiche strutturali relative alla direzione e alla programmabilità dei flussi di elettricità, alla regolazione di tensione, alla regolazione di frequenza, alla riduzione dell'inerzia, alla riduzione del potere di corto circuito, alle rampe di carico, alla disponibilità di riserve rotanti e di sostituzione, alle interferenze con il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico e alla capacità di ripartenza (black start) del sistema elettrico Sardo;
- Il nuovo collegamento Tyrrhenian Link da 1000 MW fra Sardegna, Sicilia e Campania svolgerà un ruolo cruciale per migliorare le condizioni di stabilità e di sicurezza, e per minimizzare le congestioni di rete per lo sviluppo delle rinnovabili in Sicilia e Sardegna, ma non sarà sufficiente, come indicato da Terna, a consentire il phase-out completo degli impianti a carbone, senza la realizzazione di una adeguata capacità di generazione programmabile nell'isola. La nuova interconnessione dovrà contribuire all'adeguatezza (copertura del picco di domanda) e al bilanciamento della Sardegna, consentendone in parte l'esportazione verso il continente, ma non potrà sostituire completamente la necessità di mantenere riserve, localizzate nell'isola, per la gestione della sicurezza degli approvvigionamenti in Sardegna, in condizioni di rete non integra e/o di instabilità dinamica del sistema elettrico.
- La transizione energetica in Sardegna appare realizzabile con un corretto mix di risorse in grado di fornire i servizi necessari (non solo in termini di adeguatezza del sistema, ovvero copertura del picco di domanda, ma anche di sicurezza e qualità).
- Ad oggi, in effetti, rileviamo come non sia concretamente realizzabile lo sviluppo simultaneo ed equilibrato delle risorse previste nel PNIEC (rinnovabili, sviluppi di rete, nuova capacità di accumulo centralizzata - pompaggi idroelettrici - per una capacità totale pari al 20-25% dei 6 GW di pompaggi previsti a livello nazionale, in aggiunta a nuova capacità programmabile localizzata nell'isola, per 400 MW). Più precisamente, l'installazione dei pompaggi idroelettrici (stimabili in circa 1,1 GW), nei tempi previsti dal PNIEC, appare ad oggi sostanzialmente irrealistica. Uno scenario alternativo va pertanto sviluppato.
- Gli accumuli chimici, allo stato attuale della tecnologia e dei costi di realizzazione, non sembrano equiparabili alle potenzialità dei pompaggi idroelettrici, per i limiti sulla capacità energetica equivalente (ovvero, il numero di ore di erogazione di energia elettrica da parte della batteria, prima di scaricarsi). Da sottolineare, in ogni caso, che il PNIEC prevedeva capacità programmabile (a gas o accumuli) per 400 MW in aggiunta agli accumuli idroelettrici (per ulteriori 1.100 MW), e non in alternativa.
- Ad oggi, di fatto, manca uno studio approfondito sulle condizioni di adeguatezza, di sicurezza e di qualità della fornitura di energia elettrica nell'isola, in un orizzonte temporale almeno fino al 2030, tale da chiarire quali siano i requisiti minimi per la realizzazione della transizione energetica in Sardegna in alternativa a quanto previsto dal PNIEC
- La realizzazione di nuova capacità gas localizzata in Sardegna risulta essere, per la scrivente società, una soluzione sicura, efficiente e compatibile con gli obiettivi nazionali ed europei di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> al 2030, nel percorso che porterà agli obiettivi net-zero carbon al 2050, in grado di fornire i necessari servizi al sistema, a garanzia dell'adeguatezza, della sicurezza e della qualità della fornitura di energia elettrica in Sardegna.
- In particolare, nello studio condotto da EP Produzione, la soluzione ottimale nel nord della Sardegna prevede [omissis o testo mancante]
- Si nota infine il consumo gas preso in considerazione nella definizione dei piani di metanizzazione della Sardegna è quello previsto nello studio RSE "Approvvigionamento Energetico della Regione

Sardegna (Anni 2020-2040)" (pagina 7 e seguenti del Piano di Sviluppo di Enura)

Tale assunzione solleva qualche dubbio, sia dal punto di vista formale che metodologico:

- RSE ipotizza che il consumo di gas naturale attribuibile ai 500 MW di nuovi OCGT previsti sia pari a circa 130 milioni di metri cubi/anno (equivalenti a circa 1.000 ore equivalenti di funzionamento all'anno)
- Tale valutazione deriva da un'ipotesi che i servizi di dispacciamento siano sostanzialmente forniti da FRNP, sistemi di accumulo elettrochimico e distribuita e che l'installazione dei compensatori sincroni risolva gran parte delle necessità per la regolazione della tensione, introducendo con queste ipotesi differenze rispetto alle analisi effettuate da Terna (come indicato a pagina 90 dello studio RSE).
- Per quanto riguarda i servizi di dispacciamento, lo studio di RSE sembra non aver approfondito le valutazioni sulla sicurezza e sull'adeguatezza del sistema elettrico sardo, in ogni futuro assetto rilevante di funzionamento atteso, basando le valutazioni su ipotesi che, allo stato attuale, appaiono poco realistiche, sia in termini di volumi che di concreta fattibilità (si tratta di risorse che, allo stato attuale, partecipano ai servizi di dispacciamento attraverso progetti pilota, da testare e verificare, o ancora da lanciare). Tali ipotesi sembrano sottostimare in modo significativo, la domanda di servizi che dovranno essere forniti dalla generazione termoelettrica a gas localizzata sull'isola.
- Per quanto riguarda i compensatori sincroni, compresi i tre nuovi compensatori inclusi nel piano di Sviluppo di Terna, questi possono in parte mitigare le necessità di inerzia, potere di corto-circuito, e regolazione di tensione, ma non possono fornire regolazione di frequenza, servizi di bilanciamento e di riserva, servizi cruciali per consentire l'operatività dei cavi di interconnessione e per gestire il forte incremento delle risorse rinnovabili intermittenti; di conseguenza, i compensatori possono aiutare a rimuovere alcuni dei vincoli per la gestione in sicurezza, ma non possono sostituire la necessità di fonti di capacità attiva localizzata nell'isola.
- In definitiva l'utilizzo delle stime di consumo gas derivanti dallo studio RSE potrebbe condurre a sottostimare, in modo significativo, il consumo di gas atteso in Sardegna, non tenendo conto in modo adeguato di ulteriori e ragionevoli valutazioni sulle esigenze di gestione in sicurezza della rete elettrica sarda da parte di Terna, in ogni futuro assetto rilevante di funzionamento atteso.
- Ci sembra manchi uno studio condiviso e discusso pubblicamente sulle condizioni di adeguatezza, di sicurezza e di qualità della fornitura di energia elettrica nell'isola, in un orizzonte temporale almeno fino al 2030, tale da chiarire quali siano i requisiti minimi per la realizzazione della transizione energetica in Sardegna in alternativa a quanto previsto dal PNIEC.

In ottica di analisi costi/benefici per lo sviluppo infrastrutturale della Sardegna, riteniamo fondamentali i seguenti aspetti in relazione agli investimenti in capacità di generazione a gas:

- Possibilità di soddisfare il fabbisogno energetico delineato nel PNIEC e indicato da Terna per il mantenimento dell'adeguatezza, attraverso risorse flessibili ed efficienti secondo le migliori tecnologie attualmente disponibili;
- Capacità di garantire l'esercizio in sicurezza della rete sarda grazie a particolari prestazioni e servizi, in grado di ridurre le criticità correlate a uno scenario caratterizzato da una maggiore diffusione di risorse non programmabili e della progressiva riduzione dell'inerzia di sistema e della potenza di corto-circuito, facilitando la gestione della regolazione di frequenza e di tensione nell'isola;
- Dimensionamento adeguato delle infrastrutture gas, tenendo conto delle esigenze di sicurezza, adeguatezza e qualità, in ogni possibile assetto rilevante di funzionamento atteso;
- Allineamento delle condizioni economiche di fornitura a quelle del resto d'Italia (commodity, trasporto e bilanciamento);
- Opportunità di assicurare importanti risvolti occupazionali nella regione, sia per far fronte alla riconversione di rilevanti siti industriali, sia in termini prospettici per promuovere lo sviluppo di nuove attività produttive.

In conclusione, il phase out al 2025 delle centrali termoelettriche a carbone esistenti, attualmente essenziali



per l'esercizio in sicurezza della rete, pone serie criticità per l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico sardo. Quale soluzione prioritaria, da un punto di vista tecnico-economico, per promuovere una transizione sicura ed efficace, investimenti in nuova capacità di generazione a gas naturale saranno possibili soltanto se le condizioni sopraesposte saranno verificate.

#### **CONTRODEDUZIONI SRG:**

Il progetto nel piano decennale è stato sviluppato coerentemente alle indicazioni contenute nel Decreto Legge 16 luglio 2020 n. 76, art. 60 comma 6 in cui si prevede che: *"Al fine di realizzare il rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna, garantendo l'approvvigionamento di energia all'isola a prezzi sostenibili e in linea con quelli del resto d'Italia, assicurando al contempo la compatibilità con l'ambiente e l'attuazione degli obiettivi del PNIEC, in tema di rilancio industriale, di decarbonizzazione dei consumi e di phase out delle centrali a carbone presenti nella regione Sardegna, è considerato parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari, l'insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella regione stessa"*.

Snam Rete Gas ha provveduto al dimensionamento del progetto virtual pipeline sulla base di quanto previsto nello studio RSE "Approvvigionamento Energetico della Regione Sardegna (Anni 2020-2040)", con riferimento in particolare alla domanda di gas naturale del settore termoelettrico della Sardegna.

In tale contesto, Snam Rete Gas si rende disponibile ad approfondire le condizioni di adeguatezza, di sicurezza del sistema elettrico nell'isola, su un orizzonte temporale almeno fino al 2030, tale da chiarire i requisiti minimi per la realizzazione della transizione energetica in Sardegna.

#### **CONTRODEDUZIONI ENURA:**

La rete di trasporto del gas naturale in Sardegna, nella sua configurazione finale, è dimensionata per sostenere la fornitura del picco massimo di prelievo orario individuato in base a valutazioni interne sui dati di domanda e sulla base dei dati potenza elettrica installata sopra citati.

---

### **OSSERVAZIONI FORMULATE DA GASDOTTI ALPINI**

#### **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S8**

##### **OSSERVAZIONE:**

Si evidenzia che il piano decennale di Gasdotti Alpini potrebbe incrementare i benefici qualora venisse accolta l'istanza di riclassificazione a trasporto di alcuni tratti di rete di distribuzione ad oggi esercite in alta pressione. In particolare, considerando il Trentino Occidentale, vi sarebbe la possibilità di riclassificare sia le condotte nelle tratte Mezzolombardo-Cles e Trento-Vallelaghi che le RE.MI. di Mezzolombardo e Civezzano (vedi capitolo 4.7 del piano decennale).

