

**Format per la raccolta delle osservazioni
sui Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2022,
sulle ipotesi di scenario energetico adottate e sulla proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi ACB**

Soggetto/Ente o persona fisica	ENI S.p.A.
---------------------------------------	----------------------------

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)
...		

Spunto		Riferimento
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)
...		

Spunto		Riferimento
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)
...		

Spunto		Riferimento
---------------	--	--------------------

S4.	Commenti riguardanti la definizione degli scenari energetici di riferimento, la disponibilità e la trasparenza delle informazioni di <i>input</i> e di <i>output</i> 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)
-----	--	--

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.

Spunto		Riferimento
--------	--	-------------

S5.	Commenti riguardanti lo sviluppo e la penetrazione, nell'ambito degli scenari energetici di riferimento, di <i>green gas</i>, 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)
------------	---	--

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.

Spunto	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.	Riferimento
S6.		Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
Si rimanda a quanto rappresentato in relazione allo spunto S4.		

Spunto	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.	Riferimento
S7.		Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto Documento di descrizione degli scenari 2021 (settembre 2021)

Si rimanda a quanto rappresentato in relazione allo spunto S4.

Spunto	Commenti sugli interventi di rinnovo e/o sviluppo della Rete Nazionale e della Rete Regionale di Gasdotti rappresentati nei Piani 2022.	Riferimento
S8.		Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto

Spunto	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.	Riferimento
S9.		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

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 sviluppino 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.

Spunto		Riferimento
<i>S10.</i>	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
...		

Spunto		Riferimento
<i>S11.</i>	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
...		

Spunto		Riferimento
--------	--	-------------

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.	Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto Deliberazione 468/2018/R/GAS e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Documento di coordinamento
<p>Il Decreto Legge 16 luglio 2020 n. 76, art. 60 comma 6 prevede che: <i>“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”.</i></p> <p>In adempimento al suddetto decreto Snam ha individuato la configurazione infrastrutturale per la realizzazione dell’interconnessione virtuale che comprende:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>		

Spunto	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.	Riferimento
S13.		Piani di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
Si rimanda a quanto rappresentato in relazione allo spunto S4.		

Spunto	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 “ <i>comprovate esigenze di sicurezza</i> ” che giustificano l’assenza della predisposizione di ACB per interventi di sicurezza.	Riferimento
S14.		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
...		

Spunto	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	Riferimento
S15.		Deliberazione 468/2018/R/GAS e relativo Allegato A (aggiornato con deliberazione 539/2020/R/gas) Documento di coordinamento
...		

Spunto	Commenti in relazione agli interventi per la transizione energetica	Riferimento
S16.		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
...		

Spunto		Riferimento
--------	--	-------------

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
-------------	---	--

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Gestore/i cui l'osservazione fa riferimento	Capitolo/i del Piano	Osservazione
1			
2			
...			
...			
n			