

Procedimento di autorizzazione unica ai sensi dell'art.5 del d.l. 50/2022 e dell'art. 46 del d.l. 159/2007 per il procedimento denominato "Emergenza gas- Incremento della capacità di rigassificazione: progetto di ricollocazione nell'alto Tirreno della FSRU Golar Tundra e del nuovo collegamento alla rete nazionale di trasporto

Osservazioni alla Valutazione di Impatto Ambientale di ReCommon APS e Greenpeace Onlus

Il pacchetto di strategie della Commissione europea RePowerEU, approvato a maggio 2022 e recepito nella normativa nazionale con il decreto legge 17 maggio 2022, n. 50 (in seguito "D.L. n. 50/2022", recante "Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina", convertito, con modificazioni, dalla Legge 15 luglio 2022, n. 91), ha determinato una serie di misure con cui si punta a "liberare" l'Ue e l'Italia dalla dipendenza dalla Russia per le forniture di gas, petrolio e carbone, ma anche da altre materie prime, entro il 2030.

In una fase politica governata da questa emergenza i governi europei hanno definito misure speciali per fare fronte all'imminente necessità di trovare delle forniture di gas alternative alla Russia in vista dell'inverno 2022-23. Tali misure sono state declinate in modo diverso da ciascun governo a partire dalle diverse condizioni interne, in particolare di produzione e pianificazione energetica, e di dipendenza dal gas fossile. In particolare quello proveniente dalla Russia via gasdotto, e quindi vincolato a contratti con la società russa pubblica Gazprom inclusa nell'elenco delle società oggetto di sanzioni.

Il governo Draghi prima, e quello Meloni poi hanno scelto di avviare l'espansione di una serie di infrastrutture per l'importazione di gas dalla regione mediterranea, oltre che per dare mandato a Snam di acquistare 2 navi FSRU (Floating Storage and Regassification Unit) capaci di processare 5bcm (miliardi di metri cubi) di gas l'anno da attraccare a Piombino e a Ravenna.

DUBBIA GIUSTIFICAZIONE CON L'EMERGENZA DI BREVE TERMINE DI UN INVESTIMENTO DI LUNGO TERMINE

Sono diverse le lezioni che si possono trarre dagli eventi degli ultimi mesi rispetto a queste scelte strategiche: l'abuso del concetto di "emergenza" ha sostenuto decisioni di investimento di risorse pubbliche in grandi infrastrutture energetiche con un impatto non di breve ma di lungo termine. Un caso su tutti è quello del rigassificatore di Piombino: la nave FSRU Golar Tundra sarebbe dovuta essere utilizzata per un periodo di 3 anni, proprio per fare fronte *nel breve termine* all'esigenza di aumentare le importazioni di gas da fonti diverse dalla Russia. La richiesta da parte di Snam di un permesso di funzionamento per ulteriori 22 anni, spostando la FSRU da Piombino all'area di mare compresa tra Vado Ligure e Savona (a una distanza estremamente ridotta dai centri abitati, pari a 4km nel caso di Vado Ligure e 2,9 km nel caso di Savona) non può rispondere a una logica emergenziale.

Al contrario si tratta di un investimento di lungo termine, che porta Snam e il governo italiano a incentivare l'utilizzo di gas fossile fino al 2048, solo due anni prima della scadenza limite del 2050 in cui l'Italia dovrà raggiungere l'obiettivo del Net Zero Emissions.

Una recente analisi del think tank ECCO, che alleghiamo alle nostre osservazioni (allegato 1), evidenzia che **la domanda di gas italiano ed europeo, destinata a ridursi nel medio-lungo termine, non giustifica affatto l'utilità del rigassificatore a Vado Ligure.**

Spostare la FSRU Golar Tundra da Piombino a Savona/Vado Ligure (o in qualunque altra località) è una scelta miope da parte del governo e della Regione Liguria, che non è supportata dalle analisi più attuali sulla domanda di gas, e che invitiamo a riconsiderare. La scelta andrebbe a totale beneficio di Snam (che gode di sussidi di remunerazione del ricavo per infrastrutture che altrimenti dovrebbero essere considerate stranded asset) ma non del bisogno collettivo di mitigazione e adattamento degli impatti dei cambiamenti climatici, anche e soprattutto riducendo drasticamente l'utilizzo di combustibili fossili e investendo per la costruzione di una sicurezza energetica basata su una pianificazione radicata nelle energie rinnovabili.

INADEGUATEZZE DI CARATTERE GENERALE DELLO STUDIO DI VIA LEGATE ALLA GENESI DEL PROGETTO

La nave Golar Tundra è una gasiera che misura 330 metri, trasformata in rigassificatore per essere usata accostata in banchina, nel porto di Piombino. Dai documenti tecnici continua ad emergere un forte dubbio che sia possibile spostare un giorno questa nave in alto mare, come nel caso di Vado Ligure.

In pratica, la nave è abilitata a navigare solo con i serbatoi pieni o vuoti (altrimenti si formano "onde" di GNL che possono rompere i serbatoi). Posizionare un tale impianto in mezzo al mare senza aver fatto interventi specifici vuol dire basarsi sull'assunzione che una forte mareggiata non arrivi quando i serbatoi sono "mezzi pieni". **Non risulta affatto chiaro dallo studio di VIA quali interventi tecnici siano stati messi in atto per evitare tale grave rischio.**

Allo stesso tempo risulta inadeguata la valutazione delle emissioni in mare di ipoclorito di sodio. Il rigassificatore, infatti, opera a ciclo aperto, ossia ha bisogno di prelevare acqua e scaricarla continuamente. Si prevede il prelievo di 18 mila metri cubi all'ora di acqua di mare che dovrà essere sterilizzata con pura candeggina (ipoclorito di sodio), per evitare le incrostazioni, e scaricata fredda, a -7°C rispetto a quando prelevata, insieme a una concentrazione di 0,2 mg/l di candeggina. Dunque, ogni giorno verrebbero scaricati in mare 86,4 kilogrammi di candeggina. Per un totale annuo di 31,5 tonnellate. La differenza con il progetto di Piombino è che in questo caso gli scarichi avverrebbero in mare aperto e non in porto. Da cui **la necessità di documentare in dettaglio gli impatti dell'ipoclorito di sodio su tutte le specie in mare, cosa che non viene dettagliata a sufficienza nello studio di VIA.**

OMESSA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI CUMULATIVI

Segnaliamo la grave carenza della valutazione degli "impatti cumulativi" dell'intervento in oggetto che devono essere considerati in modo adeguato in sede di VIA ai sensi dell'art. 5, comma 1, lett. c, d.lgs. 152/2006, nonché del punto 4 dell' Allegato VII alla Parte Seconda dello stesso Codice dell'ambiente.

Secondo la disciplina vigente dello screening di VIA, i potenziali impatti ambientali del progetto debbono essere considerati tenendo conto, in particolare, **"del cumulo tra l'impatto del progetto in questione e l'impatto di altri progetti esistenti e/o approvati"** (allegato V alla parte II, punto 3, lett. g) al d.lgs. 152/2006).

Lo studio di impatto ambientale analizza le interferenze con opere autorizzate da 5 anni, guardando alla presenza di cantieri di costruzione che insistono nel territorio nello stesso periodo in cui avranno luogo le opere di costruzione del progetto in oggetto.

Le opere prese in considerazione sono:

- Raccordo autostradale e nuovo svincolo a Vado Ligure per viabilità portuale;
- Impianto eolico, stazione elettrica e stazione di trasformazione utente;
- Ampliamento della discarica "La Filippa";
- Posizionamento dei cassoni per la nuova diga foranea di Genova nel porto di Vado Ligure.

Relativamente a queste opere, lo studio di impatto ambientale (pag. 881) riconosce l'impatto cumulativo solo nel caso della costruzione dei cassoni per la nuova diga foranea di Genova. In particolare, gli impatti riguardano le emissioni di inquinanti in atmosfera durante la costruzione dei cassoni. Per quanto riguarda la costruzione dell'impianto eolico, il documento rileva impatti sonori cumulativi associati alla costruzione delle stazioni elettriche ma "per un tempo limitato" (pochi mesi)

Lo studio ambientale non prende in considerazione le interferenze di lungo termine con gli stessi impianti; non considera in alcun modo l'impatto cumulativo delle emissioni derivate dai rispettivi progetti e le loro interferenze con il progetto in oggetto; non considera l'impatto cumulativo sulle zone ZPS e Natura 2000.

