

ALLEGATO TECNICO

Identificazione dell'installazione IPPC

Ragione sociale	GNL ITALIA S.P.A.
Sede Legale	P.ZZA SANTA BARBARA 7 – SAN DONATO MILANESE (MI)
Sede Operativa	LOC. FEZZANO IN COMUNE DI PORTOVENERE (SP)
Tipo di impianto	RICEZIONE – STOCCAGGIO – RIGASSIFICAZIONE GNL (GAS NATURALE LIQUEFATTO)
Codice e attività IPPC	1.1 IMPIANTI DI COMBUSTIONE LA CUI POTENZA TERMICA TOTALE INSTALLATA SUPERA I 50MWt

SOMMARIO

A. QUADRO AMMINISTRATIVO - TERRITORIALE.....	3
A 1. Inquadramento dell'istallazione e del sito.....	3
A 2. Stato autorizzativo e autorizzazioni sostituite dall'AIA.....	6
B. QUADRO PRODUTTIVO- IMPIANTISTICO.....	7
B.1 Produzioni.....	7
B.2 Descrizione fasi operative	8
B.3 Risorse idriche ed energetiche	9
C. QUADRO AMBIENTALE.....	10
C.1 Emissioni in atmosfera - sistemi di contenimento	10
inquinanti presenti:.....	14
inquinanti presenti:.....	14
inquinanti presenti:.....	14
inquinanti presenti:.....	15
Emissione di Gas Naturale (CH ₄)	15
Emissione di Gas Naturale (CH ₄)	15
C.2 Emissioni idriche e sistemi di contenimento.....	15
C.3 Emissioni sonore e sistemi di contenimento	20
C.4 Emissioni al suolo e sistemi di contenimento	20
C.5 Produzione Rifiuti.....	21
C.6 Rischi di incidente rilevante	23
C.7 SISTEMI DI GESTIONE.....	23
D. QUADRO INTEGRATO.....	24
D.1 Applicazione delle MTD	24
D.2 Criticità riscontrate	30
E. QUADRO PRESCRITTIVO.....	31
E.1 Aria	31
E.2 Acqua	34
E.3 Rumore	35
E.4 Suolo e Sottosuolo	36
E.5 Rifiuti	36
E.6 Altre forme d'inquinamento.....	39
E.7 Manutenzioni, malfunzionamenti ed eventi incidentali	39
E.8 PRESCRIZIONI TECNICO GESTIONALI.....	39
E.9 Dismissione e ripristino dei luoghi	40
E.10 Prescrizioni di carattere generale	40
F. PIANO DI MONITORAGGIO.....	41
G. OBIETTIVI DI MIGLIORAMENTO	42

A. QUADRO AMMINISTRATIVO - TERRITORIALE

A 1. Inquadramento dell'istallazione e del sito

Il Terminale GNL è situato in località Panigaglia, Fezzano di Portovenere (SP), al km 5,9 della Strada Provinciale n°530 La Spezia – Portovenere.

Dal punto di vista urbanistico l'area in questione è inserita nel PUC di Portovenere ed ha una destinazione di tipo industriale (zona D1) (Distretto di Trasformazione TR2).

Nel PRG sono presenti i vincoli di seguito schematizzati

Vincoli/criticità	SI	NO
Vincolo paesistico Ambientale	X	
Vincolo Idrogeologico		X
Area esondabile		X
Carsismo		X
Area sismica		X
Altri (specificare)		

Localizzazione del Sito

L'area sulla quale insiste lo Stabilimento della GNL Italia S.p.A. è situata nella baia denominata "di Panigaglia" in località Fezzano, Comune di Portovenere (SP).

L'area confina con il mare in direzione NE e con l'entroterra in tutte le altre direzioni ed è compresa tra i due promontori denominati rispettivamente "Punta di Fezzano" (verso La Spezia) e "Punta del Pezzino" (verso Portovenere). L'insediamento industriale occupa una porzione limitata dell'area di proprietà anzi descritta, porzione che può essere meglio identificata come quella compresa tra il mare in direzione NE e la strada La Spezia - Portovenere (strada n. 530) nel tratto tra i due promontori.



Nell'area circostante l'installazione prevalgono condizioni di naturalità del territorio, con vaste zone boschive (angiosperme e conifere termofile) o a prato/pascolo e subordinatamente zone coltivate ad uliveto.

La zona dove è ubicato lo Stabilimento risulta essere stata classificata in Classe sismica 3 in base alla Delib. Reg. Liguria n° 530 (2003) in ottemperanza alla OPCM n. 3274 del 20.03.2003.

Zonizzazione acustica

Il Comune di Portovenere, sul cui territorio insiste lo stabilimento di Panigaglia, ha adottato un Piano di Classificazione Acustica (di cui alla Legge 447/1995) con D.C.C. n. 12 del 29.04.2016.

Secondo il Titolo II della D.G.R. Liguria n. 534 del 28/05/1999 (concernente le Documentazioni di Impatto Acustico) è previsto al Capo 3 che "...se il Comune non ha ancora redatto la Classificazione Acustica, la Classe delle zone sarà indicata dal proponente in base all'uso del territorio, seguendo le indicazioni delle prescrizioni tecniche regionali", conseguentemente in base alla situazione territoriale a tutt'oggi esistente (presenza dal 1971 di stabilimento industriale nell'area specifica, con assoluta assenza di altre attività o di residenze), il proponente ha ipotizzato una classificazione del territorio che varia secondo il periodo dell'anno (è quindi a carattere stagionale). L'area della baia di Panigaglia posta sottostrada rispetto alla strada n. 530 La Spezia - Portovenere e compresa tra i promontori "Punta del Fezzano" e "Punta del Pezzino" risulta pertanto da ascrivere alle zone di "Classe VI" (aree esclusivamente industriali).

Descrizione delle presenze sul territorio nel raggio di 200 metri dal perimetro dell'insediamento.

Entro 200 m dal perimetro dell'installazione non vi sono attività produttive, case di civile abitazione, scuole, ospedali, impianti sportivi e/o ricreativi, infrastrutture di grande comunicazione, opere di presa idrica destinate al consumo umano, riserve naturali, parchi e zone agricole.

Sulla strada provinciale soprastante lo Stabilimento scorre la pubblica fognatura di proprietà dell'ACAM; lo Stabilimento è collegato al metanodotto di proprietà di Snam Rete Gas nel quale viene immesso il gas naturale rigassificato.

Altre informazioni sul Sito

Inquadramento geologico

Nell'ambito dei sedimenti superficiali, limoso-argillosi, non esiste una falda freatica regolare, ma solo falde sospese locali. Le caratteristiche geologiche e idrogeologiche del sito sono contenute nell'Allegato 4 all'istanza presentata.

Nella zona in questione prevalgono le formazioni triassiche, costituite da calcari e calcari dolomitici compatti e a copertura delle precedenti affiorano le formazioni Giurassiche, che sono costituite prevalentemente da rocce argillose e calcareo-marnose con intercalazioni di rocce silicee

Si rimanda agli elaborati della relazione geologica e idrogeologica dell'area interessata dall'installazione (Allegato 4 della Documentazione allegata all'istanza).

L'impatto sul territorio

L'area del complesso IPPC è ubicata all'interno del bacino idrografico della baia di Panigaglia; all'interno di tale bacino sono presenti tre corsi d'acqua (Fosso di Panigaglia Sud, Fosso di Panigaglia Nord e Canale di Cassà), la cui portata è legata esclusivamente al regime delle precipitazioni.

La baia di Panigaglia si apre ai piedi del versante NE del M.te Castellana, che domina quest'area con un'altezza di 507 m. È compresa tra la punta del Pezzino a SE e la punta Fezzano a NO, distanti tra loro circa un chilometro.

La morfologia costiera presenta un profilo frastagliato, composto da promontori ed insenature tipico delle coste a sommersione, ove l'innalzamento marino ha provocato l'allagamento delle valli, con la formazione di promontori ed isole in corrispondenza delle dorsali montuose.

A seguito degli interventi di riqualificazione ambientale, che hanno interessato tutta l'area dello Stabilimento e che hanno portato alla mitigazione (colorazione verde in opportuna sequenza mimetizzata) dei serbatoi di stoccaggio

GNL, l'impianto si presenta coerentemente inserito nel contesto boschivo-arbustivo esistente, così come previsto dal P.T.C.P. (Piano Territoriale di Coordinamento Paesistico-regionale).

La luminosità dell'impianto rimane confinata nella baia prospiciente.

Prima dell'attuale configurazione, lo Stabilimento GNL di Panigaglia era dotato di apparecchiature atte al trattamento di GNL pesante tramite il processo di reforming.

Tra il 1990 e il 1996 l'impianto è stato ammodernato per permettere la lavorazione di GNL più leggero e adeguarlo a standard tecnologici più moderni. Nel processo attuale, il GNL viene rigassificato senza trattamenti e con un semplice passaggio di stato fisico (appunto da liquido a gassoso).

L'area dello Stabilimento non è inserita in piani di risanamento ambientali.

A 2. Stato autorizzativo e autorizzazioni sostituite dall'AIA

Tutti gli atti e le autorizzazioni di seguito elencati sono sostituiti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale

Settore interessato	Numero atto amministrativo	Ente competente	Norme di riferimento	Tipologia di atto amministrativo
	Data di emissione			
Aria				
Acqua				
Rifiuti				
Rumore/vibrazioni				
AUA				
Energia				
VIA				
Bonifiche				
Sistema di gestione della sicurezza	INTEGRATO CON IL SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE		D.Lgs 105/15 e smi	
EMAS				
ISO	CERTIFICATO N. 191723-2015-AE-ITA-ACCREDIA del 29/07/2021	DNV Business Assurance Italy S.r.l.	UNI EN ISO 14001:2004	CERTIFICATO DI CONFORMITÀ DEL SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE ALLA NORMATIVA UNI EN ISO
	CERTIFICATO N. 117791-2012AHSO-ITAACCREDIA-CC2 DEL 29/07/2021	DNV Business Assurance Italy S.r.l.	ISO 45001:2018	
	CERTIFICATO N° 10000412419-MSCACCREDIA-ITA-CC2 DEL 28/07/2021	DNV Business Assurance Italy S.r.l.	ISO 9001:2015	
AIA	AIA Det. N.133 del 17/02/2014 Prot. N. 8530 del 17/02/2014 e proroga scadenza prot. N. 4437 del 21/02/2020	PROVINCIA DELLA SPEZIA	D.Lgs 152/06 e smi	Autorizzazione Integrata Ambientale
	17/02/2014 e 21/02/2020			

B. QUADRO PRODUTTIVO- IMPIANTISTICO

B.1 Produzioni

Lo Stabilimento di rigassificazione del Gas Naturale Liquefatto (GNL) sito in Panigaglia – nel Comune di Portovenere (SP) - è l'unica sede operativa di GNL Italia S.p.A.

Primo impianto di ricezione e rigassificazione di gas naturale liquefatto operativo in Italia, fu costruito tra il 1967 ed il 1970 e progettato per ricevere e lavorare il GNL trasportato via mare dalla Libia.

Dalla fine degli anni '80 fu attuata una totale ristrutturazione dell'impianto, per rendere il terminale meno complesso, più affidabile e semplice nella gestione ed adeguarlo alle nuove disponibilità di gas leggero. Nel 1991, al termine della ristrutturazione, il terminale ha assunto l'attuale configurazione, ad eccezione dei serbatoi di stoccaggio.

Nel 1995 è stato realizzato un adeguamento tecnologico dei due serbatoi di stoccaggio GNL, trasformandoli in serbatoi "a doppio contenimento".

Dal 1997 l'impianto ha ripreso a funzionare con continuità.

Nel 2000 è iniziato il potenziamento del sistema di recupero dei vapori di gas naturale liquefatto (boil off gas) terminato agli inizi del 2003.

Nel 2015 è stata ultimata l'installazione di un nuovo compressore di recupero BOG denominato K203A, che consente di inviare a metanodotto il gas di boil off prodotto quando la sezione di rigassificazione non è in marcia e quindi evitare di convogliarlo in atmosfera tramite il Vent di sicurezza.

Il sistema di gestione ambientale dello Stabilimento è certificato in conformità alla norma UNI EN ISO 14001, ed è integrato con un sistema di gestione della sicurezza degli impianti conforme al D.Lgs. 105/15 e smi.

L'attività IPPC all'interno dello Stabilimento GNL è svolta da impianti di combustione la cui potenza termica totale installata supera i 50 MWt.

L'energia termica prodotta viene principalmente utilizzata per riscaldare il gas naturale liquefatto e riportarlo allo stato gassoso.

