

PIANI DECENNALI DI SVILUPPO DELLE RETI DI TRASPORTO DI GAS NATURALE 2022-2031

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 2022-2031 (di seguito "Piani"), pervenute all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (Autorità) dai soggetti interessati nell'ambito del processo di consultazione dei Piani¹, nonché quelle formulate durante il webinar del 04 maggio 2022.

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:

- Edison
- Energia Libera
- Eni
- EP Produzione
- Gasdotti Alpini
- Italgas
- Provincia Autonoma di Trento

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 gestori di rete interessati; in allegato 2, la codifica degli spunti di osservazione.

¹ 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 sull'efficacia del processo di consultazione e sul grado di coinvolgimento degli stakeholder. | | | |
|--|--|------------------|---|
| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |
| EDISON | Segnala l'opportunità di dare maggior rilievo al documento relativo alle controdeduzioni allegandolo al piano decennale consecutivo all'emissione. Segnala anche l'opportunità di aggiungere un documento che evidenzi le modifiche rispetto al piano precedente | NA | Snam Rete Gas conferma disponibilità a recepire l'osservazione e segnala che nel "piano di monitoraggio" vengono sintetizzate le differenze degli ultimi 3 piani. |
| PAT | Auspica un'apertura alla possibilità di interagire in termini costruttivi e dinamici al processo istruttorio congiuntamente ad ARERA e agli altri stakeholders da parte dei soggetti presentatori di osservazioni | NA | Nessuna controdeduzione |

| S2 Osservazioni sull'opportunità di biennializzare l'obbligo di redazione dei Piani di trasporto del gas naturale, anche allo scopo di conseguire una pianificazione integrata elettricità-gas (e idrogeno) | | | |
|--|--|------------------|-------------------------|
| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |
| EDISON | Non condivide l'opportunità di biennializzare la redazione del documento anche in vista dei prossimi anni nei quali potrebbero essere necessarie maggiori informazioni sulle necessità di approvvigionamento e diversificazione delle fonti. | NA | Nessuna controdeduzione |
| Gasdotti Alpini | Ritiene opportuno mantenere la cadenza annuale | NA | Nessuna controdeduzione |
| PAT | Ritiene ragionevole l'opportunità di biennializzare l'obbligo di redazione dei Piani di trasporto del gas | NA | Nessuna controdeduzione |

S3 Osservazioni sulla completezza ed esaustività delle informazioni e sul rispetto dei requisiti di redazione dei Piani.

| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |
|--------------------------------|--------------|-----------|-----------------|
| Nessuna osservazione pervenuta | | | |

S4 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.

| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |
|-----------------|---|--------------------------|---|
| ENI | Considera importante che siano valutati gli impatti dei recenti accadimenti geopolitici e le conseguenti azioni dell'UE sugli scenari energetici che prevedono produzione da FER supportata dal backup a gas, in modo da definire gli investimenti infrastrutturali necessari. | Snam Rete Gas | Snam Rete Gas segnala che alcuni degli interventi già individuati nel Piano decennale consentono di far fronte alla necessità di importazione di nuovi quantitativi di gas (per il sistema italiano ed europeo) e di diversificazione degli approvvigionamenti. La valutazione di ulteriori interventi volti a fronteggiare le nuove esigenze derivanti dal mutato contesto sarà considerata nell'ambito della predisposizione del nuovo piano decennale anche alla luce dell'aggiornamenti degli scenari congiunti Snam-Terna. |
| Gasdotti Alpini | Ritiene efficace ed efficiente l'attuale impostazione normativa che prevede la definizione di valori univoci da utilizzare a livello nazionale | NA | Nessuna controdeduzione |
| PAT | Osserva che Retragas nel piano 2022 abbia rimodulato il suo progetto di sviluppo estendendolo, rispetto al Piano Decennale 2021, mentre Gasdotti Alpini abbia mantenuto il progetto presentato nel piano decennale 2021. Entrambe i progetti sono congrui rispetto al PEAP 2021-2030. | RETRAGAS/GASDOTTI ALPINI | Nessuna controdeduzione |

| S5 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 |
| ENI | Ritiene necessario garantire equità di trattamento fra utenti gas e utenti H2 evitando sussidi incrociati fra i due settori. | Snam Rete Gas | In relazione al trattamento tariffario delle reti e dei relativi investimenti ci si atterrà al trattamento regolatorio che sarà definito dall'Autorità. |
| Gasdotti Alpini | Evidenzia l'opportunità di una valorizzazione relativa ai costi prospettici anche per i gas differenti dal naturale. | | Nessuna controdeduzione |
| PAT | Auspica che lo sviluppo della nuova rete del trasporto regionale del gas funga da infrastruttura stabile e sicura per permettere l'implementazione di punti di consegna con immissione in rete di altri gas, quali il biometano e l'idrogeno verde. | RETRAGAS/GASDOTTI ALPINI | Nessuna controdeduzione |

| S6 Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema gas, con particolare riferimento agli anni 2020-2021, 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 |
| PAT | Indica come preferenziale la costruzione di un'infrastruttura ad anello con tubazioni del trasporto in alta pressione, al fine di creare sul territorio una struttura interconnessa per assicurare un sistema sicuro e resiliente per l'approvvigionamento del gas naturale a favore delle utenze finali in tutto il territorio provinciale | Snam Rete Gas | Snam Rete Gas è disponibile a sviluppare le infrastrutture necessarie a fronte di specifiche richieste di incremento e di condizioni che ne consentano la realizzazione. Le infrastrutture attuali sono in grado di soddisfare gli incrementi di trasporto fino a valori in linea con quelli indicati da Gasdotti Alpini. |

S7 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, e alla più recente Comunicazione della Commissione Europea COM (2022)108 dell'8 marzo 2022, c.d. REPower EU.

| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |
|------------|---|--------------------------|---|
| EDISON | Ritiene che i piani decennali non abbiano recepito le necessità dettate dall'attuale contesto geopolitico | Snam Rete Gas | I piani sono stati trasmessi prima dell'aggravarsi del contesto geopolitico e delle conseguenti evoluzioni sui mercati energetici, pertanto alcuni progetti del piano assumono maggior importanza strategica alla luce dello stesso e sono in corso di rivalutazione unitamente ad altre iniziative |
| PAT | Ritiene necessario che l'infrastruttura di trasporto, che dovrà essere hydrogen ready, si estenda anche in tutte le aree attualmente non metanizzate del Trentino, a tale riguardo ritiene che le infrastrutture proposte nei piani di RETRAGAS e Gasdotti Alpini siano coerenti con le previsioni del PEAP e considera la proposta di Gasdotti Alpini maggiormente resiliente. | RETRAGAS/GASDOTTI ALPINI | Nessuna controdeduzione |

S8 Commenti sugli interventi di rinnovo e/o sviluppo della Rete Nazionale e della Rete Regionale di Gasdotti rappresentati nei Piani 2022.

| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |
|------------|---|---------------|--|
| Edison | Relativamente alla linea Adriatica ritiene necessario avere informazioni relative all'incremento dei costi e al posticipo dell'entrata in esercizio del progetto. Ritiene importante anche informazioni relative alle percentuali di idrogeno che il progetto sarà in grado di trasportare. Il soggetto ritiene inoltre che l'autorità, visti i benefici che il progetto produce per altre nazioni europee, valuti un'allocazione di parte dei costi ai paesi | Snam Rete Gas | Linea Adriatica: I costi di realizzazione sono stati aggiornati sulla base dei costi standard pubblicati che risentono di incrementi sui costi di materiali e servizi. Inoltre tutti i nuovi gasdotti di SRG sono idonei al trasporto di H2. La realizzazione del progetto ingenera |

| | | | |
|----------------|---|--------------------------|---|
| | <p>beneficiari.</p> <p>Relativamente al progetto “centrali dual fuel”, 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 concorrenza, auspica quindi che l’offerta dei servizi del bilanciamento sia affidata a un soggetto terzo.</p> | | <p>benefici sul sistema gas italiano, in termini di riduzione dei costi di fornitura e di incremento della sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption, ampiamente superiori ai costi.</p> <p>Centrali Dual Fuel:</p> <p>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. Il potenziale beneficio sul bilanciamento del sistema elettrico è stato valorizzato in linea con i criteri applicativi approvati.</p> |
| Energia Libera | <p>Relativamente al progetto “centrali dual fuel”, 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.</p> | Snam Rete Gas | <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. I servizi di flessibilità per il sistema elettrico potranno essere messi a disposizione nel rispetto delle decisioni che saranno adottate in esito al procedimento avviato con delibera 539/2020.</p> |
| PAT | <p>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. A tale riguardo i piani di Gasdotti Alpini e Retragas risultano ugualmente compatibili, anche se l’infrastruttura di Gasdotti Alpini viene valutata come maggiormente resiliente.</p> | RETRAGAS/GASDOTTI ALPINI | <p>Nessuna controdeduzione</p> |

| S9 Commenti sullo stato di avanzamento degli interventi già inclusi nei Piani precedenti e sulla completezza ed esaustività delle informazioni disponibili nelle schede intervento contenute nei Piani 2022. | | | |
|---|---|------------------|---|
| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |
| ENI | <p>Relativamente alla Rete Adriatica richiede che sia valutata l'opportunità del progetto in chiave prospettica tenendo conto degli scenari di decarbonizzazione e sulla base delle prospettive di nuove importazioni, considerando anche una allocazione di parte dei costi ad altri paesi beneficiari dell'intervento per non pesare sugli oneri sostenuti dal sistema.</p> <p>Relativamente alle centrali dual fuel che potrebbero fornire servizi di bilanciamento per il settore elettrico sottolinea la necessità di implementare regole atte a prevenire la distorsione dei mercati.</p> | Snam Rete Gas | <p>Nel programmare e pianificare le proprie infrastrutture Snam Rete Gas valuta attentamente i fabbisogni e attuali e futuri del sistema energetico ricercando soluzioni per un percorso efficiente di sviluppo che tenga conto delle esigenze del sistema energetico nazionale ed europeo oltre che degli obiettivi di decarbonizzazione.</p> <p>In merito alle altre osservazioni si rimanda alla controdeduzione alle osservazioni di Edison S.p.A. di cui allo spunto S8.</p> |
| PAT | <p>Segnala che la tubazione del trasporto gas nel tratto Tione-Pinzolo in Val Rendena non è ancora realizzata poiché risulta in corso la procedura di verifica all'assoggettamento alla procedura della valutazione dell'impatto ambientale del progetto presso il competente Ministero (MITE) benché la Provincia autonoma di Trento abbia espresso il parere di non sottoposizione. Segnala inoltre che Arera ha disposto di proseguire la valutazione dell'intervento nonostante lo stesso sia iscritto come rete regionale nel Decreto direttoriale del MiTE del 17/02/2022</p> | RETRAGAS | <p>Retragas evidenzia che anche il piano di Gasdotti Alpini è sottoposto a valutazione di ARERA.</p> |

| S10 Commenti sulla completezza ed esaustività delle informazioni relative alla stima dei costi degli interventi presentati nel Piano di ciascun gestore. | | | |
|---|--|--------------------------|---|
| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |
| Gasdotti Alpini | Relativamente al progetto di metanizzazione del Trentino presentato da Retragas, evidenzia un costo particolarmente conservativo per quanto riguarda le relative infrastrutture della distribuzione ed evidenzia che non sono stati considerati i costi di switching degli utenti finali. | RETRAGAS | Retragas ribadisce che la principale fonte di informazione dalla quale sono stati dedotti i costi della distribuzione e la domanda di gas è il PEAP della Provincia Autonoma di Trento. |
| PAT | Osserva che i costi unitari per la costruzione delle tratte delle reti di trasporto indicati nel piano decennale Retragas risultano maggiori nell'ordine del 30 % rispetto a quelli indicati nel piano decennale di Gasdotti Alpini per la tratta Tione-Dimaro. Analogamente per la tratta Tione-Comano i costi unitari risultano maggiori nell'ordine del 18% | RETRAGAS/GASDOTTI ALPINI | Gasdotti Alpini evidenzia che la propria stima di costo è stata effettuata sulla base di accurato studio dell'infrastruttura che si andrà a realizzare e del suo inserimento nel contesto territoriale. Anche i prezzi applicati sono desunti dai valori provinciali di riferimento e dall'esperienza del proponente. Retragas specifica che sono stati sviluppati progetti specifici per le tratte di trasporto presentate nel Piano in relazione alle aree di nuova metanizzazione, sia per quanto riguarda il costo dei lavori sia per le somme a disposizione. |

| S11 Commenti sulla qualità e completezza delle informazioni relative al calcolo dei benefici degli interventi presentati nel Piano di ciascun gestore. | | | |
|---|---------------------|------------------|------------------------|
| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |

| | | | |
|-----------------|--|---------------|--|
| Edison | Ritiene opportuno chiarire se i benefici dei progetti del “Gas Package” siano stati considerati nelle ACB del Piano. | Snam Rete Gas | Evidenza delle varie iniziative intraprese da Snam Rete Gas al fine di ridurre le emissioni di metano trova specifica descrizione nell’Allegato “Schede di Intervento” alla sezione interventi sulla Transizione Energetica. Per i progetti inclusi nel Piano per cui viene elaborata una analisi costi benefici, l’eventuale presenza di un beneficio associato alle riduzioni di metano trova esplicita valorizzazione nell’ambito del beneficio B6. |
| Gasdotti Alpini | Relativamente al progetto di metanizzazione del Trentino presentato da Retragas, evidenzia che vengono troppo ottimisticamente considerati benefici a partire dal 2022. Viene inoltre evidenziato che la data di valorizzazione dei benefici deve essere armonizzata con la data di entrata in esercizio sia delle infrastrutture di trasporto che di quelle di distribuzione. | Retragas | Retragas evidenzia che i benefici sono stati calcolati su un orizzonte temporale di 25 anni, a partire dalla conclusione del primo intervento sulla rete di trasporto. Relativamente ai valori di riferimento utilizzati come scenari energetici, evidenzia che sono stati presentati i dati calcolati secondo i nuovi Criteri Applicativi indicati da Snam. |
| PAT | 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, non permette di analizzare la qualità dei singoli progetti in caso di loro sovrapposizione parziale. | NA | Nessuna controdeduzione |

