



Assemblea Ordinaria di Snam S.p.A.
29 aprile 2026

Risposte a domande pervenute prima dell'Assemblea
ai sensi dell'art. 127-ter del d.lgs. n. 58/1998

Domande pervenute dal Socio
ReCommon ETS

1. Snam gestisce il terminale BW Singapore di Ravenna, LNG di Panigaglia (La Spezia) e la FSRU Italis LNG (Piombino), è co-gestore di OLT Offshore LNG Toscana (Livorno), possiede il 30% del terminal Adriatic LNG (Porto Viro, Rovigo).

Tanto premesso, si chiede qual è il totale delle emissioni climalteranti, espresse in tonnellate di CO₂ equivalente, relative all'anno 2025, prodotte dai terminali LNG controllati da Snam o di cui Snam è azionista, inclusi: BW Singapore di Ravenna, Terminale GNL di Panigaglia, FSRU Italis LNG di Piombino, OLT, Offshore LNG Toscana a Livorno e Adriatic LNG a Porto Viro, Rovigo?

Nel 2025 le emissioni dirette di gas climalteranti (GHG) del terminale GNL di Panigaglia sono risultate pari a 82,9 kton di CO₂ equivalente, quelle di FSRU Italis LNG (Piombino) sono risultate pari a 73,6 kton di CO₂ equivalente, quelle di FSRU BW Singapore (Ravenna) sono risultate pari a 43,0 kton di CO₂ equivalente (dall'entrata in funzione del rigassificatore da maggio 2025), mentre quelle di OLT, Società in co-controllo, sono state pari a 77,5 kton di CO₂ equivalente.

Per quanto riguarda le emissioni dei terminali GNL delle altre società partecipate, si tratta di informazioni società partecipate ma non controllate, con una propria indipendenza giuridica e gestionale. Si suggerisce di contattare direttamente la società interessata.

1.1 Quali sono i valori delle emissioni di metano, espresse in CO₂ equivalente, raccolti in accordo con il protocollo OGMP 2.0 per l'anno 2025 per ciascuno dei terminali LNG italiani controllati, co- gestiti o partecipati da Snam?

Le emissioni di metano del terminale GNL di Panigaglia sono state nel 2025 pari a 34,6 kton di CO₂ equivalente, quelle di FSRU Italis LNG sono state pari a 22,8 kton di CO₂ equivalente, quelle di FSRU BW Singapore (Ravenna) sono state pari a 10,9 kton di CO₂ equivalente (dall'entrata in funzione del rigassificatore da maggio 2025), mentre quelle di OLT, società in co-controllo, sono state pari a 1,4 kton di CO₂ equivalente. La differenza è motivata dalle diverse soluzioni ingegneristiche e di processo, nonché da vincoli autorizzativi rispetto alla combustione del metano vigenti sull'impianto di Panigaglia. Sono in corso interventi tesi all'ulteriore riduzione delle emissioni dell'impianto.

1.2 Con riferimento a quanto dichiarato da Snam l'anno precedente, secondo cui la partecipazione di OLT al protocollo OGMP 2.0 per il reporting delle emissioni di metano risultava "in corso di valutazione", si richiede un aggiornamento in merito allo stato di tale processo. In particolare, si chiede di confermare se, nel corso del 2025, OLT abbia formalmente aderito al protocollo OGMP 2.0. In caso di adesione, si richiede di indicare le emissioni di metano riportate da OLT per l'esercizio 2024 e 2025 in conformità ai requisiti del protocollo OGMP 2.0. In caso di mancata adesione, si prega di fornire le relative motivazioni, nonché eventuali tempistiche previste per una futura adesione.

La partecipazione di OLT al protocollo OGMP è tutt'ora in corso di valutazione da parte della società. Snam ha annunciato l'acquisizione della quota detenuta da Igneo in OLT a seguito della quale andrà a detenere il controllo della società; La partecipazione di OLT al protocollo OGMP sarà quindi valutata nell'evoluzione del futuro assetto societario.

1.3 A quanto ammontano le emissioni fuggitive di metano relative al 2025 dei terminali LNG di Panigaglia, OLT Toscana, FSRU Italis LNG e Adriatic LNG e BW Singapore di Ravenna?

Le emissioni fuggitive di metano (ossia le emissioni di metano dovute alle sole perdite delle

tenute) del terminale GNL di Panigaglia sono state nel 2025 pari a 2,14 kton di CO2 equivalente, quelle di FSRU Italis LNG (Piombino) sono state pari a 0,08 kton, quelle di FSRU BW Singapore (Ravenna) sono state pari a 0,30 kton (dall'entrata in funzione del rigassificatore da maggio 2025), mentre quelle di OLT, società in co-controllo, sono state pari a 0,66 kton di CO2 equivalente. Come già detto, la differenza è motivata dalle diverse soluzioni ingegneristiche e di processo, nonché da vincoli autorizzativi rispetto alla combustione del metano vigenti sull'impianto di Panigaglia. Sono in corso interventi tesi all'ulteriore riduzione delle emissioni dell'impianto.

Per quanto riguarda le emissioni di Adriatic LNG, si tratta – come detto - di informazioni società partecipate ma non controllate, con una propria indipendenza giuridica e gestionale. Si suggerisce di contattare direttamente la società interessata.

2. Quali sono le quantità di gas rigassificate e stoccate dall'impianto FSRU Italis LNG per il 2025?

L'impianto di Piombino ha rigassificato circa 4,2 miliardi di mc (mld mc) di gas nel 2025. Si precisa che i serbatoi di stoccaggio dell'impianto hanno la funzione di ricevere il gas scaricato dalle navi prima della rigassificazione; essi hanno dunque una funzione operativa legata al funzionamento dell'impianto e non di stoccaggio del gas e il livello di GNL presente nei serbatoi varia nel corso dell'anno in funzione dell'arrivo delle navi.

3. Quali sono le quantità di gas rigassificate e stoccate nel Terminal di Panigaglia per il 2025?

L'impianto di Panigaglia ha rigassificato circa 1,9 mld mc di gas nel 2025. Si precisa che i serbatoi di stoccaggio del terminale hanno la funzione di ricevere il gas scaricato dalle navi prima della rigassificazione; essi hanno dunque una funzione operativa legata al funzionamento dell'impianto e non di stoccaggio del gas e il livello di GNL presente nei serbatoi varia nel corso dell'anno in funzione dell'arrivo delle navi.

4. Quali sono le quantità di gas rigassificate e stoccate nel Terminal OLT Toscana per il 2025?

L'impianto di Livorno ha rigassificato circa 4,2 mld mc di gas nel 2025. Si precisa che i serbatoi di stoccaggio dell'impianto hanno la funzione di ricevere il gas scaricato dalle navi prima della rigassificazione; essi hanno dunque una funzione operativa legata al funzionamento dell'impianto e non di stoccaggio del gas e il livello di GNL presente nei serbatoi varia nel corso dell'anno in funzione dell'arrivo delle navi.

5. Quali sono le quantità di gas rigassificate e stoccate nel Adriatic Lng per il 2025?

Come detto, per quanto riguarda le quantità di gas rigassificate e stoccate delle società partecipate di Snam, si tratta di informazioni di società non controllate, con una propria indipendenza giuridica e gestionale. Si suggerisce di contattare direttamente la società interessata.

6. Quali sono le quantità di gas rigassificate e stoccate nella BW Singapore di Ravenna per il 2025?

L'impianto di Ravenna ha rigassificato circa 1,7 mld mc di gas nel 2025. Si ricorda che l'impianto ha iniziato la sua attività nel mese di maggio. Si precisa che i serbatoi di

stoccaggio dell'impianto hanno la funzione di ricevere il gas scaricato dalle navi prima della rigassificazione; essi hanno dunque una funzione operativa legata al funzionamento dell'impianto e non di stoccaggio del gas e il livello di GNL presente nei serbatoi varia nel corso dell'anno in funzione dell'arrivo delle navi.

7. A quanto ammontano le riduzioni di emissioni registrate per la FSRU Italis LNG nel 2025?

Nel 2025 le emissioni totali di gas climalteranti di FSRU Italis LNG si sono ridotte da 79,3 kton di CO2 equivalente (dato 2024) a 73,6 kton, nonostante l'aumento del gas rigassificato, da 3,6 mld mc (dato 2024) a 4,2 mld mc. Si ricorda che le emissioni del terminale dipendono fortemente dall'esercizio dello stesso in relazione all'arrivo delle navi e a manutenzioni straordinarie di parti dell'impianto, variabili non regolari che possono incidere in modo diverso di anno in anno.

8. A quanto ammontano le riduzioni di emissioni registrate nel terminal di Terminal di Panigaglia per il 2025?

Nel 2025 le emissioni totali di gas climalteranti del terminale di Panigaglia sono passate da 57,7 kton di CO2 equivalente (dato 2024) a 82,9 kton. Si ricorda che le emissioni del terminale dipendono fortemente dall'esercizio dello stesso in relazione all'arrivo delle navi e a manutenzioni straordinarie di parti dell'impianto, variabili non regolari che possono incidere in modo diverso di anno in anno. Nella fattispecie, l'aumento è da attribuire ai maggiori volumi di gas rigassificato, passato da 1 a 1,9 mld mc.

9. A quanto ammontano le riduzioni di emissioni registrate nel terminal di OLT Toscana nel 2025?

Nel 2025 le emissioni totali dei gas climalteranti del terminale OLT sono passate da 43,0 kton di CO2 equivalente (dato 2024) a 77,5 kton. Si ricorda che le emissioni del terminale dipendono fortemente dall'esercizio dello stesso in relazione all'arrivo delle navi e a manutenzioni straordinarie di parti dell'impianto, variabili non regolari che possono incidere in modo diverso di anno in anno. Nella fattispecie, l'aumento è da attribuire ai maggiori volumi di gas rigassificato, passato da 1,1 a 4,2 mld mc.

10. A quanto ammontano le riduzioni di emissioni registrate nel Adriatic Lng per il 2025 ?

Come detto, per quanto riguarda le emissioni dei terminali GNL delle società partecipate di Snam, si tratta di informazioni di società non controllate, con una propria indipendenza giuridica e gestionale. Si suggerisce di contattare direttamente la società interessata.

11. A quanto ammontano le riduzioni di emissioni registrate nella BW Singapore di Ravenna per il 2025?

L'impianto è in esercizio da maggio 2025; non è quindi possibile fare un confronto con l'anno precedente.

12. Qual è la quantità del gas importato da ciascuno dei suddetti terminali (Panigaglia LNG, OLT Toscana, FSRU Italis LNG e Adriatic LNG, BW Singapore) nel 2025 e primo trimestre 2026?

I quantitativi importati dai terminali di Piombino / Livorno / Panigaglia / Ravenna nel 2025

sono riportati nelle risposte alle domande 2,3,4 e 6. I quantitativi importati nel 2025 attraverso il terminale di Rovigo si attestano a circa 8,5 mld mc.

Con riferimento al primo trimestre 2026 vengono di seguito riportati i quantitativi di gas rigassificati da ciascuno dei terminali:

Panigaglia 0,1 mld mc

Livorno 1,1 mld mc

Piombino 1,1 mld mc

Ravenna 0,6 mld mc

Rovigo ha importato circa 2,3 mld mc.

13. Qual è la provenienza del GNL importato nel corso del 2025 e del primo trimestre del 2026 attraverso ciascuno dei seguenti terminali gestiti o partecipati da Snam: Terminal di Panigaglia, La Spezia, FSRU Italia LNG a Piombino, OLT Offshore LNG Toscana e Adriatic LNG a Rovigo, BW Singapore di Ravenna per il 2025?

Provenienza GNL importato nel Terminale di Piombino 2025: Stati Uniti, Qatar, Algeria, Mauritania, Trinidad & Tobago. Primo trimestre 2026: Stati Uniti, Nigeria e Guinea Equatoriale.

Provenienza GNL importato nel Terminale di Panigaglia 2025: Algeria e Spagna. Primo trimestre 2026: Algeria.

Provenienza GNL importato nel Terminale di Livorno 2025: Stati Uniti, Nigeria, Guinea Equatoriale, Algeria. 2026 I-trim: Stati Uniti e Nigeria.

Provenienza GNL importato nel Terminale di Ravenna 2025: Stati Uniti, Mauritania & Senegal, Algeria, Russia, Trinidad & Tobago e Egitto. Primo trimestre 2026: Stati Uniti, Mauritania & Senegal, Trinidad & Tobago e Congo.

Provenienza GNL importato nel Terminale di Rovigo 2025: Guinea Equatoriale, Qatar, Stati Uniti e Trinidad & Tobago. Primo trimestre 2026: Stati Uniti, Qatar.