Allo stesso tempo lo studio ambientale è carente nel considerare le interferenze di breve e di lungo termine con altri progetti industriali già presenti sul territorio, mancando di valutare l'impatto cumulativo dello spostamento del rigassificatore FSRU Golar Tundra e opere annesse con progetti esistenti come previsto dalla normativa.

Con riferimento agli **altri progetti esistenti sul territorio di Savona**, di cui si sarebbe dovuto tenere conto nella valutazione dell'impatto cumulativo del progetto, segnaliamo:

1. 6 impianti soggetti a normativa per rischio di incidenti rilevanti, contenuti nell'Inventario Seveso D.Lgs. 105/2015 aggiornato dall'ISPRA, presenti nel territorio interessato dal progetto. Si tratta di impianti che oltre al profilo di rischio, hanno un impatto significativo sull'ambiente in termini di inquinamento e emissioni. Si tratta anche di impianti con un proprio traffico di navi per le rispettive forniture.

- S.A.R.P.O.M. S.r.l., deposito di Quiliano

<https://www.rischioindustriale.isprambiente.gov.it/seveso-query-105/stampaPDFQ/StampaModulo.php?Codice=4227>

Il petrolio lavorato dalla SARPOM per conto dei suoi Soci (Esso Italiana S.r.l con il 75,19%, italiana petroli S.p.A. con il 24,81%) viene scaricato dalle petroliere presso il campo boe di Vado Ligure a 900 metri dalla costa. Da qui viene trasferito per mezzo di tubazioni sottomarine al deposito di Quiliano da dove è poi inviato alla raffineria di San Martino di Trecate (NO) tramite oleodotto.

Secondo le informazioni pubblicate dall'Autorità di Sistema Portuale (AdSP) del Mar Ligure Occidentale, al campo boe della SARPOM possono attraccare petroliere fino a 316.000 tonnellate di portata DWT. Due condotte sottomarine convogliano il greggio sbarcato dalle navi cisterna verso 7 serbatoi costieri (capacità complessiva 360.000 mc), da cui poi il petrolio viene inviato alla raffineria di Trecate mediante un oleodotto da 20" della lunghezza di 146 km. Rispetto al traffico medio annuale, al terminal arrivano circa 80 navi l'anno, con una movimentazione complessiva di oltre 7 milioni di tonnellate di greggio.

In risposta alla comunicazione di avvio dell'Autorizzazione unica per lo spostamento della FSRU Golar Tundra a Vado Ligure, la società SARPOM ha segnalato che *"da un primo esame della documentazione resa disponibile dalla proponente SNAM FSRU Italia Srl emergono interferenze tra le Opere e le installazioni e l'operatività della scrivente Società che potrebbero dare luogo a*

diverse criticità”. La lettera, resa pubblica¹, conferma la carenza di valutazione delle interferenze con impianti esistenti sul territorio dei comuni interessati.

- ITALIANA PETROLI SPA, deposito costiero di Savona

<https://www.rischioindustriale.isprambiente.gov.it/seveso-query-105/stampaPDFQ/StampaModulo.php?Codice=4423>

Si tratta di uno stabilimento dedicato alle attività di ricezione, spedizione, stoccaggio e movimentazione di gasolio, benzina, biodiesel e oli lubrificanti. Nello stesso impianto si effettua la preparazione di oli lubrificanti finiti, mediante miscelazione fisica di oli base lubrificanti con specifici additivi atti a conferire peculiari caratteristiche al lubrificante stesso; e la denaturazione del gasolio ed additivazione dei carburanti. L’esercizio delle attività industriali si articola su due aree distinte e separate tra loro, entrambe ubicate nel territorio del Comune di Savona: area del Deposito, sita in Via Stalingrado 98; area marittima, sita in corrispondenza del numero civico 31 di Via Nizza, ove è collocata la radice a terra del terminale a mare; terminale a mare, costituito da piattaforma marina per l’attracco di navi cisterna.

L’approvvigionamento e la spedizione dei prodotti avviene via mare - per l’approvvigionamento di gasolio, biodiesel e oli base lubrificanti e per la spedizione di benzina, tramite piattaforma marina per l’attracco di navi cisterna e relativo oleodotto di collegamento al deposito; via oleodotto - per l’approvvigionamento di gasolio e benzina dalla raffineria SARPOM di Trecate; via terra - tramite autocisterne per la ricezione e spedizione di oli additivi e spedizione di gasolio, benzina e oli lubrificanti, tramite autocarri. .

- GNL Med S.r.l. sita in Bergeggi, porto di Vado Ligure

<https://www.rischioindustriale.isprambiente.gov.it/seveso-query-105/stampaPDFQ/StampaModulo.php?Codice=4371>

Si tratta di un deposito soggetto a processo di autorizzazione², ancora da costruire, costituito da n. 12 serbatoi per lo stoccaggio criogenico di GNL e BioGNL, per un totale di 19.440 mc di GNL e relative utenze di controllo e distribuzione. Ogni serbatoio criogenico sarà mantenuto ad una bassa pressione di esercizio compresa tra 0,5 e 1,5 barg e avrà una capacità effettiva pari a 1.620 m³ con un riempimento massimo del 90 per cento. L’impianto sarà in grado di inviare gas naturale liquefatto sia verso la linea di caricamento delle bettoline, sia verso la pensilina di caricamento autocisterne e o isocontainer.

- FERRANIA CHEMICALS SRL, sita in Cairo Montenotte

<https://www.rischioindustriale.isprambiente.gov.it/seveso-query-105/stampaPDFQ/StampaModulo.php?Codice=3982>

- Infineum Italia S.r.l., stabilimento di Vado Ligure

<https://www.rischioindustriale.isprambiente.gov.it/seveso-query-105/stampaPDFQ/StampaModulo.php?Codice=3865>

- ZINCOL OSSIDI SPA, sita in Cairo Montenotte

<https://www.rischioindustriale.isprambiente.gov.it/seveso-query-105/stampaPDFQ/StampaModulo.php?Codice=3734>

2. Altri impianti industriali non soggetti alla normativa Seveso ma aventi un significativo impatto ambientale sul territorio. Tra questi:

¹ <https://www.uominiliberi.eu/rigassificatore-la-sarpom-scrive-a-provincia-e-comuni/>

² <https://comune.bergeggi.sv.it/2023/08/04/gnl-med-s-rl-nuova-configurazione-deposito-costiero-small-scale-di-gnl-biognl-da-realizzarsi-nel-porto-di-vado-ligure-comune-di-bergeggi-rapporto-preliminare-di-sicu/>

A. Centrale Tirreno Power di Vado Ligure, con 1 unità operativa da 800 MW, a ciclo combinato

Questa centrale ha una lunga storia con le unità a carbone sequestrate - e poi chiuse definitivamente - per motivi di salute pubblica e un procedimento penale in corso per disastro “colposo” ambientale e sanitario, che ha raggiunto a ottobre il primo grado di giudizio. Insiste comunque l’unità operativa a ciclo combinato, con impatti che non possono non essere valutati cumulativamente con gli impatti dei nuovi impianti proposti.

In particolare, le centrali termo elettriche (CTE) a ciclo combinato comportano³:

- Emissioni primarie: ossidi di azoto, monossido di carbonio, composti organici volatili (COV), biossido di zolfo e particolato⁴,

Da Tabella 1, MacKinnon et al. (2018). *Emissioni in aria (g/kWh) per una CTE a ciclo combinato (555MW)*.

	g/kWh
NO _x	0.0305
SO ₂	0.0012
CO	0.0031
COV	3.72E-05
PM	0.0004

e formazione di inquinanti secondari:

Da Tabella 7, MacKinnon et al. (2018). *Emissioni e problemi associati di qualità dell’aria (AQ) dalla generazione di energia da gas naturale. [HAPs hazardous air pollutants] . Gli impatti che destano maggiore preoccupazione sono in grassetto*

Emissioni di inquinanti	Problemi potenziali per la AQ
NO _x , CO, SO ₂ , PM, HAPs	Ozono e PM

In merito alla formazione di inquinanti secondari, va rilevato che l’importanza relativa va stimata in relazione ad accurate analisi che dipendono fortemente da fattori locali difficilmente generalizzabili a qualsiasi sito. Purtroppo di ciò difficilmente si tiene in considerazione nelle valutazioni di impatto.