S12 Commenti in relazione agli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, inclusa la Sardegna, e allo sviluppo coordinato tra infrastrutture funzionalmente interconnesse (quali quelle di trasporto e di distribuzione), anche in relazione a rischi di duplicazione o di sviluppi disfunzionali delle infrastrutture.

| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |
|------------------|--|---------------------|---|
| Edison | Ritiene che le bettoline incluse nella virtual pipeline siano utilizzate solo per il servizio di collegamento virtuale fra continente e Sardegna. Ritiene inoltre che debba essere garantito l'accesso TPA ai rigassificatori facenti parte della virtual pipeline. | Snam Rete Gas | SRG evidenzia che In relazione alle modalità di impiego delle bettoline e alle condizioni di accesso ai terminali di rigassificazione dell'Isola, Snam Rete Gas applicherà le disposizioni che saranno definite dall'Autorità nell'ambito del quadro di regolazione per tali infrastrutture |
| ENI | Ritiene opportuna un'analisi approfondita a supporto della decisione di investimento e del dimensionamento dello stesso tenuto conto dell'impatto del progetto di metanizzazione della Sardegna sulle tariffe di trasporto. | Enura/Snam Rete Gas | Enura ha provveduto ad aggiornare l'analisi ACB del progetto sulla base delle migliori informazioni disponibili riguardo ai costi di realizzazione e alla domanda servita. Si segnala inoltre che l'Autorità ha chiesto a Snam e Terna di sviluppare un documento di scenario congiunto per mezzo della delibera 279/2022/R/COM che tenga conto dell'evoluzione del contesto geopolitico. |
| EP Produzione | Richiede maggiori dettagli sulle tempistiche di realizzazione in particolare del tratto nord della rete in Sardegna e del Terminale GNL ad esso connesso con l'obiettivo di coordinare i progetti infrastrutturali legati al gas con il progetto di realizzazione della centrale di generazione elettrica della società. | Enura/Snam Rete Gas | Enura e Snam Rete Gas ribadiscono le tempistiche di realizzazione rappresentate nel piano decennale. Le informazioni in relazione alle tempistiche stimate delle diverse fasi per ciascuna infrastruttura sono riportate nelle rispettive schede progetto all'interno dei relativi Piani Decennali. |

| | | | |
|-----------------|---|----------|---|
| | | | |
| Gasdotti Alpini | Evidenzia il ruolo di coordinamento degli enti locali per la concertazione dei progetti di sviluppo delle opere di trasporto e di distribuzione. | NA | Nessuna controdeduzione. |
| Italgas | Richiede l'introduzione di una disciplina che parifichi, sotto il profilo regolatorio-tariffario, il servizio di trasporto (regionale) e di bilanciamento della materia prima sulla base dell'analisi effettuata da RSE prevedendo quindi sia trasporto via tubo che via carro cisterna. | Enura | Enura ha definito la propria rete di trasporto ottimizzando la dislocazione geografica in modo da raggiungere i bacini nei quali è prevista svilupparsi la porzione predominante della domanda di gas naturale nella regione. Enura è disponibile ad ampliare la propria infrastruttura, ottimizzandola anche in funzione di una più dettagliata dislocazione del mercato civile. |
| PAT | Segnala che, nonostante la proposta di RETRAGAS prospetti una soluzione ad antenna, i piani di RETRAGAS e Gasdotti Alpini sono coerenti riguardo la potenzialità delle utenze servibili, benché i percorsi ipotizzati siano diversi e in alcuni punti sovrapponibili tra loro. PAT ritiene inoltre necessario costruire nuove reti di trasporto laddove era prevista una riclassificazione delle reti di distribuzione a reti di trasporto regionale, al fine di creare sul territorio una struttura interconnessa per assicurare un sistema sicuro e resiliente per l'approvvigionamento del gas naturale a favore delle utenze finali in tutto il territorio provinciale. | RETRAGAS | Retragas evidenzia a PAT che anche il progetto di estensione rete IT_RETRAGAS_RR_MET_TN_2016 Tione - Pinzolo" è previsto venga realisticamente completato entro il 2025. Successivamente proseguiranno le realizzazioni delle altre tratte che si completeranno negli anni successivi. |

S13 Commenti riguardanti i principali interventi di sviluppo della capacità di interconnessione con l'estero, contenuti nei Piani 2022, anche funzionali ad abilitare nuove fonti di approvvigionamento, nonché i possibili impatti sulla rete di trasporto esistente.

| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |
|------------|---|---------------|---|
| Edison | Ritiene opportuno incrementare le capacità di uscita nel nord Italia per sfruttare le potenzialità create dai progetti di potenziamento delle capacità di import. | Snam Rete Gas | L'incremento della capacità di esportazione è un tema allo studio per il nuovo piano decennale. |

S14 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 |
|------------|--------------|-----------|-----------------|
|------------|--------------|-----------|-----------------|

S15 Commenti e osservazioni in relazione al documento di coordinamento dei Piani, recante gli interventi contenuti nei Piani di tutti i gestori del sistema di trasporto

| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |
|------------|---|-----------|--|
| PAT | Individua delle sovrapposizioni tra i Piani Decennali di Retragas e quelli di Gasdotti Alpini | RETRAGAS | RETRAGAS evidenzia che già a partire dai Piani di sviluppo Retragas 2018-2027 erano presenti i progetti di estensione della rete nelle aree trentine oggetto di attuale sovrapposizione che non sono stati inseriti nel Piano 2021-2030 e che sono stati nuovamente considerati nel Piano 2022-2031. |

| S16 Commenti in relazione agli interventi per la transizione energetica | | | |
|--|--|------------------|---|
| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |
| Edison | Relativamente agli elettrolizzatori per il recupero dell'overgeneration ritiene necessario che il TSO prima di procedere autonomamente alla realizzazione degli stessi abbia avviato e concluso senza successo una procedura aperta agli operatori di mercato. | Snam Rete Gas | Snam Rete Gas ha descritto un progetto di elettrolizzatori aventi "network related function" in una logica di sector coupling tra i settori gas ed elettrico. Snam Rete Gas valuterà le modalità di realizzazione e gestione di tali interventi nel rispetto del quadro regolatorio nazionale ed europeo di riferimento. |
| EP Produzione | Auspica che il progetto di realizzazione della rete idrogeno sia coordinato con la strategia nazionale e con la strategia comunitaria, al fine di favorire uno sviluppo coordinato fra domanda e offerta. | Snam Rete Gas | Nessuna controdeduzione. |

| S17 Commenti in relazione alla proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici. | | | |
|--|---------------------|------------------|------------------------|
| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |
| Nessuna osservazione pervenuta | | | |

| Osservazioni ricevute contestualmente al webinar del 04/05 | | | |
|---|--|------------------|--|
| Soggetto/i | Osservazione | Operatore | Controdeduzione |
| | Il soggetto richiede se siano escluse ipotesi di installazione degli FSRU nel sud Italia | SRG | SRG sottolinea che le analisi per la definizione delle infrastrutture necessarie sono ancora in corso. |

| | | | |
|--|---|---------------------|--|
| | Il soggetto richiede se le presentazioni del webinar saranno messe a disposizione | SRG | SRG chiarisce che, come per ogni webinar, le presentazioni saranno pubblicate sul sito nell'apposita sezione dedicata |
| | Il soggetto richiede se si sta valutando una revisione delle ACB a fronte delle variazioni dei prezzi delle commodities | SRG | SRG sottolinea che i costi e i benefici siano da valutare nell'orizzonte di 25 anni durante i quali il picco di costo potrà essere riassorbito |
| | Il soggetto richiede aggiornamenti riguardo alle autorizzazioni delle gare ATEM | ENERGIE RETE GAS | Energie Rete Gas rileva degli aggiornamenti sulle gare ATEM, ma rimanda la risposta all'interlocutore ad una separata sede dedicata. |

Allegati

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

ALLEGATO 1 - CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI RICEVUTE

OSSERVAZIONI FORMULATE DA EDISON S.p.A.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S1

OSSERVAZIONE:

Esprimendo apprezzamento riguardo l'efficacia sia del processo di consultazione sia al grado di coinvolgimento degli stakeholder e ritenendo di grande utilità/fondamentale il "Documento di controdeduzione alle osservazioni ricevute nell'ambito della consultazione" si vorrebbe segnalare l'opportunità sia che alla pubblicazione di tale documento sia dato maggiore risalto rispetto al semplice aggiornamento del comunicato riguardante il processo consultivo, sia che il documento di controdeduzioni dell'anno y possa essere incluso fra gli allegati del Piano dell'anno y+1.

Infine si vorrebbe evidenziare l'opportunità di valutare la redazione e la pubblicazione di un documento che si focalizzi/evidenzi solamente le differenze e i cambiamenti rispetto al piano precedente.

CONTRODEDUZIONI SNAM:

In relazione all'opportunità di dare maggiore risalto alla pubblicazione di tale documento di controdeduzioni Snam Rete Gas si rende disponibile a fornirne evidenza anche sul proprio sito. In merito alla possibile inclusione del documento dell'anno y fra gli allegati del Piano y+1, si conferma la disponibilità a implementare tale richiesta ove ritenuto opportuno dall'Autorità.

In relazione alla redazione e pubblicazione di un documento che evidenzi le differenze e i cambiamenti rispetto al piano precedente, si ritiene che il documento tabellare "piano di monitoraggio" che riporta in sintesi le differenze fra il piano in consultazione e le due edizioni precedenti, già costituisca un utile strumento per l'individuazione delle differenze tra le diverse edizioni dei Piani, con un giusto trade-off tra completezza e semplicità di rappresentazione.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S2

OSSERVAZIONE:

Non si condivide l'opportunità di biennializzare l'obbligo di redazione dei Piani di trasporto del gas naturale.

Si ritiene infatti che una frequenza annuale permetta adeguamenti più tempestivi ai cambiamenti che caratterizzano l'attuale contesto. Se venisse in ogni caso disposta la biennializzazione dei Piani di trasporto del gas si auspica che quantomeno questa venga programmata con decorrenza non immediata in modo che la frequenza annuale permanga negli immediati prossimi anni in cui, presumibilmente, potrebbero rendersi disponibili maggiori informazioni sulle future necessità di approvvigionamento e di diversificazione delle fonti.

Infine si ritiene che il conseguimento di una pianificazione integrata elettricità-gas-idrogeno risulti possibile anche in presenza di una maggiore frequenza di aggiornamento dei piani gas rispetto a quelli della rete elettrica.

CONTRODEDUZIONI SNAM:

Nessuna controdeduzione

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S7

OSSERVAZIONE:

In merito alle criticità del sistema gas, presumiamo che le tempistiche di redazione del Piano non abbiano consentito un pieno recepimento del contesto attuale che prevede una forte accelerazione dello sviluppo

di infrastrutture per rendere l'approvvigionamento dell'Europa più sicuro rispetto al gas russo, attraverso una diversificazione degli approvvigionamenti.