13.1 Chiediamo di specificare, per ciascun terminal:

a) Paesi di origine del gas importato e le relative LNG facilities di partenza dai paesi importatori;

- **Panigaglia:**
 - **2025: Algeria, terminali di Bethioua e Skikda; e Spagna, Terminale di Sagunto e Barcellona.**
 - **Primo trimestre 2026: Algeria, terminali di Bethioua e Skikda.**
- **Piombino:**
 - **2025: Algeria, terminale di Bethioua; Mauritania & Senegal, terminale di Greater Tortue; Stati Uniti, terminali di Sabine Pass, Cameron, Plaquemines, Corpus Christi, Freeport e Calcasieu Pass; Qatar, terminale di Ras Laffan; Trinidad & Tobago, terminale di Point Fortin.**
 - **Primo trimestre 2026: Nigeria, terminale di Bonny Island; Guinea Equatoriale, terminale di Punta Europa; Stati Uniti, terminali di Cameron, Sabine Pass, Plaquemines, Freeport, Calcasieu Pass e Corpus Christi.**
- **Livorno:**
 - **2025: Stati Uniti, terminali di Elba Island, Corpus Christi, Sabine Pass, Freeport LNG, Cove Point, Cameron, Plaquemines e Calcasieu Pass; Congo, Terminale di Nearshore Terminal; Nigeria, terminale di Bonny Island; Guinea Equatoriale, terminale di Bioko Island; Trinidad & Tobago, terminale di Point Fortin; Algeria, terminale di Bethioua;**

- Primo trimestre 2026: Stati Uniti, terminali di Corpus Christi, Sabine Pass, Calcasieu Pass, Freeport e Plaquemines; Nigeria, terminale di Bonny Island.
- **Rovigo:**
 - 2025: Qatar, terminale di Ras Laffan; Stati Uniti, terminali di Sabine Pass, Cameron, Corpus Christi, Calcasieu Pass e Plaquemines; Trinidad & Tobago, terminale di Point Fortin; Guinea Equatoriale, terminale di Punta Europa;
 - Primo trimestre 2026: Qatar, terminale di Ras Laffan; Stati Uniti terminali di Corpus Chisti, Sabine Pass, Cameron e Cove Point.
- Ravenna:**
 - 2025: Stati Uniti, terminali di Plaquemines, Freeport, Calcasieu Pass, Corpus Christi, Cameron e Sabine Pass; Russia, terminale di Murmansk; Mauritania & Senegal, terminali di Tortue, Mauritania & Senegal Offshore; Egitto, terminale di Idku; Algeria, terminale di Arzew;
 - Primo trimestre 2026: Stati Uniti, terminali di Freeport, Sabine Pass e Plaquemines; Mauritania & Senegal, terminale di Tortue; Trinidad & Tobago, terminale di Point Fortin; Congo, terminale di Pointe-Noire.

b) La percentuale di gas proveniente da ciascun Paese rispetto al totale movimentato dal terminal;

	Piombino		Cavarzere		Livorno		Panigaglia		Ravenna	
	2025	3M2026	2025	3M2026	2025	3M2026	2025	3M2026	2025	3M2026
USA	86%	82%	21%	32%	77%	82%	-	-	59%	50%
Qatar	6%	-	77%	68%	-	-	-	-	-	-
Algeria	2%	-	-	-	5%	-	96%	100%	6%	-
Russia	-	-	-	-	-	-	-	-	6%	-
Mauritania e Senegal	3%	-	-	-	-	-	-	-	17%	34%
Nigeria	-	9%	-	-	8%	18%	-	-	-	-
Altro	3%	9%	2%	-	10%		4%	-	12%	16%

c) Eventuali variazioni significative relative alla provenienza geografica delle importazioni rispetto all'anno precedente, rispetto al 2023, rispetto al 2022 e rispetto al 2021.

Nel periodo richiesto non si riscontrano particolari variazioni delle fonti di importazione: Panigaglia: fonte di importazione principale Algeria.

Piombino e Ravenna: dall'entrata in esercizio l'importazione principale è Stati Uniti, Ravenna presenta una maggior diversificazione rispetto a Piombino.

Livorno: fonte di importazione principale Stati Uniti.

Rovigo: fonte di importazione principale Qatar.

14. Snam Rete Gas ha un servizio di collegamento con navi spola del terminale di rigassificazione di Panigaglia con terminali di rigassificazione ubicati nel Mar Mediterraneo ai sensi dell'art.7 comma 2 del Decreto del Ministero della Transizione Ecologica DM 14 marzo 2022, n. 110.

14.1 Quante navi spola sono arrivate al terminal di Panigaglia nel 2025 e primo trimestre 2026?

Nel 2025 e nel primo trimestre 2026 non sono arrivate navi spola ai sensi dell'art.7 comma 2 del

Decreto del Ministero della Transizione Ecologica DM 14 marzo 2022, n. 110.

14.1.1 Da quali terminal nel Mediterraneo?

Vedasi risposta 14.1.

15. Qual è la quantità di gas importato da ciascun terminal nel Mediterraneo nel 2025 e nel primo trimestre 2026?

Nel 2025, sono stati importati circa 2,4 mld mc da terminali nel Mediterraneo, nello specifico:

- **Algeria- 2,25 mld mc (di cui 0,11 mld mc da Arzew, 0,55 mld mc da Bethioua, 1,58 mld mc da Skikda)**
- **Egitto – 0,10 mld mc da Idku**
- **Spagna - 0,07 mld mc (di cui 0,035 mld mc da Barcellona, 0,035 mld mc da Sagunto)**

Nel 2026, sono stati importati 0,2 mld mc dall’Algeria: da Skikda 0,1 mld mc e da Bethioua 0,1 mld mc.

15.1 Quali sono i terminal italiani che lo hanno ricevuto?

Relativamente al 2025, i terminali italiani interessati sono stati:

- **Livorno**
 - **Algeria - Bethioua 0,2 mld mc**
- **Panigaglia**
 - **Algeria 1,84 mld mc – 1,6 mld mc da Skikda e 0,3 mld mc da Bethioua**
 - **Spagna 0,07 mld mc– 0,035 mld mc da Barcellona e 0,035 mld mc da Sagunto**
- **Piombino**
 - **Algeria - Bethioua 0,11 mld mc**
- **Ravenna**
 - **Algeria – Arzew 0,11 mld mc**
 - **Egitto - Idku 0,10 mld mc.**

Relativamente al 2026, l’unico terminale interessato è Panigaglia (0,2 mld mc totali, 0,1 mld mc da Bethioua e 0,1 mld mc da Skikda).

16. Si chiede di confermare se, anche per l’esercizio 2025 e per il primo trimestre 2026, i terminali di rigassificazione di Snam continuino a operare integralmente in regime regolato (100% della capacità), in linea con quanto dichiarato per l’esercizio dei terminal dell’anno precedente.

La capacità di rigassificazione è venduta integralmente in regime regolato. In aggiunta sono offerti in regime di mercato servizi di Small Scale LNG, quali il servizio di truck loading presso Panigaglia e il servizio di vessel reloading presso OLT.

16.1 In caso di conferma, si richiede anche di specificare se permanga l’assenza di flussi di ricavi derivanti da attività svolte in regime non regolato (quali, servizi accessori o attività commerciali).

I ricavi da servizi di SSLNG in regime non regolato nel periodo indicato risultano inferiore a 1 milione di euro.

16.2 Si chiede, inoltre, di indicare eventuali evoluzioni attese nel mix regolato/non regolato nel breve-medio periodo.

Non si prevedono variazioni nel breve-medio periodo.

17. Alla luce delle recenti tensioni geopolitiche che incidono sui flussi globali di GNL, inclusi i rischi di interruzione delle rotte strategiche come lo Stretto di Hormuz, si chiede di illustrare se e in che misura tali shock possano avere impatti diretti o indiretti sul livello di utilizzo delle infrastrutture di Snam e sui ricavi regolati.

Alla data odierna, le tensioni geopolitiche in Medio Oriente non stanno determinando interruzioni significative delle forniture verso l'Italia. Il sistema continua a beneficiare di un elevato livello di diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento, che rappresenta un elemento strutturale di resilienza.

Con riferimento agli impatti economici, è importante ricordare che le infrastrutture gestite da Snam operano in un quadro regolato: i ricavi sono determinati sulla base della capacità resa disponibile e non dei volumi effettivamente trasportati o rigassificati.

17.1 In particolare, considerato che i flussi di GNL dal Qatar ammontano a circa 6,4 miliardi di metri cubi annui sulla base del contratto di lungo termine siglato da Edison nel 2009, rappresentando fino al 30% del GNL importato in Italia e circa il 10% del totale delle importazioni di gas, si richiede di chiarire se eventuali riduzioni o interruzioni di tali volumi possano incidere sui livelli di capacità allocata e utilizzata presso i terminali e, se sì, in che modo.

Il sistema italiano dispone di un elevato livello di diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento.

Negli scenari recenti di tensione internazionale, gli impatti si sono riflessi principalmente in termini di maggiore volatilità dei prezzi, piuttosto che in una effettiva indisponibilità della materia prima. In questo contesto, il sistema ha dimostrato una buona capacità di adattamento attraverso la riallocazione dei flussi tra diverse fonti e diversi fornitori.

Per quanto riguarda le infrastrutture, eventuali variazioni nei flussi da uno specifico Paese non determinano automaticamente una riduzione della capacità allocata o utilizzata presso i terminali, in quanto tale capacità può essere riassegnata ad altri fornitori.

18. In vista della scadenza dell'autorizzazione originaria del rigassificatore FSRU Italis LNG nel porto di Piombino (prevista per luglio 2026), il Governo ha disposto, tramite decreto-legge di marzo 2026, una proroga della permanenza del rigassificatore, accogliendo di fatto una richiesta avanzata da Snam nei mesi precedenti. Questa proroga, si configurerebbe come una estensione tecnica di circa 30 mesi (circa due anni e mezzo), in attesa della definizione di un nuovo iter

autorizzativo e di una soluzione definitiva per il posizionamento del terminal.

18.1 Qual è, allo stato attuale, l'orizzonte temporale stimato per la permanenza della nave a Piombino?

Qualora il Parlamento italiano convertisse in legge la disposizione del decreto-legge 11 marzo 2026, n. 32, Snam valuterà la migliore soluzione per garantire l'esercizio del terminale, con un orizzonte temporale in linea con altri terminali di rigassificazione.

18.2 In che modo Snam valuta il ricorso a un provvedimento governativo che di fatto supera o contraddice la posizione contraria espressa dalle istituzioni locali e regionali?

Non spetta a Snam valutare le scelte operate dal Governo.

18.3 Come viene gestito il bilanciamento del principio di coinvolgimento e consenso delle comunità locali richiamato nelle politiche aziendali (*Stakeholder Engagement Policy*)?

I procedimenti autorizzativi incardinati da Snam in passato, così come quelli che saranno avviati in futuro, rispettano e salvaguardano il principio del coinvolgimento delle comunità locali previsto dalla Policy di Stakeholder Engagement aziendale, oltre che dalla normativa di riferimento.

18.4 L'ipotesi di ricollocazione della FSRU nell'area di Vado Ligure è da considerarsi definitivamente superata oppure continua a rappresentare un'opzione tecnicamente e strategicamente valutata da Snam per il futuro?

L'iter autorizzativo per la ricollocazione della FSRU a Vado Ligure è ancora in corso presso i competenti uffici del MASE.

Ad esito della conversione in legge, da parte del Parlamento italiano, delle disposizioni previste dal decreto-legge 11 marzo 2026, n. 32 Snam valuterà la soluzione migliore per garantire l'operatività del terminale.

18.5 Esiste attualmente un piano alternativo per il riposizionamento della FSRU dopo la scadenza dell'attuale proroga? In caso affermativo, quali sono le opzioni e i relativi orizzonti temporali?

Vedasi risposta 18.4.

18.5.1 In prospettiva, è prevista una ricollocazione permanente in altro sito?

Vedasi risposta 18.4.

18.5.2 È prevista una dismissione?

Vedasi risposta 18.4.

19. Alla luce delle risposte fornite da Snam nel 2025, secondo cui le compensazioni previste nel “Memorandum Piombino” non rientravano nella propria competenza diretta e che risultavano ancora in corso interlocuzioni con il Comune per eventuali misure ambientali ai sensi della Legge 239/2004, e considerato che, secondo le informazioni disponibili al 2026, la gran parte delle opere compensative promesse (infrastrutture, misure economiche e interventi ambientali) non è stata realizzata, si chiede:

19.1 Come aggiorna Snam la propria posizione rispetto alle compensazioni per il territorio di Piombino, alla luce del fatto che, a distanza di oltre due anni dal posizionamento della FSRU, la maggior parte degli interventi previsti nel Memorandum del 2022 non risulta attuata?

Come già rappresentato in passato, gli interventi previsti nel Memorandum del 2022 non riguardano Snam.

Snam, ad ogni modo, fin dal 2022 si è sempre resa disponibile a discutere delle compensazioni previste dalla Legge 239/2004 (queste, invece, di competenza del soggetto proponente) con le amministrazioni locali, in primis con il Comune di Piombino. Snam auspica pertanto che si possa addivenire quanto prima ad una definizione delle stesse. La scelta della tipologia degli interventi previsti dalle compensazioni ricade esclusivamente nella sfera di discrezionalità del Comune di Piombino e degli altri enti territoriali eventualmente coinvolti, nel rispetto delle previsioni della citata Legge 239/2004.

19.2 Snam affermava che tali compensazioni non ricadono formalmente nella propria responsabilità. Quale ruolo invece ritiene di avere Snam oggi, in quanto diretto beneficiario dell'autorizzazione e gestore dell'infrastruttura, nel garantire che gli impegni assunti verso il territorio vengano effettivamente rispettati?

Come sopra (risposta 19.1).

19.3 Le interlocuzioni con il Comune di Piombino, richiamate nella risposta delle domande poste a Snam nel 2025 in merito alle misure di “riequilibrio ambientale e territoriale”, hanno prodotto risultati concreti?

Come sopra (risposta 19.1).

19.3.1 Se sì, quali interventi specifici sono stati definiti, finanziati o avviati da Snam?

Come sopra (risposta 19.1).

19.4 In che modo Snam valuta l'impatto reputazionale e sociale derivante dalla permanenza prolungata della FSRU in assenza delle compensazioni promesse, anche alla luce delle esplicite prese di posizione delle istituzioni locali, tra cui quella del Presidente della Regione Toscana Eugenio Giani?

Come sopra (risposta 19.1).

20. A seguito dell'adozione del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del settembre 2025, che ha formalizzato il quadro infrastrutturale per la metanizzazione della Sardegna, il Piano decennale di sviluppo 2025–2034 di Snam/Enura delinea un sistema articolato basato su due FSRU, rete di trasporto (dorsali) e logistica “*virtual pipeline*”, con orizzonte di entrata in esercizio esteso fino al 2034.

20.1 Considerato che, per la Fase 1 della metanizzazione, oltre il 50% della domanda prevista (circa 363 su 646 milioni di Smc/anno) è legata a un unico soggetto industriale (Eurallumina), si chiede quali valutazioni di rischio siano state effettuate nel caso in cui tale domanda non si realizzi o subisca ritardi.

Sono state effettuate delle analisi di sensitività sulla potenziale variazione della domanda attesa, che confermano come i benefici della metanizzazione siano comunque superiori ai costi nel periodo considerato, anche in presenza di una domanda significativamente inferiore (i.e., ca. 50% valore di regime).

20.2 Quali sarebbero le conseguenze in termini di sostenibilità economica delle infrastrutture?

Riferimento alla risposta alla domanda 20.1.

20.2.1 In particolare come valuta Snam il rischio che, in assenza di questa domanda, le infrastrutture previste per la Fase 1 possano risultare sottoutilizzate e configurarsi come *stranded assets*.