- Inquinanti secondari: particolato secondario⁵ e ozono

Le CTE a ciclo combinato a gas naturale producono una importante quantità di precursori del particolato secondario, in particolare ossidi di azoto. È uso considerare l’adozione di turbine a buona efficienza di combustione (cosiddette *dry low nox*) per assicurare un contenimento delle emissioni di ossidi di azoto, attorno a 20-30 mg/Nm³ in concentrazione nei fumi.

³ Elaborazioni di Uniti per la Salute ODV, tratte dalle osservazioni alla valutazione d’impatto ambientale relativa al progetto "Progetto di realizzazione di una nuova unità a ciclo combinato nella centrale termoelettrica di Vado Ligure". <https://va.mite.gov.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/7636/11067?Testo=&RaggruppamentoID=9#form-cercaDocumentazione>

⁴ *Direct pollutant emissions from natural gas plants include NO_x, CO, VOC, PM, SO₂ and potentially [hazardous air pollutants](#) (HAP) including [formaldehyde](#). Generally, emissions of SO₂ and PM are low, while emissions of NO_x and CO require emissions control including combustion design and SCR.*

⁵ Materiale particolato solido non presente nei fumi all’interno dei camini di emissione, ma che si forma a seguito di reazioni chimiche eterogenee fra sostanze gassose emesse dai camini (ossidi di azoto e zolfo, ammoniaca) e sostanze presenti nell’atmosfera ambiente (ammoniaca, ozono, radicali dell’ossigeno, vapor d’acqua), sostanze dette “precursori”. Non sono misurabili in modo diretto (a parte la frazione di essa cosiddetta “condensabile”, si veda il testo più avanti), ma la loro evoluzione in concentrazione al suolo può essere stimata da calcoli modellistici integrati da misure in ambiente, con precisione crescente con la qualità dei metodi di calcolo e delle misure.

Questi valori sono confermati nelle medie mensili presentate dall'azienda per la CTE ora in funzione (VL5) e riportati nelle tabelle 9 e 10 del PIC (2017). La notevole variabilità delle concentrazioni medie mensili di NO_x (min 11.0 max 29.5 mg/Nm³) e CO presentati, riflette il fatto che l'emissione effettiva è il risultato degli svariati fattori operativi richiamati da MacKinnon e colleghi. In realtà, una CTE a ciclo combinato potrebbe diminuire le proprie emissioni nei fumi di ossidi di azoto di un fattore 5-10 (giù fino a 2-5 mg/Nm³) adottando un sistema di filtrazione catalitica. In questo modo sarebbe comprensibilmente ridotto il potenziale di formazione di particolato secondario (principalmente nitrati, ma anche composti derivanti dalla presenza di molecole originate in atmosfera da altre sorgenti naturali e artificiali), di ozono e in generale il carico sulla qualità dell'aria. Basti confrontare i fattori di emissione presentati in tab.1 da MacKinnon et al. (2018), ovvero 0.0305 g/kWh di ossidi di azoto, con quelli dichiarati nel Rapporto di Sostenibilità 2017 dell'azienda Tirreno Power (TP-RS 2017), ovvero valori (riportati alla stessa unità di misura) attorno a 0.1 g/kWh (p.45), quindi 3 volte superiori a quanto tecnicamente raggiungibile. Si sottolinea qui che l'emissione di ossidi di azoto, oltre a favorire la produzione secondaria di particolato, innesca, assieme ad altre componenti atmosferiche, la formazione di ozono; e bisogna aggiungere che in condizioni orografiche complesse con la presenza di una linea di costa, è difficile assicurare l'entità quantitativa nelle varie ore del giorno e nelle stagioni dell'anno degli inquinanti secondari.

B. Porto e piattaforma logistica di Vado ligure, Vado Gateway. Vado Gateway è il terminal container deep-sea del porto di Vado Ligure, gestito da APM Terminals Vado Ligure Spa, società italiana composta da APM Terminals (50,1%), Cosco Shipping Ports (40%) e Qingdao Port International, (9,9%).

Ha una capacità di 900.000 TEU all'anno che corrispondono a un'importante traffico di navi portacontainer tra le più grandi al mondo (oltre i 20mila TEU di capacità).

C. Porto di Savona. Secondo il rapporto dell'Autorità di Sistema Portuale del Mar Ligure Occidentale, nei primi sei mesi del 2023 sono stati movimentati 1,7 milioni di tonnellate (+4,4%) di merci e 1,6 milioni di tonnellate di rinfuse liquide nel compendio di Savona-Vado Ligure.

https://www.portsofgenoa.com/components/com_publiccompetitions/includes/download.php?id=4441:report-analisi-traffici-q2-2023.pdf

La matrice delle interazioni fra le azioni di progetto e gli effetti potenziali sulle componenti e la valutazione degli impatti dello "Studio ambientale" risultano in questo senso inadeguate.

Segnaliamo con riferimento allo "Studio Modellistico Ricadute in Atmosfera", che le proiezioni di ricaduta di NO_x (graficamente rappresentate a pagina 43 e 44), confermano che le aree di ricaduta corrispondono alle stesse dove sono presenti altri impianti (tra cui la centrale Tirreno Power, la piattaforma logistica Vado Gateway) con le proprie relative emissioni, a cui andranno ad accumularsi quelle dell'impianto FSRU, delle navi gasiere (una a settimana, secondo le previsioni) e dei rimorchiatori. I modelli utilizzati nello studio modellistico confermano che le soglie limite di NO_x verranno molto probabilmente superate, considerando l'impatto cumulativo delle stesse. Le stesse considerazioni valgono anche per le altre emissioni inquinanti analizzate nello studio.

INADEGUATA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI SUL CLIMA

Lo studio ambientale non tratta gli impatti delle emissioni di metano durante la fase operativa del progetto. Non vi sono dati relativi alle emissioni previste di metano (CH₄), un gas 84 volte più

climalterante della CO₂ su un arco di 20 anni, e oltre 100 volte più climalterante su un arco di 100 anni secondo l'International Panel on Climate Change (IPCC).

Secondo gli studi più recenti, tra lo 0,2% e il 40% del gas naturale prodotto viene rilasciato in atmosfera senza essere bruciato⁶. Questo avviene in modo particolare durante i processi industriali collegati all'estrazione, processamento, trasporto e stoccaggio del gas naturale, e quindi anche durante il processo di rigassificazione da forma liquida.

La stessa Snam ha confermato l'evidenza di emissioni di metano relative ai terminal LNG controllati dall'azienda e già operativi a Panigaglia e a Livorno. In particolare, l'azienda riferisce che i valori delle emissioni raccolti in accordo al protocollo OGMP 2.0 relativo al reporting delle emissioni di metano dei terminal controllati e co-gestiti da Snam, relative all'anno 2022 sono pari a 61,5 kton di CO₂ equivalente per il terminale GNL di Panigaglia; e a 0,82 kton di CO₂ equivalente per il terminal OLT⁷. Dati in ogni caso parziali, che non tengono conto delle emissioni fuggitive di metano dagli stessi terminal.

Inoltre nella pubblicazione dei dati Snam non specifica come ha calcolato l'equivalenza, ovvero quale scala temporale abbia utilizzato per calcolare il Global Warming Potential (GWP) delle emissioni di CH₄. Qualora l'azienda avesse scelto un approccio conservativo per il calcolo della CO₂ equivalente, le emissioni reali dei due terminal LNG potrebbero essere molto più alte⁸.

In ogni caso, non è chiaro perché lo studio di impatto ambientale non includa le previsioni di emissioni di CH₄ per la FSRU Golar Tundra, e il calcolo complessivo delle emissioni di CO₂ equivalente relative all'operatività dell'impianto incluse le opere di collegamento alla rete nazionale che sono parte del progetto.