CONTRODEDUZIONI SNAM:

Si conferma come il piano decennale, trasmesso all'Autorità il 30/01/22 ai sensi di quanto previsto dalle disposizioni della Deliberazione 468/2018/R/Gas, sia stato elaborato prima dell'aggravarsi del contesto geopolitico e delle conseguenti evoluzioni sui mercati energetici.

Tuttavia, alcuni progetti già inclusi nel piano di Snam Rete Gas risultano finalizzati ad una maggiore diversificazione e all'incremento della sicurezza degli approvvigionamenti, e assumono pertanto, in ragione delle attuali condizioni di incertezza e volatilità dei mercati energetici un'importanza strategica ancora maggiore. Tali progetti sono attualmente in corso di aggiornamento, unitamente alla valutazione di altre iniziative.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S8

OSSERVAZIONE:

Condividendo l'opportunità di incrementare la capacità di trasporto nei punti di interconnessione da sud si esprime apprezzamento per il progetto "Linea Adriatica" e per la possibile revisione, esposta nel workshop del 4 maggio 2022, delle tempistiche di entrata in esercizio in relazione ai nuovi scenari di approvvigionamento. In particolare, sarebbe utile per gli operatori di mercato avere maggiori informazioni relativamente alle assunzioni che hanno determinato un rilevante incremento di costi ed un posticipo dell'entrata in esercizio di tratte rilevanti per la diversificazione e la sicurezza degli approvvigionamenti, quali ad esempio la tratta Matagiola-Massafra. Ulteriore dettaglio potrebbe essere dato in merito alla percentuale di idrogeno che le nuove condotte saranno in grado di accogliere ed una quantificazione dei relativi costi. Si ritiene inoltre che il progetto "Linea Adriatica" possa comportare, specie se saranno anche implementati incrementi capacità in uscita da nord (si veda lo spunto 13), benefici a molteplici Paesi essendo funzionale a rendere l'Italia hub europeo e Paese di transito lungo la direttrice Sud-Nord e, ricordando che il progetto è stato confermato tra i progetti PIC anche nel 2021, si auspica che l'Autorità valuti, anche nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 617/2021/R/gas per l'adozione di provvedimenti in materia tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale, la possibile allocazione di parte dei costi ai futuri Paesi beneficiari, applicando meccanismi di cross border cost allocation ulteriori rispetto alla sola applicazione delle tariffe di trasporto ai volumi che attraverseranno la rete italiana per essere esportati verso altri Paesi.

Relativamente al progetto "centrali dual fuel", si torna ad evidenziare 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 concorrenza.

Sebbene 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, 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.

Tramite la Delibera 539/2020/R/gas l'Autorità, in relazione alle centrali dual fuel, ha avviato un procedimento, affidato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energie e Unbundling, in coordinamento con il Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale, 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 a un impianto tradizionale.

Consci che 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, si 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.

A supporto della propria posizione, si richiama 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 BSO per le unità nella propria titolarità.

CONTRODEDUZIONI SNAM:

Linea Adriatica

Come descritto in precedenza il Piano Decennale è stato predisposto sulla base degli scenari disponibili prima dell'aggravarsi del contesto geopolitico e di mercato. Il progetto Linea Adriatica è attualmente in corso di aggiornamento in relazione alle mutate condizioni e ai nuovi fabbisogni del sistema.

In relazione alla stima dei costi di realizzazione, la stessa è stata aggiornata sulla base dei costi standard pubblicati sul sito Snam Rete Gas, contestualmente ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici. L'incremento osservato è principalmente ascrivibile all'evoluzione dei costi dei materiali e dei servizi, verificatosi negli ultimi due anni anche in conseguenza della ripresa economica a valle della crisi pandemica, nonché del quadro macroeconomico.

Relativamente alla compatibilità con il trasporto di idrogeno, si conferma che tutti i nuovi progetti di Snam Rete Gas vengono realizzati secondo standard realizzativi e di procurement che prevedono l'utilizzo di materiali e procedimenti costruttivi tali da rendere i nuovi gasdotti idonei al trasporto di miscele di gas naturale e idrogeno a percentuali crescenti fino al 100% di idrogeno.

Relativamente all'allocazione transfrontaliera di parte dei costi del progetto si specifica che, come confermato dall'analisi ACB predisposta, la sua realizzazione ingenera 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 ampiamente superiori ai costi. Si evidenzia inoltre come l'eventuale attivazione di flussi di esportazione incrementali verso altri Paesi conseguenti alla realizzazione di tale infrastruttura, avrebbe un ulteriore 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 del progetto Centrali dual fuel è quella di garantire i livelli attuali di capacità di trasporto, sostituendo macchine ormai obsolete, di ridurre l'utilizzo di energia primaria – in ragione della maggior efficienza dei motori elettrici rispetto alle turbine gas – e di ridurre le emissioni climalteranti, permettendo a SRG di raggiungere la neutralità carbonica al 2040.

In aggiunta a tali finalità, l'utilizzo dei motori elettrici consente una maggiore flessibilità di esercizio delle centrali di compressione, riducendo di molto i vincoli tecnici di utilizzo rispetto alle turbine a gas soprattutto nelle aree di funzionamento a bassi regimi.

In merito alla valorizzazione del potenziale delle centrali dual fuel, in termini di efficientamento del sistema energetico nel suo complesso (whole system approach), la stessa è avvenuta mediante l'applicazione del 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/R/gas e successive consultazioni pubbliche.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S11**OSSERVAZIONE:**

Si segnala la necessità che nei Piani sia chiarito se le attività connesse alla riduzione delle emissioni di metano previste nella proposta europea del Gas Package siano già contemplate nelle Analisi Costi Benefici riportate nelle schede di progetto. Per tali attività auspichiamo possa esserci adeguata e specifica trasparenza delle informazioni economiche.

CONTRODEDUZIONI SNAM:

Evidenza delle varie iniziative intraprese da Snam Rete Gas al fine di ridurre le emissioni di metano trova specifica descrizione nell'Allegato "Schede di Intervento" alla sezione interventi sulla Transizione Energetica. Tali interventi sono generalmente distribuiti sul territorio nazionale e non direttamente associati a uno specifico progetto. Per i progetti inclusi nel Piano per cui viene elaborata una analisi costi benefici, l'eventuale presenza di un beneficio associato alle riduzioni di metano trova esplicita valorizzazione nell'ambito del beneficio B6.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S12**OSSERVAZIONE:**

Si esprime apprezzamento rispetto alla scelta di considerare una localizzazione "baricentrale" come quella di Oristano per uno dei terminali di rigassificazione funzionali all'approvvigionamento energetico della Sardegna e si desidera ricordare che Edison ha ottenuto, dal Mise nel gennaio 2018, l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio di un deposito costiero nel Porto di Oristano al quale potranno essere installate, sebbene non previste nel progetto originario e autorizzato, le apparecchiature funzionali alla rigassificazione del GNL per l'immissione in rete (risulta disponibile infatti un'area dove ubicare le suddette apparecchiature).

Inoltre se, come comprendiamo, i costi per le bettoline spola rientreranno nella copertura tariffaria prevista per la Virtual Pipeline, si vorrebbe sottolineare di ritenere opportuno che tali vettori siano impiegati dal TSO esclusivamente per le finalità di quest'ultima, ossia per trasportare il GNL, caricato esclusivamente dai due terminali di rigassificazione tirrenici di Panigaglia e Livorno, nelle sole quantità funzionali al servizio di collegamento virtuale tra la Penisola e la Sardegna e per nessun altro utilizzo del gas che non sia tra quelli regolati da ARERA.

Infine, in relazione al "disegno" dell'assetto infrastrutturale per l'approvvigionamento energetico della Sardegna per mezzo di una Virtual Pipeline, si ritiene dovrebbe essere consentito senza discriminazioni o restrizioni l'accesso TPA ai terminali di rigassificazione sardi affinché gli operatori di mercato possano contribuire:

- Al soddisfacimento della domanda di gas dell'isola senza sottrarre gas al sistema continentale italiano;
- a diversificare le rotte di approvvigionamento, nonché la sicurezza stessa degli approvvigionamenti, ancor più in considerazione dell'attuale contesto e delle incertezze riguardo ai futuri scenari;
- a trasferire all'utente finale sardo gli eventuali vantaggi derivanti dall'approvvigionamento del GNL da fonti più convenienti rispetto al PSV.

CONTRODEDUZIONI SNAM:

In relazione alle modalità di impiego delle bettoline e alle condizioni di accesso ai terminali di rigassificazione dell'Isola, Snam Rete Gas applicherà le disposizioni che saranno definite dall'Autorità nell'ambito del quadro di regolazione per tali infrastrutture.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S13**OSSERVAZIONE:**

Ricordando che nella quinta lista di progetti di interesse comune (PIC), adottata dalla Commissione Europea nel novembre 2021, è riportata "Potenziamento delle capacità di trasporto interno sud-nord in Italia (Adriatic line) e delle capacità di trasporto in Puglia (gasdotto Matagiola-Massafra), si vorrebbe evidenziare la necessità di incrementare le capacità in uscita ai punti a nord della rete di trasporto gas funzionalmente alla realizzazione del Corridoio Sud-Nord previsto dal Regolamento 2013/347/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio.

CONTRODEDUZIONI SNAM:

Il possibile incremento delle capacità di esportazione dei punti di interconnessione del nord Italia, specificatamente Tarvisio e Passo Gries, in virtù del nuovo conteso geopolitico e di approvvigionamento del gas naturale a livello nazionale ed europeo, sarà oggetto di valutazione nell'ambito del processo di predisposizione del nuovo piano decennale.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S16**OSSERVAZIONE:**

In una logica di sector coupling tra i settori gas ed elettrico, la conversione di overgeneration da fonti rinnovabili in idrogeno, da immettere in una prima fase nella rete di trasporto gas mediante blending, costituisce una linea di azione complementare a quella rappresentata dallo sviluppo degli accumuli elettrochimici e dei pompaggi, i quali assumeranno un ruolo sempre più importante nella gestione del sistema elettrico.

Si ritiene opportuno che il processo alla base della definizione dei volumi di elettrolisi necessari a ridurre il curtailment da impianti rinnovabili preveda regole condivise, trasparenti e non discriminatorie, che consentano, ove possibile, il massimo coinvolgimento degli operatori negli interventi effettuati da SNAM.

In tal senso, si ritiene opportuno che SNAM, con i propri interventi, non si sostituisca a priori agli operatori non regolati nell'erogazione di servizi di rete o nella realizzazione di nuovi investimenti atti a ridurre i volumi di overgeneration da rinnovabili.

Prima di procedere autonomamente con la realizzazione di elettrolizzatori, si riterrebbe adeguato che SNAM avesse avviato e concluso (senza successo) una procedura di gara aperta (quantificando ed esplicitando il fabbisogno dei servizi necessari), al fine di consentire agli operatori di esprimere il proprio interesse a fornire il servizio richiesto con mezzi propri (esistenti o da sviluppare). Tale approccio sarebbe in linea con quanto previsto agli articoli 36 e 54 della Direttiva (UE) 2019/944 in relazione al ruolo dei DSO e TSO del settore elettrico nello sviluppo dei sistemi di accumulo (tali disposizioni sono state trasposte nell'ordinamento italiano con il Dlgs. 8 novembre 2021, n. 210) e con quanto previsto dalla Commissione Europea nell'ambito del Hydrogen and Gas Decarbonizzazione Package, in particolare agli articoli 62, 63 e 64 della proposta di revisione della Direttiva gas.

Laddove SNAM, a valle delle procedure di gara sopra menzionate, non ritenga possibile o economicamente efficiente usufruire della fornitura di servizi associati ad impianti sviluppati da soggetti terzi, si ritiene opportuno che il TSO dia evidenza delle motivazioni alla base di questa scelta, fornendo agli operatori e ad ARERA, nei limiti delle norme di confidenzialità, tutte le informazioni disponibili relative alle motivazioni di tale scelta.

CONTRODEDUZIONI SNAM:

Snam Rete Gas ha descritto, in un nuovo paragrafo denominato "Interventi per la transizione energetica", un progetto di elettrolizzatori aventi "network related function" in una logica di sector coupling tra i settori gas ed elettrico, sfruttando l'overgeneration residuale e immettendo l'idrogeno prodotto nella rete di

trasporto in modalità “blending”, inizialmente limitato al 2% volumetrico nel rispetto delle normative esistenti.

