



Associazione ecologista Gruppo d'Intervento Giuridico odv – associazione di protezione ambientale riconosciuta (art. 13 della legge n. 349/1986) – Via Grazia Deledda n. 39 – 09127 Cagliari – posta elettronica grigsardeгна5@gmail.com – p.e.c. gruppodinterventogiuridico@pec.it.

Cagliari, 11 marzo 2022

Al Direttore generale per la Crescita Sostenibile e La Qualità dello Sviluppo (CRESS) del Ministero della Transizione Ecologica,

cress@pec.minambiente.it,

Oggetto: **intervento ex artt. 9 e ss. della legge n. 241/1990 e s.m.i. e 24 e ss. del decreto legislativo n. 152/2006 e s.m.i. nel procedimento di valutazione di impatto ambientale relativo al progetto terminale gas naturale e infrastrutture connesse Snam Rete Gas s.p.a. in loc. Portovesme + altre – Comuni di Portoscuso e Carbonia (SU).**

Il sottoscritto dott. Stefano Deliperi, in nome e per conto del **Gruppo d'Intervento Giuridico odv**, elettivamente domiciliato presso la sede della detta Associazione ecologista (Via Grazia Deledda, 39 – 09127 Cagliari – posta elettronica: grigsardeгна5@gmail.com; posta elettronica certificata: gruppodinterventogiuridico@pec.it),

PREMESSO CHE

con **istanza** pubblicizzata sul sito web istituzionale (<https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/8321/12256>) del Ministero della Transizione Ecologica in data 10 febbraio 2022 è stato avviato il **procedimento di valutazione di impatto ambientale (V.I.A.)** relativo al **progetto “Terminale di Portovesme ed opere connesse”** da parte della **Snam Rete Gas s.p.a.** in loc. **Portovesme + altre** – Comuni di **Portoscuso e Carbonia (SU)**.

Il **Progetto Terminale di Portovesme ed opere connesse** prevede la realizzazione di un **terminale di ricezione, stoccaggio e rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto (GNL)** all'interno del porto di Portovesme.

Il Terminale è costituito da un'unità di **stoccaggio di GNL e di rigassificazione del gas**, detta *Floating Storage Regasification Unit* o FSRU e dai relativi **impianti di banchina** idonei alla ricezione e alla distribuzione di Gas Naturale e GNL alle diverse utenze, che formano l'Impianto di ricezione.

Al terminale sarà collegata la **Rete Energetica di Portovesme** che costituisce le opere connesse e che prevede i seguenti tratti di metanodotto:

- **Metanodotto Collegamento FSRU Portovesme DN 650 (26”)**, DP 75 bar, di circa 6,638 km di lunghezza, che collegherà la FSRU fino al “PIDI” n°9;
- **Metanodotto Derivazione per Portoscuso DN 400 (16”)**, DP 75, di circa 5,619 km di lunghezza ed il **Metanodotto Allacciamento a Eurallumina DN 300 (12”)**, DP 75 bar, di circa 165 m di lunghezza, che porteranno il gas agli stabilimenti e alle utenze ubicati presso l'area industriale di Portoscuso.

Il **Progetto** rientra tra quelli ricompresi nel **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**, nella tipologia elencata nell'Allegato I *bis* alla Parte Seconda del D.Lgs.152/2006, al punto 1 – 1.1 – 1.1.3 – denominati **“Dimensione della Decarbonizzazione”** – **“Infrastrutture per il phase out della generazione elettrica alimentata a carbone”** – **“Infrastrutture di reloading, trasporto via nave, stoccaggio e**

rigassificazione necessarie a consentire il phase out della generazione a carbone e la decarbonizzazione delle industrie in Sardegna” e anche nella tipologia elencata nell’Allegato II.

Conseguentemente, ai sensi e per gli effetti di cui agli artt. 9 e ss. della legge n. 241/1990 e successive modifiche ed integrazioni (s.m.i.) e 24 del decreto legislativo n. 152/2006 e s.m.i., si inoltrano in merito le seguenti

OSSERVAZIONI

* sotto il profilo giuridico:

- il progetto rientra fra quelli obbligatoriamente da assoggettare alla preventiva e vincolante **procedura di valutazione di impatto ambientale (V.I.A.)**, ai sensi degli artt. 21 e ss. del decreto legislativo n. 152/2006 e s.m.i. (Allegato II alla Parte II, punto 1 “*Raffinerie di petrolio greggio (escluse le imprese che producono soltanto lubrificanti dal petrolio greggio), nonché impianti di gassificazione e di liquefazione di almeno 500 tonnellate al giorno di carbone o di scisti bituminosi, nonché terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto*”. Il Progetto rientra tra quelli ricompresi nel **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**, nella tipologia elencata nell’Allegato I bis alla Parte Seconda del D.Lgs.152/2006, al punto 1 – 1.1 – 1.1.3 – denominati “**Dimensione della Decarbonizzazione**” – “**Infrastrutture per il phase out della generazione elettrica alimentata a carbone**” – “**Infrastrutture di reloading, trasporto via nave, stoccaggio e rigassificazione necessarie a consentire il phase out della generazione a carbone e la decarbonizzazione delle industrie in Sardegna**” e anche nella tipologia elencata nell’Allegato II;