Lo studio risulta inoltre carente di una valutazione dell'impatto climatico del progetto, che dovrebbe essere integrata nella Valutazione di impatto ambientale secondo la Comunicazione della Commissione europea "Orientamenti tecnici per infrastrutture a prova di clima nel periodo 2021-2027 (2021/C 373/01)"⁹. Nel caso di specie, la valutazione di impatto del progetto sul clima è stata condotta in maniera semplificata adducendo, senza adeguate giustificazioni, un impatto basso o trascurabile. Per altro l'analisi semplificata si è limitata a considerare solamente alcune componenti

⁶ https://www.research.howarthlab.org/documents/Howarth2022_EM_Magazine_methane.pdf

⁷ Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Snam S.p.A., 4 maggio 2023. Domande pervenute prima dell'Assemblea ai sensi dell'art. 127-ter del d.lgs. n. 58/1998. Domande pervenute dal Socio ReCommon APS

⁸ Il primo rapporto IPCC ha introdotto il Global Warming Potential (GWP) per avere un metro "uniforme" di riferimento a livello globale. L'UNFCCC e il protocollo di Kyoto adottarono un arco temporale di 100 anni (GWP100), e ancora oggi è questo l'arco temporale di riferimento standard per calcolare l'effetto climalterante dei diversi gas serra, e definire gli obblighi di riduzione. Tuttavia il quinto rapporto IPCC precisa che "la scelta della metrica e dell'orizzonte temporale dipende dal tipo di applicazione e dai fattori politici, sociali, economici, culturali che influenzano un determinato processo politico. Non esiste quindi una metrica ottimale per raggiungere qualsiasi obiettivo politico". Nel Box 3.2 | Greenhouse Gas Metrics and Mitigation Pathways, leggiamo quindi che con un arco temporale di cento anni nel calcolo della CO₂ equivalente, l'impatto del metano sui cambiamenti climatici è 28 volte quello della CO₂. Ma con una metrica diversa, e un GWP 20, ovvero un arco temporale di 20 anni, l'impatto del metano è 84 volte quello della CO₂.

⁹ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021XC0916\(03\)&from=HR](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021XC0916(03)&from=HR)

L'articolo 8, paragrafo 6, del regolamento (UE) 2021/523 del Parlamento europeo e del Consiglio (1) (regolamento InvestEU) impone alla Commissione di elaborare orientamenti sulla sostenibilità. L'articolo 8, paragrafo 6, lettera a), stabilisce i requisiti in materia di mitigazione dei cambiamenti climatici e di adattamento ad essi. A norma dell'articolo 8, paragrafo 6, lettera e), gli orientamenti sulla sostenibilità devono includere orientamenti destinati ai partner esecutivi sulle informazioni da fornire ai fini dell'esame dell'impatto ambientale, climatico o sociale delle operazioni di finanziamento e di investimento. L'articolo 8, paragrafo 6, lettera d), stabilisce che gli orientamenti sulla sostenibilità consentono di individuare i progetti incompatibili con il conseguimento degli obiettivi climatici. Questi orientamenti per infrastrutture a prova di clima fanno parte degli orientamenti sulla sostenibilità.

nella fase di esercizio del progetto. **Riteniamo che tale approccio non sia in linea con gli orientamenti della Commissione Europea suddetti.**

A titolo di esempio si produce nell'allegato 2 un calcolo preliminare elaborato da ECCO Think Tank, su base assolutamente prudenziale, delle emissioni associate all'esercizio dell'impianto nel suo ciclo di vita di 22 anni. Questo calcolo produce **dati che sono ben superiori a quelli inclusi nella VIA del progetto** (430 kt CO₂eq/anno a fronte di 100 kt CO₂eq/anno calcolate nello studio di VIA, p. 679).

Di qui in ogni caso la violazione, nonché la carenza e il travisamento dei contenuti prescritti sia dall'art. 5, comma 1, lett. c), del d.lgs. 152/2006 (in recepimento degli artt. 3, 5-8 r dell'allegato V della direttiva 2011/92/CE come modificata dalla direttiva 2014/52/UE) secondo cui nella definizione di "impatti ambientali" rientrano gli "effetti significativi, **diretti e indiretti, di un piano, di un programma o di un progetto, sui seguenti fattori: ...clima**", sia dall'Allegato VII alla Parte seconda del d.lgs. 152/2006 il quale stabilisce che tra i contenuti necessari dello "studio di impatto ambientale" vi sia una descrizione dei probabili impatti ambientali rilevanti dovuti "**all'impatto del progetto sul clima (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, natura ed entità delle emissioni di gas a effetto serra) e alla vulnerabilità del progetto al cambiamento climatico**" (punto 5, lettera f).

OMESSA VALUTAZIONE DELL'IMPATTO SU HABITAT E SPECIE PROTETTE

Lo studio ambientale presenta delle lacune importanti nella valutazione dell'impatto del progetto su habitat e specie protette. Nella sezione dello studio ambientale 7.2 (Elementi di sensibilità e potenziali ricettori) vengono rilevati i ricettori potenzialmente impattati dalle attività del progetto. Tra questi, l'area protetta internazionale, denominata Pelagos, Santuario dei Mammiferi Marini del Mediterraneo (Area Speciale di Interesse Mediterraneo, ASPIM): come riportato nello studio ambientale, il metanodotto di allacciamento FSRU (tratto a mare) e l'impianto offshore del terminale FSRU risultano ricadere completamente all'interno dell'area protetta. Tuttavia lo studio si limita a elencare le specie presenti nel Santuario e gli avvistamenti effettuati nello specchio marino tra Savona e Vado Ligure, senza una adeguata valutazione degli impatti. Le specie di seguito, che sono tra quelle presenti nel Santuario Pelagos, rientrano nella lista rossa IUCN con vari livelli di vulnerabilità:

Capodoglio, *Physeter macrocephalus* <https://www.iucnredlist.org/species/41755/160983555>

Zifio, *Ziphius cavirostris* <https://www.iucnredlist.org/species/23211/50379111>

Grampo grigio, *Grampus griseus* <https://www.iucnredlist.org/species/9461/3151471>

Tursiope, *Tursiops truncatus* <https://www.iucnredlist.org/species/22563/2782611>

Stenella striata, *Stenella coeruleoalba* <https://www.iucnredlist.org/species/20731/2773889>

Delfino comune (*Delphinus delphis*) <https://www.iucnredlist.org/species/134817215/195829089>

Tartaruga comune, *Caretta caretta* <https://www.iucnredlist.org/species/83644804/83646294>

OMESSA CONSIDERAZIONE DEI POTENZIALI IMPATTI SULL'ECOSISTEMA DEL MAR MEDITERRANEO

Lo studio ambientale è carente di una valutazione del sistema delle correnti del Mar Ligure e sue interazioni con la particolare morfologia dei fondali nell'area interessata. Come noto da lavori

multidisciplinari la zona è caratterizzata da numerosi canyon sottomarini (Capo Mele, Pora, Finale, Noli, Vado e Savona) che, insieme ai canyon del Polcevera e del Bisagno formano un sistema fondamentale per gli equilibri ambientali e la vita marina dell'intero bacino del Mediterraneo occidentale. Ricordiamo qui l'effetto di arricchimento dei fondali profondi derivato dalle correnti di torbida che influenzano l'intero sistema per un centinaio di Km verso Ponente¹⁰.

Come segnalato nello studio di impatto ambientale, la testa del canyon sottomarino davanti a Vado Ligure si trova proprio nel punto in cui dovrebbe essere ancorata la nave FSRU Golar Tundra.

Come spiegato dai biologi Nadia Repetto e Maurizio Wurtz, “il ruolo che gioca il buon funzionamento degli ecosistemi marini è un fattore determinante nella mitigazione dei cambiamenti climatici. Gli ecosistemi marini, più che sulla terra, funzionano grazie ad una iterazione tra la componente biologica, fisica e chimica. L’alterazione di una sola componente può avere conseguenze anche a notevole distanza dai siti dove tale alterazione si è verificata. Il Mediterraneo nonostante sia un mare chiuso funziona come un piccolo oceano dove avviene un rapido “turnover” dell’energia che viene trasferita tramite le correnti e gli organismi marini, dalla superficie ai fondali più profondi e viceversa. Le strade che consentono questo “turnover” sono i canyon sottomarini e il mar Ligure è una delle zone più ricche di canyon di tutto il globo. L’accelerazione dei processi oceanografici rappresenta però anche l’autostrada attraverso cui sostanze inquinanti si diffondono rapidamente nell’ecosistema”¹¹.