Tali interventi individuati da Snam Rete Gas in relazione alla loro utilità sistemica, saranno realizzati e gestiti nel rigoroso rispetto del quadro regolatorio nazionale ed europeo di riferimento.

OSSERVAZIONI FORMULATE DA ENERGIA LIBERA

SPUNTO DI OSSERVAZIONE S8:

OSSERVAZIONE:

Energia Libera ritiene condivisibili gli obiettivi generali degli interventi illustrati nel Piano decennale di Snam Rete Gas (SRG), volti a favorire lo sviluppo e l’adeguamento della rete di trasporto, affinché essa continui a rappresentare un asset di riferimento per il sistema energetico del paese, consolidando la propria centralità nel garantire un approvvigionamento di energia sicuro, flessibile e competitivo e contribuendo alla riduzione delle emissioni. Allo stesso tempo, l’associazione scrivente ritiene di fondamentale importanza che SRG provveda a programmare e realizzare le opere necessarie per il mantenimento dei gasdotti e degli impianti esistenti e che individui un sentiero efficiente di interventi di sostituzione, con priorità dettate da fini di sicurezza ed integrità del sistema di trasporto.

A fronte di un necessario sviluppo dell’infrastruttura gas, Energia Libera evidenzia l’importanza cruciale del tema dell’unbundling, in un contesto in cui il continuo sviluppo di nuove tecnologie nel settore energetico, non ancora normate, potrebbe 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, 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.

Nell’ambito degli interventi riportati nel Piano 2022, SRG ha previsto un’ulteriore estensione, rispetto ai piani per gli anni precedenti, delle attività di installazione di elettrocompressori nelle proprie centrali di spinta, in sostituzione degli attuali turbocompressori. Nel Piano 2020, in particolare, SRG aveva previsto tale intervento con riferimento alle centrali di Malborghetto, Messina e Poggio Renatico (potenza complessiva degli elettrocompressori pari a 63 MW), a cui si sono aggiunte, nel Piano 2021, altre tre centrali, di Istrana, Montesano e Gallese, per una potenza addizionale pari a 75 MW. Nel Piano 2022 il progetto Dual Fuel prevede, nel complesso, l’installazione di 13 elettrocompressori, per un totale di 237 MW in 11 centrali di spinta della rete di trasporto.

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 e nel Piano 2022 viene presentata un’analisi costi-benefici per l’intervento complessivo di installazione degli elettrocompressori nelle 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”.

Nel Piano 2022 si dà evidenza del fatto che “nella pianificazione degli interventi inizialmente è stata data precedenza alle centrali che, in condizioni di normale esercizio, assicurano un elevato numero di ore di funzionamento” e che “successivamente gli interventi sono stati estesi a tutte le centrali di compressione,

con l'obiettivo di installare un elettrocompressore in ogni centrale di compressione".

Su queste basi, si ritiene necessario che l'analisi costi-benefici venga condotta, quanto meno, separatamente per sottoinsiemi di centrali dual fuel caratterizzate da condizioni comparabili di funzionamento e che l'analisi non si limiti a valutare nel complesso tutti gli interventi di installazione degli elettrocompressori.

Ai fini della determinazione dei benefici degli interventi relativi alle centrali dual fuel e, in particolare, del beneficio B9, derivante dalla fornitura di flessibilità al sistema elettrico, SRG ha ipotizzato una partecipazione di tali centrali al Mercato del Bilanciamento (MB) 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 ha stimato un beneficio connesso alla fornitura di flessibilità al sistema elettrico di importo compreso tra 321 M€ (nello scenario Global Ambition - GA) e 362 M€ (nello scenario National Trend - NT), con una quota percentuale sul totale dei benefici pari al 21,24% sia nello scenario GA che nello scenario NT.

Si chiede di chiarire su quale base metodologica i benefici derivanti dalla fornitura di flessibilità al sistema elettrico sembrano rappresentare una percentuale fissa dei benefici complessivi in entrambi gli scenari presi in considerazione.

Si chiede, inoltre, di chiarire per quali motivi il beneficio derivante dalla fornitura di flessibilità al sistema elettrico riportato nel Piano 2022, pur a fronte di cinque nuove centrali dual fuel programmate rispetto al Piano 2021 (corrispondenti a 99 MW aggiuntivi, +72% circa in termini di potenza rispetto al Piano 2021), sia aumentato rispetto al beneficio riportato nel Piano 2021 nello scenario NT di "soli" 52 M€ (da 310 M€ a 362 M€, corrispondente al +17% circa).

Più in generale non si comprende come la valutazione dell'esistenza di un beneficio derivante dalla fornitura di servizi di flessibilità al sistema elettrico 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".

Riteniamo necessario che SRG fornisca maggiori dettagli in relazione al calcolo dei benefici del progetto, dal momento che continuano a non risultare chiare le modalità con le quali le centrali dual fuel parteciperebbero al MB, se offrendo servizi a prezzo zero o sulla base di prezzi definiti in funzione dell'andamento del mercato; sebbene nel Piano 2021 e nel Piano 2022 si riporti che il trattamento regolatorio più opportuno per l'eventuale messa a disposizione e valorizzazione di tali servizi di flessibilità verso il sistema 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".

Ci preme evidenziare che - come già da noi rilevato nell'ambito delle precedenti consultazioni dei Piani decennali - 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.

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.

Il fatto di rilevare problemi di compatibilità di una eventuale partecipazione delle centrali dual fuel al MB con le regole di unbundling non implica una posizione di contrarietà da parte di Energia Libera in relazione alla possibilità per SRG di installare elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori giunti a fine vita, qualora le analisi costi-benefici evidenziassero un effettivo vantaggio per il sistema nel suo complesso. In particolare, l'associazione scrivente riconosce la possibilità che tali centrali, oltre ad essere funzionali ad una gestione più efficiente della rete di trasporto, attraverso una riduzione dei costi di compressione, contribuiscano a garantire la security of supply e a raggiungere i target "net zero" al 2040.

Si ritiene, tuttavia, di fondamentale importanza che l'ARERA, nel definire le modalità di una eventuale partecipazione al MB da parte delle centrali dual fuel, contemperisca l'esigenza di gestire in modo più efficiente la rete di trasporto, attraverso l'installazione di elettrocompressori da parte di SRG nelle centrali di spinta, con la necessità di garantire il rispetto delle regole di unbundling, al fine di non penalizzare gli operatori di mercato attivi sul MSD.

In ragione di tali considerazioni, si ritiene necessario che, qualora l'ARERA continui ad avallare la possibilità per SRG di partecipare, presumibilmente a partire dal 2024 - anno di entrata in esercizio delle prime centrali dual fuel programmate - ai mercati elettrici, vengano definite regole di partecipazione da parte del TSO ai mercati elettrici che minimizzino l'effetto distorsivo sul funzionamento della concorrenza nei medesimi mercati.

Si ritiene, inoltre, necessario che venga fin da subito chiarito che gli eventuali ricavi derivanti da tale partecipazione debbano essere integralmente restituiti al sistema, al fine di ridurre gli oneri a carico degli utenti del servizio di trasporto.

CONTRODEDUZIONI SRG:

Come già indicato in occasione delle controdeduzioni al piano decennale 2021/30 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 relazione al diverso contributo, da parte di ogni singolo intervento, al beneficio connesso alla fornitura di flessibilità al sistema elettrico, si evidenzia come esso sia influenzato dalle condizioni del sistema elettrico, dalle condizioni del sistema gas e dalla quota di potenza che si ritiene possibile destinare alla fornitura di flessibilità. In merito alle 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/R/gas.

OSSERVAZIONI FORMULATE DA ENI S.p.A.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE S4:

OSSERVAZIONE:

Gli interventi strutturali di medio-lungo termine devono necessariamente tenere conto dell'importanza del ruolo che il gas sta dimostrando di avere e ancora avrà nel soddisfare le esigenze energetiche in modo ambientalmente sostenibile, nel garantire la continuità delle forniture elettriche e nell'agevolare la transizione energetica. Peraltro, anche alla luce della crescente elettrificazione dei consumi prevista come parte del processo di decarbonizzazione, va ricordato come la presenza di capacità di generazione a gas esistente e nuova servirà - insieme allo stoccaggio di energia - per garantire la flessibilità richiesta dal sistema elettrico nei prossimi anni che, in presenza di quote crescenti di produzione da FER non programmabili, necessiterà di un backup alla variabilità di produzione di queste risorse a garanzia di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico.

Tuttavia, gli scenari di evoluzione della domanda e offerta di gas in Italia, utilizzati ai fini della valutazione degli interventi mediante Analisi Costi Benefici, potrebbero dover essere rivisti anche alla luce dei recenti accadimenti geo-politici e alle conseguenti azioni da parte dell'Unione Europea e dei Paesi membri, che stanno determinando ulteriori impatti sulle politiche energetiche (in relazione ad esempio alle tematiche di efficienza energetica e allo sviluppo di fonti rinnovabili / low-carbon nel medio-lungo termine), sulla sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti di gas naturale e sulle correlate ed effettive scelte in materia di dotazione infrastrutturale del sistema (es. sviluppo di nuove unità FSRU per la rigassificazione di LNG).

Tali fattori devono essere debitamente considerati, al fine di individuare - in tempi rapidi, in considerazione delle esigenze scaturite dall'attuale contesto - le più opportune decisioni di investimento per il sistema ed intraprendere conseguentemente i più efficaci e convenienti investimenti in infrastrutture logistiche, i cui benefici siano effettivamente superiori ai costi.

CONTRODEDUZIONI SRG:

Gli interventi presentati nel piano decennale di Snam Rete Gas si pongono come obiettivo quello di disporre di un sistema infrastrutturale in grado di far fronte alle possibili evoluzioni della domanda e degli approvvigionamenti di gas. Il piano decennale 2022-31 è stato predisposto sulla base di scenari definiti prima dei recenti accadimenti geopolitici e delle conseguenti ripercussioni sui mercati energetici.

In tale ambito si segnala tuttavia come alcuni degli interventi già individuati nel Piano decennale consentano di far fronte alla necessità di importazione di nuovi quantitativi di gas (per il sistema italiano ed europeo) e di diversificazione degli approvvigionamenti. La valutazione di ulteriori interventi volti a fronteggiare le nuove esigenze derivanti dal mutato contesto sarà considerata nell'ambito della predisposizione del nuovo piano decennale anche alla luce dell'aggiornamenti degli scenari congiunti Snam-Terna.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S5

OSSERVAZIONE:

Nel Piano, per la prima volta, vengono descritti gli interventi previsti per avviare la trasformazione della rete di trasporto del gas naturale in una rete multi-vettoriale, in grado di trasportare indifferentemente gas naturale, green gases e idrogeno.

La diffusione di idrogeno verde imporrà una corretta pianificazione dei poli di produzione per un suo trasporto tramite la rete gas, nonché la realizzazione di ulteriori sistemi di accumulo locali che funzionino da polmone per l'inserimento di idrogeno nelle reti locali compresi nuovi siti di stoccaggio (sia attraverso l'adattamento dei depositi esistenti che il ricorso a nuovi siti e depositi).

Al riguardo, riteniamo necessario che, nella futura regolamentazione tariffaria delle reti, sia preservato un principio di equità di trattamento tra gli utenti che fruiscono dei servizi infrastrutturali per il gas naturale e quelli che li utilizzano per l'idrogeno, al fine di evitare sussidi incrociati e conseguenti distorsioni tra i due differenti settori. A tal fine, segnaliamo la necessità di definire ed implementare rapidamente meccanismi in grado di distinguere e contabilizzare in modo separato gli investimenti volti a consentire alla rete di trasporto di poter accogliere l'idrogeno. Ciò creerebbe le premesse per non far gravare ingiustificatamente sui consumatori di gas naturale i costi sostenuti per gli investimenti necessari a consentire una iniezione sicura di idrogeno nelle reti del gas esistenti e in quelle di futura realizzazione. Tale considerazione è valida anche qualora il trasporto di miscele di idrogeno fino al 100% possa essere effettuato senza alcuna sostanziale modifica dei gasdotti, ma limitandosi ad operare la rete a pressioni inferiori a quelle attuali e pertanto intervenendo quasi esclusivamente sulle centrali di compressione, il cui numero e potenza unitaria dovranno però aumentare con il diminuire della pressione di esercizio dei gasdotti.