##### **CONTRODEDUZIONI**

Nessuna controdeduzione

---

### **OSSERVAZIONI FORMULATE DA IGAS**

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

##### **OSSERVAZIONE:**

Rilevanza dei green gas nell'ambito della transizione energetica: riteniamo un segnale positivo che molti dei

gestori del trasporto abbiano inserito nei loro piani, sebbene con differenti gradi di approfondimento, iniziative volte all'utilizzo innovativo dell'infrastruttura gas, con particolare riferimento ai progetti che abilitano la rete di trasporto a ricevere gas di tipo non convenzionale (quali biometano, gas di sintesi ed idrogeno). In tal senso, si ritiene opportuno che tali iniziative possano svilupparsi anche nell'ambito del meccanismo incentivante ipotizzato dall'Autorità nel DCO 250/2021/R/gas "Infrastrutture del gas naturale: progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi – Orientamenti finali". In considerazione dei sempre più ambiziosi obiettivi comunitari di decarbonizzazione dell'economia e del percorso di transizione energetica che ne deriverà, si ritiene che tali progettualità dovranno guadagnare uno spazio sempre più vasto nella pianificazione degli sviluppi infrastrutturali gas, purché sia sempre garantito il coordinamento tra i diversi gestori infrastrutturali coinvolti (sia a monte che a valle della rete di trasporto, ad esempio infrastrutture di stoccaggio, a monte, o di distribuzione, a valle) per assicurare un adeguato sviluppo della rete e un efficiente utilizzo delle risorse.

**CONTRODEDUZIONI SRG:**

Si rimanda a quanto già riportato nella controdeduzione alle osservazioni Anigas di cui allo spunto S3.

**SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S6****OSSERVAZIONE:**

Riguardo la possibilità offerta da SNAM di modulare il consumo delle centrali di compressione "Dual Fuel" (alimentate da motori elettrici) in funzione dei fabbisogni del sistema elettrico e nel rispetto dei vincoli tecnici, IGAS ritiene che l'offerta di tali servizi sul mercato del bilanciamento elettrico debba essere affidata ad un BSP (Balancing Service Provider) terzo, selezionato con apposita gara aperta e trasparente, eventualmente suddividendo i volumi disponibili totali in più lotti per favorire la concorrenza. Difatti, pur condividendo l'obiettivo di SNAM di valorizzare il potenziale delle centrali di compressione in termini di efficientamento del sistema energetico, contribuendo in tal modo a ridurre i consumi complessivi di energia primaria, la partecipazione ai mercati dell'energia o ai mercati dei servizi ancillari da parte di un soggetto Regolato potrebbe avere l'effetto avverso di determinare delle distorsioni nel mercato, non garantendo la formazione di chiari segnali di prezzo propri di un mercato concorrenziale.

A supporto della propria posizione, IGAS desidera richiamare quanto previsto all'articolo 5.1 del Regolamento UVAM, in base al quale i soggetti regolati (e.g. il GSE) non possono essere abilitati a partecipare al progetto UVAM in qualità di BSP per le unità nella propria titolarità.

IGAS ritiene quindi che, nello stesso spirito, i servizi di flessibilità associati alle centrali di compressione non possano essere offerti direttamente da SNAM, ma da un BSP che non sia un soggetto regolato."

**CONTRODEDUZIONI SRG:**

Si rimanda a quanto già riportato nella controdeduzione alle osservazioni Anigas di cui allo spunto S6.

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

Il nuovo Piano di Sviluppo decennale di Enura (nel seguito il "Piano"), focalizzato sul progetto della rete energetica da realizzare nella regione Sardegna, presenta diverse importanti novità rispetto a quello dello scorso anno.

Tali novità derivano principalmente dall'aggiornamento: dei valori della domanda di gas naturale e della loro evoluzione in funzione di tre diversi scenari considerati; dei costi di capitale ed operativi necessari alla realizzazione della configurazione disegnata dal DL Semplificazioni del 2020 ("Interconnessione virtuale"); dei valori dell'analisi costi-benefici.

In relazione al citato "disegno" dell'assetto infrastrutturale per l'approvvigionamento energetico della Sardegna per mezzo di una "virtual pipeline" di collegamento tra l'Italia continentale e l'isola, nel Piano si

specifica che tale interconnessione verrebbe realizzata mediante navi spola che scaricherebbero il GNL presso 3 terminali di rigassificazione, identificati a Portovesme, Oristano e Porto Torres.

A tale proposito, nell'esprimere apprezzamento rispetto alla scelta di considerare una localizzazione "baricentrale" come quella di Oristano per uno dei terminali di rigassificazione, preme ricordare che uno degli operatori facenti parte della scrivente associazione ha approvato un piano di investimenti che prevede la realizzazione di un deposito costiero nel Porto di Oristano con una capacità di 10.000 mc (che ha già ottenuto l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio dal Mise nel gennaio 2018) e l'approvvigionamento del GNL tramite l'impiego in noleggio esclusivo di una nave metaniera di piccola taglia da ca. 27.000 mc. Il deposito, sebbene non previsto nel progetto originario, dispone di un'area dove potranno essere installate le apparecchiature funzionali alla rigassificazione del GNL per l'immissione in rete (di trasporto o di distribuzione).

Pertanto, rispetto all'assetto delineato nel Piano ci si chiede se sia la scelta più efficiente quella di realizzare ulteriori infrastrutture di rigassificazione, eventualmente a largo delle coste sarde, o se piuttosto sia più conveniente sfruttare le sezioni di rigassificazione degli impianti costieri già autorizzati che, con un contenuto aumento dei costi di investimento, potranno essere agevolmente realizzate all'interno degli stessi.

Un impianto di rigassificazione situato nella posizione "centrale" di Oristano, infatti, consentirebbe di convogliare parte dei volumi di gas immessi in rete sia verso Nord che verso Sud, rendendo quindi non necessaria la realizzazione di un secondo terminale galleggiante al largo delle coste sarde, sebbene questo comporti la realizzazione di ulteriori tratti di rete di collegamento tra le predette aree, aspetto, tuttavia, che dovrebbe essere valutato positivamente in quanto aumenterebbe la porzione di isola attraversata dalla rete del gas.

Infine se, come comprendiamo, i costi per le bettoline spola rientreranno nella copertura tariffaria prevista per la Virtual Pipeline, ci sembra corretto che tali vettori siano impiegati dal TSO esclusivamente per le finalità di quest'ultima, ossia per trasportare il GNL nelle sole quantità funzionali al servizio di rigassificazione e per nessun altro utilizzo del gas che non sia tra quelli regolati da ARERA.

Altre osservazioni di carattere puntuale:

1. Cap. 3: si richiedono maggiori dettagli in merito alla stima effettuata per i valori della domanda a regime del settore industriale;
2. Cap. 5: Non ci è chiaro se gli oneri per il re-loading da terminale nel continente e di un-loading presso il deposito/rigassificatore costiero siano ricompresi nella tariffa di trasporto. Non è chiaro dove trovino copertura i costi (di capitale e operativi) delle bettoline.;
3. Cap. 5: con riferimento ai Capex del progetto, non è chiaro cosa contenga la voce "Altro"; si chiede di specificare quali infrastrutture sono ricomprese in tale voce sia con riferimento all'"intero progetto" che alla "prima fase";
4. Cap. 5: con riferimento ai Capex del progetto, non è chiaro se la voce "Rigassificazione" sia relativa ai costi di investimento dei soli terminali di Portovesme e Porto Torres o anche del terminale di Oristano;
5. Cap. 5: si chiede conferma che i costi della "Distribuzione" siano stati considerati nell'ambito dell'analisi costi-benefici.

#### **CONTRODEDUZIONI SRG/ENURA:**

L'ipotesi di approvvigionamento allo studio, considera la realizzazione di un modulo di rigassificazione in provincia di Oristano, che potrebbe coincidere con l'impianto di cui all'osservazione, ove ne venisse decisa la realizzazione e qualora si verificassero i presupposti tecnico-commerciali. Si evidenzia tuttavia come tutti terminali considerati in corrispondenza di Oristano, Porto Torres e Portovesme risultino indispensabili per garantire il soddisfacimento della domanda di gas.

Si riportano di seguito le risposte alle osservazioni puntuali:

1. Le stime relative al reparto industriale provengono da un'analisi svolta sul territorio mediante

- interlocuzioni con i principali operatori del settore;
2. I costi di capitale e operativi delle bettoline sono stati computati nella voce "altro" e considerati integralmente all'interno dell'ACB come previsto dalla metodologia stessa. Le modalità di riconoscimento dei relativi costi saranno determinati dall'autorità sulla base del quadro regolatorio che sarà posto in essere;
  3. La voce "altro" contiene i costi relativi alle bettoline e quelli relativi allo switching tecnologico dei clienti finali per entrambe le fasi;
  4. La voce Rigassificazione contiene i costi di investimento (di capitale e operativi) di tutti i rigassificatori previsti in Sardegna relativamente al progetto e i costi incrementali sui rigassificatori esistenti (Panigaglia) per l'adeguamento infrastrutturale necessario per effettuare il reloading.
  5. I costi della distribuzione, al pari di tutti gli altri costi presentati nella scheda riepilogativa sono stati considerati nell'analisi dei costi e dei benefici coerentemente con la metodologia ACB.

### **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S9**

#### **OSSERVAZIONE:**

Si nota una differenza nel livello e nella ripartizione dei costi per il mantenimento e la sicurezza rispetto al piano precedente. Mentre nel piano 2020, il costo del mantenimento era di 3.457 M€ e quello della sicurezza 3.422 M€ (per un costo complessivo di 6.879 M€), nel piano sottoposto a consultazione, la parte di mantenimento ammonta a 2.247 M€ e quella sicurezza a 5.769 M€, per arrivare ad un costo complessivo di 8.016 M€, che rappresenta un incremento del 16.5% rispetto all'anno scorso.

Non risulta tuttavia chiaro il motivo alla base dell'aumento complessivo di queste due categorie di costo, così come la modalità di ripartizione delle stesse, che sembra privilegiare la parte della sicurezza rispetto a quella del mantenimento.

Si richiede pertanto che la ratio alla base di questo cambiamento nella ripartizione dei costi sia esplicitata in modo trasparente, al fine di limitare gli investimenti alla parte strettamente utile e differenziare quelli relativi alla sola sicurezza da quelli inerenti agli sviluppi successivi ai fini della transizione energetica (che, a nostro parere, dovrebbero essere trattati separatamente).