Riferimento alla risposta alla domanda 20.1.

20.3 Si chiede se Snam abbia già proceduto all'acquisto, al noleggio o all'impegno vincolante per una o più unità FSRU destinate ai siti di Oristano e Porto Torres.

No. Al momento Snam ha unicamente firmato con gli azionisti di Higas, società proprietaria del deposito costiero di GNL di Oristano, un accordo per l'avvio di un periodo di analisi e negoziazione in esclusiva in relazione alla possibile acquisizione del 100% del capitale sociale della Società, la quale risulta proponente del progetto volto all'ampliamento e alla conversione dell'attuale deposito costiero in terminale di rigassificazione galleggiante (floating storage and regasification unit – FSRU).

20.3.1 In caso affermativo, si chiede di specificare quali siano le FSRU individuate, la loro capacità di rigassificazione e stoccaggio, il loro stato di conversione e le tempistiche previste per la messa in esercizio.

Vedasi risposta 20.3.

20.4 Alla luce del recente rafforzamento della posizione di Snam nel terminale Offshore LNG Toscana (OLT), ora per il 97,3% di Snam, pensato (insieme al terminale di Panigaglia) come nodo di carico per le “*virtual pipeline*” in Sardegna, si chiede se tale acquisizione sia stata concepita anche in funzione dello sviluppo della metanizzazione della Sardegna e, in particolare, dell'approvvigionamento di GNL destinato alla Sardegna?

L'operazione rientra nel percorso di gestione e ottimizzazione del portafoglio infrastrutturale del Gruppo nel settore del GNL, in coerenza con le proprie linee guida strategiche, quindi non necessariamente concepita in funzione della metanizzazione della Sardegna.

Le diverse iniziative vengono valutate in un'ottica complessiva e integrata, tenendo conto delle condizioni di mercato e del contesto regolatorio di riferimento.

20.4.1 In caso affermativo, quale è la quantità annua di GNL che si prevede di destinare alla Sardegna, specificando le ipotesi di domanda e il relativo orizzonte temporale?

Vedasi risposta 20.4.

21. Con riferimento all'accordo propedeutico di ottobre 2025 per l'acquisizione di Higas da parte di Snam e al progetto di Snam di conversione del deposito di Oristano in FSRU, si chiede un aggiornamento sullo stato reale di questa operazione. Ad oggi non risultano informazioni pubbliche precise su tempi, avanzamento delle verifiche e soprattutto sulla tempistica della decisione finale. Si chiede di indicare:

- 21.1 a che punto è effettivamente il processo di acquisizione;
- 21.2 se esiste una data o tempistica concreta per la decisione finale;
- 21.3 se ci sono criticità o elementi che stanno rallentando l'iter.

Al momento sono in corso le attività di due diligence e le discussioni con gli azionisti di Higas volte a valutare la potenziale sottoscrizione di un accordo vincolante entro la fine dell'anno, subordinatamente, tra le altre cose, all'esito positivo delle attività di due diligence, alla negoziazione di tale contratto ed alla definizione di un quadro normativo e regolatorio a supporto dell'iniziativa.

Al momento non si ravvisano criticità o elementi di rallentamento.

22. Alla luce della recente proroga quinquennale del decreto VIA del 2020 relativa al progetto di metanizzazione del "Tratto Sud", che consente di mantenere in vita un'autorizzazione fondata su presupposti risalenti al 2019–2020, si chiede come Snam inquadri strategicamente il "Tratto Sud" rispetto al più ampio disegno di metanizzazione dell'isola, tenuto conto che tale intervento non risulta espressamente ricompreso tra le opere prioritarie del DPCM del 10 Settembre 2025.

Il progetto di metanizzazione Tratto Sud, che collega il punto di entrata di Oristano ai bacini di consumo di Cagliari e Portovesme, è ricompreso espressamente tra le opere prioritarie previste dal DPCM del 10 settembre 2025. Non si ritiene pertanto che sussistano discordanze tra l'autorizzazione ambientale recentemente prorogata e quanto previsto dal citato decreto.

23. Con riferimento a quanto riportato da Snam nel "Piano Unico Decennale di Sviluppo delle Reti di Trasporto di Gas Naturale 2025–2034 – Documento di controdeduzione alle osservazioni ricevute nell'ambito della consultazione" pubblicato a marzo 2026, in cui si ribadisce che le previsioni di domanda di gas per la Sardegna sarebbero coerenti con gli obiettivi del DPCM 10 settembre 2025 e "in linea con le valutazioni indipendenti sviluppate da RSE", si formulano le seguenti domande:

23.1 Considerato che l'analisi comparativa tra scenario gas e piena elettrificazione dell'isola richiamata da Snam si fonda su studi RSE risalenti a luglio 2020, si chiede se sia stata effettuata una revisione aggiornata di tali analisi dei costi e dei benefici alla luce del radicale mutamento del contesto energetico negli ultimi anni, con particolare riferimento alla crisi energetica 2021–2022, all'aumento strutturale e alla volatilità dei prezzi del gas e alla crisi energetica in corso?

Sì, la revisione dell'analisi costi e benefici (analisi ACB) relativamente al progetto di metanizzazione della Sardegna è stata effettuata nell'ambito della predisposizione del Piano Unico di Sviluppo della rete di trasporto 2025-34, che ne descrive modalità e risultanze.

23.1.1 In caso negativo, per quali ragioni si ritiene ancora valido uno scenario di “ottimo economico” definito in un contesto ormai significativamente mutato?

Vedere risposta precedente.

24. La Linea Guida per il Rispetto dei Diritti Umani (2024) di Snam richiama esplicitamente la CSDDD (Direttiva UE 2024/1760) come riferimento metodologico per il processo HREDDM (Human Rights and Environmental Due Diligence Model), assumendo quindi tale quadro come standard aziendale. Considerato che la CSDDD, anche nella versione Omnibus, prevede l'attivazione della due diligence in presenza di “informazioni plausibili su possibili violazioni”, e che tali evidenze risultano pubblicamente documentate nel caso dei terminal GNL statunitensi, si chiede di chiarire se il Consiglio di Amministrazione ritenga che Snam sia tenuta ad applicare tali standard in quanto volontariamente adottati, indipendentemente dal loro stato di recepimento.

La Linea Guida per il Rispetto dei Diritti Umani (2024) richiama la Direttiva (UE) 2024/1760 quale riferimento metodologico, in linea con le migliori pratiche internazionali.

Proprio in quanto riferimento metodologico, tale richiamo è applicato da Snam in coerenza con il perimetro delineato dalla normativa europea, che circoscrive le attività di due diligence ai partner commerciali diretti, escludendo soggetti che si collocano a valle della catena del valore, quali i fornitori dei clienti (terminal GNL statunitensi).

Si evidenzia inoltre che, anche alla luce delle modifiche introdotte dalla Direttiva (UE) 2026/470, la CSDDD non risulta ad oggi applicabile a Snam per il mancato soddisfacimento dei requisiti dimensionali previsti (+5000 dipendenti / + 1,5 miliardi di ricavi netti).

24.1 E, in caso contrario, come giustifichi la discrepanza tra il quadro metodologico dichiarato e la sua applicazione pratica?

Si veda risposta n.24.

25. La [Linea Guida per il Rispetto dei Diritti Umani](#) (2024) definisce come "Business Associate" ogni parte terza che riceve o fornisce prodotti o servizi da/al Gruppo Snam, e afferma che il processo HREDDM si applica a Snam e "alla catena di attività". La stessa Linea Guida richiama esplicitamente la CSDDD (Direttiva UE 2024/1760), che mantiene obblighi di due diligence verso partner indiretti in presenza di "informazioni plausibili su possibili violazioni". La [Rendicontazione di Sostenibilità 2025](#) classifica, tuttavia, gli shipper — cioè i soggetti che prenotano capacità di rigassificazione nei terminal di Snam — nel tema entity-specific "Rapporti con le autorità e qualità dei servizi", separato dal perimetro della due diligence sui diritti umani. Le

5.786 verifiche condotte nel 2025 riguardano fornitori, subappaltatori e business associate legati a operazioni M&A, senza alcuna menzione degli operatori dei terminal GNL americani da cui proviene quasi il 50% del gas rigassificato da Snam nello stesso anno. Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

25.1 Gli shipper che prenotano capacità di rigassificazione e gli operatori dei terminal di liquefazione americani da cui origina il GNL rientrano nella definizione di "Business Associate" ai sensi della Linea Guida 2024?

Ai sensi della Linea Guida per il Rispetto dei Diritti Umani (2024) di Snam gli shipper rientrano nella definizione di Business Associate. Ciò non può essere detto per gli operatori dei terminal di liquefazione americani da cui origina il GNL.

25.1.1 Se sì, per quale ragione non figurano tra i soggetti sottoposti a due diligence sui diritti umani nelle verifiche condotte nel 2025?

Gli shipper che prenotano capacità di rigassificazione operano in qualità di utenti regolati delle infrastrutture di Snam, nell'ambito di un quadro normativo che garantisce l'accesso non discriminatorio e non configura una relazione commerciale discrezionale.

Gli operatori dei terminal di liquefazione americani da cui origina il GNL non rientrano nel perimetro della richiamata Linea Guida per il Rispetto dei Diritti Umani (Si veda risposta n. 24).

25.1.2 Se no, come si concilia questa esclusione con il principio, dichiarato nella stessa Linea Guida, di applicare il processo HREDDM all'intera "catena di attività"?

Nel 2025 l'applicazione del modello HREDD si è concentrata sui rapporti caratterizzati da relazioni contrattuali dirette e da un presidio sostanziale, mentre i soggetti operanti a monte della filiera, in assenza di tali presupposti, non sono stati inclusi nel perimetro applicativo.

25.2 La Rendicontazione 2025 afferma che nell'analisi di doppia rilevanza Snam ha considerato "l'intera catena del valore a monte, includendo la filiera del gas". Come si concilia questa affermazione con l'assenza totale di valutazioni specifiche sui terminal GNL americani nel processo HREDDM?

25.2.1 Può Snam indicare quali terminal di liquefazione americani hanno originato i carichi rigassificati nei propri impianti nel 2025, distinguendo per singolo terminal?

L'analisi di doppia rilevanza è stata condotta secondo un processo strutturato in quattro fasi, che ha previsto, nell'analisi di contesto, una mappatura delle attività proprie e della catena del valore, al fine di identificare impatti attuali e potenziali, rilevanti per il Gruppo e per i soggetti coinvolti lungo la catena del valore. L'assenza di valutazioni puntuali su singoli asset o terminali specifici è coerente con l'approccio risk-based e per priorità previsto dagli ESRS nella fase di analisi di doppia rilevanza.

Con riferimento ai terminali di liquefazione americani che hanno originato i carichi rigassificati nel 2025 si faccia riferimento alla risposta al punto 13.1 a).

25.3 La versione Omnibus della CSDDD mantiene obblighi di due diligence verso partner indiretti in presenza di "informazioni plausibili su possibili violazioni". Tra la molteplice documentazione a disposizione, il [report "Terminal Trouble" dell'Environmental Integrity Project \(ottobre 2025\)](#) documenta violazioni sistematiche dei limiti di emissione in tutti i terminal GNL americani operativi nel 2024. Ritene il Consiglio di Amministrazione che questa soglia di due diligence sia soddisfatta?

Si veda risposta n.24.

25.3.1 In caso positivo, per quali ragioni? Quali misure ha adottato o intende adottare Snam?

Si veda risposta n.24.

25.3.2 In caso negativo, per quale ragione ritiene che tali evidenze non siano sufficienti a integrare la soglia prevista dalla direttiva?

Si veda risposta n.24.

26. La Rendicontazione di Sostenibilità 2025 afferma: "Nel 2025, Snam non ha registrato violazioni accertate dei diritti umani lungo la catena del valore a monte e a valle; pertanto, non si è resa necessaria l'attuazione di piani di mitigazione e azioni correttive." Questa formulazione, identica a quella degli anni precedenti, compare in un documento che non contiene alcun riferimento ai terminal GNL americani, ai loro impatti ambientali documentati o agli impatti sulle comunità locali. La Linea Guida 2024 descrive il processo HREDDM come articolato in quattro fasi — identificazione dei rischi, misurazione e trattamento, monitoraggio, reporting — il cui funzionamento è monitorato dalla funzione Business Integrity & Compliance attraverso KPI e KRI, senza che questi dati siano accessibili pubblicamente. Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

26.1 Su quale metodologia specifica si basa la conclusione che nel 2025 non sono state registrate violazioni accertate lungo la catena del valore?

La conclusione si basa sull'assenza, nel 2025, di segnalazioni pertinenti pervenute tramite i canali aziendali di whistleblowing e reclamo, nonché sugli esiti delle attività di due diligence svolte sulle controparti e sulla catena del valore, che non hanno evidenziato violazioni accertate riconducibili ai temi in esame.

26.2 Le 5.786 due diligence condotte nel 2025 hanno incluso una valutazione dei terminal GNL americani da cui origina il gas rigassificato?

Le attività di due diligence previste dal processo di HREDD, come sopra esplicitato, si rivolgono, per quanto concerne la domanda, ai partner commerciali diretti e si inseriscono nel più ampio modello di risk assurance & compliance integrata, il cui presupposto fondamentale è l'adozione di un approccio risk-based che tiene conto sia del principio di business continuity che delle prescrizioni normative applicabili. Anche in considerazione di ciò, le attività di due diligence non hanno incluso una valutazione dei terminal di liquefazione statunitensi, in assenza di un rapporto contrattuale diretto.

26.2.1 In caso negativo, come può Snam affermare l'assenza di violazioni lungo una filiera che non è stata esaminata nella sua componente più critica?

Si veda risposta 26.2.

26.3 I documenti prodotti dal processo HREDDM — valutazioni dei rischi, misure di mitigazione adottate, KPI e KRI — sono documenti interni riservati oppure sono accessibili agli azionisti e agli stakeholder che ne facciano richiesta?

I documenti operativi prodotti nell'ambito del processo HREDD costituiscono documentazione interna a supporto dei presidi di governance e controllo della Società.

26.3.1 Esiste documentazione specifica relativa alla filiera del GNL americano, e se sì, può il Consiglio impegnarsi a renderla disponibile?

Si veda risposta 26.2.