CONTRODEDUZIONI SRG:

L'idrogeno avrà nella transizione energetica un ruolo rilevante e, pertanto, sono state avviate le analisi per far evolvere gradualmente la rete di trasporto del gas naturale in una rete multi-vettoriale. Tale rete multivettoriale sarà in grado di trasportare indifferentemente gas naturale, miscele di gas naturale e idrogeno e idrogeno puro, attraverso un processo di progressivo adeguamento e trasformazione degli asset di trasporto che garantisca sicurezza, affidabilità ed efficienza.

Alla luce di quanto sopra, il piano decennale di Snam Rete Gas ha individuato e classificato gli interventi funzionali alla realizzazione di una rete per il trasporto di solo idrogeno (sia mediante repurposing di tratti di rete esistente che mediante realizzazione di nuovi gasdotti), parallelamente ad una infrastruttura di trasporto del gas naturale eventualmente anche in miscela con altri green gas quali il biometano e l'idrogeno stesso.

Il sistema di infrastrutture che comporrà la rete multivettoriale è stato sviluppato coerentemente con gli scenari di sviluppo della domanda individuati assieme al TSO della rete elettrica, attualmente in fase di revisione.

In relazione al trattamento tariffario delle reti e dei relativi investimenti ci si atterrà al trattamento regolatorio che sarà definito dall'Autorità.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S9

OSSERVAZIONE:

Tra i progetti più significativi del piano di Snam, come nel precedente Piano relativo agli anni 2021-2030, spicca il "Potenziamento per nuove importazioni da sud - Linea Adriatica" funzionale alla realizzazione di nuova capacità di trasporto da sud, finalizzato a favorire l'interconnessione di nuove iniziative di importazione attraverso il c.d. "Southern Gas Corridor". Si ritiene necessario che l'opportunità di tale investimento sia valutata – in tempi rapidi, in considerazione delle esigenze scaturite dall'attuale contesto geopolitico - sulla base di concrete prospettive di nuove fonti di approvvigionamento e sulla base di scenari di domanda coerenti con i nuovi obiettivi di decarbonizzazione e con i cambiamenti che potranno essere determinati, sulle politiche energetiche dell'Unione Europea e nazionali, in conseguenza dei recenti accadimenti geo-politici, come rappresentato nel precedente spunto S4.

In particolare, tenuto conto che il costo complessivo a vita intera dell'intero progetto nuova "Linea Adriatica" ammonta a circa 2,4 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, o di rotte e infrastrutture di

approvvigionamento, sottesi all'analisi Costi/Benefici non dovessero realizzarsi, la garanzia di recupero dell'investimento a regole attuali 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 e sugli oneri sostenuti dal sistema e dai consumatori finali.

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.

Peraltro, 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 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.

Analogamente allo scorso anno, tra gli interventi di rinnovo della rete nazionale si osserva l'estensione ad altre tre centrali di compressione 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. In particolare, Snam Rete Gas ha pianificato l'installazione, nelle centrali di compressione, di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori più vecchi, sui quali sarebbe comunque necessario intervenire per il mantenimento della potenza di compressione necessaria. Nella pianificazione degli interventi, inizialmente è stata data precedenza alle centrali che, in condizioni di normale esercizio, assicurano un elevato numero di ore di funzionamento. Successivamente gli interventi sono stati estesi a tutte le centrali di compressione, con l'obiettivo di installare un elettrocompressore in ogni centrale di compressione, in sostituzione di turbocompressori ormai giunti, o in prossimità di giungere, al termine della vita utile.

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 al sistema elettrico servizi di flessibilità per la modulazione/bilanciamento (con acquisto / rivendita di energia in un mercato concorrenziale). Relativamente a tale secondo aspetto, anche tenendo conto delle previsioni della normativa comunitaria e nazionale in tema di unbundling e di divieto di svolgere l'attività di produzione o di fornitura di gas naturale e di elettricità per i gestori delle reti di trasporto, resta ovviamente opportuno implementare 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:

Nel programmare e pianificare le proprie infrastrutture Snam Rete Gas valuta i fabbisogni e attuali e futuri del sistema energetico in relazione al contesto di riferimento e ai suoi scenari di evoluzione.

In particolare, la ricerca delle soluzioni e di un percorso efficiente di sviluppo, deve necessariamente tenere conto delle esigenze del sistema energetico nazionale ed europeo, oggi in considerazione dell'evoluzione del contesto geopolitico e di mercato oltre che degli obiettivi di decarbonizzazione e di progressiva

penetrazione dei gas verdi – idrogeno e biometano – nei processi energivori industriali, nei trasporto e nel settore residenziale, come delineato a livello nazionale ed europeo secondo le più recenti comunicazioni della Commissione Europea (e.g. RE-POWER Europe).

Le valutazioni sino ad oggi effettuate congiuntamente all'operatore del sistema elettrico confermano l'importanza dei vettori gas (tradizionali e green) per il soddisfacimento della domanda energetica italiana anche nel lungo termine. Nel valutare i propri interventi Snam Rete Gas pone particolare attenzione a fare in modo che le nuove infrastrutture siano adeguate ad accogliere e trasportare i gas green, in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione.

In merito alle altre osservazioni si rimanda alla controdeduzione alle osservazioni di Edison S.p.A. di cui allo spunto S8.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 12

OSSERVAZIONE:

Il Decreto Legge 16 luglio 2020 n. 76, art. 60 comma 6 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"*.

In adempimento al suddetto decreto Snam ha individuato la configurazione infrastrutturale per la realizzazione dell'interconnessione virtuale che comprende:

- adeguamento graduale dei terminali di Panigaglia e Livorno;
- 2 bettoline per il trasporto del GNL dai rigassificatori italiani a quelli localizzati in Sardegna;
- 3 impianti rigassificatori posti rispettivamente a Portovesme, Porto Torres e Oristano.

Gli interventi relativi alla Virtual Pipeline Sardegna sono previsti entrare in esercizio fra il 2024 e il 2025, quindi in tempo per garantire l'approvvigionamento dalla prima fase del progetto Enura S.p.A., il trasportatore di gas della regione.

Gli investimenti per la Virtual Pipeline di competenza di SNAM ammontano a circa 400 M€ e sono relativi alla realizzazione dei terminali di Portovesme e Porto Torres.

Inoltre, con riferimento al progetto di metanizzazione della Sardegna contenuto nel Piano di Enura, si osserva un ulteriore incremento del costo del progetto, rispetto al Piano di investimento 2021-2030 presentato l'anno scorso.

Nel Piano 2022-2031 la realizzazione della prima fase del progetto prevede una spesa di circa 2,2 miliardi di euro (nel piano decennale presentato lo scorso anno erano 1,9 miliardi di euro), mentre raggiunge i 3,5 miliardi di euro (nel piano dell'anno scorso 3,2 miliardi di euro) la spesa per la realizzazione dell'investimento completo nella rete energetica sarda.

L'investimento, al pari dello scorso anno, viene giustificato nell'analisi costi benefici contenuta nel Piano 2022-2031, 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.

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 di domanda più aggiornati e delle migliori informazioni disponibili al momento della redazione del piano, tenendo conto dello stato di avanzamento delle attività di ingegneria sui singoli progetti.

In particolare, la domanda gas indicata nel Piano considera gli scenari di riferimento elaborati da RSE per quanto riguarda il settore Civile, il settore termoelettrico e il settore trasporti, mentre le stime della domanda industriale si basano sulle interlocuzioni avute da Enura con i clienti industriali del territorio. Si segnala inoltre 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 anche in vista dei futuri scenari di decarbonizzazione.

Si segnala altresì che con Deliberazione 279/2022/R/COM l'Autorità ha richiesto a Snam e Terna di sviluppare un documento, da porre in consultazione pubblica, in cui siano definiti gli scenari di domanda (energia elettrica e gas naturale) relativi alla Regione Sardegna, coerentemente con i più recenti scenari rilevati e sviluppati ai fini della predisposizione dei rispettivi Piani di sviluppo nonché a Snam di predisporre un ulteriore documento sulla configurazione ottimale della virtual pipeline secondo quanto previsto dal DPCM Sardegna, anch'esso da sottoporre a consultazione pubblica.

OSSERVAZIONI FORMULATE DA EP PRODUZIONE S.p.A.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S12

OSSERVAZIONE:

Riteniamo che la realizzazione della Virtual Pipeline e la costruzione di nuova capacità di generazione a gas in Sardegna contribuiscano in maniera sostanziale al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione (phase-out degli impianti a carbone e realizzazione delle enormi capacità rinnovabili necessarie al raggiungimento degli obiettivi al 2030, tenuto conto delle indicazioni in ambito Fit For 55 e REPowerEU), da coordinare con gli obiettivi di diversificazione delle fonti di approvvigionamento di energia e di gestione in sicurezza della rete elettrica sarda, anche in condizioni di rete non integra. Ad opinione della scrivente Società, la mancata realizzazione delle infrastrutture della Virtual Pipeline metterebbe a rischio tali obiettivi, di rilevanza ambientale e strategica.

A questo fine, è fondamentale lo stretto coordinamento fra gli stakeholder pubblici e privati, sia dal punto di vista della definizione del quadro normativo/regolatorio di riferimento, sia dal punto di vista delle tempistiche di realizzazione delle infrastrutture funzionalmente interconnesse.

Si ritiene utile citare l'art. 6.5 del "Contratto Standard di Approvvigionamento di Capacità" (allegato 2 alla "Disciplina del Sistema di Remunerazione della Disponibilità di Capacità Produttiva di energia elettrica", o Capacity Market), il quale prevede che "in caso di mancata realizzazione, entro il termine di avvio del periodo di consegna, delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale necessarie per garantire la fornitura di gas naturale in Sardegna, il [presente] contratto dovrà intendersi risolto".

Nel Piano di Snam gli interventi relativi alla Virtual Pipeline Sardegna sono previsti entrare in esercizio fra il 2024 e il 2025, in modo da consentire l'approvvigionamento gas sin dalla prima fase del progetto Enura. Parallelamente, nell'ambito del Piano di Sviluppo di Enura si specifica che entro il 2024 è attesa l'entrata in esercizio del tratto di rete collocato presso Oristano e dei tratti afferenti i maggiori centri di consumo dell'area a Sud dell'isola. Al contrario, appare più vago il riferimento al completamento del cd. Tratto Nord, previsto nella prima fase del progetto di metanizzazione della Sardegna, la cui entrata in esercizio è indicata

genericamente al 2025. Le date indicate sembrano essere generiche e non supportate da un programma chiaro e definito per la realizzazione secondo le tempistiche attese.

Si chiede pertanto di fornire, in modo ragionevolmente dettagliato, la miglior stima dei tempi di progettazione, di ottenimento dei titoli autorizzativi e di realizzazione e avvio commerciale della Virtual Pipeline nel tratto nord della Sardegna (nuovo FSRU, metanodotto di connessione, bettoline, adeguamenti impiantistici nel terminale OLT), con evidenza delle principali milestone di progetto, in modo da consentire la valutazione del livello di compatibilità di tali tempistiche con la partecipazione di un progetto di nuova generazione a gas all'eventuale asta del mercato della capacità con consegna 2025, in particolare rispetto alla citata condizione risolutiva prevista dall'articolo 6.5 del "Contratto Standard di Approvvigionamento di Capacità".

Queste informazioni possono consentire anche la valutazione del grado di coordinamento nella pianificazione e nella definizione (non adeguato, ad opinione della scrivente Società) del quadro normativo a supporto dello sviluppo di infrastrutture funzionalmente interconnesse, quali una centrale a gas e le infrastrutture di approvvigionamento in Sardegna: rileviamo, infatti, che un potenziale ritardo, anche minimo, nell'avvio commerciale della futura infrastruttura gas determinerebbe la risoluzione del contratto di capacità per l'impianto di generazione (necessario, dal punto di vista della scrivente Società, per garantire le condizioni di sostenibilità economica dell'investimento in nuova capacità di generazione a gas in Sardegna), con il conseguente rischio di realizzazione di una centrale a gas senza gas o, viceversa, di un'infrastruttura gas in assenza del principale consumatore che quella infrastruttura avrebbe dovuto approvvigionare (ovvero, una "cattedrale nel deserto").