La mancata considerazione dell'impatto del progetto sull'ecosistema del Mediterraneo è in violazione della normativa sugli impatti, ed inoltre rischia di generare un danno "significativo" all'ecosistema marino anche influenzando sulla capacità di questo di mitigare i cambiamenti climatici.

In conclusione le conseguenze dell'opera sull'ambiente del mar Ligure, nel suo complesso, non sono state adeguatamente valutate per la mancata valutazione degli impatti cumulativi causati dallo spostamento del rigassificatore a Vado Ligure nella sua fase di costruzione e in quella operativa, in particolare per la mancata valutazione delle interazioni con le attività industriali esistenti sul territorio, il traffico di navi esistente, il rischio conseguente, l'impatto sulle zone protette in particolare in ambiente marino e l'impatto sul clima.

Roma, 18 ottobre 2023

Contatti:

ReCommon
via dei Sardi 28
00185 Roma
www.recommon.org
info@recommon.org
PEC: recommon@pec.recommon.org

Greenpeace
via della Cordonata 7
00186 Roma
www.greenpeace.it
info.it@greenpeace.org
PEC: greenpeaceonlus@legalmail.it

¹⁰ Vedi Mediterranean Submarine Canyons. Ecology and Governance, IUCN 2012.
<https://portals.iucn.org/library/efiles/documents/2012-035.pdf>

¹¹ <https://dpdigaforanea.it/wp-content/uploads/Repetto-Wurtz.pdf>

SPOSTAMENTO FSRU DA PIOMBINO A VADO LIGURE

NOTA TECNICA DI ECCO SU SCENARI DOMANDA E OFFERTA DI GAS

1 Scenari di evoluzione della domanda di gas in Italia

La domanda di gas è in diminuzione dal 2005 e tale tendenza sarà nei prossimi anni ulteriormente accentuata per effetto dagli impegni vincolanti di decarbonizzazione dei sistemi energetici. A livello nazionale il gas come combustibile di transizione non ha, con eccezione del settore dell'acciaio, spazi di crescita in sostituzione di combustibili maggiormente inquinanti. Non vi sono pertanto variabili di domanda interna che possano determinare un incremento dei consumi rispetto ai livelli degli anni passati. La penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico e l'efficienza energetica, al contrario, incidono nel sistema energetico nazionale prevalentemente sui consumi di gas. La *transizione del gas* in Italia è pertanto da intendere come una progressiva diminuzione dei consumi.

Tale dinamica proiettata al 2030 e 2040, in base a scenari definiti da policy già vincolanti o forniti dallo stesso operatore di rete Snam, portano la domanda italiana di gas al 2030 ad un volume compreso tra i 42 e i 59 miliardi di mc, e al 2040 del 41% inferiore al 2021 nello scenario di consumi maggiori.

Questo andamento della domanda gas, con diverse declinazioni negli stati nazionali, è riscontrabile a livello dell'Unione Europea, dove a fronte di una domanda gas pari a [414 miliardi di mc nel 2021](#), la Commissione prevede una domanda al 2030 di 240 miliardi di mc e di 130 miliardi al 2040.

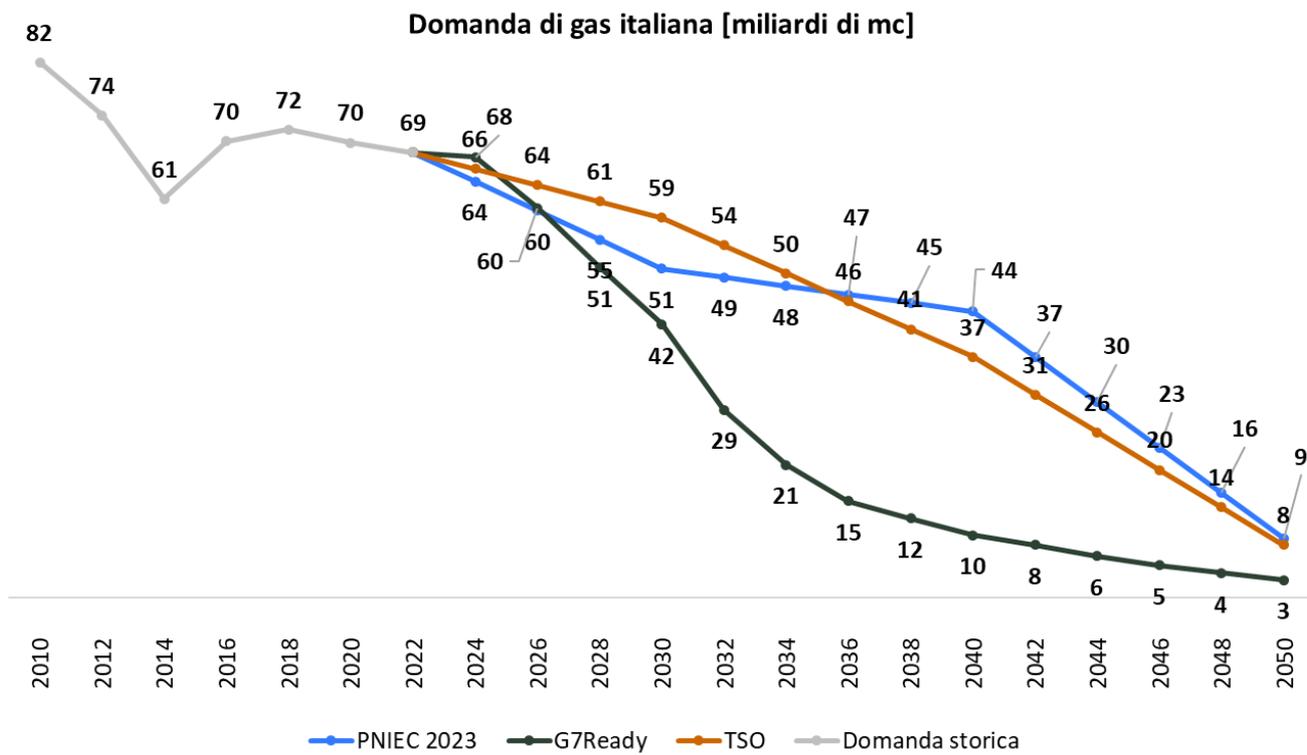
In particolare, in Italia la domanda di gas ha registrato il suo picco nel 2005, raggiungendo un volume di 86 miliardi di mc. Dal livello del 2005, a livello assoluto, i consumi di gas hanno mostrato una tendenziale complessiva riduzione raggiungendo un volume di 75,3 miliardi di mc nel 2021, ossia un calo del -12% rispetto al picco del 2005. Per effetto della crisi energetica, iniziata a fine 2021 ed esacerbata con l'invasione russa in Ucraina, nel 2022 i consumi di gas hanno subito un crollo a 68,7 miliardi di mc, registrando una riduzione del -9% rispetto al 2021.

Per stimare l'evoluzione della domanda di gas nel breve, medio e lungo periodo sono stati elaborati tre differenti scenari (Figura 1):

- PNIEC 2023, che include le politiche energetiche e climatiche previste dalla proposta di aggiornamento del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, inviata dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica alla Commissione Europea (CE) lo scorso luglio, e proiettandole sul lungo termine.
- G7 Ready, sviluppato da ECCO tenendo conto dell'impegno sottoscritto nel 2022 dall'Italia in ambito G7 di realizzare un sistema elettrico sostanzialmente decarbonizzato nel 2035 e ipotizzando una decisa accelerazione del percorso di decarbonizzazione verso la neutralità climatica al 2050.

- TSO, allineato allo scenario *Global Ambition* elaborato congiuntamente dagli operatori di rete di trasmissione, Snam e Terna, che, partendo da uno scenario che al 2030 riguarda gli obiettivi europei individuati dal pacchetto UE *Fit For 55*, definisce una condizione al 2040 non vincolante e intermedia verso il raggiungimento del Net Zero al 2050.