26.4 La Rendicontazione 2025 è la prima redatta ai sensi del D.Lgs. 125/2024 (recepimento CSRD) e sottoposta a "limited assurance" da Deloitte. Il mandato di verifica affidato a Deloitte ha incluso anche la completezza del perimetro della due diligence sui diritti umani — in particolare la verifica che la filiera del GNL americano sia stata inclusa nel processo HREDDM?

La Rendicontazione 2025, redatta ai sensi del D.Lgs. 125/2024 (recepimento della Corporate Sustainability Reporting Directive), è stata sottoposta a incarico di "limited assurance" da parte di Deloitte.

Tale incarico è volto a verificare che non vi siano elementi per ritenere che la rendicontazione non sia redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità agli European Sustainability Reporting Standards (ESRS) e al Regolamento sulla Tassonomia UE. Pertanto, anche in linea con la natura della "limited assurance", la verifica riguarda l'informativa nel suo complesso e non si estende alla valutazione puntuale dell'inclusione di specifiche controparti o filiere.

26.5 Le verifiche di compliance sui fornitori condotte nel 2025 — che includono analisi reputazionale, finanziaria, tecnica e HSEQ — sono state applicate, anche indirettamente, a Venture Global?

No. Venture Global non rientra nel perimetro delle terze parti con cui Snam intrattiene un rapporto contrattuale rilevante ai fini del processo di due diligence.

26.5.1 Questo operatore è al centro di arbitrati internazionali per 4,8-5,5 miliardi di dollari e ha registrato centinaia di deviazioni ambientali. Se sì, con quale esito?

Si veda risposta alla domanda n. 26.5.

26.5.2 Se no, per quale ragione?

Si veda risposta alla domanda n. 26.5.

27. Il Codice Etico Fornitori di Snam viene applicato agli shipper che accedono ai terminal di rigassificazione di Snam?

Il Codice Etico Fornitori di Snam si applica ai fornitori e agli altri soggetti che intrattengono con la Società rapporti contrattuali di fornitura di beni e/o servizi. Gli shipper che accedono ai terminal di rigassificazione di Snam non operano quali fornitori della Società, ma come utenti di un servizio regolato di accesso alla capacità, disciplinato dal Codice di Rigassificazione secondo criteri non discriminatori definiti dall'Autorità di regolazione (ARERA); pertanto, a tali soggetti non si applica il Codice Etico Fornitori.

27.1 In caso negativo, esiste un meccanismo equivalente — contrattuale o regolamentare — che subordini l'accesso degli shipper al rispetto degli standard di diritti umani e ambientali dichiarati da Snam?

Le condizioni di accesso degli shipper ai terminali di rigassificazione Snam sono disciplinate da un regime regolato non discriminatorio, definito dal Codice di Rigassificazione secondo criteri stabiliti dal Regolatore e dalla normativa di settore applicabile. Resta ferma l'applicazione, per tutti gli operatori, delle disposizioni di legge e regolamentari vigenti nei rispettivi ordinamenti.

28. Le clausole ESG contenute nei contratti con i fornitori prevedono il rispetto dei diritti umani lungo tutta la filiera, inclusi i produttori e gli operatori dei terminal GNL da cui origina il gas, o si limitano al rapporto diretto tra Snam e il fornitore immediato?

Si veda risposta n. 24.

28.1 Intende Snam introdurre nei contratti di accesso alla capacità di rigassificazione clausole che condizionino l'accesso degli shipper alla verifica del profilo di diritti umani e ambientale dei terminal da cui origina il GNL?

Si veda risposta n. 24.

Ai fini della declinazione dell'accesso ed erogazione dei servizi, Snam applica condizioni definite sulla base di criteri disposti dall'Autorità di Regolazione (ARERA) nel rispetto del principio di non discriminazione e stabiliti ai sensi del quadro legislativo nazionale e comunitario.

28.2 In caso negativo, per quale ragione questo strumento — esplicitamente previsto dalla Linea Guida 2024 tra le misure di mitigazione — non è ritenuto applicabile al contesto della rigassificazione?

Si veda risposta n. 24.

29. In relazione all'aumento delle importazioni di GNL in Italia e al ruolo crescente delle infrastrutture di rigassificazione gestite e partecipate da Snam, si richiedono chiarimenti sui seguenti aspetti:

29.1 Qual è stato il consumo complessivo di gas in Italia negli anni 2023, 2024 e 2025, nonché

nel primo trimestre del 2026 e quali sono le principali variazioni registrate anno per anno?

Il consumo di gas in Italia negli anni 2023, 2024 e 2025 è stato rispettivamente 61,7 mld mc, 62,2 mld mc e 63,4 mld mc. Il primo trimestre 2026 ha registrato un consumo di ca 21,8 mld mc.

La domanda 2024 è risultata in aumento di ca l'1% rispetto all'anno precedente principalmente per effetto della componente termoelettrica e dei prelievi del settore civile.

La domanda 2025 registra un +2% rispetto all'anno precedente principalmente per effetto del consumo termoelettrico.

29.2 In che misura i volumi di gas rigassificati presso i terminali italiani (Panigaglia, OLT Offshore LNG Toscana, FSRU Italis LNG e Adriatic LNG, BW Singapore) hanno contribuito a soddisfare la domanda nazionale nei periodi sopra indicati?

Di seguito la copertura percentuale della domanda gas garantita da ogni terminale.

	2023	2024	2025
PIOMBINO	2%	6%	7%
RAVENNA	0%	0%	3%
PANIGAGLIA	4%	2%	3%
CAVARZERE	14%	15%	14%
LIVORNO	6%	2%	7%
Incidenza GNL su domanda complessiva	26%	25%	34%

29.3 Qual è il confronto tra la domanda nazionale di gas e la capacità complessiva di rigassificazione disponibile in Italia per gli anni 2023, 2024 e 2025, nonché per il primo trimestre 2025?

Con riferimento alla domanda gas si faccia riferimento a quanto riportato alla precedente risposta 29.1.

La capacità complessiva dei terminali di rigassificazione risulta pari a ca 19,5 mld mc nel 2023, ca 19 mld mc nel 2024, ca 25 mld mc nel 2025 e ca 7 mld mc nel primo trimestre 2026.

29.4 Sulla base delle attuali previsioni di domanda, la capacità di rigassificazione installata risulta sovradimensionata, adeguata o insufficiente? Si richiede di specificare i dati e gli eventuali margini di inutilizzo della capacità disponibile ad oggi.

Con l'azzeramento dei flussi gas dalla Russia, il ricorso al GNL come fonte di approvvigionamento è considerato strategico. Con riferimento ai tassi di utilizzo, si registra un utilizzo medio dei terminali negli ultimi 3 anni superiore all'80%.

29.5 Quali sono le previsioni di domanda di GNL a medio termine (2026–2031) e come queste si confrontano con la capacità infrastrutturale esistente e pianificata per i prossimi anni?

Il GNL continuerà a rivestire un ruolo centrale nel mix di approvvigionamento nazionale; la capacità di rigassificazione del GNL in Italia e relativa pianificazione sono coerenti con questo presupposto.

30. La Rendicontazione di Sostenibilità 2025 definisce un perimetro di rendicontazione allineato all'area di consolidamento del bilancio, escludendo quindi le partecipazioni non consolidate. In questo contesto, Adriatic LNG (Porto Viro, Rovigo) e OLT Offshore LNG Toscana (Livorno), pur essendo partecipazioni rilevanti, non risultano incluse in modo completo nella rendicontazione di sostenibilità, pur essendo in alcuni casi considerate limitatamente a specifiche metriche. Si tratta di un aspetto di rilievo: Snam detiene il 30% di Adriatic LNG — il terminal con la maggiore capacità tecnica del Paese, pari a 9,5 miliardi di mc/anno — e il 49,07% di OLT (fino a dicembre 2025), con una capacità di 5 miliardi di mc/anno. I tre terminal inclusi nel perimetro di rendicontazione — Panigaglia, Italis (Piombino) e BW Singapore (Ravenna) — sono tutti di proprietà al 100% di Snam e hanno una capacità complessiva di circa 13,5 miliardi di mc/anno. Ne deriva che la rendicontazione copre in modo sistematico gli asset direttamente controllati, mentre asset infrastrutturali strategici riconducibili a partecipazioni rilevanti risultano inclusi solo parzialmente o indirettamente. La Linea Guida 2024 afferma che si applica a Snam e "nell'ambito dell'attività di direzione e coordinamento, a tutte le società controllate", ed è portata a conoscenza delle "altre società partecipate". Il 7 aprile 2026, [MF e Staffetta Quotidiana](#) riportano che IFM Investors, Vitol e ADNOC — i tre soci di VTTI, che controlla il 70% di Adriatic LNG — starebbero valutando la cessione della maggioranza di VTTI stessa.

Tanto premesso, si chiede di indicare se Snam sia stata coinvolta o informata formalmente del processo di vendita?

Il perimetro della Rendicontazione di Sostenibilità è definito in coerenza con quanto previsto dalla normativa CSRD e dai relativi standard ESRS, che richiedono un allineamento con l'area di consolidamento del bilancio.

In questo contesto, le partecipazioni non consolidate, come Adriatic LNG e OLT, non rientrano nel perimetro di rendicontazione integrale, pur essendo considerate, ove rilevante, attraverso specifiche metriche o informazioni qualitative, in linea con i principi di materialità e trasparenza.

Resta ferma l'attenzione del Gruppo verso tali asset anche sotto il profilo della sostenibilità, in particolare attraverso attività di monitoraggio e dialogo con le società partecipate, coerentemente con il ruolo di azionista e con il livello di influenza esercitato.

Snam non ha ricevuto comunicazioni dagli azionisti di VTTI circa la possibile cessione – in tutto o in parte - delle proprie partecipazioni nella stessa. La partecipazione di Snam in Adriatic LNG non risulta essere impattata dall'eventuale processo di vendita.

30.1 Adriatic LNG ha adottato una propria politica sui diritti umani e una propria procedura HREDDM coerente con quella di Snam?

La società non è controllata da Snam e opera con una propria autonomia giuridica e

gestionale; pertanto, la Linea Guida per il Rispetto dei Diritti Umani (2024) di Snam non trova applicazione diretta, ma è portata a conoscenza delle società partecipate nell'ambito delle prerogative di governance correlate alla partecipazione detenuta.

30.2 La Linea Guida 2024 è stata formalmente trasmessa ad Adriatic LNG e, in caso affermativo, con quali modalità e tempistiche?

La Linea Guida per il Rispetto dei Diritti Umani (2024) è stata portata a conoscenza delle società partecipate, inclusa Adriatic LNG, nell'ambito delle ordinarie interlocuzioni di governance successive alla sua approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione di Snam nel novembre 2024, in coerenza con quanto previsto dalla Linea Guida stessa per le società non controllate.

30.3 Considerato che Adriatic LNG non è inclusa integralmente nella Rendicontazione di Sostenibilità, come garantisce Snam una copertura sistematica dei rischi ambientali e di diritti umani relativi a questo asset?

La società Adriatic LNG non è consolidata da Snam, che gestisce la partecipazione sulla base dei diritti di governance previsti dalla propria quota, pari al 30%. I rischi e le opportunità collegate a tutte le società, internazionali ed italiane, non consolidate sono, ove rilevanti per Snam, tracciati nel modello di Risk Management.

30.4 Il possibile riassetto della compagine azionaria di VTTI apre scenari che potrebbero modificare la struttura di governance di Adriatic LNG. Snam sta valutando di esercitare un eventuale diritto di prelazione per aumentare ulteriormente la propria quota — come aveva fatto nel 2024 salendo dal 7,3% al 30%?

Come indicato nella risposta alla domanda 30, Snam non ha ricevuto comunicazioni dagli azionisti di VTTI circa la possibile cessione – in tutto o in parte - delle proprie partecipazioni nella stessa, né è a conoscenza della struttura di tale potenziale operazione. Pertanto, allo stato non è possibile valutare se l'implementazione di una tale operazione possa o meno integrare i presupposti per l'esercizio di un eventuale diritto di prelazione da parte di Snam, in quanto tale valutazione potrà essere effettuata solo una volta che saranno noti alla stessa i dettagli e la struttura di tale potenziale operazione.

30.5 La Linea Guida 2024 prevede che la due diligence HREDDM si applichi anche alle operazioni di M&A: è stata condotta una valutazione specifica dei rischi di violazione dei diritti umani in relazione a questo scenario?

Con riferimento allo scenario ipotizzato, è stata effettuata una valutazione preliminare dalla quale emerge che l'eventuale riassetto della compagine azionaria a monte, allo stato, non comporta l'instaurazione di nuove relazioni commerciali dirette né determina variazioni materiali del perimetro o del ruolo esercitabile dalla Società. Eventuali evoluzioni successivamente rilevanti saranno comunque oggetto di analisi secondo un approccio risk-based, in coerenza con la Linea Guida 2024.

30.6 Può il Consiglio impegnarsi a fare dell'adesione agli standard di sostenibilità di Snam una condizione esplicita in qualsiasi futura modifica degli accordi tra azionisti di Adriatic LNG?

Snam ha sempre l'ambizione di trasferire, attraverso l'esercizio e nei limiti dei propri diritti di governance, alle proprie partecipazioni non consolidate le best practice – finanziarie, operative, di governance e di sostenibilità - adottate dalla società.

30.6 Vitol — azionista al 45% di VTTI e quindi co-controllante del 70% di Adriatic LNG — [ha firmato a marzo 2026 un contratto quinquennale con Venture Global](#) per 1,5 MTPA di GNL da Calcasieu Pass e Plaquemines LNG in Louisiana, tra i terminal americani con il maggior numero documentato di violazioni ambientali. Come valuta Snam il fatto che il suo socio di riferimento in Adriatic LNG sia anche un potenziale vettore di GNL di provenienza Venture Global verso il terminal di Rovigo?

Snam non entra nelle dinamiche di compravendita della materia prima e non è pertanto coinvolta nella scelta dei relativi fornitori.

30.6.1 Questo elemento è stato considerato nel processo di due diligence?

La società svolge sempre nei processi di acquisizione di nuovi asset attività di due diligence su vari ambiti tra cui i temi ESG ritenuti materiali. Per i motivi già esposti in precedenza – si veda domanda precedente – il tema non è considerato materiale.