CONTRODEDUZIONI SRG e Enura:

Snam Rete Gas ed Enura confermano le tempistiche presentate nel piano decennale per l'entrata in esercizio del tratto nord e delle relative infrastrutture di approvvigionamento. Le informazioni in relazione alle tempistiche stimate delle diverse fasi per ciascuna infrastruttura sono riportate nelle rispettive schede progetto all'interno dei relativi Piani Decennali.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: S16

OSSERVAZIONE:

Accogliamo positivamente il focus sugli interventi per la transizione energetica, nello specifico rivolto allo sviluppo delle infrastrutture dedicate al trasporto dei green gas e dell'idrogeno. Si auspica anche in questo caso un elevato grado di coordinamento delle linee di intervento con le azioni prospettate nella prossima strategia nazionale per l'idrogeno e nella normativa sviluppata a livello comunitario nell'ambito dei più recenti Hydrogen and Decarbonised Gas Package e REPowerEU. In particolare, si sottolinea l'importanza di sviluppare le infrastrutture per l'idrogeno in maniera coordinata con lo scenario atteso di domanda e dei centri di produzione, garantendo la piena integrazione delle hydrogen valleys. A tal fine, è essenziale che sia garantito pieno accesso alle infrastrutture a tutti gli utenti della rete, secondo i principi e le regole che saranno definite da ARERA.

CONTRODEDUZIONI SNAM RETE GAS:

Nessuna osservazione.

OSSERVAZIONI FORMULATE DA GASDOTTI ALPINI

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 2

OSSERVAZIONE:

Si ritiene opportuno mantenere una cadenza annuale per quanto riguarda la redazione dei Piani di Sviluppo decennale del Trasporto, al fine di meglio rappresentare l'evoluzione di scenario, siano queste legate allo

sviluppo delle infrastrutture di Distribuzione gas (anche in considerazione con le gare d'ambito) o al mutamento del contesto energetico. In via subordinata si potrebbe valutare un differente obbligo per la quota parte di progetti già presentati ed approvati da parte di ARERA e quindi già sottoposti al processo di consultazione, derogando dall'obbligo di redazione annuale per la sola quota parte del Piano di Sviluppo afferente a quest'ultimi.

CONTRODEDUZIONI:

Nessuna controdeduzione

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 4**OSSERVAZIONE:**

Si ritiene efficace ed efficiente l'attuale impostazione normativa che prevede la definizione di valori univoci da utilizzare a livello nazionale per la predisposizione dei Piani di Sviluppo decennali. Questa impostazione, come già riportato anche nello Spunto 2, permette di cogliere in maniera tempestiva le rapide evoluzioni del settore energetico, attualmente particolarmente volatile. Inoltre, l'identificazione di valori univoci di riferimento permette un più agevole confronto delle differenti proposte di sviluppo individuate dai Trasportatori.

CONTRODEDUZIONI:

Nessuna controdeduzione

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 5**OSSERVAZIONE:**

Si evidenzia l'opportunità di ampliamento degli attuali scenari energetici di riferimento introducendo una valorizzazione relativa ai costi prospettici anche per i gas differenti dal naturale convogliabili all'interno delle reti di Trasporto. Questa impostazione agevolerebbe la redazione dei Piani di Sviluppo (e la contestuale analisi costi-benefici) ai differenti operatori, andando inoltre a identificare scenari univoci per tutti gli operatori.

CONTRODEDUZIONI:

Nessuna controdeduzione

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 10**OSSERVAZIONE:**

In relazione al proprio Progetto di metanizzazione del Trentino, Retragas evidenzia una struttura di costi per la Distribuzione dissimile rispetto a quella proposta da altri operatori per progetti assimilabili. Se da una parte il volume complessivo degli investimenti per la Distribuzione può risultare coerente con quanto previsto dal Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP) della Provincia Autonoma di Trento (PAT), dall'altra è da evidenziare che questo comprende evidentemente i soli costi infrastrutturali. Questa impostazione pare in contrasto con le indicazioni della Delibera 468/18/gas che prevede di contabilizzare tra i costi legati alla Distribuzione considerati per l'ACB del Piano Decennale di Sviluppo, non solamente i valori relativi all'infrastruttura vera e propria ma anche quelli accessori, siano questi in carico al Distributore o ai singoli utenti (es. conversione impianti interni, allacciamenti, meter). Al contrario, l'impostazione che pare essere adottata da Retragas porta a identificare un teorico full cost per la Distribuzione particolarmente conservativo: questo potrebbe derivare dall'assenza di valorizzazione dei costi connessi agli elementi accessori appunto (come sopra, impianti interni dell'utenza, allacciamenti, meter). Oltre al valore complessivo degli investimenti, anche la distribuzione temporale degli stessi (pagg. 106-107-108) porta a confermare quanto ipotizzato circa l'assenza dei costi connessi agli impianti accessori: infatti non sono previsti costi capex per la Distribuzione dopo il decimo anno di piano pur in presenza di una progressione costante dei benefici attesi, chiara evidenza di una progressiva e continua conversione delle utenze e degli impianti privati da esse utilizzati anche in anni successivi al decimo.

CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:

In riferimento ai costi relativi alla rete di distribuzione si conferma che la fonte è il Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP) della Provincia Autonoma di Trento (PAT) il quale rende disponibile la stima dei costi del sistema di distribuzione nelle aree non metanizzate oggetto di futura gara ATEM. Tale documento ha rappresentato il riferimento principale per la stesura dell'intera ACB come da indicazioni di PAT a seguito di nostre specifiche richieste.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 11**OSSERVAZIONE:**

In relazione al proprio Progetto di metanizzazione del Trentino, Retragas evidenzia una progressione dei benefici attesi dissimile da quella individuata da altri operatori per progetti assimilabili. In particolare, si evidenzia un punto di attenzione per i primi anni del Piano di Sviluppo, dove nell'ACB presentata da Retragas risultano già contabilizzati e valorizzati benefici, anche per l'anno 2022 (pagg. 106-107-108). Questa assunzione risulta ad avviso della scrivente particolarmente ottimistica in quanto il Piano di Sviluppo proposto da Retragas prevede l'entrata in esercizio delle prime tratte oggetto dell'analisi costi-benefici (ovvero la IT_RETRAGAS_RR_MET_TN_2016_12 e IT_RETRAGAS_RR_2018_02) in data 31/12/2025, e quindi con più di tre anni di lag rispetto ai primi benefici contabilizzati nell'ACB presentata. Sarebbe al contrario più intuibile ipotizzare la valorizzazione di benefici solamente a valle della messa in servizio dei primi gasdotti, facendo quindi iniziare la curva di acquisizione degli stessi dal 01/01/2026. Inoltre, si evidenzia come l'effettivo ottenimento dei benefici a seguito dell'estensione della rete di Trasporto sia del tutto dipendente dal conseguente sviluppo della rete di Distribuzione che potrà avvenire solamente a valle dell'aggiudicazione della gara di concessione per l'Ambito Unico di Trento, così come evidenziato anche dal Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP) della Provincia Autonoma di Trento (PAT): tuttavia, dato l'attuale stato di avanzamento del percorso competitivo, per il quale non è ancora stato pubblicato il Bando di gara, risulta difficilmente ipotizzabile il completamento delle procedure di gara, la valutazione e l'aggiudicazione della stessa e la conseguente messa a terra degli investimenti in distribuzione entro l'anno solare in corso. L'impostazione adottata da Retragas, in definitiva, potrebbe avere portato ad un'importante sovra-stima dei benefici derivanti dal Piano di Sviluppo, sia in termini temporali (con conseguente impatto sull'attualizzazione degli stessi), sia in termini di vera e propria magnitudo, prevedendo una curva di acquisizione anticipata, già in avvio a t=2022. Si riporta inoltre, a margine, l'opportunità di un aggiornamento dei valori di riferimento utilizzati da Retragas come scenari energetici in coerenza con i Criteri Applicativi indicati dall'impresa maggiore di trasporto per i PdS 2022 al fine di garantire una più coerente confrontabilità tra le proposte di investimento dei diversi Trasportatori coinvolti nel processo di consultazione.

CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:

In riferimento ai benefici attesi si evidenzia come questi siano stati calcolati su un orizzonte temporale di 25 anni, a partire dalla conclusione del primo intervento sulla rete di trasporto (Tione - Pinzolo nel 2025), e si chiarisce in questa sede che i benefici esposti nelle tabelle del Piano nei primi tre anni (dal 2022 al 2024) non sono stati considerati nel computo del B/C. A comprova di quanto sopra la documentazione è a disposizione degli organi competenti. Relativamente ai valori di riferimento utilizzati come scenari energetici, evidenziamo che, già in fase di sessione pubblica del 4/5/2022, abbiamo presentato i dati dell'ACB calcolati secondo i nuovi Criteri Applicativi indicati da Snam. I risultati ottenuti con i nuovi Criteri risultano migliorativi rispetto a quelli contenuti nel Piano di Sviluppo 2022-2031.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 12**OSSERVAZIONE:**

Per quanto riguarda gli sviluppi dell'infrastruttura nelle aree attualmente non metanizzate si ritiene opportuno sottolineare il ruolo fondamentale agito da parte degli Enti Locali deputati alla pianificazione energetica: questi, a conoscenza degli effettivi bisogni del territorio, devono quanto più possibile rafforzare

il coordinamento temporale tra i vari soggetti operanti nella filiera del gas naturale al fine di garantire sviluppi efficaci ed efficienti del servizio alla collettività. In particolare, risulta fondamentale il coordinamento degli sviluppi delle differenti infrastrutture funzionalmente interconnesse, ovvero quelle di Trasporto e, a valle, quelle di Distribuzione. Gli strumenti individuati a tal fine sono i Piani di Sviluppo decennali (Trasporto) e i Documenti Guida per lo Sviluppo del servizio, con le conseguenti offerte, per le gare di concessione ATeM (Distribuzione): risulta quindi evidente come uno sviluppo sinergico delle infrastrutture debba prevedere la validazione di una timeline complessiva di realizzazione delle opere che, tuttavia, debba partire necessariamente dall'identificazione delle modalità di sviluppo del Trasporto gas laddove necessario.

CONTRODEDUZIONI:

Nessuna controdeduzione

OSSERVAZIONI FORMULATE DA ITALGAS**SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 12****OSSERVAZIONE:**

Per quanto attiene al servizio di trasporto in Sardegna (area di nuova metanizzazione peculiare a causa dell'indisponibilità dell'infrastruttura fisica del gasdotto di trasporto e l'assenza del Responsabile del Bilanciamento), riteniamo non più procrastinabile l'introduzione di una disciplina puntuale e definitiva, basata sull'accurata analisi costi-benefici condotta da RSE, che parifichi, sotto il profilo regolatorio-tariffario, il servizio di trasporto (regionale) - che per le note peculiarità sarde può essere svolto sia con gasdotti fisici, che attraverso il ricorso a carri cisterna/bombolai e alle infrastrutture di stoccaggio-rigassificazione locali ad essi strumentali - e di bilanciamento della materia prima. All'interno del citato studio, viene infatti identificata come "soluzione ottimale" per l'approvvigionamento del gas naturale nella Regione, la soluzione mista di trasporto gasdotto-gomma, che prevede la realizzazione di singoli tratti di rete affiancata al trasporto su strada di GNL con cisterne criogeniche e annessi rigassificatori. Tale soluzione, come dimostrato da RSE, risulta essere la migliore poiché minimizza i costi, massimizzando dunque il beneficio per gli stakeholder coinvolti. Si auspica pertanto un intervento regolatorio in linea con tale scenario, che regoli, in maniera analoga alla restante parte del territorio italiano, il servizio di trasporto come sopra definito.

Per quanto invece attiene allo sviluppo coordinato tra diverse tipologie di infrastrutture (trasporto-distribuzione), si ritiene opportuno sottolineare come il limite al riconoscimento tariffario degli investimenti nell'ambito distribuzione per le località in avviamento risulti essere un chiaro ostacolo rispetto al fine che si vuole perseguire, in quanto il cap statico costituisce una barriera allo sviluppo armonico delle due infrastrutture, laddove una rete di trasporto non trovi, per effetto del citato limite, alcuna rete di distribuzione in grado di distribuire il gas trasportato ai clienti finali. Tale circostanza è particolarmente ricorrente in Sardegna, regione in cui, come noto, è in corso il processo di metanizzazione e che per via delle sue condizioni geo-morfologiche e di densità abitativa risente in maniera particolarmente negativa di limiti tariffari legati alla sola capacità di "costruire" PdR.

Le due fattispecie sopra riportate, in assenza degli auspicati interventi, oltre che ostacolare il processo di metanizzazione della Regione Sardegna, minano i principi di non discriminazione del cliente finale sardo e di tutela delle aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari (art. 23, comma 4 del cd. Decreto Letta) e si pongono in contrasto con la più ampia volontà del legislatore di metanizzare la Sardegna.

CONTRODEDUZIONI ENURA:

Enura ha definito la propria rete di trasporto ottimizzando la dislocazione geografica in modo da raggiungere i bacini nei quali è prevista svilupparsi la porzione predominante della domanda di gas naturale nella regione.