#### **CONTRODEDUZIONI SRG:**

Snam Rete Gas provvede a programmare e realizzare le opere necessarie per il mantenimento dei metandotti e degli impianti esistenti, al fine di assicurare il servizio di trasporto attraverso un sistema sicuro, efficiente ed in linea con le moderne tecnologie costruttive.

Alla fine del 2020, come descritto nel Piano Decennale Snam Rete Gas, ca.10.000 km di rete hanno completato il ciclo della loro vita economico/tecnica e risultano completamente ammortizzati: gli interventi di sostituzione ad oggi previsti riguardano una lunghezza di rete di circa 4.500 km.

L'individuazione di un sentiero efficiente di interventi di sostituzione deve tener conto di tutti i possibili impatti derivanti dal verificarsi di malfunzionamenti dell'infrastruttura al fine di garantirne la sicurezza, salvaguardare i livelli di continuità e qualità del servizio di trasporto nonché migliorare i livelli di tutela dell'ambiente anche nella prospettiva di accogliere nuovi vettori energetici. Tali interventi, si basano sugli esiti delle attività continue di ispezione, monitoraggio, controllo e salvaguardia e sulle conseguenti valutazioni di asset integrity che sono aggiornate ogni anno.

### **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S13**

#### **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, non si comprende il motivo dell'eliminazione del beneficio "B8e - Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas" (sebbene se ne possa intuire una sorta di ricomprensione, per quanto indiretta, all'interno del beneficio "B5 - Riduzione

esternalità negative associate a emissioni di CO<sub>2</sub>", che valorizza le minori emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera derivanti da interventi che favoriscono l'integrazione dei green gas e dalla sostituzione di combustibili più inquinanti del gas naturale). In tal senso riterremmo opportuno un suo ripristino - ampliandone anche l'ambito applicativo rispetto a quanto era stato proposto nel documento di Criteri applicativi dell'ACB dello scorso anno, in modo da ricomprendere ogni tipologia di gas rinnovabile - anche in considerazione del fatto che Snam Rete Gas prevede la presenza di uno specifico beneficio equivalente in ambito elettrico ("B7 – Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore elettrico").

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 (crf. paragrafo 10.7) non sembrerebbe adeguatamente sviluppata.

Come già segnalato in risposta a precedenti consultazioni sui Piani di Sviluppo della rete di trasporto, anche in questa occasione Snam Rete Gas si limita a riportare, più o meno fedelmente, quanto indicato dall'art. 10.4 dell'Allegato A alla Delibera 468/2018/R/gas e s.m.i. in relazione agli obblighi in capo ai TSO promotori di un'iniziativa di sviluppo della rete di trasporto, laddove questa implichi 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, dandone separata evidenza;
- b) fornire indicazioni circa la compatibilità degli sviluppi previsti delle reti di distribuzione con i requisiti di cui al DM 226/2011.

In tal senso si osserva che in relazione al punto b) Snam fornisce qualche specifica in più rispetto a quanto disposto dall'ARERA, mentre, per quanto riguarda il punto a) non si ritiene che vengano forniti elementi sufficientemente dettagliati ai fini della valorizzazione dei costi relativi alla rete di distribuzione.

## **CONTRODEDUZIONI SRG:**

I benefici considerati nell'ambito della metodologia ACB utilizzati per la predisposizione del piano decennale 2021/2030 sono stati aggiornati secondo quanto previsto dalla deliberazione 539/2020/R/gas. In relazione all'osservazione si condivide l'opportunità di riconsiderare un opportuno beneficio relativo maggiore integrazione di produzione di fonti energia rinnovabile nel settore gas.

In relazione alla stima dei costi del sistema di distribuzione ed alla loro distribuzione temporale la metodologia ACB prevede che vengano utilizzate, ove disponibili, le stime di costo fornite direttamente dal gestore del sistema di distribuzione. Ove non disponibili i promotori dell'iniziativa sono tenuti ad effettuare una valutazione del costo dell'infrastruttura di distribuzione in considerazione delle migliori informazioni disponibili (ad es. quelle contenute nei Piani energetici regionali e/o studi ad hoc). Ai fini delle analisi vengono considerati i seguenti costi:

- realizzazione della rete cittadina;
- allacciamento alla rete di trasporto;
- feeder intercomunali;
- costi associati alla conversione a gas naturale degli apparati dei clienti finali.

In tale ambito si ritiene che la metodologia ACB fornisca sufficienti indicazioni sulla modalità di determinazione dei costi delle infrastrutture di distribuzione.

---

## **OSSERVAZIONI FORMULATE DA IVI PETROLIFERA**

### **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S7**

#### **OSSERVAZIONE:**

IVI Petrolifera S.p.A. da quasi 40 anni opera in Sardegna nel settore energetico con attività di lavorazione, stoccaggio (in un deposito costiero) e distribuzione di prodotti chimici e petroliferi. La distribuzione dei

prodotti avviene tramite autobotte in tutta la Sardegna. La società movimentata annualmente circa 250.000 tonnellate di prodotti, contando su una significativa quota di mercato sarda.

In linea con le previsioni del Piano Energetico Regionale 2015-2030 della Sardegna, che individua il gas naturale come strategico per la transizione energetica dell'isola consentendo di perseguire l'obiettivo strategico della metanizzazione della Sardegna a condizioni di sicurezza e di prezzo per i cittadini e le imprese sarde analoghi a quelle delle altre regioni italiane, e soprattutto in perfetta sintonia con il Patto per lo sviluppo della Sardegna firmato il 29 luglio 2016 dal Presidente del Consiglio dei Ministri e dal Presidente della Regione Sardegna, nel 2017 IVI Petrolifera ha avviato la progettazione di un terminale di Rigassificazione di GNL a Santa Giusta (porto industriale di Oristano) e di seguito ha dato il via all'iter amministrativo per il conseguimento dell'Autorizzazione Unica, oggi alle battute finali.

Il progetto di IVI Petrolifera è perfettamente in linea con il piano di Enura per la Sardegna, in quanto prevede la connessione con la dorsale e la conseguente fornitura di gas naturale.

L'opportunità di allacciarsi ad una rete di metanodotti consentirebbe ai consumatori regionali di energia di poter accedere alle forniture di gas naturale a condizioni paritetiche rispetto a quanto già avviene nel resto della penisola italiana (forniture indicizzate al prezzo del mercato all'ingrosso Italiano). L'accesso ad un mercato pienamente liberalizzato e concorrenziale renderebbe anche semplice per il consumatore il passaggio ad un eventuale nuovo fornitore. Peraltro l'assenza di una rete di metanodotti comporterebbe la creazione di oligopoli per la fornitura del gas naturale liquefatto tramite carri cisterna con prezzi che difficilmente potranno allinearsi a quelli del mercato all'ingrosso Italiano del gas naturale.

La rete è pertanto indispensabile ed è fondamentale che si realizzi in tempi rapidi. Immaginare che il futuro energetico della Sardegna si basi sulla distribuzione del gas naturale in forma liquida attraverso carri cisterna non sembra la soluzione più appropriata per incentivare anche futuri investimenti industriali nella regione.

La presenza di una moderna rete energetica regionale abiliterebbe inoltre lo sviluppo delle energie rinnovabili quali ad esempio biometano ed idrogeno verde entrambe a zero emissioni. Infatti la possibilità di immettere in rete qualsiasi quantitativo di tali gas rinnovabili darebbe ampia flessibilità di produzione favorendo il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione entro il 2050.

#### **CONTRODEDUZIONI ENURA:**

La rete Enura risulta predisposta per poter accogliere i quantitativi di gas che potranno essere immessi da IVI Petrolifera ove venisse decisa la realizzazione del terminale in oggetto, mediante la costruzione di un metanodotto da realizzarsi in accordo con le procedure che normano gli allacciamenti alle reti di trasporto.

---

### **OSSERVAZIONI FORMULATE DA NOVARETI**

#### **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S13**

##### **OSSERVAZIONE:**

Nei Piani decennali presentati da Retragas e Gasdotti Alpini per la metanizzazione della Val Rendena e delle Giudicarie Esteriori in Provincia di Trento, si rilevano costi significativamente diversi per realizzare la distribuzione nei suddetti territori. Si chiede di approfondire la genesi di queste differenze che impattano il risultato delle ACB.

#### **CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Il piano presentato da Gasdotti Alpini riporta un costo di ca. 88 M€ per l'infrastruttura di Trasporto a cui si aggiungono 146 M€ per la Distribuzione e la conversione d'utenza. Nella seguente tabella viene riportato il

dettaglio dei costi per la Distribuzione considerando sia l'intero perimetro del Piano decennale di Gasdotti Alpini che il focus relativo a Val Rendena e Giudicarie:

<b>Componente costo per Distribuzione e conversione impianti privati</b>	<b>Costo per Distribuzione e conversione impianti privati intero perimetro piano</b>	<b>Costo per Distribuzione e conversione impianti privati Val Rendena e Giudicarie</b>
Distribuzione	80.386 k€	17.354 k€
Allacci	13.874 k€	7.598 k€
Impianti Privati	51.489 k€	28.308 k€
<b>Totale</b>	<b>145.749 k€</b>	<b>53.260 k€</b>

La realizzazione dell'infrastruttura di Trasporto costituisce una parte importante del costo complessivo di estensione del servizio nelle aree individuate, tuttavia Gasdotti Alpini, coerentemente a quanto previsto dalla Delibera 468/18 e dai Criteri Applicativi di Snam, ha incluso nel proprio Piano di Sviluppo anche tutti i costi successivi, sostenuti sia dai futuri gestori del servizio di Distribuzione che dai privati per la conversione degli impianti interni.

#### **CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Retragas, al paragrafo 6.1.8.1. del Piano Decennale 2021-2030, dichiara quanto segue: "l'estensione delle reti di distribuzione delle due valli ed i relativi costi di realizzazione fanno riferimento alla Tabella 8 del Capitolo 6 del PEAP 2021".

Si segnala l'evidente presenza di un refuso: il rimando è al Capitolo 9 del PEAP provvisorio (marzo 2021) e non al 6.

Come confermato da PAT nella sua lettera prot. S502/2020/17.13.1-2014-3/SRI-dmc del marzo 2021, i dati relativi all'estensione e al costo della rete di distribuzione sono desumibili dalla tabella del capitolo sopracitato del PEAP provvisorio (marzo 2021).

Le informazioni vengono poi confermate da parte di PAT nel PEAP definitivo (giugno 2021), Capitolo 12, Tabella 8.

I valori di costo di realizzazione della rete di distribuzione sono stati assunti aderendo a quanto indicato da PAT nel PEAP provvisorio di marzo 2021, previa verifica di congruità e coerenza dei dati storici di realizzazione delle reti gas del Gruppo di appartenenza.