30.7 La Linea Guida 2024 stabilisce che il Consiglio di Amministrazione è direttamente responsabile della sua approvazione e della supervisione della sua applicazione. Con quale frequenza il CdA riceve aggiornamenti sull'applicazione del processo HREDDM alla filiera del GNL americano?

Il Consiglio di Amministrazione di Snam è responsabile dell'approvazione della Linea Guida. L'Amministratore Delegato, a conferma dell'impegno della Società nella promozione di una cultura di rispetto e tutela dei Diritti Umani, si impegna a diffondere, anche per il tramite delle funzioni aziendali preposte i principi espressi nella Linea Guida sul Rispetto dei Diritti Umani (2024). La funzione Business Integrity & Compliance è responsabile della definizione e implementazione del relativo modello di Compliance.

Alla data attuale non sono stati tuttavia forniti aggiornamenti specificamente dedicati all'applicazione del processo HREDDM alla filiera del GNL americano, in quanto tale segmento non rientra nel perimetro operativo presidiato dal modello, in assenza di rapporti commerciali diretti e di una capacità di influenza effettiva della Società.

30.8 Questo tema è stato oggetto di discussione in sede consiliare nel corso del 2025?

(si veda risposta alla domanda n. 30.7).

30.9 Può il CdA confermare di essere a conoscenza del quadro di violazioni documentato dall'Environmental Integrity Project nell'ottobre 2025?

(si veda risposta alla domanda n. 30.7).

31. La Linea Guida 2024 prevede che il processo di risk identification debba includere la valutazione degli impatti negativi effettivi e potenziali prima che si instaurino nuove relazioni commerciali. [A partire da giugno 2026 arriveranno al terminal di Rovigo carichi GNL aggiuntivi dal terminal Golden Pass in Texas](#) di QatarEnergy ed ExxonMobil. Il Piano Strategico 2026- 2030, che prevede investimenti per 14 miliardi di euro con una quota significativa destinata alle infrastrutture di rigassificazione, non menziona i rischi di diritti umani e ambientali connessi alla crescente dipendenza dal GNL americano tra i fattori considerati nella pianificazione. Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

31.1 È stato condotto un assessment specifico dei rischi di diritti umani e ambientali associati al terminal Golden Pass prima dell'avvio delle forniture verso Rovigo previste per giugno 2026?

si veda risposta alla domanda n. 24.

31.1.1 In caso negativo, per quale ragione questo obbligo — espressamente previsto dalla Linea Guida 2024 per le nuove relazioni commerciali — non è stato applicato?

si veda risposta alla domanda n. 24.

31.2 Il Piano Strategico 2026-2030 incorpora una valutazione dei rischi di diritti umani e ambientali connessi all'espansione delle infrastrutture di rigassificazione e alla crescente quota di GNL americano?

Il Piano Strategico 2026–2030 è sviluppato tenendo conto di un insieme articolato di analisi di rischio che il Risk Management contribuisce a elaborare e integrare nei principali processi decisionali.

Tali analisi includono, tra le altre, valutazioni relative a profili ambientali, sociali e di diritti umani, nonché approfondimenti su specifiche dinamiche di mercato ed energetiche – tra cui, ad esempio, l'evoluzione del GNL e delle relative catene di approvvigionamento.

Il contributo del Risk Management si inserisce in un quadro più ampio e integrato, che coinvolge diverse funzioni aziendali, con l'obiettivo di supportare una valutazione complessiva, coerente e risk-informed delle scelte strategiche.

31.2.1 Quali meccanismi di governance interna garantiscono che questi rischi siano sistematicamente considerati nelle decisioni di investimento?

- **Il Consiglio di Amministrazione ha un ruolo di indirizzo e supervisione sui temi ESG e sui rischi rilevanti, supportato da comitati interni (es. Controllo e Rischi e Sostenibilità).**
- **I processi di investimento prevedono passaggi strutturati (es. Investment Committee) in cui i rischi – inclusi quelli ESG – sono formalmente valutati prima dell'approvazione.**
- **La funzione Enterprise Risk Management (ERM) integra i rischi ambientali e sociali nel framework complessivo di gestione dei rischi, con monitoraggio periodico e reporting al top management e al CdA.**
- **Sono inoltre previsti codici e policy interne (Codice Etico, Politica sui diritti umani, policy HSE e supply chain) che guidano le decisioni operative e di investimento.**
- **Sistemi di controllo interno e audit verificano l'effettiva applicazione delle policy e dei presidi di rischio.**

31.3 I terminal FSRU di Piombino (Italis) e Ravenna (BW Singapore) sono di proprietà al 100% di Snam e gestiti direttamente. La Rendicontazione di Sostenibilità 2025 non riporta alcuna procedura di due diligence specifica sulla provenienza del GNL ricevuto in questi terminal. Per quale ragione terminal sotto il pieno controllo azionario di Snam non sono dotati di tali procedure?

Similarmente a quanto già indicato nella risposta alla domanda 24 con riferimento agli operatori “terminal GNL statunitensi”, gli operatori dei terminal di provenienza del GNL non rientrano in perimetro.

32. Il [report "Terminal Trouble" dell'Environmental Integrity Project \(ottobre 2025\)](#) documenta che tutti i terminal GNL americani operativi nel 2024 hanno violato i propri limiti di emissione nell'arco degli ultimi cinque anni. La risposta sistematica delle autorità texane e louisianesi è stata quella di aumentare i limiti invece di sanzionare. Tra i casi più rilevanti: Sabine Pass LNG (Cheniere) ha emesso 6,9 milioni di tonnellate di gas serra nel 2023 ed è stato in non-conformità con il Clean Air Act ogni trimestre degli ultimi tre anni; Corpus Christi LNG (Cheniere) ha registrato 59 eventi emissivi non autorizzati tra il 2016 e il 2025 — il numero più alto tra tutti i terminal americani — con il Texas che ha risposto raddoppiando il limite per i composti organici volatili invece di sanzionare; Cameron LNG (Louisiana) è stato in non-conformità con il Clean Air Act per 11 dei 12 trimestri precedenti, con almeno 89 episodi di emissioni di benzene — sostanza cancerogena — tra il 2019 e il 2025. Calcasieu Pass LNG (Venture Global) ha generato 3,1 milioni di tonnellate di gas serra nel 2023 ed è al centro di arbitrati internazionali per inadempimenti contrattuali verso clienti come BP, Shell, Edison, Repsol, Orlen e Sinopec, per un valore complessivo dichiarato di 4,8-5,5 miliardi di dollari. La Linea Guida 2024 stabilisce che il processo di risk identification deve considerare impatti negativi effettivi e potenziali derivanti dalle relazioni commerciali. Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

32.1 Il quadro documentato di violazioni sistematiche nei terminal GNL americani — pubblicato dall'Environmental Integrity Project nell'ottobre 2025, quindi anteriore alla chiusura dell'esercizio di rendicontazione 2025 — è stato considerato nel processo HREDDM del 2025?

Si veda risposta alla domanda n. 24.

32.1.1 In caso negativo, come si giustifica questa omissione alla luce dell'obbligo di risk identification previsto dalla Linea Guida 2024?

Si veda risposta alla domanda n. 24.

33. La Linea Guida 2024 identifica tra i salient human rights il diritto a un ambiente sano e i diritti economici, sociali e culturali delle comunità locali. Tuttavia, la Rendicontazione 2025 afferma che "nel 2025 non sono pervenute segnalazioni correlate alla contravvenzione dei diritti umani di comunità interessate" e limita le proprie valutazioni alle comunità direttamente interessate italiane. Questa analisi non considera gli impatti lungo le filiera del GNL, come quella negli Stati Uniti. Nel 2022, il Relatore Speciale delle Nazioni Unite per i Diritti Umani e l'Ambiente David Boyd [ha identificato](#) Cancer Alley — la fascia industriale della Louisiana che ospita la maggior concentrazione di terminal GNL degli Stati Uniti - tra le "sacrifice zones" più inquinate al mondo. Il [rapporto "We're Dying Here" di Human Rights Watch \(gennaio 2024\)](#), documenta inoltre gravi impatti sanitari nelle comunità locali, prevalentemente afroamericane e a basso reddito. Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

33.1 La Rendicontazione 2025 afferma che Snam non ha evidenza di incidenti significativi legati ai diritti umani nelle comunità interessate. Questa affermazione include anche le comunità colpite dai terminal GNL americani nella filiera di Snam?

Si veda risposta alla domanda n. 24.

33.1.1 In caso negativo, il rapporto del Relatore Speciale ONU e il rapporto Human Rights Watch — entrambi pubblici e anteriori alla chiusura dell'esercizio 2025 — non costituiscono "informazioni plausibili su possibili violazioni" ai sensi della stessa Linea Guida 2024?

Si veda risposta alla domanda n. 24.

33.2 Il terminal Corpus Christi LNG di Cheniere ha violato i propri limiti di emissione centinaia di volte dal 2018, con impatti documentati sulla salute delle comunità ispaniche e afroamericane a basso reddito di Gregory, Taft e Portland in Texas. Le autorità texane hanno risposto aumentando i limiti di emissione invece di sanzionare ([Reuters, giugno 2022](#)). Secondo le Linee Guida OCSE — richiamate esplicitamente dalla Politica in materia di Diritti Umani di Snam — le imprese sono tenute ad affrontare impatti negativi sui diritti umani anche quando sono collegate ad essi attraverso relazioni commerciali indirette. Il collegamento tra Snam e il terminal Corpus Christi LNG — attraverso la rigassificazione del GNL prodotto in quel terminal — configura, ad avviso del Consiglio di Amministrazione, un tale collegamento?

Snam riconosce i principi contenuti nelle Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali, come richiamati nella propria Linea Guida sui Diritti Umani.

La valutazione dell'esistenza di un eventuale collegamento è effettuata, sulla base di un approccio risk-based che fa riferimento: i) alla natura della relazione commerciale; ii) al ruolo ricoperto nella catena del valore; iii) al grado di influenza esercitabile.

Tenuto conto dell'assenza di un coinvolgimento operativo o contrattuale nel terminal Corpus Christi LNG, non si ravvisano elementi tali da configurare un coinvolgimento diretto o indiretto tale da poter esercitare un'influenza significativa della Società rispetto alle attività del sito.

Il rispetto dei limiti emissivi e la loro eventuale revisione rientrano nel quadro normativo e regolatorio applicabile, definito e presidiato dalle autorità competenti.

33.3 Cameron Parish (Louisiana) ospita Calcasieu Pass LNG e Plaquemines LNG di Venture Global, Cameron LNG e numerosi altri terminal in costruzione. Secondo Earthjustice, almeno sei degli otto blocchi censuari nel raggio di 15 miglia dai terminal alla foce del Calcasieu River sono costituiti prevalentemente da comunità di colore e/o a basso reddito. [Nell'ottobre 2025, un giudice di Cameron Parish ha sospeso il permesso per il terminal Commonwealth LNG](#), rilevando una violazione costituzionale per mancata valutazione degli impatti cumulativi sulle comunità. Nell'agosto 2025, un incidente di dragaggio nel canale di accesso a Calcasieu Pass LNG ha contaminato pesci, ostriche e gamberi su un'ampia area, con conseguenze che i pescatori di Cameron Parish descrivono come già irreversibili per le loro attività tradizionali. La Politica in materia di Diritti Umani di Snam afferma che l'azienda tutela la dignità, le libertà e il benessere delle comunità. Ritiene il Consiglio di Amministrazione che questa tutela si estenda anche alle comunità colpite dalla filiera del GNL che Snam rigassifica?

Si veda risposta alla domanda n. 33.2.

33.4 Il [report "Liquefying the Gulf Coast" del Bullard Center for Environmental and Climate Justice \(Texas Southern University, 2024\)](#) documenta che le decisioni di localizzazione dei

terminal GNL in Texas e Louisiana riproducono storici schemi di razzismo ambientale, con impianti sistematicamente collocati in aree a maggioranza afroamericana e ispanica, dove si registrano tassi di asma e cancro significativamente superiori alle medie nazionali. La Linea Guida 2024 identifica tra i gruppi vulnerabili cui Snam presta particolare attenzione le "comunità locali". Come valuta Snam la dimensione del razzismo ambientale nell'ambito dei propri salient human rights relativi alla filiera del GNL americano?

Si veda risposta alla domanda n. 24.

34. La Linea Guida 2024 dedica un capitolo specifico allo "Stakeholder Engagement" e prevede meccanismi di reclamo accessibili anche a soggetti terzi lungo la catena del valore. La Rendicontazione 2025 afferma che nel 2025 non sono pervenute segnalazioni tramite il canale whistleblowing relative a violazioni dei diritti umani delle comunità interessate. Tuttavia, il canale whistleblowing è strutturato primariamente per dipendenti e soggetti con cui Snam ha un rapporto diretto — non per le comunità di Cameron Parish, di Corpus Christi o di Gregory, Texas, che non hanno alcun rapporto contrattuale con Snam e che difficilmente sarebbero in grado di accedervi. Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

34.1 Il sistema di whistleblowing di Snam è accessibile alle comunità colpite dai terminal GNL americani o alle organizzazioni che le rappresentano?

Il sistema di whistleblowing di Snam è accessibile, attraverso i canali dedicati disponibili sul sito istituzionale, a tutti i soggetti che abbiano titolo a segnalare, inclusi stakeholder esterni quali terze parti, partner commerciali e altri portatori di interesse.

La Società garantisce la gestione delle segnalazioni nel rispetto dei principi di riservatezza, protezione del segnalante e divieto di ritorsione, in linea con il proprio sistema di compliance.

34.1.1 In caso contrario, come intende Snam garantire meccanismi di reclamo effettivi per questi soggetti, come richiesto dai Principi Guida ONU su Imprese e Diritti Umani a cui la Linea Guida 2024 esplicitamente si riferisce?

Si veda risposta 34.1.

34.2 Intende Snam commissionare una valutazione indipendente degli impatti sui diritti umani e sull'ambiente dei terminal di liquefazione americani da cui origina il gas rigassificato — incluso il terminal Golden Pass, le cui forniture verso Rovigo sono attese da giugno 2026?

Si veda risposta alla domanda n. 24.

34.2.1 Con quale tempistica?

Si veda risposta alla domanda n. 24.

34.2.2 Con quale soggetto terzo indipendente?

Si veda risposta alla domanda n. 24.