Enura è disponibile ad ampliare la propria infrastruttura, ottimizzandola anche in funzione dell'evoluzione della dislocazione del mercato civile, garantendo l'approvvigionamento necessario ai clienti della distribuzione.

OSSERVAZIONI FORMULATE DA PAT

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 1

OSSERVAZIONE:

Il processo di consultazione è ben strutturato per quanto riguarda la raccolta delle osservazioni da parte degli stakeholders; tuttavia si osserva che, una volta inviate le osservazioni, al soggetto che le ha presentate non è data la possibilità di interagire in termini costruttivi e dinamici al processo istruttorio congiuntamente ad ARERA e agli altri stakeholders. Ad esempio, nel caso della Stazione Appaltante, il grado di coinvolgimento sarebbe migliorabile se le comunicazioni riguardanti l'ATEM venissero scambiate tra tutti i soggetti coinvolti (ARERA, MITE, Stazione Appaltante e Trasportatori). Un'altra possibilità per migliorare il processo di consultazione potrebbe essere quella per cui gli enti titolari delle funzioni di pianificazione energetica o della funzione di pianificazione del servizio di distribuzione del gas possano interloquire con il referente dell'istruttoria per le verifiche sulla pianificazione dello sviluppo delle reti di trasporto del gas allo scopo di assicurare un coordinamento funzionale del sistema gas. In termini metodologici si rappresenta una maggior utilità qualora la data che ogni anno è fissata per la presentazione delle osservazioni ai piani decennali venisse stabilita nello stesso periodo.

CONTRODEDUZIONI:

Nessuna controdeduzione.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 2

OSSERVAZIONE:

Si ritiene ragionevole l'opportunità di biennializzare l'obbligo di redazione dei Piani di trasporto del gas, qualora il processo di validazione consentisse di non registrare "vuoti di approvazione" dei piani decennali, come invece è accaduto per i piani decennali precedenti; in taluni casi infatti i Piani non hanno avuto una formale approvazione a causa di continui rinvii e posticipazioni all'anno successivo. ciò non consente alla Stazione Appaltante di organizzare un'adeguata programmazione per la gara d'ambito della distribuzione.

CONTRODEDUZIONI:

Nessuna controdeduzione.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 4

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, alla data di redazione del presente documento di osservazioni, hanno tutti adottato specifici provvedimenti per istituire il servizio di distribuzione del gas naturale. Tuttavia si osserva che: - Retragas nel piano 2022 ha rimodulato il suo progetto di sviluppo, rispetto al Piano Decennale 2021, sviluppando l'estensione del feeder di trasporto fino a Dimaro Folgarida con schema ad antenna - a favore della programmata distribuzione nei Comuni della Val Rendena, della Val di Sole e della Val di Non e fino a Comano Terme a favore dei Comuni delle Valli Giudicarie Esteriori - Gasdotti Alpini nel piano 2022 mantiene, come nel piano

2021, l'idea di sviluppare il servizio del trasporto a favore di tutti Comuni non metanizzati previsti nel Piano energetico Provinciale 2021-2030 (Val Rendena, Val di Sole e Val di Non e Valli Giudicarie Esteriori) secondo uno schema ad anello. Per quanto riguarda il dato di input relativo alle utenze servibili (PDR) si segnala la congruità dei Piani Decennali di Retragas e di Gasdotti Alpini rispetto al PEAP 2021-2030 in ragione del numero delle abitazioni esistenti sul territorio.

CONTRODEDUZIONI:

Nessuna controdeduzione

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 5**OSSERVAZIONE:**

Il Piano energetico ambientale Provinciale 2021-2030 auspica che lo sviluppo della nuova rete del trasporto regionale del gas funga da infrastruttura stabile e sicura 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 e del blending di idrogeno con percentuali coerenti con il PEAP: - Gasdotti Alpini, in tabella 41 del proprio Piano 2022, indica l'analisi di un blend di idrogeno medio al 17.48% - Retragas, al paragrafo 6.1.8.4 del proprio Piano 2022, indica come percentuale stimata di idrogeno in rete intorno al 10-15%

CONTRODEDUZIONI:

Nessuna controdeduzione

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 6**OSSERVAZIONE:**

Come indicato nel PEAP 2021-2023, alla Sezione 2 "Pianificazione estensione servizio distribuzione del gas naturale" (<http://www.energia.provincia.tn.it/peap/>), risulta preferenziale costruire un'infrastruttura ad anello con tubazioni del trasporto in alta pressione al fine di creare sul territorio una struttura interconnessa per assicurare un sistema sicuro e resiliente per l'approvvigionamento del gas naturale a favore delle utenze finali in tutto il territorio provinciale. Tale soluzione appare più idonea ad assicurare un maggior beneficio sia all'interno del territorio provinciale che all'esterno in ragione della valenza interregionale che assumerebbe una dorsale tra il territorio lombardo e quello delle valli trentine. Tale soluzione porterebbe inoltre, in ottica di scenari futuri di approvvigionamento e necessità di scambio energetico mediante biometano e idrogeno verde, alla creazione di un'infrastruttura, come potrebbe essere quella del trasporto regionale, già predisposta al vettoriamento di tali fluidi. 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 possano risolvere la criticità, segnalata nelle osservazioni precedenti, 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, 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. La rimodulazione dello sviluppo della rete proposto nel Piano decennale Retragas 2022, rispetto al piano decennale 2021, è avvenuta a seguito delle informazioni

prospettate nel Piano energetico Provinciale Ambientale 2021-2030, adottato con deliberazione n. 952 dell'11 giugno 2021. La proposta di Retragas indicata nel Piano 2022 mantiene una configurazione unica ad antenna che potrebbe risultare vulnerabile, poiché questa verrebbe alimentata solamente dall'interconnessione con la rete regionale SNAM di Vestone; Retragas intende potenziare, congiuntamente con Snam, la cabina di interconnessione di Marcheno per disporre di un secondo punto di immissione gas sulla rete di trasporto di Vestone per garantire maggior stabilità e sicurezza all'intera antenna.

CONTRODEDUZIONI SNAM:

In merito all'osservazione relativa alla limitata capacità della Derivazione Snam per Arco - Riva del Garda di rispondere a incrementi del Punto di Riconsegna di Arco, si rileva quanto segue:

la Derivazione per Arco - Riva del Garda è stata negli scorsi anni oggetto di potenziamento, che Snam ha potuto realizzare solo parzialmente a causa delle notevoli difficoltà riscontrate nell'ottenimento dei necessari permessi da parte degli Enti competenti. Snam è disponibile a completare il progetto, potenziando l'intera linea in alta pressione da Mori a Riva del Garda, a fronte di specifiche richieste di incremento e di condizioni che ne consentano la realizzazione. La stessa Derivazione per Arco - Riva del Garda è comunque in grado di soddisfare incrementi di trasporto della zona fino a valori in linea con quelli indicati da Gasdotti Alpini.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 7

OSSERVAZIONE:

Il Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP) 2021-2030 costituisce lo strumento della programmazione nel territorio provinciale degli interventi in materia di energia e 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, che dovrà essere hydrogen ready, si estenda anche in tutte le aree attualmente non metanizzate del Trentino per permettere l'implementazione di punti di consegna di tali fonti rinnovabili. In tal senso i piani decennali di Gasdotti Alpini e Retragas sono pienamente coerenti con tale previsione del PEAP e si sottolinea come la struttura ad anello del Piano Decennale di Gasdotti Alpini permetta l'eventuale produzione di biogas da fonti rinnovabili in un qualsiasi punto della rete e ne consenta l'utilizzo in tutte le zone del Trentino a prescindere dalla zona di immissione. In merito alla più recente Comunicazione della Commissione Europea COM (2022)108 dell'8 marzo 2022, si segnala come il PEAP sia già in linea con il c.d. REPower EU in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione al 2050.

CONTRODEDUZIONI:

Nessuna controdeduzione

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 8

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 2022 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 2022 di Retragas, a fronte della rimodulazione rispetto al piano decennale precedente, offre una soluzione per l'implementazione del servizio della metanizzazione nell'area occidentale del Trentino, ma non consente di conferire resilienza al sistema del trasporto nella sua interezza mantenendo una struttura ad antenna.

CONTRODEDUZIONI:

Nessuna controdeduzione

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 9**OSSERVAZIONE:**

Si segnala che la tubazione del trasporto gas nel tratto Tione-Pinzolo in Val Rendena, già introdotta nel Piano Decennale di Retragas nel 2016, e per la quale era necessario l'intervento di bypass dell'abitato di Pieve di Bono (realizzato e concluso nel 2020), non è ancora realizzata poiché risulta 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. Nonostante inoltre tale tubazione sia già stata iscritta come tratto in progetto nell'elenco dei gasdotti di trasporto regionali con decreto direttoriale MISE del 31 gennaio 2019 e confermata nel decreto direttoriale di data 17 febbraio 2022 che aggiorna l'elenco dei gasdotti facenti parte della rete di trasporto regionale, Arera, con Delibera 539/2020/R/gas, ha disposto di proseguire nell'ambito dei successivi piani decennali la valutazione di tale intervento. 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.

CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:

In riferimento al proseguimento della valutazione disposta da Arera, ci corre l'obbligo evidenziare che, come ovvio, anche i piani di espansione di Gasdotti Alpini in Trentino sono ad oggi oggetto di valutazione da parte di Arera.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 10**OSSERVAZIONE:**

Si osserva come i costi unitari per la costruzione delle tratte delle reti di trasporto indicati nel piano decennale Retragas risultino maggiori nell'ordine del 30 % rispetto a quelli indicati nel piano decennale di Gasdotti Alpini per la tratta Tione-Dimaro. Analogamente per la tratta Tione-Comano i costi unitari risultano maggiori nell'ordine del 18%.

CONTRODEDUZIONI GASDOTTI ALPINI:

La Provincia Autonoma di Trento evidenzia, nelle sue osservazioni, come i tratti di rete Tione-Dimaro e Tione-Comano inclusi nel Piano di Sviluppo Decennale di Gasdotti Alpini (sovrapponibili a quelli proposti da Retragas nel proprio Piano di Sviluppo) abbiano un costo previsto di sviluppo inferiore a quanto riportato da Retragas stessa.

In particolare, si evidenzia come la tratta Tione-Dimaro abbia un costo inferiore di ca. il 30% rispetto a quella indicata da Retragas e quella Tione-Comano un costo inferiore di ca. il 10%.

Pur sottolineando l'effettiva invarianza sostanziale sulla sostenibilità del Piano, come deducibile anche dall'analisi di sensitivity riportata nel Piano di Sviluppo di Gasdotti Alpini, la Società ritiene comunque

opportuno evidenziare come i costi di investimento previsti siano da ritenersi più accurati rispetto a quelli desumibili dalla mera applicazione dell'Appendice Informativa ai Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici di Snam, ovvero da prezzi medi di settore.

Infatti, la stima effettuata da Gasdotti Alpini si basa su un accurato studio dell'infrastruttura che si andrà a realizzare e del suo inserimento nel contesto territoriale di riferimento che ha permesso di individuare con un elevato grado di accuratezza tutte le grandezze fisiche di riferimento. A queste sono stati poi applicati i prezzi unitari desumibili dai valori provinciali di riferimento e dall'esperienza del Gruppo nel settore delle infrastrutture energetiche in contesto montano e, successivamente, un valore di contingency pari al 10%, coerente con il grado di accuratezza dello sviluppo tecnico del piano, equivalente ad un livello definitivo.

In definitiva, quindi, Gasdotti Alpini ritiene opportuno confermare le proprie stime di costo.

CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:

I valori presentati nel Piano di Retragas derivano da progetti specifici sviluppati per le tratte di trasporto presentate nel Piano in relazione alle aree di nuova metanizzazione, sia per quanto riguarda il costo dei lavori sia per le somme a disposizione. Ci sembra pertanto non pertinente il confronto con altri operatori che peraltro propongono soluzioni diverse e quindi non direttamente confrontabili.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 11

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 2022 di Retragas e Gasdotti Alpini.

CONTRODEDUZIONI:

Nessuna osservazione.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 12

OSSERVAZIONE:

Come detto sopra, nel Piano 2022 Retragas ha rimodulato la propria proposta del servizio di trasporto rispetto al Piani 2021 prospettando una configurazione unica ad antenna nel territorio delle Valli Giudicarie fino a Dimaro-Folgarida. L'esercizio di questo impianto è tale da configurare un funzionamento alimentato solamente dall'interconnessione con la rete statale SNAM di Vestone, ciò comporterebbe un elemento di vulnerabilità per mancata interconnessione a monte. In ogni caso, per garantire maggior stabilità e sicurezza al sistema ad antenna, il funzionamento di questo schema abbisogna di potenziare la cabina di Marcheno per l'interconnessione con la rete Snam allo scopo di disporre di un secondo punto di immissione gas sulla rete di trasporto di Vestone, previsto nel piano 2022.