Figura 1. Domanda storica nazionale di gas dal 2010 al 2022 e scenari di evoluzione fino al 2050



Sulla base di questi tre scenari, al 2026, anno di inizio operatività della FSRU a Vado Ligure, la domanda di gas in Italia varia tra i 60 e i 64 miliardi di mc, registrando cioè una riduzione tra il -7% e il -12% rispetto al volume del 2022 e tra il -15% e il -20% rispetto al livello 2021 pre-crisi. Da notare che la crisi energetica del 2022 ha determinato un calo rilevante della domanda nazionale, la cui natura, se temporanea o strutturale e in che proporzioni, è oggi di ancora difficile interpretazione. Per tale ragione, nel costruire lo scenario di domanda non è stato considerato alcun effetto permanente di riduzione dei consumi di gas indotti dalla crisi del biennio 2021-2022 nelle diverse ipotesi, che risultano quindi conservative. In particolare, nello scenario G7 Ready al 2024 si ipotizza una parziale ripresa della domanda di gas post-crisi, tale da riavvicinare i volumi ai valori storici degli ultimi anni. Inoltre, introducendo nelle analisi di breve periodo un "effetto temperatura" dovuto a condizioni metereologiche particolarmente rigide, evento che per effetto dei cambiamenti climatici diventa sempre più remoto, la domanda di gas aumenterebbe di meno di 2 miliardi di mc, incrementando lo scenario di consumo massimo al 2026 a 66 miliardi di mc.

I settori che incidono e determinano l'evoluzione della domanda di gas nel breve, medio e lungo periodo sono (Figura 2):

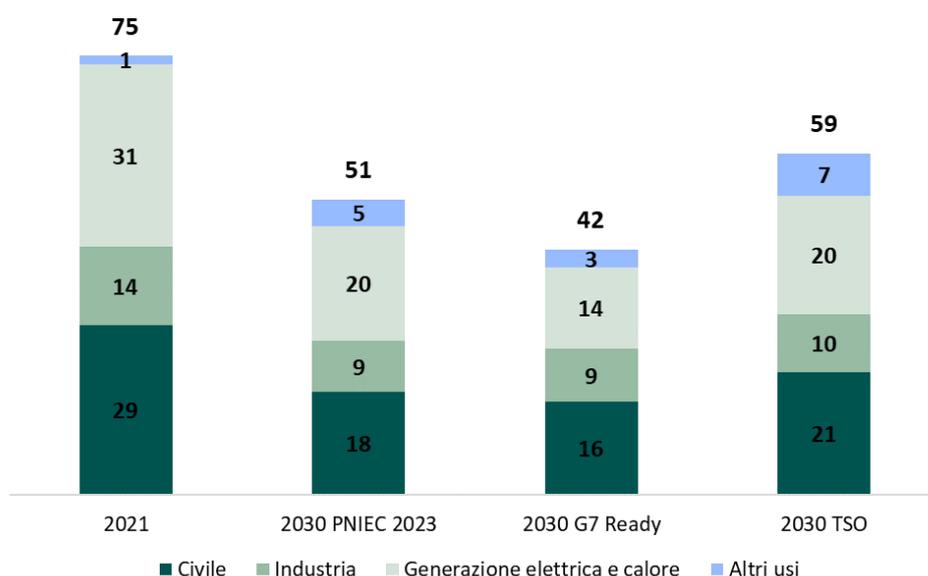
- Il settore elettrico, dove lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) andrà a determinare una necessaria progressiva uscita dall'uso del gas. Oggi la produzione nazionale di energia elettrica deriva per il [50% dal gas naturale](#), ma con l'aumento della generazione rinnovabile il mix energetico cambierà in modo sostanziale, lasciando al gas un ruolo marginale e residuale. Calcolando, infatti, che un GW di nuovi impianti rinnovabili

sostituisce circa [0,25 miliardi di mc di gas](#), secondo gli obiettivi FER previsti dal nuovo PNIEC, i consumi di gas per la generazione elettrica subiranno un calo di -7 miliardi di mc al 2025 e ulteriori -11 miliardi al 2030 (rispetto al 2021). Tali obiettivi sono da considerarsi una variabile certa e con minimo rischio, data le tendenze di mercato e la volontà del Governo di accelerare nello sviluppo delle rinnovabili a partire da una risoluzione del problema dei blocchi autorizzativi, già avviata nel biennio 2021-2022. Gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili nei sistemi energetici sono definiti dalla Direttiva Europea sull'Energia Rinnovabile (*Renewable Energy Directive* – RED III), e risultano vincolanti per gli Stati membri.

- Il settore civile, che, seppur lieve, mostra una tendenziale riduzione nell'uso del gas naturale per soddisfare i propri consumi di energia, dovuti principalmente ai fabbisogni di riscaldamento e raffreddamento. Tale calo subirà un'accelerazione nel medio-lungo termine per effetto di quattro variabili: i) un aumento dell'obiettivo di risparmio energetico sui consumi finali di energia, previsto dalla nuova direttiva UE sull'efficienza energetica (*Energy Efficiency Directive* - EED); ii) una progressione dell'elettificazione delle utenze civili e un abbandono del gas naturale sia per riscaldamento (impiego di pompe di calore, solamente nel 2022 ne sono state installate 500.000 unità) sia per uso cucina (cucina a induzione); iii) un incremento delle temperature nei prossimi trent'anni tale da determinare una diminuzione dei gradi giorni¹ e di conseguenza una riduzione del fabbisogno di energia per il riscaldamento, tra i quali esiste una [correlazione positiva](#); iv) previsioni demografiche che stimano un progressivo calo della popolazione italiana di oltre [un milione di individui al 2050](#), con una conseguente flessione dei consumi.
- Il settore industriale, in cui la riduzione della domanda di gas sarà più lenta rispetto agli altri settori. È infatti probabile che il calo dovuto al raggiungimento degli obiettivi emissivi per i settori soggetti al Sistema di *Emission Trading* (ETS), tra cui l'industria, sarà compensato da un crescente impiego di questa fonte per il probabile passaggio dell'acciaieria ex-Ilva di Taranto alla tecnologia DRI (*Direct Reduced Iron*). Gli scenari proposti prendono in considerazione tale riconversione, la quale implica inizialmente l'uso di gas naturale, possibilmente mescolato con idrogeno, per alimentare gli impianti DRI, con una graduale transizione all'uso esclusivo di idrogeno verde post 2030. I consumi gas del settore industriale rappresentano tuttavia mediamente il 17% della domanda di gas nei diversi scenari, incidendo in misura minore sull'evoluzione totale attesa.

¹ I gradi giorno di riscaldamento (HDD - *Heating Degree Days*) sono un indicatore per la misurazione del fabbisogno termico per il riscaldamento delle abitazioni in una determinata località in un determinato periodo ([ISPRA, 2017](#)).

Figura 2. Distribuzione settoriale della domanda gas nazionale al 2021 e nei tre scenari al 2030 in miliardi di mc all'anno.



2 Capacità di approvvigionamento esistente e prevista

Sul lato dell'offerta, l'adeguatezza del sistema gas è determinata dalle seguenti variabili:

- la capacità infrastrutturale del sistema, composto oggi da cinque gasdotti con sei punti di ingresso nella rete nazionale e da tre terminali di rigassificazione che complessivamente garantiscono una capacità nominale di importazione² di circa 130 miliardi di mc all'anno (Figura 3) - quasi il doppio della domanda di gas prevista al 2026 nello scenario di consumo più alto (TSO). Ipotizzando di escludere totalmente le entrate russe dal punto di Tarvisio, la capacità nominale di importazione rimarrebbe superiore del 36% rispetto alla domanda di gas stimata al 2026.