Il gas naturale viene trasportato via mare con apposite navi. Perché il trasporto marittimo sia possibile il gas naturale deve essere portato allo stato liquido mediante il raffreddamento alla temperatura di circa -160 °C.

Una volta liquefatto il GNL viene caricato su navi metaniere e trasportato fino al terminale di rigassificazione. Giunto al terminale il GNL viene scaricato, immagazzinato in serbatoi di stoccaggio e, dopo innalzamento della pressione ai valori di rete, ricondotto allo stato gassoso con una semplice operazione di riscaldamento fino alla temperatura di circa 5° C e infine immesso nella rete nazionale dei gasdotti.

L'area di attracco delle navi metaniere è ubicata all'estremità di un pontile lungo circa 500 m e consente la ricezione di navi di capacità di carico massima di circa 70.000 m³ di gas naturale liquefatto.

La sezione di stoccaggio è costituita da due serbatoi di stoccaggio GNL e dalle pompe sommerse per la movimentazione del GNL.

Il gas naturale liquefatto viene stoccato in 2 serbatoi della capacità geometrica di 50.000 m³, ciascuno alla temperatura di circa -160 °C ed ad una pressione leggermente superiore a quella atmosferica (0,035 bar rel).

La sezione di rigassificazione è costituita dalle pompe per la movimentazione e pressurizzazione del gas naturale liquefatto e dai vaporizzatori a fiamma sommersa.

Il GN in uscita dai vaporizzatori qualora non rispettasse le specifiche di intercambiabilità con il gas di rete viene corretto mediante l'aggiunta di un fluido a potere calorifico nullo (aria).

La potenzialità massima di rigassificazione dell'installazione è pari a $3,5 \times 10^9$ Sm³/anno, mentre il valore massimo di produzione negli ultimi 5 anni è stato pari a $2,346 \times 10^9$ Sm³

Lo stabilimento di rigassificazione può operare in due configurazioni di marcia:

- "standard", in cui tutte le sezioni dell'impianto sono operative;
- "ridotta", in cui è attiva soltanto la sezione di stoccaggio.

La configurazione in "marcia ridotta" consiste nell'invio del gas di boil off prodotto dai serbatoi ad un compressore che lo porta alla pressione di 75bar per essere inviato nella rete nazionale (senza passare quindi per la sezione di vaporizzazione).

La marcia ridotta prevede quindi un numero inferiore di apparecchiature in funzione, rispetto alla configurazione standard: non è previsto scarico da metaniere e la sezione di "gassificazione" è ferma.

La struttura operante sull'impianto è costituita da 68 addetti a cui debbono essere aggiunti circa altri 20 addetti delle società del Gruppo Snam.

Le attività presso l'installazione si svolgono su 3 turni di lavoro:

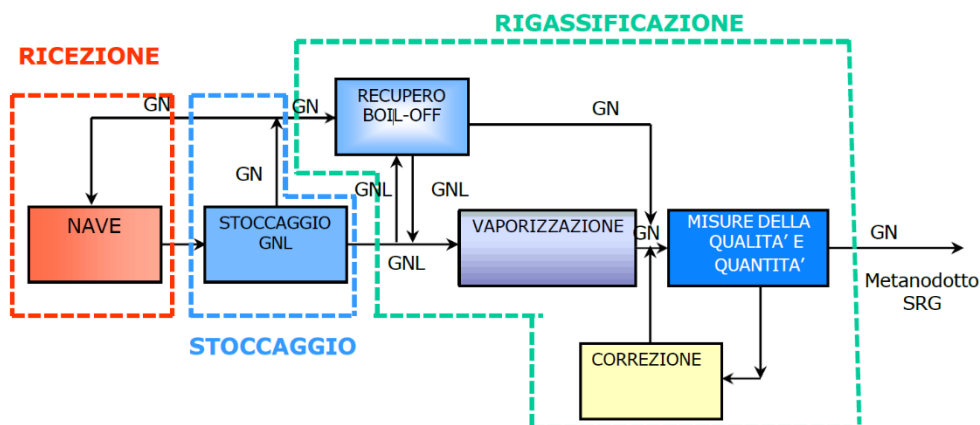
- 1 - dalle 06.00 alle 14.00
- 2 - dalle 14.00 alle 22.00
- 3 - dalle 22.00 alle 06.00

B.2 Descrizione fasi operative

B2.1 Zone operative dell'impianto

L'impianto è costituito dalle seguenti macrosezioni, illustrate nella figura sottostante:

- ✓ RICEZIONE;
- ✓ STOCCAGGIO;
- ✓ RIGASSIFICAZIONE.



B.3 Risorse idriche ed energetiche

B.3.1 Risorse idriche impiegate

Nel normale funzionamento dell'impianto lo Stabilimento preleva l'acqua dall'acquedotto esclusivamente per usi civili. Per gli altri usi (raffreddamento dell'impianto, antincendio, irrigazione del verde, ecc...) si utilizza o l'acqua prodotta durante il processo di combustione o l'acqua di mare.

Nello Stabilimento sono presenti 2 circuiti di raffreddamento:

1. Un circuito chiuso di acqua dolce che raffredda le apparecchiature di impianto.
2. Un circuito aperto di acqua di mare che raffredda l'acqua del circuito chiuso in scambiatori a fascio tubiero. Tale circuito scarica in continuo in mare.

La rete antincendio viene alimentata con acqua di mare tramite delle pompe mosse da motore diesel ed elettrico; la massima portata disponibile per la rete antincendio è di 4.500 m³/h a 8,8 bar. Per evitare fenomeni di corrosione dovuti alla salinità dell'acqua di mare, la rete antincendio è normalmente pressurizzata a 3,5 bar con acqua dolce proveniente dall'acqua di recupero.

B.3.2 Energia

B.3.2a Produzione di energia

Nel sito non si ha alcuna produzione di energia. Nello stabilimento è installato un generatore di emergenza a gasolio la cui potenza nominale è 415 kW che entra in esercizio automaticamente, per la messa in sicurezza dell'impianto, in caso di interruzione dell'erogazione di energia elettrica dalla rete esterna. L'energia termica è generata dai vaporizzatori nella sezione di rigassificazione, dove è utilizzata esclusivamente per riscaldare il gas naturale liquefatto per riportarlo allo stato gassoso, e dai generatori di calore utilizzati per il riscaldamento degli edifici civili.

B.3.2b Consumo di energia

B.3.2b1) L'**energia elettrica** necessaria al funzionamento delle macchine elettriche dell'impianto è acquistata all'esterno attraverso un contratto bilaterale su un mercato libero. È fornita in alta tensione e viene trasformata da una sottostazione elettrica nel piazzale esterno dello stabilimento.

Nella SCHEDA F- - "ENERGIA" TABELLA F2 sono individuate le utenze principali ai fini del consumo elettrico per ogni macrosezione in cui è diviso il processo di rigassificazione.

Sono stati riportati i dati relativi all'anno 2020. Il valore totale di energia elettrica acquistata dall'esterno è un dato misurato.

L'energia assorbita dalle principali utenze riportate nella Tabella F2 ammonta a circa il 70% del totale, il rimanente si attribuisce ai sistemi ausiliari.

B.3.2b2) Il **Gas Naturale** è la fonte energetica più utilizzata dallo stabilimento, viene impiegato principalmente per il funzionamento dei vaporizzatori a fiamma sommersa ed è prelevato direttamente da una linea di processo a valle della sezione di rigassificazione.

I consumi di gas naturale non sono costanti nel tempo, ma variano di anno in anno a secondo delle richieste da parte degli utenti dei quantitativi di gas naturale da rigassificare. La rilevazione dei consumi di gas naturale dei vaporizzatori è effettuata in sala controllo dal sistema di controllo che calcola tramite apposito software la portata di gas naturale in automatico.

In minor parte il gas naturale, approvvigionato tramite fornitore esterno, è impiegato per il funzionamento dei generatori di calore per il riscaldamento degli ambienti, produzione di acqua calda per uso igienico sanitario.

Nel 2020, per il processo di rigassificazione e per il riscaldamento degli edifici sono stati consumati circa 32 milioni di metri cubi di gas naturale (massimo valore degli ultimi 5 anni).

B.3.2b3) Nello stabilimento il **gasolio** viene utilizzato in modo limitato per il funzionamento del generatore di emergenza, per le pompe diesel antincendio e mezzi di trasporto e sollevamento interni. La rilevazione dei consumi di gasolio avviene periodicamente tramite registrazione su apposita modulistica.

Nel 2017 sono stati consumati complessivamente circa 7,7 tonnellate di gasolio (massimo valore degli ultimi 5 anni).

C. QUADRO AMBIENTALE

C.1 Emissioni in atmosfera - sistemi di contenimento

Le emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti derivano principalmente da processi di combustione che avviene negli evaporatori a fiamma sommersa nella sezione di gassificazione che consente di trasformare il GNL in Gas Naturale (GN), per immetterlo nella rete di utenza nazionale (massima capacità di rigassificazione $3,5 \times 10^9$ Smc/anno).

Il GNL è prelevato da due serbatoi di stoccaggio da 50.000 mc ciascuno (GNL immagazzinato alla temperatura di -160°C), ed inviato in pressione alle unità di vaporizzazione, ove, sfruttando il calore sviluppato dalla

combustione controllata di parte del gas prodotto, viene riscaldato ad una temperatura prossima a quella ambiente e così riportato allo stato gassoso.

Ogni serbatoio è provvisto di un proprio bacino di contenimento di volume superiore alla capacità del serbatoio stesso. Le linee di riempimento e prelievo del GNL dai serbatoi, arrivano e partono dalla sommità del tetto. Per il prelievo del GNL sono installate in ciascun serbatoio tre pompe sommerse. All'interno dei serbatoi di stoccaggio, essendo il GNL all'equilibrio liquido-vapore, si ha una produzione continua di vapori di gas naturale (Boil Off Gas), che si incrementa durante le operazioni di scarica dalla nave, per la turbolenza che si genera nei serbatoi. Tali vapori di boil off sono inviati tramite compressori ad una colonna di assorbimento per il loro recupero.

In condizioni di emergenza i vapori di boil-off possono essere scaricati in atmosfera a quota sicura (72,5 m) mediante il "vent" di impianto.

Nella sezione di "gassificazione" il GNL prelevato dai serbatoi di stoccaggio, viene inviato alle pompe di rilancio e successivamente verso quattro evaporatori a fiamma sommersa disposti in parallelo, all'interno dei quali viene aumentata la sua temperatura, facendolo passare in serpentine in acciaio inox immersi in un bagno d'acqua riscaldata.

L'impianto di vaporizzatore ha una schematica funzione come segue:

- *la fiamma sommersa si origina dalla combustione del metano*
- *si producono inquinanti espulsi ed acqua a temperatura controllata*
- *si riscalda l'acqua nel bacino così che, tramite il contatto con le tubazioni di scambio termico, venga riscaldato il fluido freddo che scorre in tali tubazioni allo stato liquido (GNL) al fine di produrre il passaggio di stato a gas dell'oggetto del procedimento di riscaldamento.*

Nello specifico il riscaldamento del bagno d'acqua avviene mediante gorgogliamento nel bagno stesso dei prodotti gassosi della combustione provenienti dal bruciatore disposto sommerso rispetto al livello dell'acqua. Il calore necessario alla vaporizzazione viene prodotto dalla combustione del gas naturale (fuel gas) spillato a valle dei vaporizzatori.

Il vapore d'acqua prodotto nei fumi di combustione viene recuperato tramite gorgogliamento nell'acqua della vasca. Questo passaggio accresce la quantità d'acqua nella vasca stessa. L'acqua in eccesso viene recuperata e soltanto in caso di sovra-riempimento del sistema di recupero l'acqua è convogliata tramite lo scarico S₆ in mare.

L'operazione di recupero dei gas di boil off avviene in una colonna di assorbimento in cui il GN, compresso fino alla pressione di esercizio della colonna dai compressori alternativi è riassorbito nel GNL.

Nel caso di indisponibilità del sistema di recupero boil off i vapori in eccesso vengono inviati in atmosfera attraverso un vent alla quota di 72,5 m (E₆).

Il GN in uscita dai vaporizzatori qualora non rispettasse le specifiche di intercambiabilità con il gas di rete viene corretto mediante l'aggiunta di un fluido a potere calorifico nullo (aria). L'aria essiccata viene compressa fino alla pressione finale di esercizio del metanodotto da due linee di compressori in parallelo di portata complessiva pari a ■■■ N m³/h ciascuno. Le condense di tali compressori entrano nella fognatura generale di Stabilimento e convogliano a mare tramite lo scarico S₆.

Il gas naturale (GN) prodotto dagli evaporatori, viene inviato nella rete nazionale di metanodotti.