Il Piano di Gasdotti Alpini riuscirebbe, stando ai tempi indicati e agli interventi pianificati, a sopperire a tale vulnerabilità. 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. 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. A riguardo si segnala che sono state approvate, da parte dei Comuni indicati nel PEAP 2021-2030, specifici provvedimenti per istituire il nuovo servizio di distribuzione del gas naturale in aree non ancora servite, 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). Nella seduta del 13 maggio 2022 la Giunta Provinciale ha approvato la deliberazione n. 820 avente ad oggetto "Piano energetico Ambientale Provinciale 2021-2030. Linea strategica 7 – Azione M1. Approvazione dello schema di intesa tra

la Provincia autonoma di Trento e il Consiglio delle Autonomie Locali per l'estensione della rete di distribuzione del gas naturale nei Comuni non metanizzati". L'intesa è in corso di sottoscrizione.

I Piani decennali di Retragas e di Gasdotti Alpini sono coerenti riguardo la potenzialità delle utenze servibili, benché i percorsi ipotizzati siano diversi e in alcuni punti sovrapponibili tra loro; in particolare si osserva che:

- Retragas nel piano decennale 2022-2031 ha rimodulato il suo progetto di sviluppo, rispetto ai Piani Decennali precedenti, portando il servizio del trasporto a favore dei Comuni non metanizzati del Trentino occidentale (Val di Sole/Val di Non, Val Rendena, Val Giudicarie Esteriori)
- Gasdotti Alpini mantiene la proposta già formalizzata nel Piano 2021 che consente 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 intende sviluppare la rete di trasporto dal proprio terminale di Tione verso due direttive: una verso Dimaro Folgarida, prevedendo l'entrata in servizio nel 2031, 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 in modo tale da attivare il servizio entro il 2025 sul tratto Tione-Pinzolo, entro il 2026 sul tratto Pinzolo-Madonna di Campiglio, entro il 2027 sul tratto Mezzolombardo-Cles, entro il 2028 sul tratto Cles-Dimaro ed entro il 2030 sul tratto Dimaro-Madonna di Campiglio. Nel contesto delle Giudicarie Esteriori, Gasdotti Alpini si propone di costruire nuove tratte della rete di trasporto in modo tale da erogare il servizio entro il 2023 sul tratto Vallelaghi-Madrucchio, mentre entro il 2024 sul tratto Madrucchio-Tione. Ne risulta che il piano di Gasdotti Alpini progetta di realizzare gli interventi rispettando maggiormente quanto previsto all'interno dei documenti della gara d'ambito (arrivo a Dimaro nel 2028) rispetto a quelli proposti da Retragas (arrivo a Dimaro nel 2031) per la Val di Sole e la Val di Non, mentre entrambi i piani sono allineati per le altre due vallate (Rendena e Giudicarie Esteriori).

A seguito della segnalazione riguardo l'impossibilità tecnica di riclassificazione delle tubazioni in 3^a specie già esistenti e appartenenti alla rete di distribuzione rimane l'alternativa, peraltro preferenziale come indicato all'interno del PEAP, di ricostruire tali reti come tubazioni di trasporto regionale al fine di creare sul territorio una struttura interconnessa per assicurare un sistema sicuro e resiliente per l'approvvigionamento del gas naturale a favore delle utenze finali in tutto il territorio provinciale. Tale soluzione, creando una nuova rete di trasporto, in quanto più idonea ad assicurare un maggior beneficio sia all'interno del territorio provinciale che all'esterno in ragione della valenza interregionale che assumerebbe una dorsale tra il territorio lombardo e quello delle valli trentine porterebbe inoltre, in ottica di scenari futuri di approvvigionamento energetico attraverso biometano e idrogeno verde, alla creazione di un'infrastruttura, come potrebbe essere quella del trasporto regionale, già predisposta al vettoriamento di tali fluidi. È necessario quindi che tali infrastrutture siano costruite al fine di poter permettere, anche nelle aree attualmente non metanizzate, la transizione energetica, vettoriando inizialmente il gas naturale per procedere successivamente, e in modo graduato, all'implementazione di punti di consegna con immissione in rete di altri gas, quali ad esempio il biometano (gas naturale sintetico) e l'idrogeno verde, considerati vettori di energia prodotta da fonti rinnovabili.

CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:

Retragas evidenzia a PAT che anche il progetto di estensione rete IT_RETRAGAS_RR_MET_TN_2016 Tione - Pinzolo", prima tratta necessaria e propedeutica allo sviluppo della metanizzazione, a partire dal feeder della scrivente società già attestato su territorio di Tione di Trento (oggetto di recente potenziamento in Comune di Pieve di Bono – Prezzo, così come il city gate Vestone per il quale è stato completato il revamping), è previsto venga realisticamente completato entro il 2025; a tutto il 2025 potranno essere attivate le connessioni con le Remi di riconsegna ai distributori locali per le parti di sistema di distribuzione che a quella data potranno essere attivabili. Successivamente proseguiranno le realizzazioni delle altre tratte che si completeranno negli anni successivi.

SPUNTO DI OSSERVAZIONE: 15

OSSERVAZIONE

Come ribadito precedentemente, nel documento di coordinamento di SNAM sui Piani di Sviluppo Decennali 2022, sono presenti delle 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
- IT_RETRAGAS_RR_MET_TN_2022_02 Realizzazione Dorsale AP Alta Valle Giudicarie (TN) Campiglio-Campi di Carlomagno-Dimaro/Folgarida sovrapposizione con il progetto di Gasdotti Alpini TR.TN.010 Nuova tratta Dimaro-M. di Campiglio

A riguardo si chiarisce che la tratta di gasdotto denominata “tratta TR.TN.010/Dimaro-M. Campiglio”, proposta da Gasdotti Alpini s.r.l. nel proprio Piano decennale 2021-2030, non risultava in sovrapposizione tecnica con altre tratte di gasdotto indicate nel Piano decennale 2021-2030 di Retragas s.r.l., mentre risulta sovrapposto con l’aggiornamento dei Piani Decennali 2022.

CONTRODEDUZIONI RETRAGAS:

Ci corre l’obbligo evidenziare che già a partire nei Piani di sviluppo Retragas 2018-2027 erano presenti i progetti di estensione rete nelle aree trentine oggetto di attuale sovrapposizione. In particolare, evidenziamo inoltre che il Piano Decennale Retragas 2020-2029 conteneva progetti di sviluppo rete da Pinzolo verso Folgarida, con relativa analisi costi benefici, e che gli stessi non sono stati inseriti nel Piano 2021-2030 in quanto i valori B/C risultanti con i valori del PEAP provvisorio disponibile al momento della consegna dei piani, e da utilizzare come da indicazione di PAT, risultavano non accettabili per la collettività. Nel Piano 2022-2031 utilizzando i dati migliorativi consolidati del PEAP Definitivo è stato nuovamente possibile riproporre i progetti già presentati negli anni precedenti.

DOMANDE POSTE DURANTE IL WEBINAR DEL 4 MAGGIO

Osservazione

Il piano prevede interventi che aumentano da 126 a 150 MSmc/g la capacità di importazione da Sud, attestandosi comunque sotto la somma delle 3 capacità di entry da sud (Mazara, Melendugno e Gela). Possiamo concludere che qualsiasi ipotesi di installazione di FSRU nel sud Italia sia poco realistica?

Risposta SRG

Gli interventi previsti nel piano decennale di Snam Rete Gas, e quelli attualmente in fase di elaborazione, hanno come obiettivo principale quello di favorire lo sviluppo e l'adeguamento della rete e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento. In merito alle varie ipotesi di collocazione dei nuovi FSRU le analisi per la definizione delle infrastrutture di allacciamento e delle eventuali opere di potenziamento sono ancora in corso.

Osservazione

Il soggetto richiede se le presentazioni del webinar saranno messe a disposizione

Risposta SRG

SRG chiarisce che, come per ogni webinar, le presentazioni saranno pubblicate sul sito nell'apposita sezione dedicata.

Osservazione

Si sta pensando a qualche revisione delle ACB a fronte delle variazioni dei prezzi delle commodities (gas e altri combustibili)?

Risposta SRG

I nuovi scenari sono in fase di elaborazione e saranno resi pubblici nel secondo semestre del 2022. I medesimi scenari verranno utilizzati per le Analisi Costi Benefici degli interventi inseriti nel Piano Decennale 23-32.

Osservazione

I comuni hanno concesso le autorizzazioni relativamente alle gare ATEM?

Risposta Energie Rete Gas

Energie Rete Gas rileva degli aggiornamenti sulle gare ATEM, ma rimanda la risposta all'interlocutore ad una separata sede dedicata.

ALLEGATO 2 – RIEPILOGO SPUNTI PER LE OSSERVAZIONI

| SPUNTO | | RIFERIMENTO |
|--------|--|--|
| S1. | Osservazioni sull'efficacia del processo di consultazione e sul grado di coinvolgimento degli stakeholder. | Deliberazione 468/2018/R/gas e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) |
| S2. | Osservazioni sull'opportunità di biennializzare l'obbligo di redazione dei Piani di trasporto del gas naturale, anche allo scopo di conseguire una pianificazione integrata elettricità-gas (e idrogeno) | Deliberazione 468/2018/R/gas e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) |
| S3. | Osservazioni sulla completezza ed esaustività delle informazioni e sul rispetto dei requisiti di redazione dei Piani. | Deliberazione 468/2018/R/gas e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Criteri applicativi ACB (versione 1.1) |
| S4. | 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. | 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 2021 (settembre 2021) |
| S5. | Commenti riguardanti lo sviluppo e la penetrazione, nell'ambito degli scenari energetici di riferimento, di green gas, in particolare biometano, e dell'idrogeno. | 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 2021 (settembre 2021) |
| S6. | Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema gas, con particolare riferimento agli anni 2020-2021, le criticità attuali e il loro ruolo ai fini di orientare le esigenze di rinnovo e/o sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas. | Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto |

| | | |
|------|--|--|
| S7. | 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, e alla più recente Comunicazione della Commissione Europea COM (2022)108 dell'8 marzo 2022, c.d. REPower EU. | Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto Documento di descrizione degli scenari 2021 (settembre 2021) |
| S8. | Commenti sugli interventi di rinnovo e/o sviluppo della Rete Nazionale e della Rete Regionale di Gasdotti rappresentati nei Piani 2022. | Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto |
| S9. | Commenti sullo stato di avanzamento degli interventi già inclusi nei Piani precedenti e sulla completezza ed esaustività delle informazioni disponibili nelle schede intervento contenute nei Piani 2022. | 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 |
| S10. | Commenti sulla completezza ed esaustività delle informazioni relative alla stima dei costi degli interventi presentati nel Piano di ciascun gestore. | 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 |
| S11. | Commenti sulla qualità e completezza delle informazioni relative al calcolo dei benefici degli interventi presentati nel Piano di ciascun gestore. | 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 |
| S12. | Commenti in relazione agli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, inclusa la Sardegna, e allo sviluppo coordinato tra infrastrutture funzionalmente interconnesse (quali quelle di trasporto e di distribuzione), anche in relazione a rischi di duplicazione o di sviluppi disfunzionali delle infrastrutture. | Deliberazione 468/2018/R/GAS e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Documento di coordinamento |
| S13. | Commenti riguardanti i principali interventi di sviluppo della capacità di interconnessione con l'estero, contenuti nei Piani 2022, anche funzionali ad abilitare nuove fonti di approvvigionamento, nonché i possibili impatti sulla rete di trasporto esistente. | Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto |

| | | |
|------|---|--|
| S14. | 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. | 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 |
| S15. | Commenti e osservazioni in relazione al documento di coordinamento dei Piani, recante gli interventi contenuti nei Piani di tutti i gestori del sistema di trasporto | Deliberazione 468/2018/R/GAS e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Documento di coordinamento |
| S16. | Commenti in relazione agli interventi per la transizione energetica | Deliberazione 468/2018/R/gas e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Sezione separata dei Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto |
| S17. | Commenti in relazione alla proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi dell’Analisi Costi-Benefici | Deliberazione 468/2018/R/GAS e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Proposta aggiornamento Criteri applicativi ACB |