Tra il 2021 e il 2022 le importazioni russe sono calate del [-52%](#), ma grazie a una decisa [riduzione della domanda interna](#) e ad azioni di diversificazione delle fonti di approvvigionamento (corrispondenti principalmente a un rialzo dei flussi di GNL), l'Italia ha superato le stagioni termiche '21-'22 e '22-'23 senza necessità di tagliare i consumi o attivare i servizi di interrompibilità e senza il supporto di nuove unità FSRU. La nuova unità di Piombino ha, infatti, iniziato l'operatività solo a maggio 2023, non contribuendo alla copertura dei consumi del periodo invernale novembre '22 - marzo '23. Oltre alla nave di Piombino, per la quale era stato stabilito un uso temporaneo non oltre i tre anni, il Ministero della transizione ecologica MITE (ora MASE) aveva chiesto a Snam di acquistare con un atto di indirizzo il 22 marzo 2022 una seconda FSRU da allacciare a Ravenna. La capacità sommata dei due rigassificatori corrisponde a 10 miliardi di mc all'anno (5 miliardi di mc ciascuna). Con l'unità di Ravenna, già autorizzata, ed escludendo quella di Piombino, la capacità di rigassificazione italiana salirebbe a oltre 20 miliardi di mc, capaci di coprire oltre il 30-33% della domanda prevista al 2026 e il 35%-48% al 2030 nei tre diversi scenari.

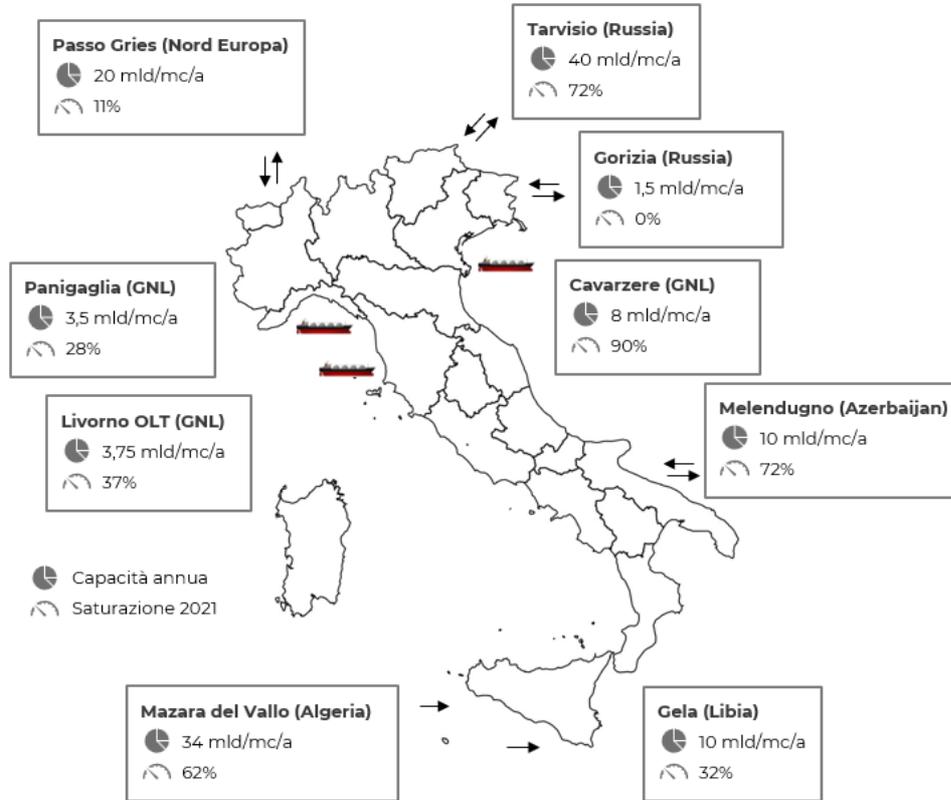
L'Italia ha inoltre avviato interlocuzioni per realizzare il raddoppio della capacità di trasporto del gasdotto TAP che passerebbe a una capacità di 20 miliardi di mc all'anno. Con l'unità di Ravenna e il raddoppio del TAP, la capacità infrastrutturale nominale italiana salirebbe a

² L'Italia è dipendente per oltre il 95% dalle importazioni estere.

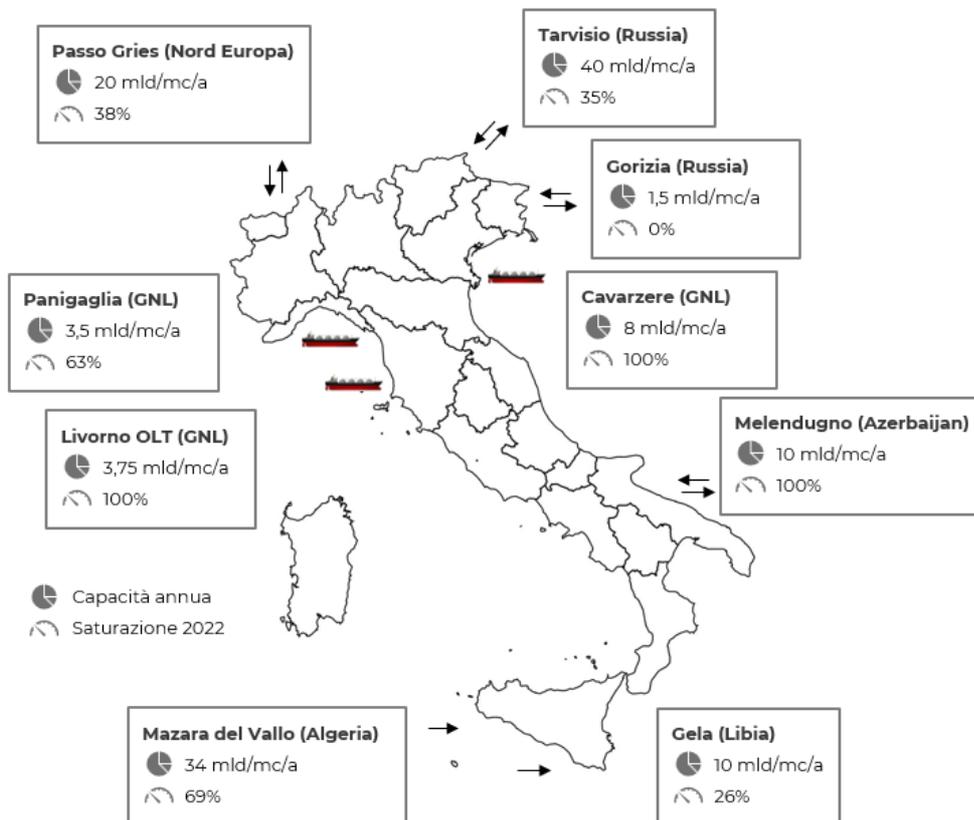
145 miliardi di mc all'anno. Senza il gas russo da Tarvisio sarebbe superiore del 60% alla domanda stimata al 2026.

Figura 2. Capacità di importazione nominale e livello di saturazione nel 2021 (a) e nel 2022 (b) in miliardi di mc/anno.

(a)



(b)



- le caratteristiche dei contratti di fornitura di gas sottoscritti con i paesi esportatori, quali la durata, l'indicizzazione, la presenza di clausole *take-or-pay*, la possibilità di revisione periodica delle condizioni contrattuali. Su queste, le informazioni disponibili sono perlopiù complessive e sommarie, poco dettagliate e trasparenti. Secondo l'indagine annuale sui sistemi energetici di [ARERA](#), la struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) si è accorciata nel 2022 rispetto al 2021: è diminuita sia la quota dei contratti di lungo periodo con una durata intera superiore ai 20 anni, sia quella dei contratti di media durata (5-20 anni), mentre è aumentata l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni. Il maggior afflusso di GNL, in sostituzione dell'ammacco di gas russo via *pipeline*, ha determinato un aumento delle importazioni *spot* di breve termine, risalite di 7 punti percentuali tra il 2021 e il 2022. Tuttavia, con il fabbisogno di gas previsto al 2026, le forniture di GNL dai rigassificatori attuali (senza le due FSRU a Ravenna e Vado Ligure) saranno in grado di coprire oltre il 23% dei consumi nazionali nello scenario di domanda maggiore.
- gli stoccaggi e più in generale la capacità del sistema di coprire la domanda nei momenti di massimo bisogno, quando raggiunge il picco giornaliero, che storicamente si verifica nel periodo invernale quando si registrano condizioni di freddo estremo. Oltre alle importazioni, le scorte garantiscono sicurezza e flessibilità al sistema, permettendo di fronteggiare situazioni di criticità e bilanciare domanda e offerta. Dopo la Germania, l'Italia ha la maggior capacità di stoccaggio in Europa, con 18 miliardi di mc, di cui 4,6 destinati allo stoccaggio strategico. Nello scenario TSO, il più conservativo, è previsto [un calo della domanda di punta](#), principalmente per effetto della riduzione dei consumi gas nel settore civile. Questo unito al rafforzamento della dorsale adriatica tra Nord e Sud aumenta la resilienza della rete gas e determina una riduzione dei rischi legati all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema nei momenti di picco massimo. Secondo i precedenti scenari, gli stoccaggi saranno in grado di coprire mediamente oltre il 40% della domanda invernale di gas al 2026.