Lo stabilimento di rigassificazione può operare in due configurazioni di marcia:

- “standard”, in cui tutte le sezioni dell’impianto sono operative;
- “ridotta”, in cui è attiva soltanto la sezione di stoccaggio.

La configurazione in “marcia ridotta” consiste nell’invio del gas di boil off prodotto dai serbatoi ad un compressore che lo porta alla pressione di 75 bar per essere inviato nella rete nazionale (senza passare quindi per la sezione di vaporizzazione).

La marcia ridotta prevede quindi un numero inferiore di apparecchiature in funzione, rispetto alla configurazione standard: non è previsto scarico da metaniere e la sezione di “gassificazione” è ferma.

Individualmente i vaporizzatori, *mod. TX Thurley*, hanno potenza termica al focolare di 25,6 MW ciascuno, in ordine di marcia l’installazione **lavora con un max di 3 evaporatori** (“spare capacity”) in quanto un evaporatore è per regola di servizio mantenuto “di rispetto” (potenza complessiva 76,8 MW). In ordine di marcia **l’installazione supera nominalmente i 50 MW**. Nel complesso **l’installazione supera nominalmente i 100 Mw** ($4 \times 25,6 = 102,4$ Mw), compreso l’impianto di rispetto.

I tempi necessari per la messa a regime delle fasi del processo di rigassificazione sono differenti a seconda dell’assetto impiantistico:

- con tutto l’impianto fermo sono necessarie almeno 24 h;
- con parti di impianto ferme occorre un tempo massimo pari a circa 5 h.

Gli effluenti gassosi (prodotti di combustione saturi di vapor d’acqua) dal camino di ciascun vaporizzatore sono convogliati in atmosfera tramite i rispettivi condotti di scarico (**E₁, E₂, E₃, E₄**).

Ogni vaporizzatore è fornito di strumentazione completa di marcia, sicurezza e controllo.

I prodotti di combustione del bruciatore sono direttamente scaricati in un bagno d’acqua usato come mezzo di trasferimento del calore per riscaldare il fluido criogenico che scorre nel serpentino di acciaio inossidabile, in modo da recuperare il calore latente di vaporizzazione dell’acqua prodotta nella combustione. Il serpentino dello scambiatore è immerso nella vasca d’acqua, entro lo spazio limitato del contenitore e sopra il sistema di distribuzione del bruciatore, così che la superficie dei suoi tubi è lambita in modo efficiente dal movimento ad alta velocità della miscela gas/acqua. Il GNL passa così da una temperatura pari a circa -160°C, cui corrisponde uno stato liquido, sino alla temperatura di circa +5°C, cui corrisponde uno stato gassoso.

I prodotti della combustione sono rappresentati dall’acqua di sintesi e fumi di combustione, che formano una miscela gas/acqua a bassa densità (reazione elementare di combustione del metano: $\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 \rightarrow$ prodotti principali della reazione: $\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$) utilizzati direttamente nel processo produttivo di rigassificazione del Gas Naturale Liquefatto (GNL) in Gas Naturale (GN).

I prodotti di combustione, dopo essersi liberati dalla miscela gas/acqua, vengono scaricati in atmosfera attraverso un camino in acciaio al carbonio. Il trascinarsi dell’acqua dal bagno è limitato da un adeguato spazio di separazione dei gas combusti, da una ridotta velocità di uscita dei fumi dal camino e dall’installazione di un demister al camino.

Nel bruciatore il progressivo processo di miscelatura (comburente e combustibile) e combustione permette di raggiungere una qualità di combustione efficiente e quindi un ridotto livello di NOx. L’iniezione di acqua nella zona di fiamma del bruciatore consente inoltre di ridurre le emissioni di NOx.

Lo stabilimento rientra nella definizione di “Grande impianto di combustione” di cui al comma 9 dell’articolo 273 D.Lgs 152/06 riportata di seguito:

“9. Si considerano come un unico grande impianto di combustione, ai fini della determinazione della potenza termica nominale in base alla quale stabilire i valori limite di emissione, più impianti di combustione di potenza termica pari o superiore a 15 MW e la somma delle cui potenze è pari o superiore a 50 MW che sono localizzati nello stesso stabilimento e le cui emissioni risultano convogliate o convogliabili, sulla base di una valutazione delle condizioni tecniche svolta dalle autorità competenti, ad un solo punto di emissione. La valutazione relativa alla convogliabilità tiene conto dei criteri previsti all'articolo 270. Non sono considerati, a tali fini, gli impianti di riserva che funzionano in sostituzione di altri impianti quando questi ultimi sono disattivati. L'autorità competente, tenendo conto delle condizioni tecniche ed economiche, può altresì disporre il convogliamento delle emissioni di tali impianti ad un solo punto di emissione ed applicare i valori limite che, in caso di mancato convogliamento, si applicherebbero all'impianto più recente.”

Il funzionamento determina inoltre l'applicazione del comma 15 lettera a) dell'articolo 273 del D.Lgs 152/06, riportato nel seguito, in quanto i prodotti della combustione, ovvero acqua “di sintesi” e fumi di combustione, lambiscono il serpentino contenente il Gas Naturale Liquido e ne permettono il passaggio di stato in Gas:

“15. Le disposizioni del presente articolo si applicano agli impianti di combustione destinati alla produzione di energia, ad esclusione di quelli che utilizzano direttamente i prodotti di combustione in procedimenti di fabbricazione. Sono esclusi in particolare:

- a) gli impianti in cui i prodotti della combustione sono utilizzati per il riscaldamento diretto, l'essiccazione qualsiasi altro trattamento degli oggetti o dei materiali, come i forni di riscaldamento o i forni di trattamento termico....”.**

Lo stabilimento per configurazione impiantistica rientra nell'attività IPPC 1.1: “impianti di combustione la cui potenza termica totale installata supera i 50MWt”. Non risultano invece applicabili le “BAT Conclusions per i Grandi Impianti di Combustione (LCP- Large Combustion Plants) - Decisione di Esecuzione (UE) 2021/2326 della Commissione del 30 Novembre 2021 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione”, in quanto le stesse BAT riportano nel paragrafo “AMBITO DI APPLICAZIONE”: “Le presenti conclusioni sulle BAT non riguardano le seguenti attività:

[... omissis...]

— la combustione nei forni o nei riscaldatori di processo;”

i suddetti riscaldatori di processo, nel paragrafo definizioni, sono tra gli altri “... impianti di combustione il cui calore radiante e/o di conduzione è trasferito agli oggetti o alle materie prime mediante parete solida senza l'ausilio di un fluido termovettore (ad esempio ... riscaldatore di processo utilizzato per la rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL) in terminali GNL...”

La configurazione impiantistica è gestita mediante impianto di riserva, così che il valore della **potenza contemporaneamente impegnata** (tre impianti su quattro) **è inferiore a 100 MW.**

Posto che la potenza degli impianti attivi contemporaneamente risulta inferiore a 100 MW non vige l'obbligo di misurazioni in continuo dei valori emissivi, in ragione dell'entità della potenza realmente utilizzata (76.8 MW).

CALDAIE PER USI CIVILI

Nello stabilimento sono installate 6 caldaie alimentate a gas naturale, la cui potenza termica nominale al focolare complessiva è di circa 1000 kW, utilizzate per il riscaldamento degli edifici civili.

EMISSIONI DI GAS SERRA

Le emissioni da gas serra generate dall'attività sono l'anidride carbonica e il metano che è il componente principale del gas naturale.

L'anidride carbonica è prodotta nei processi di combustione ed è direttamente correlata al consumo di combustibili, mentre le emissioni di metano derivano in minima parte dal normale esercizio dell'impianto e in parte da interventi di manutenzione o eventi accidentali.

I punti di emissione discontinua E₅ e E₆ rispettivamente di emergenza e di sicurezza confluiscono entrambe nel vent a quota 72,5 m.

Le emissioni sono così caratterizzate:

E₁ (combustione gas naturale)

altezza camino	10 m
portata volumetrica dell'aeriforme max	30.088 Nmc/h
portata media volumetrica dell'aeriforme	27.150 Nmc/h
tipologia di emissione	continua

inquinanti presenti:

NO_x
CO
SO_x
Polveri

E₂ (combustione gas naturale)

altezza camino	10 m
portata volumetrica dell'aeriforme max	30.088 Nmc/h
portata media volumetrica dell'aeriforme	27.150 Nmc/h
tipologia di emissione	continua

inquinanti presenti:

NO_x
CO
SO_x
Polveri

E₃ (combustione gas naturale)

altezza camino	10 m
portata volumetrica dell'aeriforme max	30.088 Nmc/h
portata media volumetrica dell'aeriforme	27.150 Nmc/h
tipologia di emissione	continua

inquinanti presenti:

NO_x
CO
SO_x
Polveri

E₄ (combustione gas naturale)

altezza camino	10 m
portata volumetrica dell'aeriforme max	30.088 Nmc/h
portata media volumetrica dell'aeriforme	27.150 Nmc/h
tipologia di emissione	continua

inquinanti presenti:

NO_x
CO
SO_x
Polveri

E₅ (emergenza - Vent di impianto)

Altezza camino 72,5 m
Portata volumetrica dell'aeriforme max 60.000 Nmc/h
Tipologia di emissione discontinua
Emissione di Gas Naturale (CH₄)

E₆ (Sicurezza - Vent dei serbatoi GNL S1, S2)

Altezza camino 72,5 m
Portata volumetrica dell'aeriforme max 15.000 Nmc/h
Tipologia di emissione discontinua
Emissione di Gas Naturale (CH₄)

Di seguito è riportata la sintesi dei **dati emissivi di autocontrollo annuale** forniti da GNL ITALIA, riferiti alla emissione qualitativamente più significativa (NO_x), per ogni camino e per singola annualità dal 2016 al 2022. In colonna esterna è riportata, per conoscenza, la percentuale di lavorazione quantitativa rispetto alla capacità nominale dell'installazione.

<i>anno</i>	<i>E₁</i> <i>NOx (mg/Nmc)</i>	<i>E₂</i> <i>NOx (mg/Nmc)</i>	<i>E₃</i> <i>NOx (mg/Nmc)</i>	<i>E₄</i> <i>NOx (mg/Nmc)</i>	
2016	172,9	129	184	204	5,7
2017	181	-	201,2	180,5	16,5
2018	143,6	146	214	162	23,5
2019	154,8	157,5	169,3	170,8	64,1
2020	127,1	-	159,8	144,1	67
2021	188,3	210,3	239,5	127,9	28,1
2022	183	224,2	184,4	135,6	59,5

Sono presenti quattro emissioni continue derivanti dai vaporizzatori e due emissioni discontinue derivanti dai camini di sicurezza ed emergenza.

E' necessario venga individuato dalla Società un percorso di efficientamento perseguibile con le tecnologie disponibili, che conduca al rispetto dei limiti prescritti, ai fini della miglior tutela dell'interesse pubblico sotteso, fermo restando che il rispetto della normativa vigente impone all'Autorità competente la determinazione dei limiti emissivi, atteso che non sono indicati nel D.Lgs 152/06 limiti applicabili alla presente classificazione degli impianti (**comma 15 dell'articolo 273 del D.Lgs 152/06**).

C.2 Emissioni idriche e sistemi di contenimento

Scarichi Idrici

Gli scarichi idrici, come identificati nella Tavola denominata "Allegato 2D Planimetria rete idrica e fognaria" trasmessa con nota prot. 6123 del 29.11.2022 (protocollo provinciale n.26927 del 30.11.2022), sono convogliati a mare nel rispetto della tabella 3 dell'allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. 152/06. Il controllo

analitico degli scarichi viene effettuato con cadenza annuale e le vasche di decantazione vengono pulite con frequenza semestrale.

Tutti gli scarichi e le relative reti sono dotati di idonei pozzetti di ispezione e, prima della loro confluenza o recapito, hanno un idoneo pozzetto di campionamento.

Le acque reflue del terminale di rigassificazione si dividono in:

- Acque reflue industriali
- Acque reflue domestiche
- Acque meteoriche potenzialmente contaminate
- Acque meteoriche potenzialmente non contaminate

Acque Reflue Industriali

Scarico S1- Flussaggio pompe antincendio. Tale flussaggio non costituisce uno scarico vero e proprio. In caso di messa in riciclo della pompa antincendio per prove di funzionamento l'acqua di mare viene prelevata e riversata in mare nel punto stesso del prelievo. La rete antincendio viene alimentata con acqua di mare tramite delle pompe mosse da motore diesel ed elettrico; la massima portata disponibile per la rete antincendio è di [REDACTED] m³/h a [REDACTED] bar. Per evitare fenomeni di corrosione dovuti alla salinità dell'acqua di mare, la rete antincendio è normalmente pressurizzata a [REDACTED] bar con acqua dolce proveniente dall'acqua di recupero.