- si tratta di un nuovo impianto e, secondo quanto dichiarato, non interessa aree naturali protette di cui alla legge n. 394/1991 e s.m.i. e aree rientranti nella **Rete Natura 2000 (S.I.C., Z.P.S., Z.S.C.)** individuate ai sensi delle direttive n. 92/43/CEE e 09/147/CE, sebbene si ritiene che “*gli impatti derivanti dalla sua attuazione potrebbero interferire con le seguenti aree: ZPS ITB040027 ‘Isola di San Pietro’, ITB040028 ‘Punta S’Aliga’, ITB040029 ‘Costa di Nebida’ e ITB042250 ‘da Is Arenas a Tonnara’.*” (vds. avviso al pubblico);

- Il progetto è soggetto a **procedura di sicurezza per il controllo dei pericoli di incidenti rilevanti** connessi con determinate sostanze pericolose di cui al decreto legislativo n. 105/2015. In data 16 novembre 2021 il rapporto preliminare di sicurezza per l’acquisizione del Nulla Osta di Fattibilità (N.O.F.) è stato depositato presso il Comitato Tecnico Regionale della Regione Sardegna ai sensi dell’art. 16 e dell’Allegato C al decreto legislativo n. 105/2015;

* sotto il profilo energetico:

- gli ultimi dati disponibili (primo trimestre 2021, [elaborazione QualEnergia su dati TERNA](#)) vedono una domanda pari a 78 TWh, di cui 27,38 prodotti da fonti rinnovabili (il 34,8%).

Gli ultimi dati annui disponibili ([TERNA, 2019](#)) affermano che “*nel 2019 in Italia la domanda di energia elettrica ha raggiunto i 319.622 GWh, con una flessione dello 0,6% rispetto all’anno precedente*”, mentre “*la potenza efficiente lorda si è attestata a 119,3 GW (+1,0 % rispetto al 2018 essenzialmente imputabile alle rinnovabili). Il parco di generazione termoelettrico si è mantenuto sostanzialmente stabile, mentre il parco di generazione delle fonti rinnovabili continua la sua crescita con un incremento generale pari al +2,2% ed una potenza che rappresenta il 46,5% del totale installato in Italia (era 46% nel 2018)*”.

La potenza efficiente lorda del “sistema energia” italiano è ampiamente sufficiente a sostenere la domanda, visto che “*il valore della punta massima registrato nel 2019 è stato pari a 58,8 GW, e si è verificato il giorno 25 luglio alle 17. La punta 2019 è stata leggermente più alta (+1,8%) rispetto alla punta del 2018, determinando un trend di crescita che si protrae dal 2014. Si conferma la forte correlazione tra il carico e le temperature estive*”.¹

¹ È importante sapere che cos’è il “dispacciamento” delle energie rinnovabili. Ce lo spiega il GSE (Gestore Servizi Energetici): “*Il servizio di dispacciamento, svolto dal gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna), è la gestione coordinata delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale per garantire il bilanciamento del sistema elettrico. L’energia elettrica, di norma, non è un bene immagazzinabile, purtroppo. Per questo, è necessario produrre, istante per istante, la quantità di energia richiesta dall’insieme dei consumatori finali e gestirne la trasmissione in modo che offerta e domanda siano sempre in equilibrio, garantendo così la continuità della fornitura in condizioni di sicurezza. In tempo reale, Terna monitora i flussi elettrici e corregge i livelli di immissione e prelievo di energia, in modo che siano perfettamente bilanciati in ogni momento, inviando, ove necessario, ordini a*

Non risulta, quindi, un *problema* di produzione energetica in Italia, quanto un serio *problema* di pianificazione e di politica industriale legata alle necessarie scelte di politica ambientale.

- questi sono i “**numeri**” dell’energia in Sardegna, come emergono dai [dati TERNA 2019](#):

* **18 impianti idroelettrici** (potenza efficiente lorda MW 466,4; producibilità media annua GWh 607,6);

* **52 impianti termoelettrici** (potenza efficiente lorda MW 2.386,1; potenza efficiente netta MW 2.168,8);

* **593 impianti eolici** (potenza efficiente lorda MW 1.054,9);

* **38.014 impianti fotovoltaici** (potenza efficiente lorda MW 872,6);

* **energia richiesta in Sardegna:** GWh 9.171,5 **energia prodotta in più rispetto alla richiesta:** GWh +3.491,5 (+38,1%).

* **produzione energia:** GWh 13.630,6 (lorda); produzione netta per il consumo: GWh 12.809,9.