34.2.3 I risultati verranno resi pubblici?

Si veda risposta alla domanda n. 24.

34.2.4 In caso negativo, come intende il Consiglio dimostrare che il processo HREDDM, applicato senza valutazioni di campo indipendenti, è effettivamente in grado di identificare violazioni dei diritti umani nella filiera del GNL americano?

Si veda risposta alla domanda n. 24.

34.3 Le comunità di Texas e Louisiana colpite dai terminal GNL americani hanno già portato la loro battaglia davanti agli azionisti di banche finanziatrici di questi progetti. Intende Snam stabilire un canale di dialogo diretto con queste comunità, come previsto dal proprio modello di stakeholder engagement?

La Politica di stakeholder engagement di Snam si applica in via prioritaria alle attività direttamente gestite dalla Società, in particolare nel contesto dei processi autorizzativi e di realizzazione delle proprie infrastrutture.

In linea generale, la Società mantiene un approccio aperto all’ascolto dei propri stakeholder, anche attraverso i canali di comunicazione e segnalazione disponibili sul sito istituzionale. Eventuali richieste o segnalazioni provenienti da ulteriori portatori di interesse sono valutate caso per caso e con le modalità ritenute più adeguate, tenendo conto della loro rilevanza, della connessione con le attività della Società e del grado di influenza esercitabile.

34.3.1 Con quale modalità e tempistica?

(si veda risposta alla domanda n. 34.3).

35. Qual è la spesa complessiva prevista dal Piano Decennale 2025-34?

Nel Piano Decennale 2025–2034 di Snam Rete Gas, l’ammontare degli investimenti complessivi nel periodo 2025–2034 si colloca nell’ordine di circa 26–27 miliardi di euro, includendo sia i progetti già approvati sia quelli pianificati per lo sviluppo e il potenziamento della rete, la sicurezza del sistema e l’integrazione con le nuove infrastrutture energetiche.

36. A che punto sono i lavori relativi al terminal di ricezione a Gela e connessione alla rete di trasporto italiana legati alla costruzione del gasdotto Gela-Malta “Melita Trans Gas Hydrogen Ready Pipeline”?

I lavori di connessione alla rete di trasporto Snam verranno avviati solamente a valle della decisione finale di investimento sul progetto del gasdotto Gela – Malta, che allo stato attuale risulta ancora in fase di definizione.

36.1 Per quando è prevista la FID del progetto?

La FID del progetto di connessione verrà presa a valle della FID del progetto Gela – Malta, che allo stato attuale non risulta ancora essere stata intrapresa.

36.2 Quali sono i tempi di costruzione previsti?

Allo stato attuale i tempi di costruzione devono ancora essere definiti.

37. Nelle sue controdeduzioni alle osservazioni di ReCommon al piano decennale gas presentato ad ARERA, Snam scrive a pag 7 che “Il limite di blending del 2%, stabilito dalla

normativa, non comporta modifiche sostanziali dei gasdotti esistenti e dei materiali con cui è costruita la rete. Le norme prevedono la possibilità di un futuro ampliamento in base agli studi e sperimentazioni in corso” e più avanti che “Le analisi hanno evidenziato come la quasi totalità della rete è idonea al trasporto di idrogeno.”

37.1 Snam può chiarire quindi se l’affermazione “Le analisi hanno evidenziato come la quasi totalità della rete è idonea al trasporto di idrogeno” fa riferimento all’idoneità a trasportare il “limite di blending del 2% di idrogeno” previsto dalla normativa?

Le analisi effettuate sono state condotte per verificare la compatibilità della rete esistente con il trasporto di miscele gassose con un contenuto di idrogeno fino al 100% in volume.

Le specifiche di qualità per il trasporto di gas naturale ad oggi previste dalla normativa in vigore consentono il trasporto di gas naturale con una concentrazione volumetrica di idrogeno fino al 2%. La totalità della attuale rete Snam adibita al trasporto di gas metano è idonea al trasporto di miscele di idrogeno con tali caratteristiche.

37.1.1 Se no, a quale percentuale di idrogeno fa riferimento?

Si veda risposta precedente.

38. Sempre nelle controdeduzioni alle osservazioni di ReCommon al Piano decennale presentato ad ARERA, Snam dichiara che “il progetto relativo alla dorsale per il trasporto di idrogeno è stato sviluppato sulla base della domanda di idrogeno stimata nel documento di scenario 2024, considerando le informazioni relative ai progetti di cui si ha evidenza, nonché le stime contenute all’interno della Strategia Nazionale Idrogeno”. Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

38.1 Snam riconosce l’opportunità di rivedere il piano infrastrutturale, tanto più se riportato “a soli fini informativi” sulla base dei target europei rivisti?

Il progetto relativo alla dorsale per il trasporto di idrogeno è adeguato a soddisfare un fabbisogno infrastrutturale di trasporto coerente con le stime contenute all’interno della Strategia Nazionale Idrogeno e con i target europei. L’infrastruttura che verrà realizzata dipenderà dall’evoluzione del mercato per soddisfare i fabbisogni di trasporto degli utenti, nonché dal relativo quadro regolatorio.

38.2 Qual è il costo attualizzato al 2026 del progetto della dorsale previsto da Snam?

La quota prevista nel Piano Strategico 2026-2030 per la realizzazione della dorsale di trasporto dell’idrogeno è di 3,6 miliardi di euro.

38.3 Quale il piano di remunerazione del ricavo atteso da Snam?

Le infrastrutture di trasporto di idrogeno saranno soggette a regime regolato coerentemente alle disposizioni di cui alla Direttiva CE 2024/1788. Lo specifico trattamento economico, non ancora definito dall’Autorità di regolazione, si prevede avverrà in coerenza con le disposizioni già applicate alle infrastrutture gas, tenendo conto delle specificità connesse al business in oggetto.

38.4 Quale il costo stimato di mantenimento dell’infrastruttura, per quale percentuale di trasporto di idrogeno?

I costi attualmente stimabili per il mantenimento dell'infrastruttura di trasporto dedicata al trasporto di idrogeno (indipendentemente dal tenore di idrogeno), non si discostano significativamente da quelli attuali necessari per la gestione dell'infrastruttura per il trasporto di gas naturale.

39. Rispetto alla sostenibilità economica del progetto CCS Pianura Padana e CCS di Ravenna, nel piano strategico 2026-2030, nelle proprie controdeduzioni Snam parla di potenziale domanda e competitività della CCS (pag 20) ma elude di rispondere sull'aspetto che riguarda la sostenibilità economica del progetto in vista del mantenimento dello stoccaggio nel lungo termine.

39.1 Qual è il risultato dell'analisi dei costi e benefici realizzata da Snam a giustificazione del progetto CCS Pianura Padana e Ravenna CCS, progetto unico di fatto di trasporto e stoccaggio della CO2?

In merito al progetto di Ravenna CCS, è opportuno precisare che l'Analisi Costi-Benefici (CBA) rappresenta uno strumento decisionale interno per la Final Investment Decision (FID) del Proponente che dunque potrà essere svolto a supporto di tale decisione, a oggi pianificata nel 2027.

Come già precisato nelle sedi istituzionali competenti, i risultati di dettaglio di tale analisi non costituiscono parte integrante del fascicolo dello Studio di Impatto Ambientale (SIA), in quanto la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) è volta ad accertare la compatibilità tecnica ed ecologica dell'opera, non i parametri economico-finanziari di business.

Tuttavia, un'analisi costi benefici effettuata con la metodologia JRC suggerita dalla Commissione Europea per finalità diverse dalla FID ha confermato la piena sostenibilità del progetto all'interno del piano di decarbonizzazione nazionale, evidenziando come l'infrastruttura CCS rappresenti una soluzione efficiente per la gestione delle emissioni hard-to-abate, garantendo al contempo la creazione di valore nel lungo periodo e, nel caso del repurposing delle linee esistenti, la resilienza degli asset infrastrutturali del Gruppo.

40. La metodologia Asset Health prevede l'indicatore "H2 Readiness" che fa riferimento alla sola compatibilità tecnica dell'asset al trasporto di idrogeno. Il documento "Metodologia di valutazione dello stato di salute delle infrastrutture di trasporto del gas naturale (Asset Health Methodology)" pubblicato da Snam in risposta alla delibera 195/2022/R//Gas definisce l'indicatore H2 Readiness dei gasdotti, che dovrebbe chiarire l'aspetto della compatibilità tecnica della rete al trasporto di idrogeno. Al netto che, da quanto dichiara Snam, la metodologia si riferisce alle sole condotte di trasporto (lasciando in divenire la definizione di una metodologia per le centrali di pressurizzazione, i depositi di stoccaggio e i terminal LNG), non è chiaro quali siano le quantità di idrogeno di riferimento e quali le variazioni MOP previste. Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

40.1 Snam conferma che la lunghezza dei metanodotti della rete di trasporto risultati in "classe A" al 31/12/2025 è pari a 3999,6 km?

40.1.1 Se no, a quanti km corrisponde?

La lunghezza totale dei metanodotti costituenti la rete di trasporto sottoposta a classificazione Asset Health risultati in "classe A" è pari a 3999,6 km.

40.1.2 Quali sono le tratte categorizzate come "classe A"?

Informazione sensibile.

40.2 Snam conferma che la lunghezza dei metanodotti della rete di trasporto risultati in “classe B” al 31/12/2025 è pari a 4238,5 km?

40.2.1 Se no, a quanti km corrisponde?

La lunghezza totale dei metanodotti costituenti la rete di trasporto sottoposta a classificazione Asset Health risultati in “classe B” è pari a 4238,5 km.

40.2.2 Quali sono le tratte categorizzate come “classe B”?

Informazione sensibile.

40.3 Snam conferma che la lunghezza dei metanodotti della rete di trasporto risultati in “classe C” al 31/12/2025 è pari a 1755,9 km?

40.3.1 Se no, a quanti km corrisponde?

La lunghezza totale dei metanodotti costituenti la rete di trasporto sottoposta a classificazione Asset Health risultati in “classe C” è pari a 1755,9 km.

40.3.2 Quali sono le tratte categorizzate come “classe C”?

Informazione sensibile.

40.4 Nel definire la compatibilità tecnica come attributo qualitativo, un gasdotto “Pronto per miscele fino al 100% di H2 con riduzioni MOP” sarebbe pronto a trasportare il 100% di H2?

Si, coerentemente a quanto indicato dalla definizione del cluster di appartenenza, come indicato nel par. 5.4.1 del piano decennale.

40.4.1 E con quali percentuali di riduzioni di MOP?

La riduzione di MOP è propria di ciascun gasdotto, e definibile applicando le prescrizioni della ASME B.31.12.

Si precisa, come indicato nella metodologia che “la normativa di riferimento in tale area è in costante evoluzione. Attualmente ai fine della valutazione della compatibilità si fa prevalentemente riferimento alla norma ASME B 31.12. Tali valutazioni dovranno essere aggiornate coerentemente con la definizione degli standard e della normativa a livello comunitario e nazionale.” (in corso di definizione).

40.4.2 Come si distingue da un gasdotto “Pronto per miscele fino al 100% di H2 senza riduzioni MOP”?

L'appartenenza di un metanodotto a questa famiglia (o ad altre) è conseguenza di un'analisi tecnica che prende in considerazione diverse caratteristiche dimensionali, meccaniche e di esercizio della condotta in esame.

40.5 Come mai, al contrario di altri indicatori, Snam non ha incluso la formula di riferimento per l'indicatore H2 Readiness?

L'indicatore di hydrogen-readiness è funzione di una analisi tecnica delle caratteristiche del singolo gasdotto e quindi non definibile mediante una formula analitica.

41. Snam dichiara che le tratte adattate per retrofitting/repurposing al futuro trasporto di idrogeno che sono già entrate in esercizio sono: Rimini-San Sepolcro, S.Salvo-Biccari, Ravenna Mare-Ravenna Terra.

A tal proposito, Snam può specificare quali percentuali di idrogeno sarebbero adatte a trasportare?

I metanodotti indicati fanno parte di tratte oggetto di sostituzione già entrate in esercizio. Tali tratte sono realizzate con materiali hydrogen-ready in relazione alle MOP di progetto

41.1 Con quali percentuali di riduzioni di MOP?

Nessuna riduzione in quanto tali tratte sono realizzate con materiali H2 ready in relazione alle MOP di progetto.

42. Rispetto agli interventi di retrofitting, Snam dichiara nel 2025 che è prevista l'installazione di elettro compressori in 18 delle centrali di compressione e spinta, che necessiteranno di 500 GWh nel 2032 per assestarsi attorno ai 350 GWh nel 2040. Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

42.1 Snam conferma queste stime o può in caso attualizzarle?

In base a quanto indicato nell'ultimo piano societario si prevede l'installazione di 17 elettrocompressori alcuni dei quali in sostituzione altri in aggiunta rispetto alla potenza ad oggi installata.

42.2 Sono stati stipulati dei contratti di fornitura di energia elettrica per cui erano in corso le gare nel 2025?

Si, sono stati stipulati i contratti di fornitura di energia elettrica con decorrenza 01/07/2025.

42.2.1 Se sì, chi sono le controparti contrattuali e/o i fornitori?

Le controparti contrattuali sono i fornitori: ENI PLENITUDE S.P.A. e AGSM AIM ENERGIA S.P.A.

42.3 Quali sono le relative condizioni contrattuali?

Le condizioni contrattuali, della durata di 24 mesi, prevedono la fornitura di energia a prezzo indicizzato PUN + spread. È inoltre prevista la possibilità di esercitare, con cadenza trimestrale, l'opzione di passaggio a un prezzo fisso, su richiesta al fornitore.

42.4 In ogni caso, l'energia fornita sarà al 100% da fonti rinnovabili?

L'energia fornita prevede l'acquisizione delle Garanzie d'Origine da fonti rinnovabili. A partire dal 2027, la fornitura sarà costituita al 100% da energia elettrica con Garanzia d'Origine da fonti rinnovabili.

43. È stato completato lo studio di fattibilità relativo alla ITAHB?

Lo studio di fattibilità per la rete di trasporto italiana dell'idrogeno è in fase di elaborazione.

43.1 Snam prevede di pubblicarlo?

La pubblicazione dello studio di fattibilità così come di altri documenti rilevanti ai fini del processo autorizzativo sarà effettuata ove prevista dalla normativa nazionale e comunitaria.