Scarico S4- Acqua di mare di raffreddamento. L'acqua derivante dal sistema acqua mare di raffreddamento, dopo aver assorbito il calore dell'acqua grezza per servizi di raffreddamento negli scambiatori acqua mare, viene inviata a mare tramite lo scarico S4.

È previsto un sistema di dosaggio biocida, che ha lo scopo di evitare la formazione di organismi marini (flora e fauna) all'interno del sistema. Il dosaggio del biocida garantisce che allo scarico la concentrazione di tensioattivi rimanga ampiamente al di sotto del limite previsto dal D.Lgs 152/06.

Il punto di prelievo dell'acqua mare di raffreddamento è sito in zona baia pompe a metà pontile.

Scarico S6 - Acque industriali vaporizzatori - acque meteoriche pavimentazione - condense compressori aria - condense impianti di condizionamento. L'acqua prodotta dalla combustione nei vaporizzatori va a costituire il rabbocco del serbatoio polmone di recupero dell'acqua di processo. In ciascun vaporizzatore al massimo carico si produce una quantità d'acqua pari a circa [REDACTED] mc/h; il pH dell'acqua prodotta dai vaporizzatori viene misurato in continuo da quattro pH-metri, uno per ogni vaporizzatore. Saltuariamente, in caso di completo riempimento di tale serbatoio, l'acqua viene scaricata in mare, subendo un ulteriore controllo del pH. Durante il funzionamento viene dunque effettuata la misurazione e la regolazione in continuo del pH, che viene mantenuto fra 6 e 9, mediante l'aggiunta di un prodotto alcalino (sodio carbonato) tramite un sistema automatico di dosaggio.

L'acqua derivante dalla condensa dell'umidità presente nell'aria circolante nei compressori aria di correzione confluisce a mare tramite la rete fognaria nello scarico S6. Tale scarico avviene soltanto nei casi in cui sia necessario mettere in esercizio i compressori aria per far rientrare il calore del gas naturale entro i parametri di intercambiabilità con quello di rete. L'acqua di condensa può avere una massima portata pari [REDACTED] l/min.

Entrambe le batterie di compressori sono oil free (camera di compressione a secco tenuta separata dal sistema biella manovella da una camera intermedia), per cui non può esserci contaminazione di tali condense con oli o sostanze diverse.

Acque Reflue domestiche

Scarico S12 – Acque Reflue Domestiche. Le acque reflue provenienti dai servizi igienici degli edifici civili (Palazzina Uffici, Palazzina Manutenzione, Palazzina ex manutenzione) vengono immessi in Pubblica Fognatura.

Acque Meteoriche Potenzialmente contaminate

Scarico S5 - Acque meteoriche di dilavamento apparecchiature accidentalmente oleose- acque di scioglimento del ghiaccio compressori boil-off - acque meteoriche pavimentazione - condense impianti di condizionamento. Le acque meteoriche che dilavano le apparecchiature accidentalmente oleose (pompe di pressurizzazione GNL, soffiante di vapori di boil off, ecc.) recapitano a mare attraverso la rete fognaria nello scarico S5.

Sulla superficie esterna dei compressori di boil off si crea uno strato di ghiaccio a causa della condensazione dell'umidità dell'aria dovuta alla bassa temperatura di alcune parti della superficie esterna dei compressori. L'acqua che si origina dallo scioglimento del ghiaccio può trascinare eventuali tracce di olio presenti sulla superficie esterna dei compressori.

La linea fognaria è munita di pozzetti sifonati come misura di contenimento/separazione. Tali pozzetti garantiscono il trattenimento e la decantazione di eventuali tracce di olio, da smaltire eventualmente come rifiuto.

Scarico S2-Acque meteoriche bacini serbatoi – Si tratta di acque meteoriche provenienti dai bacini di contenimento sottostanti i serbatoi di GNL. In caso di eventi incidentali di sicurezza è previsto l'utilizzo di materiale ritardante di fiamma presente nel bacino di pescaggio; le acque meteoriche sono inviate a mare tramite le pompe di pescaggio ed in caso di sversamento accidentale di GNL le pompe impediscono il recapito in mare.

Scarico S9 - acque meteoriche vasche trasformatori elettrici - le acque meteoriche che entrano nelle vasche sottostanti i trasformatori elettrici della sottostazione elettrica nel piazzale esterno dello stabilimento e sono recapitate a mare.

S10- acque meteoriche area cordolata serbatoio interrato gasolio - troppo pieno serbatoio 30T1125.

Le acque meteoriche ricadenti sulla pavimentazione cordolata dell'area che ospita il serbatoio interrato di gasolio per il rifornimento delle apparecchiature diesel di emergenza (pompe antincendio e generatore) recapitano nel canale di Cassà e convogliano nello scarico S10. **Un sistema di tre vasche contigue di separazione/decantazione acqua-gasolio impedisce che eventuali sversamenti di gasolio finiscano a mare.**

Anche il troppo pieno del serbatoio di recupero dell'acqua prodotta dai vaporizzatori (30T1125) recapita a mare tramite lo scarico S10.

Acque Meteoriche Potenzialmente non contaminate

Scarico S3-S8 - S10 – S11 Acque meteoriche pavimentazione.

Le acque meteoriche di dilavamento piazzali, dilavamento apparecchiature non accidentalmente oleose e le acque derivanti da scarichi pluviali di strutture coperte recapitano a mare oltrechè negli scarichi esclusivamente meteorici (S3, S8, S11) anche negli scarichi S6, S9, S10.

La caratteristica criogenica del GNL implica che un suo accidentale rilascio sul suolo dello Stabilimento ne comporterebbe un'immediata evaporazione; in nessun modo, dunque, può verificarsi l'eventualità di un suo trascinarsi nelle acque antistanti la baia.

Occorre tenere presente d'altro canto che molte delle apparecchiature di processo e di servizio presenti sul suolo dello Stabilimento non prevedono, nel loro normale utilizzo, l'apporto di olio od altri lubrificanti, mentre quelle che lo prevedono ne necessitano in quantità limitata.

La movimentazione di olio, dunque, è ridotta ai minimi termini, ed i possibili rilasci, comunque di limitatissima entità, possono essere immediatamente individuati e contenuti dal personale dello stabilimento (presente 24h su 24), senza che si dia luogo a contaminazione di superfici estese. L'opera di prevenzione è d'altro canto notevolissima in quanto, in un contesto di normale manutenzione, l'olio esausto viene periodicamente recuperato e tutte le macchine, tenute sotto un rigido controllo, vengono messe in condizione di lavorare al meglio senza guasti di sorta, anche in relazione all'altissimo grado di affidabilità richiesto dal processo.

Il rischio di evento accidentale dovuto ad esempio alla movimentazione di automezzi in area di stabilimento è molto ridotto.

A titolo riepilogativo si riporta il quadro riassuntivo degli scarichi a mare.

QUADRO RIASSUNTIVO DEGLI SCARICHI A MARE

Acque reflue industriali

S1 Pompe antincendio (flussaggio) lat. [REDACTED]

Modalità di scarico:	saltuario
Tipologia:	acqua di mare
Tipologia ricettore:	Acque marino -costiere
Portata max di progetto:	2000 m3/h

S4 circuito acque di mare lat. [REDACTED]

Modalità di scarico:	continuo
Tipologia:	raffreddamento
Tipologia ricettore:	acque marino - costiere
Portata media giornaliera:	15000 m3
Portata media annua:	5000000 m3
Portata max di progetto:	1750 m3/h
Temperatura media:	13,5 °C

Inquinanti presenti

Ferro:	< 0,03 mg/l
Rame:	< 0,02 mg/l
Tensioattivi:	tot0,15 mg/l

S6 vaporizzatori – compressori – pavimentazione – impianti di condizionamento - Lat. [REDACTED]

Modalità di scarico: saltuario
Tipologia: acque di processo
Tipologia ricettore: acque marino - costiere
Portata max di Progetto: 12,5 m3/h
Temperatura media: 14,2 °C

Inquinanti presenti

Ferro: <0,03 mg/l COD 72 mg/l
Tensioattivi: tot 0,1 mg/l
Idrocarburi tot: <0,5 mg/l
Solfuri: <0,1 mg/l

Acque Meteoriche Potenzialmente Contaminate

S5 apparecchiature accidentalmente oleose - scioglimento ghiaccio compressori Lat. [REDACTED]

Tipologia scarico: acque meteoriche potenzialmente contaminate
Superficie dilavata: 3000 m2
Tipologia recettore: acqua marino - costiera
Sistema di trattamento: pozzetti sifonati

Inquinanti presenti

Idrocarburi
Ferro

S2 Acque meteoriche bacini serbatoi Lat. [REDACTED]

Tipologia scarico: acque meteoriche potenzialmente contaminate
Superficie dilavata: 28000 m2
Tipologia recettore: acqua marino - costiera
Sistema di trattamento: sistema di blocco pompe di pescaggio

S9 pavimentazione - aree sottostanti i trasformatori Lat. N 44°04'34,3" long E 09°49'46,9"

Tipologia scarico: acque meteoriche potenzialmente contaminate
Superficie dilavata: 2000 m2
Tipologia recettore: acqua marino – costiera
Sistema di trattamento: camera di decantazione e disoleatore

Inquinanti presenti

Idrocarburi

S10 Acque meteoriche pavimentazione - Troppo pieno serbatoio 30 T 1125 - Acque meteoriche zona cordolata serbatoio gasolio Lat. [REDACTED]

Tipologia scarico: acque meteoriche potenzialmente contaminate
Superficie dilavata: 2000 m2
Tipologia recettore: acqua marino – costiera
Sistema di trattamento: pozzetti sifonati

Inquinanti presenti

Idrocarburi

Acque Meteoriche Potenzialmente non Contaminate

S3 Acque meteoriche pavimentazione Lat. [REDACTED]

Tipologia scarico: acque meteoriche potenzialmente non contaminate
Superficie dilavata: 5000 m2
Tipologia recettore: acqua marino – costiera

S8 Acque meteoriche pavimentazione Lat. [REDACTED]

Tipologia: scarico acque meteoriche potenzialmente non contaminate
Superficie dilavata: 2000 m2
Tipologia recettore: acqua marino - costiera

S11 Acque meteoriche pavimentazione Lat. [REDACTED]

Tipologia scarico: acque meteoriche potenzialmente non contaminate
Superficie dilavata: 15000 m2
Tipologia recettore: acqua marino – costiera

C.3 Emissioni sonore e sistemi di contenimento

Le principali sorgenti d'emissione sonora dell'impianto sono identificate nell'allegato 2F (allegato all'istanza). Lo studio delle emissioni acustiche del complesso IPPC è stato effettuato da un tecnico competente in acustica in fase di rilascio AIA 2007. Da allora, GNL Italia S.p.A. esegue un monitoraggio biennale delle emissioni acustiche le cui risultanze vengono condivise con gli Enti contestualmente alle relazioni di monitoraggio ambientale. Il Gestore pianificherà il monitoraggio, in relazione alla presenza/assenza di attività, all'interno dell'anno solare per il quale è prevista la sua realizzazione. Il rispetto dei valori limite di legge sarà valutato mediante l'esecuzione di rilievi fonometrici svolti nella condizione di impianto a pieno regime.

C.4 Emissioni al suolo e sistemi di contenimento

L'installazione in esame non rientra nei punti di cui alle lettere a) e b), dell'Art. 3, comma 1 del DM 95/2019 e non prevede pertanto l'obbligo di presentazione della Relazione di Riferimento.

In accordo con quanto disposto all'Art. 4 comma 1 del D.M. 95/2019 "la sussistenza dell'obbligo di presentazione della relazione di riferimento è verificata applicando la procedura di cui all'Allegato 1".

La valutazione sulla necessità di predisporre la relazione di riferimento per l'impianto in esame è stata pertanto condotta dal Gestore applicando la "Procedura per l'individuazione di sostanze pericolose pertinenti" in Allegato 1 al D.M. 95/2019.

Dall'esame delle sostanze pericolose pertinenti elencate nella documentazione emerge che nella maggior parte dei casi i quantitativi di sostanze sono ampiamente inferiori alle Soglie individuate dal DM 95/2019. Fanno eccezione il Gasolio, alla cui presenza sono associati i superamenti dei limiti per la classe 1 (unica sostanza) e classe 2 insieme a Empigen BAC 50 3/C (oltre ad altre sostanze il cui apporto è valutato trascurabile dal Gestore).

Si osserva quindi che i quantitativi di sostanze pericolose utilizzate in installazione eccedono i limiti soglia fissati dal DM 95/2019 e pertanto vengono indicate dal Gestore le azioni di mitigazione applicate in relazione alla valutazione sulla possibilità di contaminazione di suolo ed acque sotterranee.