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

### **OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE:**

#### **CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

In riferimento alle osservazioni formulate da PAT, Retragas invita l'Autorità e PAT, stazione appaltante per l'Atem unico trentino, a promuovere un coordinamento effettivo tra il trasportatore già operativo sul territorio (Retragas) e gli altri soggetti coinvolti, per rendere sinergico e non competitivo il dualismo resosi noto a seguito della pubblicazione dei Piani 2021-2030.

#### **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S1**

#### **OSSERVAZIONE:**



Si registrano sovrapposizioni tra il piano dell'impresa di trasporto RETRAGAS e quello dell'impresa GASDOTTI ALPINI: il documento di coordinamento di SNAM si limita solamente a registrare alcuni aspetti formali per quanto attiene la volontà di entrambe le imprese di metanizzare (in termini di penetrazione nel territorio dei feeder di trasporto) l'area delle Valli Giudicarie in Trentino e che i due progetti, seppur diversi, sono in buona parte sovrapponibili. Snam parimenti segnala la necessità di definire le attività reciproche di Retragas e Gasdotti Alpini.

Il documento di coordinamento di SNAM non informa che la tratta di tubazione di trasporto da Tione a Pinzolo risulta già annoverata nell'elenco dei gasdotti regionali approvato con decreto direttoriale MISE del 31 gennaio 2019.

In ragione dell'esigenza di indire, entro il 31.12.2021, la gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas per l'ATEM Trento, si rappresenta che la sovrapposizione di alcuni tratti della rete gas proposta tra le due imprese di trasporto genera difficoltà alla stazione appaltante in termini di pianificazione del servizio di distribuzione: l'imminente pubblicazione del bando, in assenza di certezze circa il progetto della rete di trasporto ritenuto più idoneo in una determinata area, comporta per la stazione appaltante l'assunzione di ipotesi indipendenti (legate quindi solo al futuro gestore della distribuzione d'ambito) nella stesura dei Piani di estensione della distribuzione nei comuni non metanizzati, da programmare nel contesto della gara ATEM per il servizio di distribuzione di prossima pubblicazione. Queste ipotesi, in ogni caso, sono coerenti con le previsioni indicate in entrambi i piani proposti.

#### **CONTRODEDUZIONI SRG:**

Le informazioni di dettaglio sui singoli progetti, tra cui l'eventuale indicazione circa l'inserimento del progetto nell'elenco dei gasdotti facenti parte della rete nazionale e/o regionale, vengono rappresentate nei piani decennali degli operatori di trasporto proponenti.

Snam Rete Gas ha provveduto a predisporre il documento di coordinamento coerentemente a quanto previsto dalla delibera 468/2018/R/Gas fornendo l'indicazione della sovrapposizione tra gli interventi dei due gestori del sistema di trasporto come rappresentato nell'osservazione, ai fini delle necessarie valutazioni da parte dei soggetti competenti.

#### **CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Nessuna controdeduzione.

#### **CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

##### Prima Controdeduzione

Concetto oggetto della controdeduzione:

*"Il documento di coordinamento di SNAM non informa che la tratta di tubazione di trasporto da Tione a Pinzolo risulta già annoverata nell'elenco dei gasdotti regionali approvato con decreto direttoriale MISE del 31 gennaio 2019."*

Controdeduzione:

Sotto più profili:

- I. non pare significativa la presunta carenza informativa rilevata dalla Provincia Autonoma di Trento in relazione all'attività di competenza di Snam, la quale opera ai fini del coordinamento dei Piani Decennali, e non rileva a tal fine la circostanza che le reti in progetto siano già indicate, o meno, negli elenchi tenuti dal Ministero;
- II. l'inserimento delle reti nell'elenco dei gasdotti tenuto dal Ministero ai fini della relativa ricognizione, che comprende sia le reti realizzate, sia quelle meramente in previsione e/o in progetto, non fa sorgere in capo all'operatore l'impegno alla realizzazione delle reti progettate, né un affidamento ai fini della valutazione del Piano Decennale da questo presentato.

La valutazione dei Piani Decennali da parte di Arera costituisce espressione di un potere autonomo e diverso, e ha effetti giuridici differenti; è solo con la valutazione positiva del Piano Decennale da



parte di Arera che sorge l'impegno a realizzare l'opera in progetto, mentre in assenza di tale valutazione nessun affidamento può essere ragionevolmente riposto da un'impresa di trasporto sul riconoscimento tariffario e sulla relativa realizzabilità delle infrastrutture in progetto. In tal senso, l'Autorità ha appunto avuto modo di rappresentare quanto segue: *"ai sensi dell'articolo 16 del decreto legislativo 93/11, finalizzate ad identificare le scelte di sviluppo e adeguamento delle reti di trasporto, e i criteri di individuazione del perimetro della rete nazionale e regionale di gasdotti ai sensi del decreto legislativo 164/00; in particolare, la valutazione dei Piani ha la finalità di identificare le scelte impegnative per le imprese di trasporto, relative allo sviluppo e all'adeguamento delle proprie reti, rispetto alle quali scelte l'aggiornamento del perimetro delle reti di trasporto assume la funzione di cristallizzare il perimetro delle infrastrutture realizzate o comunque in fase di realizzazione"*; *"in assenza della predetta valutazione dell'Autorità, quindi, nessun affidamento può essere ragionevolmente riposto da un'impresa di trasporto sul riconoscimento tariffario di investimenti che non soddisfino i criteri tariffari di efficienza e di economicità sopra indicati; (...) le valutazioni relative alla riconoscibilità tariffaria dell'investimento compete esclusivamente all'Autorità, alla luce dei criteri di efficienza e di economicità dalla stessa declinati"* (cfr. da ultimo la deliberazione n. 539/20/R/Gas del 15.12.2020).

- III. posto quanto sopra, infine, si rappresenta che, per l'aggiornamento della rete di trasporto, il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato nel corso degli anni i relativi decreti ministeriali, a partire dal decreto ministeriale 22 aprile 2008 e sino al decreto ministeriale 31 gennaio 2019. Successivamente a quest'ultimo decreto, tuttavia, il Ministero (senza una espressa ragione di ordine tecnico-giuridico) non ha più adottato ulteriori decreti ministeriali, quindi non ha indicato i termini e i format per la relativa comunicazione da parte degli interessati. Gasdotti Alpini, non di meno, in data 28 luglio 2021 ha comunque presentato al Ministero competente la propria istanza di aggiornamento delle Reti di Trasporto del gas naturale, con l'elenco dei propri gasdotti in progetto alla data del 30 giugno 2021, come già individuati nel Piano decennale 2021. Allo stato, dunque, Gasdotti Alpini ha dato corso a tutte le iniziative nel proprio dominio e, in attesa di relativi decreti da parte del Ministero, si conferma che la rete è progettata in coerenza con le caratteristiche tecniche dettate dal decreto del Ministro delle attività produttive 29 settembre 2005, che costituisce norma di riferimento ai sensi del comma 1-bis dell'art. 9 del d.lgs. n. 164/2000, aggiunto dall'art. 31, comma 1, del d.lgs. n. 93/2011 (ai sensi del quale: *"possono essere classificati come reti facenti parte della Rete di Trasporto regionale, le reti o i gasdotti di nuova realizzazione o quelli esistenti che soddisfano i requisiti stabiliti con decreto del Ministro dello sviluppo economico"*)

## Seconda controdeduzione

Concetto oggetto della controdeduzione:

*"In ragione dell'esigenza di indire, entro il 31.12.2021, la gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas per l'Atem Trento, si rappresenta che la sovrapposizione di alcuni tratti della rete gas proposta tra le due imprese di trasporto genera difficoltà alla stazione appaltante in termini di pianificazione del servizio di distribuzione"*.

Controdeduzione:

Si osserva al riguardo che il tratto di rete di trasporto regionale di interesse verrebbe realizzato da parte di uno o di altro operatore del trasporto; il che costituisce presupposto comunque idoneo e sufficiente a consentire la pianificazione del servizio di distribuzione secondo le esigenze rappresentate dalla Provincia Autonoma di Trento.

### **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S2**

#### **OSSERVAZIONE:**

I Piani decennali di Retragas e di Gasdotti Alpini sono coerenti con gli scenari di riferimento indicati nel Piano energetico ambientale Provinciale 2021-2030 (PEAP) approvato dalla Giunta provinciale con deliberazione n. 952 dell'11 giugno 2021.

In particolare la pianificazione della rete di trasporto è coerente con il perimetro dei piani di sviluppo della rete di distribuzione in quei Comuni che hanno richiesto la metanizzazione e che si accingono, alla data di redazione del presente documento di osservazioni, ad adottare specifici provvedimenti per istituire il servizio di distribuzione del gas naturale. Tuttavia si osserva che:

- Retragas nel piano 2021 ha ridimensionato il suo progetto di sviluppo, rispetto ai Piani Decennali precedenti, limitandosi a sviluppare il servizio del trasporto a favore dei Comuni della Val Rendena e delle Valli Giudicarie Esteriori
- Gasdotti Alpini si propone invece di sviluppare il servizio del trasporto a favore di tutti Comuni non metanizzati previsti nel Piano energetico Provinciale 2021-2030.

Per quanto riguarda il dato di input relativo alle utenze servibili (PDR) si segnala la congruità del Piano Decennale di Gasdotti Alpini rispetto al PEAP 2021-2030 in ragione del numero delle abitazioni esistenti sul territorio.

Parimenti, si segnala che il Piano Decennale di Retragas è stato presentato formalmente utilizzando un novero di utenza gas (PDR) coerente con la proposta preliminare del PEAP preadottata il 5 marzo 2021 con deliberazione n. 339 della Giunta Provinciale (in ragione del numero di famiglie residenti). La previsione di adattamento, rappresentata in sede di presentazione pubblica in data 15/07/2021, è congrua con il PEAP adottato in via definitiva dell'11 giugno 2021, in ragione del numero delle abitazioni esistenti sul territorio. Nel proprio piano Retragas si dichiara disponibile a rivedere gli scenari di sviluppo nel progetto completo di metanizzazione del Trentino Occidentale (che non è stato qui presentato, benché indicato nei piani decennali precedenti) e a sviluppare tale progetto nel prossimo Piano Decennale sulla base dei dati del PEAP definitivo, con ulteriori valutazioni relativamente a chiusure/interconnessioni, in quanto, con gli elementi della versione preliminare del PEAP, si riscontrerebbero un valore dei benefici sui costi inferiore a quelli di accettabilità.

#### **CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Retragas ha utilizzato le indicazioni contenute nella lettera di PAT prot. S502/2020/17.13.1-2014-3/SRI-dmc e confermate nel PEAP provvisorio (marzo 2021), pubblicato in tempo utile per la redazione dei Piani di Sviluppo 2021-2030. PAT segnala che i dati di Gasdotti Alpini sono congruenti con i numeri di abitazioni presenti sul territorio, indicati come riferimento dei PDR potenziali nel PEAP definitivo approvato l'11 giugno 2021, successivamente alla consegna dei Piani.