44. Il piano investimenti di Snam per il periodo 2026-2030 parla di investimenti totali di 14 miliardi di euro. Di questi, 9,2 miliardi di euro sono destinati al business del trasporto.

44.1 A tal proposito, Snam può dettagliare le infrastrutture interessate da questa voce del piano investimenti, e per quale tipo di interventi?

Nel Piano Strategico 2026–2030 Snam indica circa 9,2 miliardi di euro di investimenti destinati al business del trasporto, riferiti principalmente allo sviluppo, al potenziamento e alla resilienza della rete nazionale di gasdotti.

In termini di infrastrutture, questa voce include in primo luogo i grandi progetti di dorsali e collegamenti strategici della rete di trasporto, come il rafforzamento delle direttrici Nord-Sud e delle interconnessioni con i punti di ingresso del gas (inclusi terminali GNL e flussi internazionali), oltre agli interventi su compressori e centrali di spinta necessari ad aumentare capacità e flessibilità operativa.

In aggiunta sono previsti investimenti atti alla modernizzazione e resilienza degli asset, con sostituzioni, upgrading tecnologici, digitalizzazione della rete (controllo remoto, sensoristica, sistemi di monitoraggio) e interventi per aumentare affidabilità e sicurezza.

45. Snam prevede 800 milioni di euro di investimenti nel progetto Ravenna CCS. Già nel 2025 Snam dichiarava che gli investimenti previsti (500 milioni di euro) erano destinati allo sviluppo sia delle infrastrutture su terra (area Ravenna-Ferrara-Marghera) che di quelle offshore (Fase 2 del Ravenna CCS). Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

45.1 Snam può confermare qual è il costo complessivo delle fasi 1 e 2 del progetto Ravenna CCS, distinguendo il costo delle infrastrutture su terra da quello delle infrastrutture offshore?

Per informazioni di dettaglio sui costi dei diversi segmenti della filiera CCS, si rinvia allo studio “CCUS – Analisi degli aspetti tecnici, economici e normativi funzionali allo sviluppo della filiera CCUS”, pubblicato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) sul proprio portale istituzionale, che costituisce il principale riferimento pubblico completo sul tema.

Con riferimento agli 800 milioni di euro di investimenti netti Snam previsti nel Piano Strategico Snam 2026 2030, si segnala che tali investimenti risultano così articolati:

- **400 milioni di euro destinati allo sviluppo delle infrastrutture di trasporto della CO₂ onshore, a supporto della realizzazione della rete nazionale e del collegamento dei principali cluster industriali al sito di stoccaggio di Ravenna;**
- **400 milioni di euro relativi agli asset della Joint Venture con Eni funzionali allo stoccaggio offshore della CO₂. In tale ambito rientrano, oltre alle infrastrutture offshore, anche la centrale di Casalborsetti e il Ravenna CCS Hub, inteso come hub multimodale per la ricezione della CO₂, che costituiscono infrastrutture localizzate onshore ma**

funzionalmente integrate nella filiera complessiva di stoccaggio.

45.2 Come sono distribuiti gli 800 milioni di investimenti di Snam tra infrastrutture su terra e offshore?

Con riferimento agli 800 milioni di euro di investimenti netti Snam previsti nel Piano Strategico Snam 2026 2030, si segnala che tali investimenti risultano così articolati:

- **400 milioni di euro destinati allo sviluppo delle infrastrutture di trasporto della CO₂ onshore, a supporto della realizzazione della rete nazionale e del collegamento dei principali cluster industriali al sito di stoccaggio di Ravenna;**
- **400 milioni di euro relativi agli asset della Joint Venture con Eni funzionali allo stoccaggio offshore della CO₂. In tale ambito rientrano, oltre alle infrastrutture offshore, anche la centrale di Casalborsetti e il Ravenna CCS Hub, inteso come hub multimodale per la ricezione della CO₂, che costituiscono infrastrutture localizzate onshore ma funzionalmente integrate nella filiera complessiva di stoccaggio.**

45.3 Qual è la timeline della costruzione del gasdotto Marghera-Ferrara?

Non ci progetti di realizzazione di nuovi metanodotti di collegamento tra Marghera e Ferrara.

46. Nel piano investimenti precedente Snam prevedeva un finanziamento di 400 milioni di euro dalla Connecting Europe Facility, che ad aprile 2025 non era stato ancora erogato. Non vi è riferimento al potenziale finanziamento nel piano investimenti attuale. Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

46.1 Snam può chiarire lo stato della richiesta alla Connecting Europe Facility?

Il progetto Ravenna CCS fa parte del PCI CALLISTO, incluso nella seconda lista PCI/PMI, il che ne consente l'eleggibilità al programma CEF Energy.

46.2 È questo l'unico finanziamento pubblico richiesto da Snam?

Snam fornisce informativa in relazione ai progetti finanziati a livello di Gruppo nella propria Relazione Finanziaria Annuale. Per ogni dettaglio si rinvia, pertanto, al suddetto documento.

46.2.1 Se no, Snam può chiarire quali altri finanziamenti pubblici sono attesi e per quali degli investimenti in oggetto?

Si rimanda alla risposta fornita alla precedente domanda 46.2.

47. Snam prevede un investimento di 200 milioni di euro per avviare lo sviluppo della dorsale dell'idrogeno. Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

47.1 Snam può chiarire a quali interventi corrisponderà questo investimento?

L'investimento allo stato attuale è relativo agli studi di ingegneria propedeutici alle fasi autorizzative del progetto.

47.2 Snam prevede di investire anche nello sviluppo della tratta internazionale del SouthH2Corridor (Italia-Algeria-Tunisia)?

Snam è azionista di SeaCorridor e gli investimenti relativi al tratto tunisino del SouthH2 Corridor saranno coerenti con lo sviluppo complessivo del progetto.

47.2.1 Se sì, qual è l'investimento previsto da Snam e secondo quale timeline?

Vedere risposta precedente.

48. Il progetto della Hydrogen Backbone prevede la costruzione di 1200 km di gasdotti di nuova realizzazione e il “repurposing” di 1700 km di gasdotti esistenti. Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

48.1 Snam prevede di presentare il progetto al MASE nel 2026?

Il progetto è noto al MASE ed è stato da ultimo comunicato con il piano decennale 2025-34. Allo stato attuale non è previsto l'avvio del processo autorizzativo nel 2026.

48.1.1 Se no, entro quando?

L'avvio della fase autorizzativa sarà definito in modo coerente con le ultime previsioni di avvio del progetto (FID).

48.2 Entro quando è previsto l'avvio della consultazione pubblica?

Vedere risposta alla domanda precedente.

49. Quali sono i tempi di elaborazione dell'analisi costi-benefici del progetto Hydrogen Backbone che secondo quanto dichiarato da Snam dovrà essere elaborata da ENTSOG?

L'analisi costi-benefici sarà elaborata da ENTSOG nell'ambito del processo di selezione dei Progetti di Interesse Comune (PCI).

Il processo di selezione della terza lista PCI/PMI si aprirà nel Q4 2026: in tale contesto, ENTSOG prevede di effettuare le analisi dei progetti che intendono avanzare le candidature a PCI nel Q1 2027, completando il compito indicativamente entro il Q2 2027.

49.1 L'analisi riguarderà il SouthH2Corridor nella sua interezza (3.300 km)?

In termini generali, l'analisi dei progetti PCI (project of common interest, relativi all'ambito europeo) e PMI (project of mutual interest, relativi all'ambito extra-europeo) viene effettuata considerando il progetto nella sua interezza.

49.2 Quali sono i tempi di elaborazione dell'analisi costi-benefici a livello nazionale?

Ad oggi non è espressamente richiesta un'analisi costi-benefici (ACB) dei progetti in oggetto. Tali analisi saranno effettuate coerentemente alle disposizioni che saranno definite dall'autorità di regolazione competente.

49.3 È previsto che ARERA commissioni un'analisi indipendente realizzata da una parte terza per la tratta italiana (ITAHB)?

Al momento tale disposizione non è prevista.

50. Entro quando è prevista la conclusione della prima fase del progetto Hydrogen Backbone (attività di ingegneria) finanziato da fondi CEF?

La conclusione della fase di ingegneria finanziata dai fondi CEF è attualmente in fase di definizione.

50.1 Lo studio riguarda solo la tratta italiana del corridoio o anche la tratta internazionale (Italia-Algeria-Tunisia)?

Lo studio riguarda solo la tratta nazionale del corridoio.

51. Snam conferma che la FID per la backbone italiana è prevista nel 2027?

Allo stato attuale la FID è prevista agli inizi del 2030, ferma restando la definizione di un quadro regolatorio coerente e ritorni adeguati.

51.1 Entro quando è prevista la FID per la tratta internazionale del SouthH2Corridor (Italia-Algeria-Tunisia)?

La data di FID della tratta internazionale sarà definita coerentemente alla timeline di sviluppo del progetto complessivo.

52. Il progetto della Hydrogen Backbone presentato alla Commissione europea e approvato come Progetto di interesse comune (PCI 10.1.1) prevede la costruzione di “una backbone dedicata al trasporto di idrogeno” la cui prima fase deve essere completata entro il 2029, con la costruzione delle 2 nuove centrali da 50MW (100MW totali installati) a Gallese (VT) e Monforte San Giorgio (ME) e un gasdotto dedicato di circa 2000km. Il progetto presentato alla CE prevede inoltre 325MW di potenza aggiuntiva da installare nella seconda fase, entro il 2034. Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

La descrizione del progetto è coerente con il progetto entrato nella seconda “Union List” dei progetti PCI.

52.1 Quali sono le modifiche al progetto presentato alla CE?

Le modifiche hanno riguardato la suddivisione del progetto in due fasi e l’aggiornamento dei costi di sviluppo.

52.2 A quanto ammontano gli eventuali costi aggiuntivi?

La quota prevista nel Piano Strategico 2026-2030 per la realizzazione della dorsale di trasporto dell’idrogeno è di 3,6 miliardi di euro.

52.3 Snam conferma che, come descritto nel piano decennale 2025-34, la fase 1 della costruzione della Hydrogen backbone prevede la costruzione di 3 centrali a Messina, Gallese e Minerbio, limitrofe a quelle esistenti dedicate alla dorsale del gas?

Sì, tuttavia l’ubicazione delle centrali di compressione idrogeno (e pertanto la loro eventuale adiacenza alle centrali gas esistenti) deve ancora essere definita.

52.4 Quale sarà la potenza di ciascuna delle tre centrali, dedicate solo al trasporto di idrogeno?

La potenza complessiva delle tre centrali di Messina, Gallese e Minerbio, per la fase 1 del

progetto, è oggi stimata pari a ca 100 MW. I valori puntuali saranno definiti nella fase di ingegneria attualmente in corso.

52.5 Snam dichiara nel piano decennale che nella seconda fase prevede il collegamento di Minerbio a passo Gries (dorsale ovest) per altri circa 410km.

52.6 Quali sono le centrali di questa dorsale dedicate unicamente al trasporto di idrogeno?

Il collegamento Minerbio - Passo Gries (dorsale Ovest) è programmato all'interno della seconda fase del progetto per altri ca. 410 km.

In questa fase si prevede inoltre la realizzazione di altre 6 centrali (Enna, Tarsia, Montesano, Melizzano, Gallese e Terranuova Bracciolini) e il potenziamento di quelle di Fase 1 per complessivi ulteriori 425 MW di potenza.

52.6.1 In quali località verranno costruite e ciascuna con quale potenza installata?

L'ubicazione delle centrali di compressione idrogeno (e pertanto la loro eventuale adiacenza alle centrali gas esistenti) deve ancora essere definita e i valori di potenza saranno definiti nel dettaglio nella fase di ingegneria attualmente in corso.

52.7 Quale sarà la potenza di ciascuna delle 6 centrali che Snam prevede di costruire a Enna, Tarsia, Montsano, Melizzano, Gallese e Terranuova Bracciolini?

Vedi risposte precedente 52.6.

52.8 Quali sono le centrali di cui Snam prevede il potenziamento nella fase 2, e per quanti MW ciascuna?

Vedi risposte precedente 52.6.

52.9 Qual è il costo previsto per le derivazioni alle aree di consumo e al campo di Fiume Treste?

L'investimento ad oggi previsto per le derivazioni alle aree di consumo e al campo di Fiume Treste è pari a circa 1 miliardo di euro e sarà aggiornato coerentemente con lo sviluppo complessivo del progetto.

52.9.1 Quando sarebbe prevista la costruzione di queste derivazioni di 590km?

La realizzazione delle derivazioni alle aree di consumo sarà definita coerentemente con l'andamento nel tempo della domanda e della produzione di idrogeno sul territorio.

52.9.2 Quale sarà la capacità dello stoccaggio di idrogeno di Fiume Treste?

Nel Piano Decennale 2025-2034 è attualmente previsto uno sviluppo della capacità di stoccaggio di idrogeno nel campo di Fiume Treste (livello F) di ca 120 milioni di metri cubi di working gas ed una capacità iniettiva/erogativa di ca 4 milioni di metri cubi/giorno.

52.9.3 Qual è il costo previsto?

Il costo previsto per lo sviluppo della capacità di stoccaggio di idrogeno nel campo di Fiume Treste (livello F) è pari a ca 490 milioni di euro.

52.10 A quanto ammontano eventuali prestiti e grant richiesti?

Al momento in relazione alla Hydrogen Backbone è stato richiesto ed aggiudicato un grant fino a 24 milioni di euro per le attività di cui alla domanda 50.

52.11 Chi sono gli Enti finanziatori o gli Istituti che li erogano?

Il programma CEF Energy è gestito dalla Commissione Europea tramite l'agenzia esecutiva CINEA (European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency).

53. Qual è la domanda di idrogeno attualizzata che viene computata ai fini del calcolo della sostenibilità economica della hydrogen backbone italiana e del South H2 Corridor nella metodologia per l'analisi costi e benefici definita a livello europeo a marzo 2025, a cui fa riferimento Snam?

La domanda di idrogeno che sarà utilizzata ai fini delle valutazioni nell'ambito delle analisi costi benefici a livello europeo è quella che sarà definita nell'ambito degli scenari congiunti ENTSOE/Entso-e attualmente in corso di predisposizione.