In base alle sole caratteristiche chimico-fisiche delle sostanze, il Gestore dichiara che non è possibile escludere la possibilità di contaminazione di suolo e acque sotterranee, osserva tuttavia che tutte le zone di impianto in cui è previsto il posizionamento delle sostanze indicate risultano essere pavimentate; pertanto, un contatto diretto con la falda appare improbabile.

Per quanto attiene il serbatoio di gasolio il Gestore dichiara che il bacino di contenimento è dimensionato in funzione delle capacità del serbatoio di stoccaggio e per consentire lo svolgimento in sicurezza delle operazioni di rifornimento è stata realizzata una zona di rifornimento serbatoi e automezzi, localizzata lungo un tratto di strada interna allo stabilimento in prossimità dei serbatoi.

Tale area di rifornimento ha le seguenti caratteristiche:

- pavimentazione impermeabile ad alto spessore con ottima resistenza all'usura, agli urti e agli agenti chimici;
- superficie non assorbente in cemento opportunamente trattata con resina autolivellante di epossipoliuretano;
- assenza di tombini o bocche di lupo, collegati alla rete di raccolta acque meteoriche dello Stabilimento;
- presa di messa a terra, collegata alla rete dello Stabilimento;
- strisce gialle di delimitazione ed adeguata cartellonistica di segnalazione orizzontale e verticale.

Per quanto attiene la sostanza Empigen, il Gestore dichiara che il prodotto è stoccato in fusti chiusi depositati all'interno di un magazzino con pavimentazione impermeabile ed il suo utilizzo avviene secondo procedure operative e con specifici dispositivi di protezione personale.

Nel caso si verifici un evento incidentale di rilascio sono a disposizione degli idonei assorbitori oleosi (materiale assorbente granulare e barriere cilindriche assorbenti) nonché apposite pompe di aspirazione di sostanze liquide.

La presenza di superfici pavimentate, di presidi di protezione nelle aree in cui sono stoccate e movimentate le sostanze oggetto di valutazione e le procedure adottate dal Gestore, consentono di escludere il rischio di contaminazione di suolo e acque sotterranee sia durante la normale operatività dell'impianto sia nel caso di eventi incidentali.

C.5 Produzione Rifiuti

L'attività IPPC dello Stabilimento e le attività di processo connesse non producono rifiuti. I rifiuti prodotti derivano dalle diverse attività di manutenzione/modifiche apparecchiature che vengono svolte nell'impianto e dalle attività degli uffici.

All'interno dello Stabilimento sono state realizzate delle apposite aree adibite al deposito temporaneo dei rifiuti. Tali aree sono attrezzate con dei contenitori di tipologia e dimensioni adeguate, muniti di etichetta che identifica il tipo di rifiuto a cui sono destinati. Il deposito temporaneo è effettuato per tipi omogenei e nel

rispetto delle relative norme tecniche. Il Gestore esegue un monitoraggio annuale dello stato dei contenitori di stoccaggio rifiuti le cui risultanze vengono condivise annualmente con gli Enti contestualmente alle relazioni di monitoraggio ambientale.

Nella SCHEDA E- EMISSIONI – RIFIUTI (allegata all'istanza) sono riportati i quantitativi totali dei rifiuti smaltiti negli ultimi 5 anni.

C.6 Rischi di incidente rilevante

Lo Stabilimento di Panigaglia rientra nelle attività a rischio di incidenti rilevanti per le quali è richiesto il Rapporto di Sicurezza secondo il DLgs. 105/15 e smi; nell'installazione vengono infatti custoditi e lavorati "gas liquefatti infiammabili e gas naturale" riportati nella parte 2 dell'Allegato I al DLgs. 105/15 e smi in quantità superiori ai limiti indicati nella colonna 3 del citato Allegato (soglia 200 t). Gli incidenti rilevanti ipotizzabili sono relativi a rilasci accidentali di gas naturale liquefatto e di gas naturale per la rottura di parti d'impianto. Le conseguenze possibili sono: dispersione, incendio e deflagrazione.

Data l'ubicazione dello Stabilimento e la morfologia del territorio circostante, le aree di danno restano confinate all'interno dello Stabilimento e/o nell'area esterna di proprietà di GNL Italia o nelle zone a mare interdette alla navigazione, ad eccezione di alcuni effetti derivanti dall'accadimento di n.3 TOP Event. Per maggiori dettagli si rimanda al Rapporto di Sicurezza, aggiornamento Aprile 2021, inviato al Comitato Tecnico Regionale in data 26/05/2021 con lettera prot. n.5075. La Notifica n. 2586 inviata agli Enti competenti tramite ISPRA è stata approvata in data 22/06/2021.

C.7 SISTEMI DI GESTIONE

Il Gruppo Snam attua un Sistema di Gestione Integrato Health, Safety, Environment & Quality (HSEQ) in conformità alle seguenti norme: UNI ISO 45001:2018, UNI EN ISO 14001:2015 e UNI EN ISO 9001:2015. La struttura e l'organizzazione del Sistema di Gestione sono definiti nel "Manuale del Sistema di Gestione integrato HSEQ Gruppo Snam" (documento ██████████) coerentemente con la "Linea Guida in materia di salute, sicurezza, ambiente e incolumità pubblica".

Il Sistema di Gestione integrato HSEQ si applica a tutte le società del Gruppo Snam che rientrano nel modello certificativo unico di Gruppo, inclusa GNL Italia.

Lo Stabilimento di GNL Italia, in ottemperanza all'art. 14 comma 5 del D. Lgs. 105/15, attua un Sistema di Gestione della Sicurezza che include la Politica di prevenzione degli incidenti rilevanti (PPIR) in accordo ai contenuti indicati nell'Allegato III al D. Lgs. 105/15 ed alle linee guida per l'attuazione del Sistema di Gestione della Sicurezza riportate nell'allegato B del suddetto decreto.

Ai fini della prevenzione degli incidenti rilevanti il documento principale del Sistema di Gestione della Sicurezza è il "Documento GNL Italia sulla politica di prevenzione degli incidenti rilevanti", che contiene i criteri in base ai quali si articola il Sistema di Gestione per rispondere a quanto richiesto al punto I dell'allegato II del D. Lgs 105/15. Il Sistema di Gestione della Sicurezza è proporzionato ai pericoli, alle attività industriali e alla complessità dell'organizzazione dello stabilimento ed è basato sulla valutazione dei rischi associati alle attività svolte nell'impianto GNL di Panigaglia.

D. QUADRO INTEGRATO

D.1 Applicazione delle MTD

L'installazione è soggetta ad AIA ex articoli 6 c.13, 29ter e seguenti del dlgs 152-2006 (parte II titolo 3bis), ai sensi dell'allegato VIII alla parte seconda del citato decreto, in particolare in relazione al punto 1 (attività energetiche), con specifico riferimento al punto 1.1 (Combustione di combustibili in installazione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW).

Per facilità di lettura si evidenzia che, **in relazione al sito GNL Italia di Panigaglia,**

- **gli impianti)** sono rappresentati dai **vaporizzatori**
 - individualmente i **vaporizzatori** hanno potenza termica al focolare di poco più di 25 MW (vedi paragrafo 4.1.1 *"vaporizzatori a fiamma sommersa"* della relazione tecnica allegato 1 alla documentazione di riesame prot. 26927 del 30-11-22: *"I vaporizzatori installati nel terminale di rigassificazione sono 4, la cui potenza termica 25,6 MW ciascuno),*
- **l'installazione** coincide con la unità tecnica di riferimento dello **stabilimento,**
 - in ordine di marcia **l'installazione** lavora con un max di 3 evaporatori (un evaporatore è per regola di servizio mantenuto "di riserva, vedi paragrafo 2.2 *"rigassificazione"* della relazione tecnica allegato 1 alla documentazione di riesame prot. 26927 del 30-11-22: *"con l'impianto in assetto di produzione marcia standard, la max capacità di rigassificazione si raggiunge utilizzando tre treni di produzione su quattro"*). In ordine di marcia **l'installazione** supera nominalmente i 50 MW (3 x 25,6 = 76.8 MW),
 - a maggior ragione, nel complesso **l'installazione** supera nominalmente i 50 MW (4 x 25,6 = 102,4 Mw), compreso l'impianto di rispetto.

L'autorizzazione integrata ambientale (c.13 art.6 d.lgs 152-06) è necessaria per:

- a) le installazioni che svolgono attività di cui all'All. VIII alla Parte Seconda;
- b) le modifiche sostanziali degli impianti di cui alla lettera a).

Nel 2017 sono state approvate le **BAT conclusion** n.1442-2017-UE, poi giudizialmente sospese su ricorso della Polonia (27-1-21) e sostituite (entro il termine annuale imposto con la sentenza) con le nuove (2326/2021/UE in g.u.c.e. del 30.12.21).

In particolare il comma 4 dell'allegato, al paragrafo *"ambito di applicazione"*, riporta: *Le presenti conclusioni sulle BAT non riguardano le seguenti attività ... la combustione nei forni o nei riscaldatori di processo ...; laddove i suddetti riscaldatori di processo, vedi paragrafo definizioni, sono tra gli altri ... impianti di combustione il cui calore radiante e/o di conduzione è trasferito agli oggetti o alle materie prime mediante parete solida senza l'ausilio di un fluido termovettore (ad esempio ... riscaldatore di processo utilizzato per la rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL) in terminali GNL...*

Non risultano pertanto applicabili le suindicata BATc all'installazione in parola mentre si riportano nella seguente tabella quelle adottate dal Gestore.

Comparto/ ambientale	matrice	Risposta	Rif.Bref
Consumo ed efficienza energetica		<i>La BAT consiste nell'attuare e aderire a un sistema di gestione dell'efficienza energetica.</i> Il Gruppo Snam attua un Sistema di Gestione Integrato Health, Safety, Environment & Quality (HSEQ) in conformità alle seguenti norme: UNI ISO 45001:2018, UNI EN ISO 14001:2015 e UNI EN ISO 9001:2015. La struttura e	BREF ENE ⁽¹⁾ No. 1, Par. 4.2.1, pag. 273 (Gestione dell'efficienza energetica)

	<p>l'organizzazione del Sistema di Gestione sono definiti nel "Manuale del Sistema di Gestione integrato HSEQ Gruppo Snam" (documento ██████████) coerentemente con la "Linea Guida in materia di salute, sicurezza, ambiente e incolumità pubblica".</p> <p>Il Sistema di Gestione integrato HSEQ si applica a tutte le società del Gruppo Snam che rientrano nel modello certificativo unico di Gruppo, inclusa GNL Italia.</p> <p>In data 31 ottobre 2000 lo Stabilimento GNL di Panigaglia ha ottenuto la certificazione ambientale: "Certificazione di conformità alla norma UNI EN ISO 14001", rilasciata dall'Ente di Certificazione DNV Business Assurance (SCHEDA B). Lo stabilimento detiene, inoltre, le certificazioni Salute e Sicurezza (UNI ISO 45001) e Qualità (UNI EN ISO 9001).</p> <p>Il rinnovo della certificazione HSEQ è avvenuto lo scorso luglio 2021, mentre, la prima visita periodica di mantenimento della certificazione da parte di DNV (P1) si è tenuta, con esito positivo, a giugno 2022.</p> <p>All'interno del Sistema di Gestione Ambientale adottato si procede alla corretta analisi e gestione dell'efficienza energetica, perseguendo, nell'ottica del miglioramento continuo, performance ottimali in tal senso. Inoltre, la società ai sensi del D. Lgs 102/2014 effettua la diagnosi energetica individuando possibili miglioramenti impiantistici ed ha nominato un Energy Manager per il controllo degli stessi. Inoltre, GNL Italia S.p.A. esegue un monitoraggio annuale dei consumi di energia elettrica e combustibile e di produzione di energia termica, le cui risultanze vengono condivise annualmente con gli Enti contestualmente alle relazioni di monitoraggio ambientale.</p>	
Consumo ed efficienza energetica	<p><i>La BAT consiste nell'ottimizzare l'uso di energia tra più di un processo o sistema dell'installazione o con una terza parte.</i></p> <p>L'energia termica è generata dai vaporizzatori nella sezione di rigassificazione, dove è utilizzata esclusivamente per riscaldare il gas naturale liquefatto per riportarlo allo stato gassoso.</p> <p>Negli attuali vaporizzatori, i prodotti di combustione del bruciatore sono direttamente scaricati in un bagno d'acqua usato come mezzo di trasferimento del calore per riscaldare il fluido criogenico che scorre nel serpentino di acciaio inossidabile, in modo da recuperare il calore latente di vaporizzazione dell'acqua prodotta nella combustione. Il serpentino dello scambiatore è immerso nella vasca d'acqua, entro lo spazio limitato del contenitore e sopra il sistema di distribuzione del bruciatore, così che la superficie dei suoi tubi è lambita in modo efficiente dal movimento ad alta velocità della miscela gas/acqua. Si segnala che il rendimento dei vaporizzatori a pieno carico è pari al 98 %</p>	BREF ENE No. 11, Par. 4.2.4, pag. 279 (Incrementare l'interazione tra i processi)
Consumo ed efficienza energetica	<p><i>La BAT consiste nell'assicurare un controllo effettivo del processo.</i></p> <p>Il processo è interamente controllato tramite DCS in modo da garantire l'efficienza energetica dell'installazione.</p>	BREF ENE No. 14, Par. 4.2.7, pag. 280 (Controllo effettivo del processo)
Consumo ed efficienza energetica	<p><i>La BAT consiste nel fare manutenzioni all'impianto in modo da ottimizzare l'efficienza energetica.</i></p> <p>Per l'installazione è previsto un piano di manutenzione di tutti i sistemi presenti in modo da assicurare l'efficienza energetica del sistema.</p>	BREF ENE No. 15, Par. 4.2.8, pag. 281 (Manutenzione)
Consumo ed efficienza energetica	<p><i>La BAT consiste nello stabilire e mantenere documentate procedure di monitoraggio e misura delle operazioni e attività chiave che possono avere un impatto significativo sull'efficienza energetica.</i></p> <p>Sono presenti procedure di gestione dell'installazione, anche in termini di monitoraggio e misura, in grado di garantire l'efficienza energetica. In particolare, GNL Italia S.p.A. esegue un monitoraggio annuale dei consumi di energia elettrica e combustibile e di produzione di energia termica, le cui risultanze vengono condivise annualmente con gli Enti contestualmente alle relazioni di monitoraggio ambientale.</p>	BREF ENE No. 16, Par. 4.2.9, pag. 281 (Monitoraggio e misure)
Consumo ed efficienza energetica	<p><i>La BAT consiste nella riduzione del consumo di energia tramite sistemi di raffreddamento a passaggio singolo.</i></p> <p>Nell'Installazione sono presenti 2 circuiti di raffreddamento:</p>	BREF ICS ⁽²⁾ Par. 4.3.2 (Reduction of energy consumption - Identified reduction techniques within the BAT – approach)