3 Il contesto europeo

A livello europeo la domanda di gas è destinata a scendere per effetto delle politiche ambientali e climatiche di medio-lungo periodo. Secondo l'[Impact Assessment](#) della CE il raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del -55% (rispetto ai livelli del 1990) determinerà una riduzione del consumo europeo di gas del 29% al 2030 e di oltre il 95% al 2050 (rispetto al 2019).

Inoltre, in seguito all'invasione russa in Ucraina, nel 2023 la CE ha adottato il piano RePowerEU con l'obiettivo di ridurre le importazioni di gas naturale dalla Russia di due terzi entro un anno dalla sua adozione – febbraio 2024 – per poi eliminarle definitivamente ben prima del 2030. Oltre a diversificare le forniture russe nel breve termine, il piano mira ad accelerare le azioni di risparmio ed efficientamento energetico e ad aumentare l'uso di energie pulite, considerate come misure chiavi per ridurre la domanda di gas e di conseguenza la dipendenza dalle importazioni russe nel medio termine. La piena implementazione del piano determinerà un calo più rapido della domanda gas a livello europeo, stimato in [-52%](#) al 2030 rispetto ai livelli del 2019. Queste ragioni hanno indotto la Germania a ricorrere a nuova capacità di rigassificazione, scegliendo **di affittare temporaneamente nuove FSRU**, anziché acquistarle, in maniera tale da ridurre l'esposizione al rischio di *stranded asset* legato al possibile non utilizzo di tale capacità nel medio termine.

La strategia italiana di diventare hub europeo del gas appare perseguibile esclusivamente nel breve periodo, come azione per sostituire i flussi russi nel caso in cui dovessero totalmente

annullarsi - **situazione mai verificatasi fino a oggi**. Alla fine del conflitto tra Russia e Ucraina non si esclude peraltro la possibilità di un ritorno delle importazioni dalla Russia ai volumi storici.

Con l'European Green Deal e il piano RePowerEU, l'UE ambisce ad arrivare alla neutralità climatica entro il 2050, puntando alla sostituzione delle fonti fossili con le energie verdi per questioni di sicurezza energetica e climatica. Tale strategia UE alimenta i dubbi sulla fondatezza tecnica ed economica di investimenti in nuova capacità infrastrutturale, che deve essere accuratamente valutata secondo rigorosi criteri di sostenibilità e tenendo conto degli obiettivi climatici. Appare quindi difficile il verificarsi di dinamiche di domanda gas nazionale ed europea, unite a una possibile mancanza di capacità infrastrutturale nel resto d'Europa e differenziali di prezzo tra l'indice relativo all'hub di riferimento europeo TTF e l'indice relativo al mercato virtuale italiano PSV³, tali da giustificare l'ipotesi che l'Italia diventi hub europeo del gas, capace di importare volumi dal Nord Africa ed esportarli nel Nord Europa, modificando sostanzialmente il ruolo che ha storicamente assunto di paese importatore.

³ Il differenziale medio mensile tra PSV e TTF è abitualmente di segno positivo, ossia sfavorevole alle esportazioni italiane verso l'estero.



IL THINK TANK ITALIANO PER IL CLIMA

ECCO è il primo **think tank italiano**, indipendente e senza fini di lucro, dedicato ai temi del cambiamento climatico e della transizione energetica. ECCO riunisce esperti e dialoga con decisori politici, istituzioni, società civile e comunità scientifiche per ripensare la narrativa ambientale e proporre soluzioni innovative per favorire la transizione verso una società a zero emissioni e contrastare il cambiamento climatico.

VALUTAZIONE SINTETICA DELLE EMISSIONI CLIMALTERANTI DAL RIGASSIFICATORE GOLAR TUNDRA DI VADO LIGURE

La valutazione delle emissioni climalteranti dal rigassificatore Golar Tundra di Vado Ligure è stata sviluppata sulla base delle informazioni condivise da ReCommon e di un'analisi bibliografica indipendente svolta da ECCO.

Le ipotesi alla base della valutazione derivano dalla scarsa disponibilità di informazioni pubbliche in merito all'entità delle emissioni di gas climalteranti del rigassificatore Golar Tundra, che ha reso necessario l'adozione di assunzioni equivalenti a rigassificatori già in esercizio operati da SNAM, in particolare il rigassificatore OLT di Livorno.

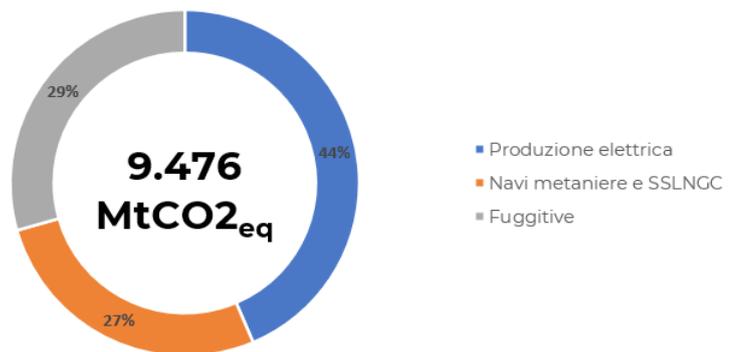
Nell'analisi è stata presa in considerazione l'intera fase di esercizio del rigassificatore, prevista di **22 anni**, ed è stata cautelativamente assunta come operativa la capacità massima di rigassificazione (**5 bcm/anno**).

Le sorgenti emmissive considerate sono:

1. Produzione di energia elettrica on board. E' stato ipotizzato l'impiego di generatori turbogas con una capacità complessiva di 48 MW, come da studio modellistico ricadute in atmosfera di Golar Tundra, operanti per 8400 ore/anno. Le emissioni sono state stimate ipotizzando l'efficienza dei turbogas e i fattori emissivi della combustione di gas naturale.
2. Emissioni dalle navi metaniere e SSLNGC che approdano al rigassificatore. Per questa stima è stato assunto un numero di approdi e una durata del singolo approdo uguale allo scenario autorizzato di OLT, che prevede 59 approdi/anno di navi metaniere e 122 approdi/anno di SSLNGC. Sono considerate solo le emissioni dovute al consumo di carburante durante gli approdi. Questa ipotesi è da considerarsi conservativa.
3. Emissioni da traffico indotto di appoggio a navi metaniere, SSNGC e guardia costiera. In mancanza di informazioni sulla tipologia di natanti, questo contributo è stato stimato come share aggiuntivo rispetto al contributo precedente, sulla base del SIA OLT.
4. Emissioni fuggitive dal rigassificatore. Questo contributo è stato calcolato come percentuale dei volumi di gas rigassificati, sulla base delle risposte di SNAM nel documento Domande pervenute prima dell'Assemblea ai sensi dell'art. 127-ter del d.lgs. n. 58/1998 e in linea con una stima dell'Agenzia Internazionale dell'Energia.

Sulla base delle ipotesi descritte, la stima delle emissioni climalteranti del rigassificatore Golar Tundra di Vado Ligure risulta essere di circa **9.5 MtCO₂eq (9.476) cumulate sull'intero periodo di esercizio**.

Emissioni climalteranti Golar Tundra



ECCO è il primo **think tank italiano**, indipendente e senza fini di lucro, dedicato ai temi del cambiamento climatico e della transizione energetica. ECCO riunisce esperti e dialoga con decisori politici, istituzioni, società civile e comunità scientifiche per ripensare la narrativa ambientale e proporre soluzioni innovative per favorire la transizione verso una società a zero emissioni e contrastare il cambiamento climatico.