53.1 Snam può rendere pubbliche quali sono le modalità di applicazione definite dal regolatore italiano, a cui l'azienda fa riferimento?

Al momento non sono ancora state definite dal Regolatore nazionale modalità di applicazione di analisi costi benefici riferite alle infrastrutture dedicate all'idrogeno.

53.2 Quale sarà il prezzo dell'idrogeno trasportato secondo la stessa metodologia europea e quale secondo quella definita dal regolatore italiano?

Ad oggi non risulta ancora definita una metodologia specifica. In letteratura, è prassi utilizzare i costi nella formulazione "costo levelized" per comparare mercati energetici.

La strategia nazionale idrogeno stima i costi levelized dell'idrogeno trasportato dal Nord Africa all'Italia nel range 2,5-4,8 €/kg a seconda della fonte di produzione, intesi come somma di produzione della molecola e trasporto della stessa via pipeline.

53.3 Snam dichiara che gli esiti dell'analisi costi e benefici verranno rappresentati sui piani decennali di Snam Rete Gas. Tuttavia il piano decennale 2025-34 non sembra fare riferimento a questa analisi, Snam può condividere gli elementi principali dell'analisi costi benefici?

Al momento non sono ancora state definite dal Regolatore nazionale modalità di applicazione di analisi costi benefici riferite alle infrastrutture dedicate all'idrogeno.

Il piano decennale di sviluppo della rete di trasporto riporta le analisi costi benefici dei progetti relativi al gas naturale come definito dalle disposizioni vigenti

54. A che punto è la realizzazione del progetto IdrogeMO co-promosso da Snam?

Il progetto è nelle fasi finali della sua costruzione, che terminerà entro la scadenza del PNRR, i.e. giugno 2026.

54.1 Quale è il ruolo di Snam nel progetto?

Snam è responsabile della realizzazione dell'hydrogen platform, i.e. dell'installazione dell'elettrolizzazione e la realizzazione del suo balance of plant.

54.2 A che punto è la realizzazione del progetto H2Iseo co-promosso da Snam?

Il progetto sta proseguendo anche se con una revisione delle tempistiche di completamento. Si segnala come il ruolo di Snam in quest'iniziativa sia in corso di rivalutazione per mutate necessità progettuali.

54.2.1 Qual è il ruolo di Snam nel progetto?

Come sopra (54.2).

54.3 A che punto è la realizzazione del progetto H2Infra?

Snam ha completato l'ingegneria definitiva finalizzata alla richiesta dell'Autorizzazione Unica ed è in attesa del decreto VIA.

54.4 Snam conferma la data annunciata di inizio produzione di ciascun progetto a giugno 2026?

La data di giugno 2026 si riferiva solamente al progetto IdrogeMO che entrerà in operation nel rispetto dei termini del PNRR.

55. Il progetto IdrogeMO prevede la produzione di 400 tonnellate di idrogeno verde all'anno grazie alla costruzione di un parco fotovoltaico da 6MW collegato a un elettrolizzatore. Quanta acqua prevede di utilizzare il progetto?

Il progetto prevede un consumo di acqua coerente con quello di progetti con tecnologia analoga. Il consumo specifico è un'informazione riservata in quanto coinvolge accordi con terze parti di natura non pubblica.

55.1 Da dove verrà prelevata?

L'acqua verrà prelevata dal sistema idrico già presente nel sito di realizzazione coerentemente con i requisiti previsti dal PNRR.

55.2 Sulla base di quale accordo e a quali condizioni (quantità all'anno, durata per quanti anni, prezzo)?

Informazioni di natura confidenziale.

55.3 Quanto idrogeno verrà prodotto utilizzando l'energia rinnovabile del parco fotovoltaico da 6MW parte del progetto?

La quota di idrogeno prodotta tramite fotovoltaico dipenderà dall'effettiva produzione di energia elettrica rinnovabile. Sulla base di prime valutazioni potrà attestarsi a circa il 20% della capacità massima dell'impianto.

55.4 Quanta energia aggiuntiva verrà acquistata dal PPA firmato da Snam?

Informazioni di natura confidenziale.

55.4.1 A quale prezzo?

Come sopra (55.4).

55.4.2 Per produrre quanto idrogeno all'anno?

Come sopra (55.4).

55.5 Quanto idrogeno verrà acquistato dalle aziende di trasporto locale?

Informazioni di natura confidenziale.

55.5.1 A quale prezzo?

Come sopra (55.5).

55.5.2 Quali sono le aziende con cui Snam ha firmato il MoU?

Un protocollo di intesa atto alla creazione dell'hydrogen valley è stato sottoscritto da Comune di Modena, Gruppo Hera, Snam, Seta, Unimore, Agenzia per l'Energia e lo Sviluppo Sostenibile (AESS), Consorzio Aree Produttive (CAP), Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie, Energia e Sviluppo Sostenibile (ENEA), Fondazione Democenter Sipe e Camera di Commercio di Modena.

55.6 Quali aziende industriali sono gli altri acquirenti?

Informazioni di natura confidenziale.

55.6.1 Per quali quantità e a quale prezzo?

Come sopra (55.6).

56. Qual è l'investimento di Snam nel progetto H2Iseo?

Si veda la risposta 54.2.

57. Quali sono gli accordi e MoU in essere tra Snam e Leonardo?

Snam e Leonardo hanno firmato un Memorandum of understanding nel 2021 che non si è tradotto, ad oggi, nello sviluppo di progettualità specifiche.

58. Snam ha dichiarato di avere siglato “vari MOU con diversi consorzi di produzione per lo sviluppo di progetti integrati di produzione e trasporto di idrogeno verde in Tunisia ed Algeria”.

58.1 Quali sono i consorzi di produzione con cui Snam ha siglato questi MoU?

Snam ha accordi attivi con i diversi soggetti di riferimento lungo la catena del valore dell'idrogeno tra cui SONATRACH (Algeria), SONELGAZ (Algeria), VNG (Germania), SEACORRIDOR (Italia) e VERBUND GREEN HYDROGEN (Austria). L'obiettivo dell'intesa è condurre congiuntamente gli studi necessari alla valutazione della fattibilità di un progetto integrato per la produzione di idrogeno verde in Algeria, destinato a rifornire il mercato europeo attraverso il “SouthH2 Corridor”.

58.2 Per realizzare quali impianti di produzione e per quali quantità di idrogeno?

Snam ha collaborazioni attive con produttori di idrogeno “GW-scale” in Nord Africa che delineano l'intenzione di produrre 2.5 Mtpa di idrogeno rinnovabile.

59. Snam ha firmato l'accordo internazionale per la costruzione del SouthH2Corridor?

Snam è impegnata nello sviluppo del segmento italiano del Corridoio SouthH2 in stretta collaborazione con le sue associate e altri partner per lo sviluppo del progetto negli altri Paesi.

60. Qual è la timeline aggiornata per la costruzione del segmento italiano del SouthH2Corridor?

Allo stato attuale la FID è prevista agli inizi del 2030, ferma restando la definizione di un quadro regolatorio coerente e ritorni adeguati.

60.1 Qual è la timeline aggiornata per la costruzione del segmento internazionale (Italia-Tunisia-Algeria) del SouthH2Corridor?

Lo sviluppo del segmento internazionale del SouthH2Corridor (Italia-Tunisia-Algeria) sarà coerente con la timeline dell'intero progetto.

60.2 Qual è il costo previsto per il segmento Italia-Tunisia-Algeria del progetto?

Informazioni di natura confidenziale che coinvolgono soggetti terzi.

61. Nel 2025 Snam ha dichiarato che “È in corso di valutazione il riutilizzo di quota parte dei gasdotti offshore che al fianco delle nuove infrastrutture garantiscono capacità di trasporto allineate a quelle della backbone italiana e del SouthH2Corridor”.

61.1 Snam può indicare quali sono i gasdotti offshore di cui sta valutando il riutilizzo?

Si tratta di informazioni di società non controllate, con una propria indipendenza giuridica e gestionale. Si suggerisce di contattare direttamente la società interessata.

61.2 Come prevede di realizzare il repurposing, con quali materiali e con quali tempi?

Vedi risposta precedente.

61.3 Qual è il costo stimato dell'operazione?

Vedi risposta precedente.

62. È stato definito lo schema di regolazione della tratta tunisina del SouthH2Corridor?

No. Ad oggi tale tratta non è soggetta a regime di regolazione.

62.1 E di quella algerina?

No. Ad oggi tale tratta non è soggetta a regime di regolazione

63. Snam ha firmato nuovi accordi con Sonatrach tra il 2025 e il primo trimestre 2026?

Sono in corso di sviluppo attività di pre-fattibilità relative al trasporto dell'idrogeno lungo l'infrastruttura nel perimetro del progetto ALTEH2A (Algeria to Europe Hydrogen Alliance).

63.1 Se sì, per quali progetti?

Si veda risposta precedente.

64. Snam ha dichiarato che “Ai fini del progetto Ravenna CCS, si segnala che oltre un terzo delle 61 Aziende partecipanti ha dichiarato di aver condotto degli studi di fattibilità tecnico-economica sulla cattura della CO2 presso i propri impianti”. Quante di queste aziende stanno investendo in tecnologie di cattura della CO2?

Le informazioni raccolte sono soggette a vincoli di riservatezza (“I dati relativi all’indagine di mercato possono essere divulgati solo in forma aggregata e senza dettaglio rispetto alle dichiarazioni rese dai singoli partecipanti.”). Si segnala che l’indagine di mercato era rivolta a soggetti emettitori, ciascuno dei quali potrà valutare se investire e sviluppare tecnologie di cattura o approvvigionarle sul mercato da aziende specializzate in tale settore.

64.1 Quante hanno richiesto finanziamenti pubblici per procedere agli investimenti necessari?

È di pubblico dominio l’ottenimento da parte di Herambiente (impianto WtE di Ferrara) e di Marcegaglia (impianto acciaio di Ravenna) di fondi a valere sul Bando Innovation Fund 2023, e da parte di Heidelberg Material Italia (impianto cementiero di Rezzato-BS) di fondi a valere sul Bando Innovation Fund 2024.

65. A quanto ammonta il finanziamento CEF- Connecting Europe Facility richiesto da Snam per il progetto Callisto?

Ad oggi non sono stati ottenuti finanziamenti CEF.

65.1 Per realizzare quali parti del progetto?

Sono stati inclusi nella candidatura CEF 2025 le pipeline di nuova costruzione (Ferrara-Casalborsetti e RavennaHub-RavennaTerra), il Ravenna Hub, la stazione di compressione di Casalborsetti, le attività di modifica delle infrastrutture offshore ammissibili dal bando, la pipeline offshore di nuova posa.

66. Nell'ambito del piano di espansione di Snam in Nord Africa e Medio Oriente, la società ha considerato di aumentare la propria quota di partecipazione nella società EMG o in altre società che operano nella regione?

Al momento non sono previste iniziative volte ad aumentare la quota di partecipazione in EMG.

66.1 Qual è stato l'utile generato dalla partecipazione in EMG nel 2025 e nel primo trimestre del 2026?

Nel 2025 la partecipazione in EMG ha generato un contributo positivo marginale ai risultati del gruppo, pari a €5 milioni, come indicato nella Strategic Plan 2026-2030 a p.69 <https://www.snam.it/it/investor-relations/la-strategia/2026-2030-strategic-plan.html>. Mentre per il primo trimestre del 2026 i dati non sono ancora disponibili.

67. Come precedentemente segnalato, la Linea Guida 2024 stabilisce che il processo di risk identification deve considerare impatti negativi effettivi e potenziali derivanti dalle relazioni commerciali. Tra gli azionisti di EMG, oltre a Snam c'è la società EMED Pipeline BV, partecipata da: 25% EMED Pipeline Holding Limited (detenuta al 100% da NewMed Energy); 25% Chevron Cyprus Limited; 50% Sphinx EG BV (detenuta al 100% da East Gas Company S.A.E.). NewMed Energy (prima denominata Delek Drilling) è parte del gruppo Delek e una delle aziende attive oltre che nelle estrazioni offshore, anche nei territori occupati palestinesi, che rientra tra le 112 aziende che già nel 2020 le Nazioni Unite segnalavano come “coinvolte in una o più delle attività specifiche riferite nella risoluzione 31/36 del Human Rights Council”.

67.1 Quale due diligence ha fatto Snam sui suoi partner commerciali in EMG prima di valutare l'acquisizione delle sue quote?

67.2 Quale due diligence ha fatto Snam in seguito alla pubblicazione del rapporto “From Economy of Occupation to economy of genocide. Report of the Special Rapporteur on the situation of human rights in the Palestinian territories occupied since 1967” che segnala il ruolo di Chevron, oltre che di Delek, tra le corporation complici di sostenere il progetto coloniale e di occupazione di Israele finalizzato alla espulsione e sostituzione del popolo palestinese nei territori occupati?

67.3 In caso di mancata due diligence, come si giustifica questa omissione alla luce dell'obbligo di risk identification previsto dalla Linea Guida 2024?

L'acquisizione si è perfezionata nel 2021. Snam, in linea con le normative all'epoca vigenti, in base alle proprie regole interne e i presidi di governance applicabili, ha svolto un processo di valutazione dell'operazione supportato da una due diligence completa e multidisciplinare, che ha incluso (tra l'altro) profili economico-finanziari e fiscali, nonché verifiche coerenti con le regole allora in essere. All'esito della due diligence svolta gli elementi emersi sono stati opportunamente valutati, nel loro complesso, secondo un approccio risk-based e tenuto conto delle prescrizioni normative applicabili non risultando ostativi al perfezionamento dell'operazione.

68. Quali accordi, memorandum of understanding o dichiarazioni di intenti ha sottoscritto Snam con i governi di Tunisia, Egitto, Siria, Israele, Qatar, Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti nel 2025, o con società controllate dagli stessi governi?

Nel 2025 è stato sottoscritto un MoU fra Snam e ACWA Power società partecipata al 44% dal Public Investment Fund, fondo sovrano dell'Arabia Saudita.

68.1 Quali sono in linea di massima i contenuti?

L'obiettivo del MoU Snam – ACWA è di esplorare forme di collaborazione congiunte finalizzate a creare una catena di approvvigionamento di idrogeno verde verso l'Europa.