#### **CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Le osservazioni rese dalla Provincia Autonoma di Trento evidenziano che il Piano Decennale di Gasdotti Alpini è già coerente con i dati del PEAP approvato in via definitiva considerato il numero delle abitazioni esistenti sul territorio, che appare un dato maggiormente coerente e significativo rispetto a quello del numero di famiglie residenti (che non tiene conto delle caratteristiche a vocazione turistica e della presenza delle "seconde case") e rispetto ai dati del precedente PEAP, che era preliminare e meramente adottato. Il Piano Decennale di Gasdotti Alpini 2021 è già completo ed attuale e, in tale prospettiva, non necessita di futuri adattamenti.

La valutazione del Piano dovrebbe essere completata entro l'anno ed essere riferita ai Piani ad oggi sottoposti all'esame dell'Autorità, mentre l'adeguamento dei Piani dal 2022 in poi costituisce un evento futuro, incerto e non significativo ai fini della valutazione di quelli ad oggi presentati ad Arera.

#### **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S3**

##### **OSSERVAZIONE:**

Il PEAP 2021-2030 auspica che lo sviluppo della nuova rete del trasporto regionale del gas funga da infrastruttura per permettere l'implementazione di punti di consegna con immissione in rete di altri gas, quali il biometano e l'idrogeno verde.

Da entrambi i Piani decennali di Retragas e di Gasdotti Alpini risulta che le nuove infrastrutture di progetto

sono state predisposte per essere compatibili con l'immissione in rete del biometano. Il piano Retragas individua già la progettazione di un punto di consegna di biometano nella propria rete. Il piano di Gasdotti Alpini esplicita inoltre la capacità della propria infrastruttura di veicolare metano miscelato con idrogeno in percentuali ipotizzate del 5%, 10%, 15%. Tale capacità è stata testata sulla base di specifiche verifiche fluidodinamiche rappresentate in apposita relazione. Tali percentuali risultano coerenti con il PEAP che, nell'ambito della stima dell'approvvigionamento energetico del Trentino, quantifica l'esigenza di un blending gassoso al 2050 nella misura del 13,46% nello scenario LC+ H2, cioè lo scenario corrispondente agli obiettivi ad oggi presenti nella legge provinciale n.19/2013 per la decarbonizzazione, tenendo conto di utilizzare il gas naturale in sostituzione di altre fonti più inquinanti in quelle zone dove non risulta efficiente l'impiego delle pompe di calore.

Retragas, nel proprio piano Piano decennale 2021, afferma che le nuove condotte per il trasporto saranno realizzate con materiali e apparecchiature hydrogen ready per la predisposizione all'utilizzo di blend CH4-H2; si osserva che non risulta dichiarato il grado di percentuale del blending.

#### **CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Nel Piano di Sviluppo di Retragas è presente un punto di consegna del biometano sul territorio di Brescia e non sul territorio Trentino. Per quanto riguarda il grado di percentuale di blending di idrogeno, sarà cura di Retragas fornire un maggior dettaglio nel prossimo Piano Decennale.

#### **CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Nessuna controdeduzione

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

##### **OSSERVAZIONE:**

Il piano di Gasdotti Alpini si propone di superare le criticità attuali del sistema gas in Trentino, in termini di mancata interconnessione tra le reti di trasporto regionale, al fine di introdurre nel sistema gas esistente un'adeguata robustezza e un'idonea resilienza che deve connotare tale tipo di infrastruttura, che ad oggi ne risulta priva. Inoltre la stessa proposta di Piano completa l'estensione del servizio in aree non ancora metanizzate.

Nel documento di coordinamento redatto da SNAM, si evince come Gasdotti Alpini abbia chiesto un coordinamento a SNAM stessa per la definizione dei propri investimenti sulla rete di pertinenza per la realizzazione dell'area che include i tratti fra Tione, Madonna di Campiglio e la zona di Comano estendendosi inoltre fino a Riva del Garda e Mezzolombardo. SNAM non prevede opere di potenziamento della propria rete, a meno della realizzazione dei due nuovi punti di interconnessione richiesti (Vela TR.TN.A e Giovo TR.TN.E) e della trasformazione di due punti esistenti di consegna (Mezzolombardo TR.TN.C Civezzano TR.TN.D) in punti di interconnessione richiesti da Gasdotti Alpini.

Si osserva come tali interventi possono risolvere la criticità, segnalata nelle osservazioni sui piani 2019-2020, del ramo ad antenna della tubazione Mori-Riva di SNAM, che non sembra in grado di rispondere ad incrementi di prelievo di gas a servizio del punto di consegna di Riva e Arco. Il progetto proposto da Gasdotti Alpini porta un beneficio all'area interessata attraverso l'incremento di disponibilità a ulteriori prelievi di gas (+5000 Smc/h), consentendo di superare il limite ad oggi esistente; ciò permetterà inoltre di dare sviluppo a un'importante area turistica e produttiva del Trentino (zona Alto Garda), dotando parimenti di resilienza il sistema gas in questa zona.

Il ridimensionamento dello sviluppo della rete proposto nel Piano decennale RETRAGAS, rispetto ai piani decennali precedenti, è avvenuto a seguito delle informazioni prospettate nel progetto di Piano energetico Provinciale Ambientale 2021-2030, adottato il 5 marzo 2021 con deliberazione della Giunta Provinciale n. 339: Retragas sostiene di non aver riproposto il progetto completo di metanizzazione del Trentino Occidentale (con le relative chiusure ad anello) in quanto con i predetti elementi informativi l'ACB complessiva restituirebbe valori B/C inferiori a quelli di accettabilità. La proposta di Retragas indicata nel Piano 2021 mantiene una configurazione unica ad antenna che potrebbe risultare vulnerabile, poiché questa

verrebbe alimentata solamente dall'interconnessione con la rete regionale SNAM di Vestone; il completamento del potenziamento della Re.Mi di Vestone lascerebbe impregiudicata tale vulnerabilità.

Tenuto conto che Retragas si è dichiarata disponibile a rivedere scenari di sviluppo sul progetto completo di metanizzazione del Trentino Occidentale e a sviluppare tale progetto nel prossimo Piano Decennale sulla base dei dati del PEAP definitivo, con ulteriori valutazioni relativamente a chiusure/interconnessioni, si osserva come tale rivisitazione dello scenario di sviluppo aumenterebbe il grado di sovrapposizione dell'infrastruttura con gli interventi indicati nel piano decennale 2021 di Gasdotti Alpini.

#### **CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Nessuna controdeduzione

#### **CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Anche in questo caso si osserva che il Piano Decennale di Gasdotti Alpini 2021 è già attuale e completo e la Provincia Autonoma di Trento ha favorevolmente rilevato che la sua realizzazione risolve le criticità segnalate dallo stesso Ente. Il Piano di Gasdotti Alpini è già attuale, realizzabile e non necessita di adattamenti futuri nei prossimi Piani Decennali in tale prospettiva.

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

##### **OSSERVAZIONE:**

Il Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP) 2021-2030 costituisce lo strumento della programmazione nel territorio provinciale degli interventi in materia di energia.

Il documento definitivo del Piano approvato l'11 giugno 2021, integrato con le osservazioni raccolte durante il periodo di consultazione pubblica, traccia una traiettoria che, attraverso 12 linee strategiche trasversali, accompagna la transizione energetica ed ambientale del Trentino. Il Piano ha un ruolo importante e strategico, in quanto racchiude in sé sia le azioni di mitigazione del cambiamento climatico previste dalla L.P. 19/2013, che prevedeva la riduzione del 50% delle emissioni al 2030, sia il nuovo limite definito dall'ultimo emendamento alla Climate Law europea, che porta il target al 55%. Per poter raggiungere tali obiettivi sono state individuate misure di riduzione dei consumi nel comparto edilizio privato e pubblico, nel settore industriale, e nella mobilità sostenibile.

Parallelamente il Piano prevede di implementare l'impiego di fonti di energia rinnovabile quali la biomassa legnosa, il biogas-biometano e l'energia idroelettrica accompagnate dall'estensione della distribuzione del gas naturale. Proprio su quest'ultimo aspetto sono stati analizzati scenari che creino la possibilità di immettere nella rete di trasporto green-gas prodotto da fonti rinnovabili, quali ad esempio il biogas-biometano e l'idrogeno. È necessario quindi che l'infrastruttura del trasporto si estenda anche in tutte le aree attualmente non metanizzate del Trentino per permettere l'implementazione di punti di consegna di tali fonti rinnovabili.

Il piano decennale di Gasdotti Alpini è pienamente coerente con tale previsione del PEAP, mentre il piano decennale di Retragas risulta coerente in modo parziale, poiché si limita allo sviluppo della rete del trasporto solamente in alcune aree del Trentino occidentale.

#### **CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Nessuna controdeduzione

#### **CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Nessuna controdeduzione

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

**OSSERVAZIONE:**

In via generale si ravvisa la necessità di interconnettere la rete di trasporto in tempi ragionevoli a servizio dell'area trentina al fine di predisporre 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 conseguente beneficio socio-economico e ambientale sull'intero territorio, nonché in coerenza con quanto indicato nel Piano energetico ambientale provinciale PEAP 2021-2030.

Si osserva che il piano decennale di Gasdotti Alpini è pienamente coerente con tale necessità poiché, oltre a consentire la metanizzazione nell'area occidentale del Trentino, prevede l'interconnessione sia con gli attuali feeder in alta pressione, che fanno parte della rete di distribuzione a servizio del territorio orientale del Trentino, sia con la rete di trasporto regionale di Snam lungo l'asse Verona-Bolzano.

Si osserva che il piano decennale di Retragas, a fronte del ridimensionamento rispetto ai piani decennali precedenti, offre una soluzione per l'implementazione del servizio della metanizzazione della Val Rendena e delle Valli Giudicarie Esteriori, ma non consente di conferire resilienza al sistema del trasporto nella sua interezza.

**CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Nessuna controdeduzione

**CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Nessuna controdeduzione

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

Come detto sopra, il ridimensionamento del Piano decennale Retragas rispetto ai piani precedenti porterebbe il sistema di trasporto regionale in una configurazione unica ad antenna nel territorio delle Valli Giudicarie. Questo potrebbe risultare vulnerabile, poiché questa antenna verrebbe alimentata solamente dall'interconnessione con la rete statale SNAM di Vestone.

Il Piano di Gasdotti Alpini riuscirebbe, stando ai tempi indicati e agli interventi pianificati, a sopperire a tale vulnerabilità in tempi compatibili con la gara di distribuzione del gas. L'interconnessione prevista nel progetto Gasdotti Alpini (con la previsione di un apporto di 10.000 Smc/h) permetterebbe l'implementazione, oltre a condizioni di ridondanza del sistema di distribuzione Trentino, la messa in sicurezza dell'intero sistema del trasporto interregionale a beneficio anche dell'area bresciana.

**CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Nessuna controdeduzione

**CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Nessuna controdeduzione

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

La pianificazione del servizio della distribuzione gas nei Comuni (non metanizzati) è rappresentata nel Piano energetico Provinciale 2021-2030 (PEAP) e fa riferimento a quei Comuni che hanno richiesto la metanizzazione. La stazione appaltante sta predisponendo i documenti di gara inclusi i documenti guida per la programmazione delle nuove metanizzazioni nell'intero Atem Trento: ai fini della programmazione delle

reti di distribuzione si è tenuto conto della dorsale del trasporto Tione – Pinzolo (IT\_RETRAGAS\_RR\_MET\_TN\_2016\_12 Realizzazione Dorsale AP Alta Valle Giudicarie) di Retragas, poiché essa risulta già annoverata nell'elenco dei gasdotti del trasporto regionale in base al decreto direttoriale del 31 gennaio 2019. Si segnala che sono in corso di approvazione, da parte dei Comuni indicati nel PEAP 2021-2030, specifici provvedimenti per istituire il servizio di distribuzione del gas naturale, in attesa della gestione del servizio d'ambito. In linea di massima essi riguardano tre grandi aree (Val di Sole/Val di Non, Val Rendena, Val Giudicarie Esteriori).

I Piani decennali di Retragas e di Gasdotti Alpini sono coerenti con quanto previsto, benché i perimetri di riferimento siano differenti tra loro; in particolare si osserva che:

- Retragas nel piano decennale 2021-2030 ha ridimensionato il suo progetto di sviluppo, rispetto ai Piani Decennali precedenti, limitandosi a portare il servizio del trasporto a favore dei Comuni della Val Rendena e delle Valli Giudicarie Esteriori
- Gasdotti Alpini si propone di sviluppare il servizio del trasporto gas a favore dei nuovi impianti di distribuzione in tutti Comuni non metanizzati che hanno richiesto la metanizzazione previsti nel Piano energetico Provinciale 2021-2030 (Val Rendena, Valli Giudicarie Esteriori e Val di Sole/Non)

Retragas mantiene uno schema ad antenna mentre Gasdotti Alpini presenta uno schema ridondante ad anello, come ricordato nei precedenti spunti.

Retragas intende sviluppare la rete di trasporto dal proprio terminale di Tione verso due direttive: una verso Madonna di Campiglio, prevedendo l'entrata in servizio nel 2028, e una verso Comano Terme prevedendo l'attivazione nel 2025.

Gasdotti Alpini, nell'ideazione del proprio schema ad anello, propone la costruzione dei nuovi tratti di rete e riconverte tratti di reti esistenti di distribuzione in tratti di reti di trasporto, in modo tale da attivare il servizio entro il 2023 sul tratto Tione-Pinzolo, entro il 2024 sul tratto Pinzolo-Madonna di Campiglio, entro il 2025 sul tratto Mezzolombardo-Cles, entro il 2026 sul tratto Cles-Dimaro, entro il 2028 sul tratto Dimaro-Madonna di Campiglio. Nel contesto delle Giudicarie Esteriori, Gasdotti Alpini si propone inoltre di costruire nuove tratte della rete di trasporto in modo tale da erogare il servizio entro il 2022 sul tratto Vallelaghi-Madrucchio, mentre entro il 2023 sul tratto Madrucchio-Tione.

Ne risulta che il piano di Gasdotti Alpini progetta di realizzare gli interventi in tempi più veloci rispetto a quelli proposti da Retragas. Conseguentemente, tenuto conto della prospettiva al 2024 dell'affidamento del servizio di distribuzione ad un unico gestore d'ambito a fronte dell'espletamento della gara d'ambito (da bandire entro il 31.12.2021), si osserva come il piano di Gasdotti Alpini risulti maggiormente funzionale alla costruzione di nuove reti di distribuzione nell'ambito unico provinciale. Inoltre i tempi esposti da Gasdotti Alpini permetterebbero di anticipare lo sviluppo della rete di distribuzione nelle Valli Giudicarie Esteriori di 3 anni (2022-2025) e in Val Rendena di 1 anno rispetto a Retragas; in ogni caso, il rispetto delle tempistiche indicate non è certo essendo condizionato dai tempi necessari al rilascio dei provvedimenti statali di V.I.A, Il Piano decennale di Gasdotti Alpini consente un adeguato supporto per implementare del servizio di distribuzione nell'area Val di Sole/Val di Non. Sarebbe, inoltre, più efficiente, al fine di servire alcune utenze di carattere industriale, che lo sviluppo della rete del trasporto regionale si estendesse anche nel tratto Dimaro-Ossana.

Ai fini di una miglior gestione dei flussi di gas nella rete di distribuzione e di permettere la ridondanza di fornitura, elevando il grado di resilienza dell'esistente rete di distribuzione nel basso Sarca, si condivide quanto proposto nel Piano Decennale di Gasdotti Alpini che prevede la costruzione di un feeder di trasporto verso Riva del Garda (tratto previsto nel 2027).

Inoltre, per le stesse finalità, si condividono le previsioni dei due nuovi tratti (Trento-Civezzano nel 2028 e Giovo-Mezzolombardo nel 2029) che consentiranno la realizzazione di un'ulteriore ridondanza all'attuale rete di distribuzione nella parte orientale del Trentino come richiamato nel punto S6.

#### **CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Le tempistiche di sviluppo del sistema di trasporto proposte da Retragas sono coerenti con un plausibile sviluppo del sistema di distribuzione di cui PAT è stazione appaltante della prossima gara d'ambito. Proporre



tempi accelerati di esecuzioni del sistema di trasporto appare al momento sfavorevole dal punto di vista del concretizzarsi dei benefici, in quanto si dovrebbero attuare degli investimenti anticipati per il trasporto senza poter distribuire il gas agli utenti della distribuzione.

Retragas potrà rivedere le proprie tempistiche solo in funzione di un'eventuale accelerazione delle procedure di assegnazione della gara relativa alla distribuzione nell'ambito trentino.

Le considerazioni formulate da PAT relativamente alla tempistica teorica proposta da Gasdotti Alpini meritano un commento. In considerazione dell'esperienza acquisita da Retragas, le tempistiche proposte da Gasdotti Alpini risultano estremamente ottimistiche viste le attuali difficoltà e lungaggini che l'unico progetto trasmesso al MiSE da Retragas il 04/12/2019 (Verifica VIA del Tione-Pinzolo) è ad oggi fermo nello stato "istruttoria tecnica", nonostante i numerosi solleciti presentati da Retragas e le osservazioni favorevoli al progetto presentate da PAT.

#### **CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

L'inserimento nell'elenco dei gasdotti di cui al DM 31.1.2019 è atto ricognitorio distinto e non è significativo ai fini della approvazione del Piano Decennale da parte di Arera, non perfeziona impegni in capo al trasportatore, né un affidamento qualificato. Si rinvia alle controdeduzioni di cui al precedente punto S1 (Commenti sulle modalità di predisposizione dei Piani e sul coordinamento tra gestori di trasporto).

Ai fini della valutazione del piano decennale si prende atto del giudizio positivo espresso dalla Provincia Autonoma di Trento.

Quanto alle tempistiche inerenti la VIA, ai fini della valutazione del Piano Decennale queste non rilevano, poiché – quale principio generale – si deve ritenere, unitamente a quanto già rilevato da Arera, che eventuali autorizzazioni alla realizzazione di un'infrastruttura di rete ricevute da altre amministrazioni dello Stato rispondono evidentemente a esigenze specifiche, alla cui tutela quelle amministrazioni sono preposte.

#### **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S10**

##### **OSSERVAZIONE:**

Si giudica positivo l'intervento previsto dal Piano di Gasdotti Alpini per incrementare la capacità di trasporto del gas nell'area dell'Alto Garda volto a superare la criticità, segnalata nelle osservazioni sui piani 2019-2020, che caratterizza il ramo ad antenna della tubazione di trasporto Mori-Riva di SNAM a servizio degli impianti di distribuzione nella zona di Nago-Torbole, Riva del Garda, Arco e Dro; l'intervento proposto di collegare la zona dell'Alto Garda con una tubazione il trasporto del gas con la rete Snam a Trento (mediante i tratti Trento-Vallelaghi, Vallelaghi-Madrucchio e Madrucchio-Arco) consentirebbe di beneficiare di un incremento di gas di 5000 Smc/h utile alla messa in sicurezza in termini di capacità di fornitura di un'importante area turistica e produttiva del Trentino (zona alto Garda). Questo eviterebbe la necessità di dover potenziare il tratto di rete di trasporto Mori-Riva, non previsto nel piano decennale di Snam. Inoltre il sistema del trasporto così creato consentirebbe di beneficiare dei flussi bidirezionali secondo uno schema ad anello Trento – Madrucchio – Arco/Riva – Mori, aumentando la resilienza del sistema di trasporto.

Si osserva inoltre che il nuovo punto di interconnessione presso Giovo con la rete regionale Snam è indispensabile per consentire il necessario potenziamento della rete posta a servizio delle utenze finali nei Comuni della Valle di Fiemme e Valle di Fassa ad oggi insufficiente.

#### **CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Nessuna controdeduzione

#### **CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Nessuna controdeduzione.

#### **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S11**

##### **OSSERVAZIONE:**

Come già richiamato al punto S8 si segnala che la tubazione del trasporto gas nel tratto Tione- Pinzolo in Val Rendena, benché sia già stata iscritta come tratto in progetto nell'elenco dei gasdotti di trasporto regionali con decreto direttoriale MISE del 31 gennaio 2019, non è ancora realizzata poiché risulta ancora in corso la procedura di verifica all'assoggettamento alla procedura della valutazione dell'impatto ambientale del progetto presso il competente Ministero (MITE). Ciò benché la Provincia autonoma di Trento abbia espresso, con deliberazione della Giunta provinciale n. 1532 del 9.10.2020, il parere di non sottoposizione a procedura di valutazione dell'impatto ambientale del progetto. Tale tratto di tubazione risulta considerata all'interno delle analisi costi-benefici in entrambi i piani decennali di sviluppo.