Il dato fondamentale della “fotografia” del sistema di produzione energetica sardo è che **oltre il 38% dell’energia prodotta “non serve” all’isola e viene esportato** verso la Penisola (SaPel, capacità 1.000 MW) e verso l’Estero (SaCol, SarCo, Corsica, capacità 300 MW + 100 MW): Qualsiasi nuova produzione energetica non sostitutiva di fonte già esistente (p. es. termoelettrica) può esser solo destinata all’esportazione verso la Penisola e verso la Corsica.

Le **istanze di connessione di nuovi impianti presentate a Terna s.p.a.** (gestore della rete elettrica nazionale) al 31 agosto 2021 risultano complessivamente pari a 5.464 MW di energia eolica + altri 10.098 MW di energia solare fotovoltaica, cioè 15.561 MW di nuova potenza da fonte rinnovabile. Otto volte i 1.926 MW esistenti (1.054 MW di energia eolica + 872 di energia solare fotovoltaica, [dati Terna, 2021](#)).

Complessivamente sarebbero interessati più di **10 mila ettari di boschi e terreni agricoli**.

Il 21 febbraio 2022 [Terna s.p.a.](#), la società pubblica di gestione della rete elettrica nazionale, ha svolto l’asta pubblica per il *mercato delle capacità* per l’anno di consegna 2024. Il [mercato delle capacità](#) è “un meccanismo con cui Terna si approvvigiona di capacità attraverso contratti di approvvigionamento di lungo termine aggiudicati con aste competitive”. In parole povere, consente di avere forniture energetiche certe per un consistente periodo temporale. L’[esito](#) della recente asta pubblica ha consentito di conoscere un nuovo tassello del futuro della Sardegna e della prossima [servitù energetica](#).

Nel 2024 [dovrebbero esser attivi](#) un **polo delle energie rinnovabili nel Nord Sardegna con batterie di accumulo per 247 MW** e un **analogo polo con batterie di accumulo per 253 MW nel Sud Sardegna**. Si ipotizza, così, la **contemporanea chiusura delle centrali a carbone di Fiume Santo (Porto Torres) e di Portoscuso**, facendo così dedurre (i soggetti aggiudicatari non sono ancora pubblici) che abbia molto

ridurre o aumentare l’energia immessa in rete alle unità di produzione” (http://www.gse.it/it/Gas%20e%20servizi%20energetici/Dispacciamento_Rinnovabili/Pagine/default.aspx).

In Italia non vige un regime di concorrenza che premia chi produce energia a prezzi più bassi, soprattutto riguardo alle fonti energetiche rinnovabili “non programmabili”, il cui dispacciamento è regolato con Delibera 522/2014/R/eel.

L’unica energia che “deve” essere effettivamente acquistata, quando viene prodotta, è quella degli impianti in regime di “essenzialità”, definito da una delibera dell’Autorità per l’energia, il gas e il sistema idrico (AEEGSI), nello specifico la 111/06 relativa a tutte le attività che sono svolte da Terna per garantire il soddisfacimento della domanda di energia di tutto il sistema elettrico italiano, garantendo allo stesso tempo i requisiti di sicurezza e affidabilità necessari in un sistema che evolve nel tempo con continue variazioni di energia consumata e prodotta, e che devono essere mantenuti identici in ogni istante. La delibera AEEGSI 111/06 definisce “impianto di produzione essenziale” un impianto di produzione in assenza del quale, anche per le esigenze di manutenzione programmata degli altri impianti di produzione e degli elementi di rete, non è possibile assicurare adeguati standard di gestione in sicurezza del sistema elettrico. Gli “Impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ai sensi dell’articolo 63, comma 63.1, dell’Allegato A alla delibera dell’AEEGSI n. 111/06” individuati da Terna s.p.a.

probabilmente vinto la gara il [Gruppo ENEL s.p.a.](#), titolare dell'impianto di Portoscuso (la E.P. Produzione, [titolare dell'impianto](#) di Fiume Santo non avrebbe partecipato).

A questo punto, non si comprende quale senso avrebbe un **terminal per stoccaggio e rigassificazione a Portovesme**, pur non esistendo alcun meccanismo legale di chiusura coercitiva di impianti produttivi di energia da fonti fossili².

Pertanto,

CHIEDE

- che le sopra descritte "osservazioni" vengano motivatamente (artt. 24 e ss. del decreto legislativo n. 152/2006 e s.m.i., 3 della legge n. 241/1990 e s.m.i.) considerate nell'ambito del presente **procedimento di valutazione di impatto ambientale – V.I.A.**

Si ringrazia per l'attenzione prestata.

p. **Gruppo d'Intervento Giuridico odv**

dott. Stefano Deliperi



² Gli impianti di produzione di energia elettrica essenziali per la sicurezza del sistema elettrico (art. 63, comma 63.1, dell'Allegato A alla delibera dell'AEEGSI n. 111/06) sono tutti "programmabili", con combustibile fossile o biomasse (vds. https://download.terna.it/terna/A27%20-%20anno%202020_8d769b522431880.pdf).