	<p>Un circuito chiuso di acqua dolce che raffredda le apparecchiature di impianto.</p> <p>Un circuito aperto di acqua di mare che raffredda l'acqua del circuito chiuso in scambiatori a fascio tubiero.</p> <p>Si tratta di sistemi di raffreddamento a passaggio singolo.</p>	
Emissioni diffuse /fuggitive	<p><i>Forma del serbatoio – occorre considerare le caratteristiche chimico-fisiche delle sostanze presenti, come viene effettuato lo stoccaggio, di che strumentazioni necessita, come devono rispondere gli operatori ad eventuali allarmi, gli strumenti di sicurezza introdotti, le strumentazioni installate, la manutenzione richiesta, il comportamento in caso di emergenza (distanza dagli altri serbatoi, sistemi di protezione antincendio).</i></p> <p>I serbatoi di stoccaggio di GNL sono cilindrici e presentano tutti gli accorgimenti necessari a garantirne l'utilizzo in sicurezza (intercapedine tra l'isolante e la parete del serbatoio flussata con azoto, valvole di sicurezza, controlli a DCS, idoneo sistema antincendio).</p>	BREF EFS ⁽³⁾ Par. 5.1.1.1, Pag. 259 (Principi generali per prevenire e ridurre le emissioni)
Emissioni diffuse /fuggitive	<p><i>Ispezione e manutenzione – implementare un programma di manutenzione periodica basato sulla criticità delle apparecchiature.</i></p> <p>Il Gestore ha istituito un elenco LDAR (codice doc programma di intervento emissioni fuggitive – allegato III, IV – lista e foto punti di emissione del 12/04/2021); per ciascuna apparecchiatura/strumento, parte di impianto o dispositivo di prevenzione dell'inquinamento, in esso contenuto, è stato definito un piano di manutenzione (codice documento programma di intervento emissioni fuggitive del 12/04/2021 e programma serraggi.).</p>	BREF EFS Par. 5.1.1.1, Pag. 259 (Stoccaggio di liquidi e gas liquefatti -Principi generali per prevenire e ridurre le emissioni)
Emissioni diffuse /fuggitive	<p><i>Minimizzazione delle emissioni – abbattere le emissioni dai serbatoi di stoccaggio che hanno impatti significativi sull'ambiente.</i></p> <p>È presente un sistema di recupero del boil off gas che consente di evitare il rilascio in atmosfera del gas naturale anche in casi di non disponibilità di un compressore durante la scarica nave.</p> <p>Inoltre, è presente un compressore di recupero BOG denominato K203A, che consente di inviare a metanodotto il gas di boil off prodotto quando la sezione di rigassificazione non è in marcia e quindi evitare di convogliarlo in atmosfera tramite il Vent di sicurezza.</p> <p>Solo per motivi di sicurezza nel caso di sovrappressione o in caso di indisponibilità del sistema di recupero boil off, si può avere l'emissione in atmosfera del metano dal sistema denominato Vent (torcia fredda).</p> <p>In caso di tali attività il Gestore effettua una comunicazione preventiva alle autorità di controllo (Provincia La Spezia e ARPAL).</p> <p>Il Gestore detiene un Quaderno di registrazione dati e manutenzione, gestito attraverso supporto informatico, dove sono annotati: data e ora disservizi, periodo di fermata (ferie e manutenzioni), annotazioni analisi alle emissioni.</p>	BREF EFS Par. 5.1.1.1, Pag. 259 (Stoccaggio di liquidi e gas liquefatti - Principi generali per prevenire e ridurre le emissioni)
Emissioni diffuse /fuggitive	<p><i>Per i serbatoi a tetto fisso la BAT consiste nell'applicare un sistema di trattamento dei vapori.</i></p> <p>È presente un sistema di recupero del boil off gas che consente di evitare il rilascio in atmosfera del gas naturale anche in casi di non disponibilità di un compressore durante la scarica nave.</p> <p>Inoltre, è presente un compressore di recupero BOG denominato K203A, che consente di inviare a metanodotto il gas di boil off prodotto quando la sezione di rigassificazione non è in marcia e quindi evitare di convogliarlo in atmosfera tramite il Vent di sicurezza.</p> <p>Solo per motivi di sicurezza nel caso di sovrappressione o in caso di indisponibilità del sistema di recupero boil off, si può avere l'emissione in atmosfera del metano dal sistema denominato Vent (torcia fredda).</p> <p>In caso di tali attività il Gestore effettua una comunicazione preventiva alle autorità di controllo (Provincia La Spezia e ARPAL).</p> <p>Il Gestore detiene un Quaderno di registrazione dati e manutenzione, gestito attraverso supporto informatico, dove</p>	BREF EFS Par. 5.1.1.2, Pag. 263 (Specifiche considerazioni sui serbatoi - Serbatoi a tetto fisso)

	sono annotati: data e ora disservizi, periodo di fermata (ferie e manutenzioni), annotazioni analisi alle emissioni.	
Emissioni diffuse /fuggitive	<p><i>La BAT consiste nell'implementazione di un programma di manutenzione periodica che tenga conto delle criticità delle apparecchiature.</i></p> <p>Il Gestore ha istituito un elenco LDAR (codice doc programma di intervento emissioni fuggitive – allegato III, IV – lista e foto punti di emissione del 12/04/2021); per ciascuna apparecchiatura/strumento, parte di impianto o dispositivo di prevenzione dell'inquinamento, in esso contenuto, è stato definito un piano di manutenzione (codice documento programma di intervento emissioni fuggitive del 12/04/2021 e programma serraggi.).</p>	BREF EFS Par. 5.2.1, Pag. 270 (Trasferimento e movimentazione di liquidi e gas liquefatti - Principi generali per prevenire e ridurre le emissioni)
Emissioni diffuse /fuggitive	<p><i>La BAT consiste nell'applicare un sistema di rilevamento delle perdite e un programma di riparazione.</i></p> <p>Il Gestore ha istituito un elenco LDAR (codice doc programma di intervento emissioni fuggitive – allegato III, IV – lista e foto punti di emissione del 12/04/2021); per ciascuna apparecchiatura/strumento, parte di impianto o dispositivo di prevenzione dell'inquinamento, in esso contenuto, è stato definito un piano di manutenzione (codice documento programma di intervento emissioni fuggitive del 12/04/2021 e programma serraggi.). Inoltre, l'installazione è provvista di un sistema di rilevamento perdite (mediante gas detectors) e allarme.</p>	BREF EFS Par. 5.2.1, Pag. 270 (Trasferimento e movimentazione di liquidi e gas liquefatti - Rilevamento perdite e programma di riparazione)
Emissioni diffuse /fuggitive	<p><i>È BAT il costante riferimento ad uno specifico Sistema di Gestione della Sicurezza e del Rischio</i></p> <p>La prevenzione degli incidenti nell'installazione è principalmente basata sull'attuazione del Sistema di Gestione e Sicurezza, messo a punto integrando tutti gli aspetti operativi e normativi. Tale sistema prevede anche l'attivazione di percorsi di formazione e informazione del personale, volti a garantire il mantenimento e il miglioramento continuo dei sistemi adottati, nonché la formazione e l'addestramento del personale in termini di sicurezza.</p>	BREF EFS Par. 5.2.1, Pag. 270 (Trasferimento e movimentazione di liquidi e gas liquefatti - Rilevamento perdite e programma di riparazione)
Emissioni diffuse /fuggitive	<p><i>È BAT la minimizzazione del numero di flange nelle tubazioni di trasporto utilizzando per quanto possibile connessioni saldate.</i></p> <p>Le misure di prevenzione adottate nell'installazione al fine di ridurre le perdite e le fuoriuscite di idrocarburi includono un uso preferenziale di elementi saldati piuttosto che di connessioni flangiate.</p>	BREF EFS Par. 5.2.2.1, Pag. 271 (Trasferimento e movimentazione di liquidi e gas liquefatti - Considerazioni specifiche sulle tecniche di trasferimento e stoccaggio - Piping)
Emissioni diffuse /fuggitive	<p><i>È BAT la prevenzione della corrosione delle tubazioni sia in fase di costruzione (garantendo la corretta selezione dei materiali e seguendo opportune tecniche e metodologie di costruzione) che effettuando manutenzioni periodiche preventive durante l'esercizio dell'impianto.</i></p> <p>Le tubazioni sono state progettate ed installate in accordo agli standard normativi. Il Gestore implementa campagne periodiche di controlli delle tubazioni e recipienti in pressione.</p>	BREF EFS Par. 5.2.2.1, Pag. 271 (Trasferimento e movimentazione di liquidi e gas liquefatti - Considerazioni specifiche sulle tecniche di trasferimento e stoccaggio - Piping)
Emissioni diffuse /fuggitive	<p><i>È BAT la gestione ed il trattamento del vapore prodotto durante le operazioni di carico e scarico di sostanze volatili da e verso trucks, chiatte e navi.</i></p> <p>È presente un sistema di recupero del boil off gas che consente di evitare il rilascio in atmosfera del gas naturale anche in casi di non disponibilità di un compressore durante la scarica nave. Inoltre, è presente un compressore di recupero BOG denominato K203A, che consente di inviare a metanodotto il gas di boil off prodotto quando la sezione di rigassificazione non è in marcia e quindi evitare di convogliarlo in atmosfera tramite il Vent di sicurezza. Solo per motivi di sicurezza nel caso di sovrappressione o in caso di indisponibilità del sistema di recupero boil off, si può avere l'emissione in atmosfera del metano dal sistema denominato Vent (torcia fredda).</p>	BREF EFS Par. 5.2.2.2, Pag. 271 (Trasferimento e movimentazione di liquidi e gas liquefatti - Considerazioni specifiche sulle tecniche di trasferimento e stoccaggio – Trattamento vapore)
Emissioni diffuse /fuggitive	<i>È BAT la minimizzazione di emissioni fuggitive da valvole e giunzioni tramite:</i>	BREF EFS