Per quanto riguarda la completezza delle informazioni contenute nei piani decennali di Retragas e di Gasdotti Alpini, si osserva in linea di massima la coerenza con le informazioni disponibili nel PEAP. Si rappresenta che l'analisi costi-benefici del piano decennale di Retragas è stata sviluppata utilizzando un novero di utenza gas (PDR) coerente con la proposta preliminare del PEAP preadottata il 5 marzo 2021 con deliberazione n. 339 della Giunta Provinciale che considerava la stima, molto cautelativa, valutata in ragione del numero di famiglie residenti. Il PEAP, adottato in via definitiva con deliberazione della Giunta Provinciale n. 952 dell'11 giugno 2021, presenta anche un'indicazione dell'utenza in ragione del numero delle abitazioni e degli edifici esistenti sul territorio, che risultano particolarmente significativi nei territori interessati dal piano Retragas. La previsione di adattamento del proprio piano decennale, rappresentata da Retragas in sede di presentazione pubblica in data 15/07/2021, è congrua con il PEAP adottato in via definitiva.

#### **CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Nessuna controdeduzione

#### **CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Nella prospettiva delle regole che sovrintendono alla valutazione dei Piani decennali, quanto all'inserimento della tubazione cui la Provincia Autonoma di Trento fa riferimento nell'elenco dei gasdotti di trasporto regionali, giusto decreto direttoriale MISE del 31 gennaio 2019, si rinvia alla osservazione S1.

Quanto alla menzione del procedimento di VIA e al parere ivi espresso dalla Provincia Autonoma di Trento giusta deliberazione della Giunta n. 1532/2020, comunque esso attiene allo specifico profilo di interesse (tutela dei beni ambientali) e non rileva ai fini del riconoscimento tariffario da parte di Arera; esso, inoltre, non costituisce in sé autorizzazione alla realizzazione dell'opera, che deve invece pervenire ai sensi del dpr n. 327/2001, artt. 52- bis e seguenti.

Quanto all'ulteriore osservazione della Provincia Autonoma di Trento evidenziata e sopra riportata, anche in questo caso si rileva che il Piano Decennale di Gasdotti Alpini 2021 è già attuale e completo e la Provincia Autonoma di Trento ha favorevolmente rilevato che la sua realizzazione risolve le criticità segnalate dallo stesso Ente. Il Piano di Gasdotti Alpini è già attuale, realizzabile e non necessita di adattamenti futuri nei prossimi Piani Decennali.

#### **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S12**

##### **OSSERVAZIONE:**

Come ribadito al punto S1 nel documento di coordinamento di SNAM sono presenti sovrapposizioni tra i Piani Decennali di Retragas e Gasdotti Alpini. I tratti interessati sono:

- IT\_RETRAGAS\_RR\_MET\_TN\_2016\_12 Realizzazione Dorsale AP Alta Valle Giudicarie (TN) Tione-Pinzolo sovrapposizione con il progetto di Gasdotti Alpini TR.TN.004 Nuova tratta Tione-Pinzolo
- IT\_RETRAGAS\_RR\_MET\_TN\_2018\_02 Realizzazione Dorsale AP Alta Valle Giudicarie (TN) Tione-Comano parziale sovrapposizione con il progetto di Gasdotti Alpini TR.TN.003 Nuova tratta Madruzzo-Tione
- IT\_RETRAGAS\_RR\_MET\_TN\_2018\_03 Realizzazione Dorsale AP Alta Valle Giudicarie (TN) Pinzolo-Campiglio sovrapposizione con il progetto di Gasdotti Alpini TR.TN.005 Nuova tratta Pinzolo-M. di Campiglio



- TR.TN.B – impianto REMI Tione impresa Gasdotti Alpini in sovrapposizione con IT\_RETRAGAS\_RR\_MET\_TN\_2016\_12

Per quanto riguarda la sovrapposizione relativa al progetto delle cabine Remi a Tione di Gasdotti Alpini (TR.TN.B) si condivide quanto espresso da Snam nel proprio piano di coordinamento in ordine alla necessità di definire le attività reciproche di Retragas e Gasdotti Alpini. Altresì risulta che la tratta da Tione a Pinzolo è già annoverata nell'elenco dei gasdotti regionali, approvato con decreto direttoriale MISE del 31 gennaio 2019. Tale tratta coincide con il progetto Retragas (IT\_RETRAGAS\_RR\_MET\_TN\_2016\_12).

Il progetto Retragas indicato nel piano decennale 2021-2030 prevede un ridimensionamento rispetto ai piani decennali precedenti, in ragione delle indicazioni contenute nel progetto di Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP). Di fatto non sono necessari interventi di potenziamento della rete Snam e non sono presenti opere di potenziamento afferenti al progetto Retragas di metanizzazione del Trentino da parte di Snam.

Si valuta positivamente l'interazione tra Gasdotti Alpini e Snam al fine di consentire l'esercizio della proposta progettuale di nuove reti di trasporto. Questo al fine di realizzare due nuove cabine di interconnessione (cabina Vela e cabina Giovo) e di modificare due punti di riconsegna in altrettanti punti di interconnessione (cabina Civezzano e cabina Mezzolombardo).

Si reputa opportuno procedere al classamento, tra le reti di trasporto regionale, dei tratti di rete in alta pressione (AP) indicati dal piano di Gasdotti alpini, attualmente classificate come distribuzione, al fine di evitare la costruzione inutile di infrastrutture e il consumo di suolo.

In via generale si osserva come la costruzione di nuove reti di trasporto consentirà di evitare la costruzione di tratti di rete di distribuzione AP da parte del gestore dell'ambito unico provinciale (Atem Trento). Le proposte di Retragas e Gasdotti Alpini, benché diverse tra loro, sono idonee con le ipotesi di sviluppo delle reti di distribuzione nei Comuni non metanizzati.

#### **CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Nessuna controdeduzione

#### **CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Anche in questo caso si osserva che, nella prospettiva delle regole che sovrintendono alla valutazione dei Piani decennali, quanto all'inserimento della tubazione cui la Provincia Autonoma di Trento fa riferimento nell'elenco dei gasdotti di trasporto regionali, giusto decreto direttoriale MISE del 31 gennaio 2019, si rinvia alla osservazione S1.

Quanto all'ulteriore osservazione della Provincia Autonoma di Trento evidenziata e sopra riportata, si ribadisce che il Piano Decennale di Gasdotti Alpini 2021 è già attuale e completo e la Provincia Autonoma di Trento ha favorevolmente rilevato che la sua realizzazione risolve le criticità segnalate dallo stesso Ente. Il Piano di Gasdotti Alpini è già attuale, realizzabile e non necessita di adattamenti futuri nei prossimi Piani Decennali.

#### **SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S13**

##### **OSSERVAZIONE:**

Si osserva che la metodologia, prevista dall'ARERA, di raggruppare in un'unica analisi costi benefici tutti i tratti sottesi ad un unico obiettivo, che nel caso del Trentino corrisponde alla metanizzazione del Trentino occidentale, è valida dal punto di vista generale per una visione organica dell'obiettivo stesso, ma non permette di analizzare la qualità dei singoli progetti in caso di loro sovrapposizione parziale, come espressa nel caso dei piani decennali 2021 di Retragas e Gasdotti Alpini.

#### **CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Nessuna controdeduzione

**CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Nessuna controdeduzione

**SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S14****OSSERVAZIONE:**

In nessuno dei due piani è stato rappresentato quale sia la lunghezza ipotizzata della rete di distribuzione e quindi non è possibile esprimere osservazioni dirette in ordine alla fondatezza delle assunzioni sui Capex della distribuzione indicate nei piani decennali presentati.

**CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Retragas, al paragrafo 6.1.8.1. del Piano Decennale 2021-2030, dichiara quanto segue: "l'estensione delle reti di distribuzione delle due valli ed i relativi costi di realizzazione fanno riferimento alla Tabella 8 del Capitolo 6 del PEAP 2021".

Si segnala l'evidente presenza di un refuso: il rimando è al Capitolo 9 del PEAP provvisorio (marzo 2021) e non al 6.

Come confermato da PAT nella sua lettera prot. S502/2020/17.13.1-2014-3/SRI-dmc del marzo 2021, i dati relativi all'estensione e al costo della rete di distribuzione sono desumibili dalla tabella del capitolo sopracitato del PEAP provvisorio (marzo 2021).

Le informazioni vengono poi confermate da parte di PAT nel PEAP definitivo (giugno 2021), Capitolo 12, Tabella 8.

**CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Nessuna controdeduzione

**SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S15****OSSERVAZIONE:**

I costi unitari indicati sulla rete di trasporto risultano maggiori del 18 % nel piano decennale Retragas rispetto a quelli indicati nel piano decennale di Gasdotti Alpini per la tratta Tione-Campiglio.

Analogo ragionamento sui costi unitari può esser fatto per la tratta Tione-Comano.

**CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:**

Nessuna controdeduzione

**CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Nessuna controdeduzione

---

**OSSERVAZIONI FORMULATE DA RETRAGAS****SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S1**

**OSSERVAZIONE:**

In ottemperanza alla delibera Arera 539/2020 Retragas, già presente nell'area del Trentino Occidentale, ha svolto attività di coordinamento con Snam rete gas, Distributori locali e PAT (stazione appaltante futura gara distribuzione) per delineare lo scenario di sviluppo della metanizzazione del trentino occidentale. Si auspica per quest'area un'azione analoga da parte degli altri soggetti che identifichino scenari di sviluppo, sotto il coordinamento di PAT e di Snam rete gas, per evitare i rischi di sovrapposizione delle iniziative o di "congestione" come definita nel Piano di Gasdotti Alpini, rischi che si rilevano nella lettura del citato Piano, senza che ci sia stata una informazione verso Retragas.

**CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Gasdotti Alpini si è attivata coordinandosi come indicato nel capitolo 5 del relativo piano decennale; in particolare, con Snam Rete Gas, con la Provincia Autonoma di Trento e con i distributori locali di gas naturale presenti sul territorio.

**SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S6****OSSERVAZIONE:**

La carenza di disponibilità segnalata nel Piano di Gasdotti Alpini a pag. 6 del proprio piano di sviluppo non è da attribuire alla rete di trasporto di Retragas ma alla capacità della Remi di Vestone resa da SNAM.

**CONTRODEDUZIONI SRG:**

Snam Rete Gas si rende disponibile a valutare e considerare nell'ambito del proprio piano decennale interventi volti a garantire il soddisfacimento di eventuali incrementi dei prelievi a valle della propria rete, nel rispetto della normativa vigente, coordinandosi opportunamente con i soggetti interconnessi che ne facciano richiesta.

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

Il Piano di Sviluppo di Retragas è impostato tenendo conto del programma di attuazione della metanizzazione in base alla pubblicazione della gara e al piano dello sviluppo della rete di distribuzione delineato da PAT nel Piano Ambientale Energetico ("Tenuto conto della complessità della normativa statale che regola, si prevede che l'indizione del bando di gara d'ambito unico avvenga entro l'anno 2021, mentre si stima che l'avvio effettivo dell'affidamento non possa avvenire prima della fine dell'anno 2023."). Non pare altrettanto coordinato con il programma di PAT il piano di Gasdotti Alpini che prevede gli investimenti sulla rete di trasporto in forte anticipo rispetto alla realizzazione/esistenza delle reti di distribuzione. Si chiede quindi a PAT di confermare orientativamente il programma delineato nel PEAP o in alternativa di fornire nuove informazioni al momento non rilevate sull'eventuale accelerazione delle tempistiche della gara e del contratto con il nuovo futuro distributore.

**CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Gasdotti Alpini si è attivata coordinandosi con la Provincia Autonoma di Trento che ha risposto formalmente come segue: *"Nell'ottica di un coordinamento funzionale tra trasporto e distribuzione del gas naturale, l'implementazione sul territorio di una rete del trasporto del gas che garantisca un sistema di reti interconnesse, sicuro e resiliente non può non essere considerata coerente con il Piano Energetico Ambientale Provinciale."*

Si evidenzia inoltre come la Provincia Autonoma di Trento nelle proprie osservazioni sub S8. abbia rappresentato che: *"tenuto conto della prospettiva al 2024 dell'affidamento del servizio di distribuzione ad un unico gestore d'ambito a fronte dell'espletamento della gara d'ambito (da bandire entro il 31.12.2021), si osserva come il piano di Gasdotti Alpini risulti maggiormente funzionale alla costruzione di nuove reti di"*

*distribuzione nell'ambito unico provinciale. Inoltre i tempi esposti da Gasdotti Alpini permetterebbero di anticipare lo sviluppo della rete di distribuzione nelle Valli Giudicarie esteriori di 3 anni (2022-2025) e in Val Rendena di 1 anno rispetto a Retragas".* Ciò conferma che i tempi di realizzazione della rete di trasporto di Gasdotti Alpini è coerente con le indicazioni, le tempistiche e gli obiettivi della PAT al riguardo.

**SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S12****OSSERVAZIONE:**

Vedasi lettera Retragas rif. prot. 2021-RG-000048-P 14/07/2021.

**CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Nessuna controdeduzione

**SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S13****OSSERVAZIONE:**

Sebbene non si abbiano commenti sulla metodologia in generale si evidenzia come analisi costi benefici applicate allo stesso progetto possano portare a risultati diversi se fatte a partire da dati di input diversi.

**CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:**

Nessuna controdeduzione

---

**DOMANDE POSTE DURANTE IL WEBINAR DEL 15 LUGLIO****ANDREA COSENTINO****Osservazione**

Salve l'idrogeno liquido e il gas liquido saranno sempre più importanti nel mercato del presente e del futuro, quanti progetti ci sono per i nuovi rigassificatori gas e rigassificatori idrogeno?

**Risposta SRG**

Il piano decennale di Snam Rete Gas considera la realizzazione di 3 nuovi rigassificatori per l'approvvigionamento di gas in Sardegna nell'ambito della "Virtual Pipeline" Sardegna.

**Osservazione**

Si parla molto di idrogeno green prodotto in Nord Africa, la rete attuale reggerebbe questa modifica del sistema energetico? Sarebbe necessario un forte potenziamento in poco tempo della rete del Sud, qual è l'attuale situazione?

**Risposta SRG**

Sulla base delle valutazioni finora effettuate, circa il 70% dei metanodotti di Snam Rete Gas risulterebbe già in grado di trasportare percentuali crescenti di idrogeno fino al 100%, prevedendo interventi di adeguamento di entità limitata. Pertanto, risulterebbe possibile una riconversione dal trasporto di gas naturale al trasporto di idrogeno di parti della rete esistente, da valutare in base all'evoluzione del contesto energetico e normativo, ferma restando la copertura dei fabbisogni di approvvigionamento del mercato gas.

**ANONIMO**

**Osservazione**

Quando prevedete che le centrali dual fuel saranno operative ovvero quando potremo cominciare a vederne i benefici in termini di riduzione di emissioni?

**Risposta SRG**

Le centrali dual fuel sono previste entrare in esercizio dal 2024 al 2028. In particolare, è previsto che gli interventi su Malborghetto e Poggio Renatico entrino in esercizio nel 2024, quello di Messina nel 2025 e quelli di Montesano, Gallese e Istrana nel 2028.

**Osservazione**

Quando avremo visibilità su un possibile incremento dei flussi di TAP con le conseguenti implicazioni per l'infrastruttura gas?

**Risposta SRG**

La rete di trasporto di Snam Rete Gas è in grado di trasportare fino a 44 MSm<sup>3</sup>/g in corrispondenza del punto di entrata di Melendugno e quindi di accogliere eventuali flussi incrementali rispetto a quelli ad oggi rilevati, ove ne venisse fatta richiesta.

La realizzazione di nuova capacità di trasporto sul punto di entrata di Melendugno in corrispondenza dell'interconnessione con il metanodotto TAP oltre ai valori sopra indicati è soggetta, sulla base della regolazione vigente, alla procedura di capacità incrementale prevista dal regolamento CE 2017/419.

Il ciclo di capacità incrementale dell'anno 2019 si è concluso senza che pervenissero richieste vincolanti di nuova capacità ed è attualmente in corso il ciclo di capacità incrementale 2021 avviato lo scorso luglio.

**ICIS – MARTA DEL BUONO****Osservazione**

Come valutate il commento recente di Starace ENEL che sostiene che il phase out della Sardegna si può fare senza gas?

**Risposta SRG**

Come emerge dal rapporto RSE "Soluzioni infrastrutturali per il soddisfacimento del fabbisogno energetico della regione Sardegna", la soluzione economicamente più conveniente per il futuro energetico dell'isola prevede il gas naturale e la "virtual pipeline" in corso di autorizzazione. Secondo RSE, i maggiori oneri infrastrutturali collegati a questo scenario sarebbero più che compensati dai minori costi dei vettori energetici e dalle minori esternalità ambientali. L'introduzione del gas sarebbe dunque più vantaggiosa in termini economici rispetto a uno scenario che preveda unicamente l'elettrificazione. In particolare, le soluzioni che prevedono il gas naturale e la virtual pipeline massimizzerebbero i risparmi, quantificati in circa 3 miliardi di euro.

**2B ENERGIA - SILVIA BRANDA****Osservazione**

Buongiorno, avrei una domanda per Gasdotti Alpini. Riscontro che, dalla Delibera 180/20/R/gas, la Società non ha presentato proposta tariffaria per l'anno 2022. Ciò significa che non sono al momento previsti recuperi di eventuali costi già sostenuti in relazione agli interventi di sviluppo previsti?

**Risposta Gasdotti Alpini**

Gasdotti Alpini è una società di trasporto regionale neocostituita e procederà presentando ad ARERA la richiesta di riconoscimento tariffario una volta conclusa la valutazione del piano di sviluppo decennale 2021-2030.



## ALLEGATO 2 – RIEPILOGO SPUNTI PER LE OSSERVAZIONI

SPUNTO		RIFERIMENTO
S1.	<b>Osservazioni sulle modalità di predisposizione dei Piani di Sviluppo e sul coordinamento tra gestori di trasporto.</b>	Deliberazione 468/2018/R/gas e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 39/2020/R/gas) Criteri applicativi ACB (versione 1.1)
S2.	<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 (es. scenari per TYNDP) e a livello nazionale (es. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, PNIEC) nel settore energetico.</b>	Deliberazione 468/2018/R/GAS e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Criteri applicativi ACB (versione 1.1) Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto Documento di descrizione degli scenari 2020 (settembre 2020) Scenario National Trend Italia (gennaio 2021)
S3.	<b>Commenti riguardanti lo sviluppo e la penetrazione, nell'ambito degli scenari energetici di riferimento, di green gas, in particolare biometano, e dell'idrogeno.</b>	Deliberazione 468/2018/R/GAS e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Criteri applicativi ACB (versione 1.1) Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto Documento di descrizione degli scenari 2020 (settembre 2020) Scenario National Trend Italia (gennaio 2021)
S4.	<b>Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema gas, con particolare riferimento agli anni 2019-2020, 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 di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
S5.	<b>Commenti riguardanti le criticità del sistema gas previste in futuro e le correlate esigenze di rinnovo e/o sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas, anche in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione e transizione energetica</b>	Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto Documento di descrizione degli scenari predisposto da Terna/Snam
S6.	<b>Commenti sugli interventi di rinnovo e/o sviluppo della Rete Nazionale e della Rete Regionale di Gasdotti rappresentati nei Piani 2021.</b>	Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
S7.	<b>Commenti in relazione agli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, inclusa la Sardegna.</b>	Piani 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 e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Criteri applicativi ACB (versione 1.1) Documento di coordinamento
S9.	<b>Commenti in relazione alle modalità con cui gli interventi per la sicurezza sono stati identificati dai gestori delle reti e sulla esaustività degli elementi forniti atti a dimostrare le “comprovate esigenze di sicurezza” che giustificano l’assenza della predisposizione di ACB per interventi di sicurezza</b>	Deliberazione 468/2018/R/gas e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Criteri applicativi ACB (versione 1.1) Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
S10.	<b>Commenti riguardanti le opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione, anche derivanti da procedure di incremental capacity, contenute nei Piani 2021, nonché i possibili impatti sulla rete di trasporto esistente.</b>	Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
S11.	<b>Commenti sullo stato di avanzamento degli interventi già inclusi nei Piani precedenti e sulla qualità e la completezza delle informazioni disponibili nelle schede intervento contenute nei Piani 2021.</b>	Deliberazione 468/2018/R/GAS e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
S12.	<b>Commenti e osservazioni in relazione al documento di coordinamento dei Piani, predisposto da Snam S.p.A. ai sensi del comma 4.1, lettera a, dell’Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/gas, recante gli interventi contenuti nei Piani di tutti i gestori del sistema di trasporto, e finalizzato a favorire interventi coordinati di pianificazione e sviluppo delle reti evitando duplicazioni di progetti.</b>	Deliberazione 468/2018/R/GAS e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Documento di coordinamento
S13.	<b>Commenti sulla metodologia di Analisi Costi-Benefici, nonché sulla sua 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 e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Criteri applicativi ACB (versione 1.1) Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
S14.	<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 standard ivi contenuti.</b>	Deliberazione 468/2018/R/GAS e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Criteri applicativi ACB (versione 1.1) Appendice informativa (gennaio 2021)

<p><b>S15.</b></p>	<p><b>Commenti sulla qualità e completezza delle informazioni relative alla stima dei costi degli interventi presentati nel Piano di ciascun gestore.</b></p>	<p>Deliberazione 468/2018/R/GAS e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Criteri applicativi ACB (versione 1.1) Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto</p>
<p><b>S16.</b></p>	<p><b>Commenti sulla qualità e completezza delle informazioni relative al calcolo dei benefici degli interventi presentati nel Piano di ciascun gestore.</b></p>	<p>Deliberazione 468/2018/R/GAS e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Criteri applicativi ACB (versione 1.1) Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto</p>