	<ul style="list-style-type: none"> • una selezione accurata delle guarnizioni delle valvole d'impianto; • <i>nell'ambito delle attività di monitoraggio, un'attenzione particolare rivolta alle valvole a maggior rischio di perdite come le valvole di controllo a stelo ascendente (RSCV) poste sulle linee di processo a esercizio continuo;</i> • <i>l'installazione di Valvole di Controllo Rotative o Pompe a velocità variabile piuttosto che di valvole di controllo a stelo ascendente</i> • <i>Uso di valvole di non ritorno nei sistemi di trasferimento e stoccaggio o nei sistemi di trattamento dei vapori.</i> <p>I dispositivi e le linee di processo sono state progettate in modo da ridurre al massimo le eventuali emissioni di gas in ambiente durante le attività di trasferimento del GNL.</p>	<p>Par. 5.2.3, Pag. 272 (Trasferimento e movimentazione di liquidi e gas liquefatti - Considerazioni specifiche sulle tecniche di trasferimento e stoccaggio – Valvole</p>
Emissioni diffuse /fugitive	<p><i>È BAT:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>seguire le corrette procedure di installazione delle pompe e compressori selezionati in fase progettuale;</i> • <i>l'avvalersi di un piano-programma di sostituzione dell'equipment.</i> <p>Pompe e compressori sono stati installati seguendo le corrette procedure definite in fase di progettazione. Tutti i componenti/equipment sono inseriti nel programma di manutenzione adottato.</p>	<p>BREF EFS Par. 5.2.4, Pag. 272 (Trasferimento e movimentazione di liquidi e gas liquefatti - Considerazioni specifiche sulle tecniche di trasferimento e stoccaggio – Pompe e compressori</p>
Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	<p><i>La BAT consiste nella riduzione dell'utilizzo dell'acqua tramite sistemi di ricircolo, adozione di sistemi di raffreddamento ibridi.</i> Nell'installazione sono presenti sistemi di ricircolo dell'acqua al fine di ridurre/minimizzare i quantitativi di acqua necessari.</p> <p>In particolare, l'acqua prodotta dalla combustione nei vaporizzatori va a costituire il rabbocco del serbatoio polmone di recupero dell'acqua di processo. Tale acqua è utilizzata per il reintegro dell'acqua di raffreddamento a circuito chiuso, per la pressurizzazione della rete antincendio, per l'irrigazione delle aree a verde e per l'effettuazione delle prove periodiche degli impianti antincendio e per esercitazioni varie.</p>	<p>BREF ICS Par. 4.4.2, pag. 124 (Reduction of water requirements - identified reduction techniques within the BAT – approach)</p>
Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	<p><i>La BAT consiste nella riduzione del trasporto di organismi:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>posizione e progetto delle prese d'acqua mare adeguati e selezione della tecnica di protezione;</i> • <i>ottimizzare la velocità nei canali d'ingresso per limitare la sedimentazione e verifica dell'occorrenza di fenomeni stagionali di macroincrostazione.</i> <p>L'acqua di mare per raffreddamento è garantita attraverso le pompe acqua di mare posizionate sul pontile. Una volta alla settimana viene iniettato un agente biocida con finalità di antifouling.</p>	<p>BREF ICS Par. 4.5.2, pag. 128 (Reduction of entrainment of organisms- Identified reduction techniques within the BAT-approach)</p>
Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	<p><i>Riduzione delle emissioni in acqua e tecniche di manutenzione:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Sistemi di raffreddamento: utilizzo di materiali poco corrosivi e riduzione della corrosione.</i> • <i>Scambiatori di calore: progettazione di scambiatori facilmente pulibili.</i> • <i>Condensatori: riduzione della sensibilità alla corrosione e pulizia meccanica.</i> • <i>Condensatori e scambiatori di calore: riduzione dello sporco.</i> • <i>Sistemi a singolo passaggio: riduzione della sensibilità alla corrosione.</i> <p>I materiali sono stati selezionati tenendo conto della corrosione esterna; tutti i materiali sono stati scelti con lo scopo di resistere alla corrosione, e sono inoltre presenti trattamenti sia attivi che passivi. Le apparecchiature sono state progettate per garantire una semplice pulizia dei componenti. Gli scambiatori principali dispongono di sistemi a passaggio singolo.</p>	<p>BREF ICS Par.4.6.3.1, pag. 131 (Identified reduction techniques within the BAT-approach- Prevention by design and maintenance)</p>
Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	<p><i>Monitoraggio e controllo chimico delle acque di raffreddamento</i></p> <p>Il PMC prevede un opportuno monitoraggio dello scarico delle acque utilizzate per il raffreddamento (scarico S4).</p>	<p>BREF ICS Par.4.6.3.2, pag. 133 (Control by optimized cooling water treatment)</p>

<p>Altro</p>	<p><i>Gestione della sicurezza: implementare un sistema di gestione della sicurezza.</i></p> <p><i>Procedure e formazione: implementare adeguate misure organizzative e formazione specifica per responsabilizzare gli operatori circa la sicurezza.</i></p> <p><i>Perdite per corrosione: prevenire la corrosione dei serbatoi (attraverso l'uso di particolari metalli o tipi di protezione).</i></p> <p><i>Procedure e strumenti per la prevenzione dello sversamento: implementare apposite procedure per prevenire il sovra riempimento.</i></p> <p><i>Strumentazione per la rilevazione delle perdite: applicare appositi metodi e strumentazioni per rilevare eventuali perdite dai serbatoi.</i></p> <p><i>Approccio basato sul rischio: raggiungere 'rischio trascurabile' per il caso di sversamento dal serbatoio.</i></p> <p><i>Contenimento degli sversamenti: provvedere ad introdurre un contenimento secondario per prevenire gli sversamenti sul suolo.</i></p> <p>Nell'ambito del Sistema di Gestione Integrato viene implementato un sistema di gestione della Sicurezza che include la valutazione di questi aspetti. All'interno di tale sistema sono presenti apposite procedure (operative e gestionali) che permettono di gestire in sicurezza l'installazione, nonché l'attivazione di percorsi di formazione ed informazione del personale, volti a garantire il mantenimento ed il miglioramento continuo dei sistemi adottati.</p> <p>Perdite per corrosione – I serbatoi di stoccaggio sono formati entrambi da un serbatoio interno in acciaio al 9% Ni (contenente GNL) e uno esterno in acciaio al carbonio (contenente perlite in atmosfera di azoto) attorno al quale è costruita una parete in calcestruzzo post tensionato. La parete in calcestruzzo costituisce un contenimento secondario per l'evento di una perdita accidentale di GNL dalla parte interna del serbatoio in acciaio al 9% di nickel. Il sistema di isolamento dei serbatoi nello spazio anulare, nell'intercapedine di fondo tra il serbatoio esterno e quello interno e nello spazio tra il tetto esterno e quello interno, è costituito da perlite libera mantenuta in atmosfera di azoto. Nella parte interna la presenza di GNL o vapori di esso e la totale mancanza di ossigeno, evitano totalmente che si manifestino fenomeni di corrosione. Nella parte esterna i serbatoi sono coibentati ed un flusso continuo di azoto lambisce la superficie esterna.</p> <p>Comunque, nell'ambito del piano di manutenzione dei serbatoi, sono previsti specifici controlli per prevenirne la corrosione, sulla base delle loro criticità.</p> <p>Procedure e strumenti per la prevenzione dello sversamento - L'approvvigionamento del GNL è effettuato tramite apposite procedure e controlli sul DCS che permettono di garantire sia la sicurezza dell'installazione che gli aspetti ambientali associati a tale fase.</p> <p>Per quanto riguarda i dispositivi per evitare il sovrariempimento, in ogni serbatoio sono previsti due livellostati, completamente indipendenti tra loro.</p> <p>L'approvvigionamento di Gasolio è gestito da un sistema di distribuzione automatico e il rifornimento dei serbatoi da autobotte avviene secondo apposite procedure.</p> <p>Strumentazione per la rilevazione delle perdite – I Gas detector posizionati in area serbatoi indicano eventuali perdite.</p> <p>Contenimento degli sversamenti – I serbatoi di stoccaggio di GNL sono di tipo a doppio contenimento. I serbatoi di Gasolio sono tutti dotati di vasca di contenimento di idonea capacità.</p> <p>Il Gestore ha istituito un elenco delle apparecchiature critiche per l'ambiente (codice documento ██████████); per ciascuna apparecchiatura/strumento, parte di impianto o dispositivo di prevenzione dell'inquinamento, in esso contenuto, è stato definito un piano di manutenzione (codice documento ██████████).</p>	<p>BREF EFS Par. 5.1.1.3, Pag. 264 (Prevenzione degli incidenti)</p>
<p><i>Note</i></p> <p>1) BREF ENergy Efficiency (February 2009).</p> <p>2) BREF Industrial Cooling Systems (December 2001).</p> <p>3) BREF Emissions From Storage (July 2006).</p>		

D.2 Criticità riscontrate

Le principali criticità emerse nel corso dell'iter istruttorio hanno riguardato:

- L'inquadramento dell'installazione rispetto ai livelli accettabili di emissioni in atmosfera (NOx - CO - SOx - polveri).
- le tempistiche di riduzione dei livelli emissivi degli attuali impianti in esercizio in attesa della sostituzione dei vaporizzatori proposta dal Gestore.

Le suddette criticità sono state esaminate ed affrontate come diffusamente riportato nei verbali delle Conferenze dei Servizi tenutesi in data 07/03/2023, e 15/06/2023.

E. QUADRO PRESCRITTIVO

Il Gestore è tenuto a rispettare le prescrizioni indicate nel presente quadro.

E.1 Aria

E.1.1 Valori limite di emissione .

PRESCRIZIONI:

1. l'impianto è autorizzato alla rigassificazione del GNL utilizzando vaporizzatori di capacità termica complessiva superiore a 50 MWt, **con un massimo di 3 evaporatori** in funzione contemporaneamente in quanto un evaporatore è sempre mantenuto "di riserva" (potenza complessiva 76,8 MW) anche se non permanentemente individuato fra i quattro disponibili;
2. non sono consentite emissioni in atmosfera provenienti da attività ed impianti non espressamente contemplati nella presente autorizzazione. Qualunque ampliamento e/o modifica sostanziale dell'impianto o del ciclo produttivo che determini variazioni delle emissioni in atmosfera, dovrà essere preventivamente autorizzato dall'Autorità competente, fermo restando l'osservanza delle prescrizioni contenute nell'autorizzazione al momento in vigore;
3. il Gestore dovrà rispettare i seguenti limiti per le emissioni convogliate **E₁ - E₂ - E₃ - E₄**:

inquinanti	limiti	tempistiche	cadenza autocontrolli	Metodo di campionamento
NOx	235 mg/Nmc (limite di cautela) al 3% di ossigeno	entro 31.12.2023 (applicato dal 01.01.2024)	<ul style="list-style-type: none">• trimestrale dal rilascio dell'autorizzazione fino al 31.12.2024;• semestrale dal 01.01.2025 fino alla scadenza dell'autorizzazione o prossimo riesame	UNI EN 14792: 2017
	150 mg/Nmc (limite tendenziale) al 3% di ossigeno	entro 31.12.2025 (applicato dal 01.01.2026)		
CO	100 mg/Nmc al 3% di ossigeno	entro 31.12.2023 (applicato dal 01.01.2024)	Annuale dal 01.01.2024	UNI EN 15058: 2017
SOx	35 mg/Nmc	i valori limite di emissione si considerano rispettati in quanto viene utilizzato gas metano		-
polveri	5 mg/Nmc			-

Per quanto riguarda il campionamento devono essere prese a riferimento la Norma UNI EN ISO 16911-1/2013 per la determinazione della velocità e della portata ed il Manuale UNICHIM 158/1988 per le strategie di campionamento ed i criteri di valutazione dei risultati.

I certificati di analisi annuali dovranno essere conservati nello stabilimento, a disposizione degli organi preposti al controllo;

4. il Gestore dovrà svolgere, **entro il 30.11.2024** un'indagine volta a determinare in maniera quantitativa e puntuale quali siano i fattori preponderanti nella diminuzione delle performance degli impianti;

5. il Gestore dovrà presentare, **entro il 30.11.2024**, un report che individui l'andamento dei valori delle emissioni di NOx e CO, accompagnato dall'elenco delle lavorazioni operate nell'impianto, nonché gli esiti dell'indagine di cui al punto precedente, così da rivalutare congiuntamente l'eventuale rimodulazione in riduzione del limite, con atto da parte della dell'Autorità Competente entro il 31.12.2024, operabile laddove le condizioni tecniche lo consentano;
6. l'Autorità Competente potrà prorogare il termine per il raggiungimento del limite tendenziale di 150 mg/Nmc per gli NOx ove la stessa giudichi che ricorrano condizioni oggettive e soggettive che lo giustifichino, in specie in ragione:
 - a) del rispetto dei limiti di cautela per gli NOx;
 - b) degli esiti del controllo della qualità dell'aria,
 - c) delle attività poste concretamente in essere dal Gestore al fine di produrre efficientamenti impiantistici ed i conseguenti miglioramenti emissivi;
7. il Gestore dovrà provvedere ad indicare i punti di emissione con apposita etichetta ben visibile. I punti di prelievo devono essere collocati in tratti rettilinei di condotto a sezione regolare (circolare o rettangolare), preferibilmente verticali, lontano da ostacoli, curve o qualsiasi discontinuità che possa influenzare il moto dell'effluente. Per garantire la condizione di stazionarietà necessaria all'esecuzione delle misure e campionamenti, la collocazione del punto di prelievo deve garantire il rispetto delle condizioni indicate dalle norme tecniche di riferimento (UNI EN 16911-1: 2013, UNI EN 15259: 2008 al punto 6.2.1 e 13284-1:2017), ovvero il bocchello deve essere posizionato almeno 5 diametri idraulici a valle ed almeno 2 diametri idraulici a monte di qualsiasi discontinuità. Nel caso in cui il flusso, subito dopo il tratto rettilineo dove è posizionata la sezione di misurazione, sfoghi direttamente in atmosfera, il tratto rettilineo di condotto dopo la sezione di misurazione deve essere di almeno 5 diametri idraulici. Nell'eventualità in cui, ad esclusione delle emissioni a tiraggio naturale, non siano soddisfatti i requisiti dimensionali previsti dalla Norma UNI EN 15259:2008 paragrafo 6.2.1 punto c) NOTE 8, sarà cura del Gestore dimostrare la rispondenza con apposita campagna di misure, sulle base delle verifiche previste nel modulo predisposto da ARPAL MOD-CVAR-02-AR, scaricabile dal sito www.arpal.liguria.it nella sezione "Tematiche - Impianti - Valutazione e controlli ambientali VIA/VAS/VIS/IPPC - Documenti tecnici". Nel caso fossero evidenziate condizioni di non omogeneità del flusso gassoso, la Società dovrà prevedere una modifica impiantistica del condotto di estrazioni dei fumi con conseguente ricollocamento del bocchello di prelievo in posizione idonea. Le suddette prescrizioni si applicano agli impianti ed attività con punti di emissione convogliata per i quali sono previsti valori limite in concentrazione;
8. i sistemi di accesso ai punti di prelievo e le postazioni di lavoro degli operatori devono garantire il rispetto delle norme previste in materia di sicurezza ed igiene del lavoro (D.Lgs 81/08 s.m.i.) ed in particolare:
 - a) in corrispondenza dei punti di prelievo posti in quota deve essere prevista un'idonea postazione di lavoro fissa, anch'essa realizzata secondo i criteri di sicurezza definiti dal D.Lgs 81/2008 e s.m.i. e dalla normativa correlata e che presenti le seguenti caratteristiche minime:
 - a.1) dimensioni tali da consentire il normale movimento in sicurezza dell'operatore, in relazione al lavoro da compiere. Si richiede pertanto una dimensione utile minima di c.a. 2 m² (calcolata al netto di ostacoli, botole, ribalte ed altri impedimenti alla occupazione fissa); tale superficie deve essere incrementata in funzione delle dimensioni del camino e del tipo di strumentazione richiesta (che dipende dal parametro da monitorare), nonché in considerazione dei dettami di specifiche norme (vedasi in proposito la norma UNI EN 15259: 2008);
 - a.2) larghezza minima pari a 0,9 m;

- a.3) altezza minima libera, sopra la piattaforma di lavoro, maggiore o uguale a 2 m;
 - a.4) portata del piano di lavoro chiaramente indicata ed idonea a supportare gli operatori e la strumentazione;
 - a.5) con piano di calpestio orizzontale ed antisdrucchiolo;
 - a.6) dotata di parapetto normale ai sensi del D.Lgs 81/08;
 - a.7) in prossimità del punto di prelievo deve essere disponibile almeno una presa di energia elettrica a 220 V, conforme alle norme specifiche con interruttore differenziale magnetotermico ed interruttore di esclusione;
 - b) l'accesso ai punti di prelievo in quota deve essere possibile attraverso scale fisse a gradini oppure scale fisse a pioli rispondenti a quanto previsto dal Dlgs 81/2008 e s.m.i. I punti di transito e di passaggio che presentino pericolo di caduta dall'alto (superiori a 2 m di altezza) devono essere dotati di parapetto normale ai sensi del D. Lgs. 81/08;
 - c) qualora si renda necessario il sollevamento di attrezzature al punto di prelievo, per i punti collocati in quota e raggiungibili mediante scale fisse verticali a pioli, la ditta deve mettere a disposizione degli operatori le seguenti strutture minime:
 - c.1) quota superiore a 5 m: sistema manuale di sollevamento delle apparecchiature utilizzate per i controlli (es: carrucola con fune idonea) provvista di imbrago e di sistema di blocco;
 - c.2) quota superiore a 15 m: sistema di sollevamento elettrico (argano o verricello) provvisto di imbrago e di sistema frenante;
 - d) per i camini dove viene usata piattaforma elevabile in ogni caso dovranno essere rispettate le caratteristiche riportate nel documento ARPAL "NRC-DVDR-09-AR" Rev n° 01 del 27/09/2019 scaricabile dal sito www.arpal.liguria.it nella sezione "Tematiche - Impianti - Valutazione e controlli ambientali VIA/VAS/VIS/IPPC - Documenti tecnici";
9. al fine di consentire controlli di parte pubblica alle emissioni in atmosfera, previste con cadenza annuale per le annualità 2023-2024-2025 con successiva rivalutazione delle tempistiche in accordo con l'organo di controllo stesso, il gestore dovrà trasmettere ad ARPAL, **entro 30 giorni dal rilascio** della presente autorizzazione, la documentazione che attesti la sussistenza dei requisiti di sicurezza, che dovrà essere valutata dall'RSPP di ARPAL;
10. nel caso in cui siano messe in esercizio le due emissioni discontinue, di emergenza e sicurezza (**E₅**, **E₆**), dovrà esserne data preventiva comunicazione alla Provincia ed all'ARPAL;
11. dovrà essere installato, **entro 31.12.2024**, un misuratore di portata per le emissioni **E₅** ed **E₆**, che registri e garantisca uno storico di dati di almeno 1 anno e conservazione dei dati su supporto informatico per almeno 10 anni;
12. il Gestore dovrà predisporre, **entro 30 giorni** dal rilascio della presente autorizzazione, laddove attualmente non disponibile, strumentazione atta a monitorare, registrare e rappresentare in continuo lo stato di funzionamento di ognuno dei 4 vaporizzatori, al fine di individuare permanentemente l'impianto di riserva in ogni momento. La registrazione e rappresentazione dei dati dovranno essere trasmessi alla Provincia e all'ARPAL **con cadenza semestrale**; detta presentazione dovrà essere immediata qualora motivatamente richiesto dagli Enti competenti;
13. il Gestore dovrà provvedere alle opportune manutenzioni degli impianti di aspirazione delle emissioni, in modo da garantire, in tutte le condizioni di funzionamento, il rispetto dei valori limite di emissione;
14. il Gestore dovrà tenere una registrazione su supporto informatico editabile dei dati e degli interventi di manutenzione contenente le seguenti informazioni:

- a) data e ora dei disservizi dell'impianto;
 - b) periodo di fermata dell'impianto (ferie, manutenzioni...);
 - c) data di effettuazione dell'intervento;
 - d) tipo di intervento (ordinario, straordinario, ecc.);
 - e) descrizione sintetica dell'intervento;
 - f) indicazione dell'autore dell'intervento;
 - g) data e ora e risultati delle analisi effettuate alle emissioni ed eventuali azioni tese ad evitare il superamento dei limiti;
 - h) gli interventi dovranno essere registrati entro sette giorni dallo svolgimento.
15. le analisi effettuate sulle emissioni derivanti dagli impianti e i dati di cui al punto 14 dovranno essere conservate ed esibite a richiesta della Provincia e delle strutture tecniche di controllo;
16. il Gestore dovrà presentare alla Provincia della Spezia, al Comune di Portovenere, all'ARPAL e all'ASL 5, **entro il 30 aprile** dell'anno solare immediatamente successivo all'anno di riferimento delle misure, le risultanze dei monitoraggi relativi alle emissioni secondo le modalità e tempistiche indicate al precedente punto 3);
17. il Gestore dovrà predisporre, **entro 6 mesi** dal rilascio della presente autorizzazione, una procedura per la gestione delle segnalazioni di problematiche di tipo odorigeno che preveda l'analisi dell'evento, l'individuazione della sorgente odorigena, la ricerca di eventuali cause e di eventuali migliorie impiantistiche per prevenire la problematica riscontrata;
18. il Gestore, in riferimento all'LDAR, dovrà produrre, **entro 30 giorni** dal rilascio della presente autorizzazione, una procedura di gestione dei dati che definisca le modalità di valutazione dei dati rilevati;
19. il Gestore dovrà provvedere ad installare, **entro il 31.12.2023**, una centralina per il monitoraggio della qualità dell'aria, secondo le prescrizioni localizzative e tecnologiche che saranno indicate dalle Autorità Competenti (Regione Liguria ed ARPAL).

E.2 Acqua

PRESCRIZIONI

- a) Il Gestore dovrà effettuare la verifica annuale dei seguenti parametri:

SCARICO	PARAMETRO
S4	Ferro, Rame. Tensioattivi totali
S6	Ferro, COD, Tensioattivi totali, Idrocarburi totali, solfuri
S5	Idrocarburi totali, Ferro
S9	Idrocarburi totali
S10	Idrocarburi totali

- b) le risultanze dei monitoraggi relativi agli scarichi S4, S5, S6 S9 e S10 così come indicato al precedente punto a) dovranno essere presentati dal Gestore alla Provincia"
- c) lo scarico derivante dal ciclo produttivo dovrà rispettare i limiti tabellari di cui alla tabella 3, prima colonna dell'Allegato 5 alla Parte III del D. Lgs. 152/06
- d) tutti i sistemi di depurazione delle acque dovranno essere sottoposti a periodiche operazioni di controllo e manutenzione;
- e) dovranno essere tenute pulite le canalette di adduzione delle acque meteoriche

- f) il Gestore dovrà tenere una registrazione su supporto informatico editabile dei dati di monitoraggio come sopra indicati, riportante data e ora e risultati delle analisi effettuate allo scarico ed eventuali azioni tese ad evitare il superamento tabellare dei limiti
- g) il Gestore dovrà tenere una registrazione su supporto informatico editabile degli interventi manutenzione contenente le seguenti informazioni:
 - data e ora di disservizi dell'impianto;
 - periodo di fermata dell'impianto (ferie, manutenzioni ...);
 - manutenzioni ordinarie e straordinarie all'impianto trattamento reflui;
 - data e ora di eventuali sversamenti sui piazzali e relazione circa le operazioni adottate al fine di evitare ruscellamenti nel corpo recettore.
- h) le analisi effettuate sulle acque derivanti dall'impianto di depurazione e i dati di cui ai punti e) ed f) dovranno essere conservati ed esibiti a richiesta della Provincia e delle strutture tecniche di controllo;
- i) i valori limite di emissione non potranno essere in alcun caso conseguiti mediante diluizione con acque prelevate allo scopo.
- j) l'impianto di trattamento e lo scarico dovranno sempre essere resi accessibili per il campionamento da parte dell'Autorità di controllo ai sensi dell'art. 101, comma 3 del D. Lgs. 152/06.
- k) relativamente allo scarico S2 nel quale confluiscono le acque meteoriche dei bacini dei serbatoi, **dovrà essere presentata entro 60 giorni** dal rilascio del presente provvedimento una relazione relativa alla procedura di emergenza che consenta di impedire lo scarico a mare in caso di evento accidentale
- l) **entro 6 mesi** dal rilascio del presente provvedimento dovrà essere dimostrata l'avvenuta installazione di misuratori di portata "in continuo" sugli scarichi S4 e S6
- m) **entro 60 giorni** dal rilascio del presente provvedimento dovrà essere presentato Piano di Prevenzione e Gestione ai sensi del RR 4/2009 relativo alla intera superficie dello stabilimento, le cui eventuali prescrizioni in sede di approvazione costituiranno parte integrante e sostanziale del presente provvedimento.

E.3 Rumore

Il Gestore dovrà predisporre, **entro 90 giorni** dal rilascio del presente atto, una ulteriore valutazione di impatto acustico (clima acustico dello stato uno - ex. D.G.R.L. n. 534/99) in relazione alla determinazione dei contributi acustici di tutte le sorgenti sonore presenti nell'installazione. Tale valutazione andrà eseguita tramite l'effettuazione di rilevamenti fonometrici, dei quali andrà data preventiva comunicazione agli Enti interessati (almeno entro i 15 giorni antecedenti la data fissata per l'esecuzione delle misure), al fine della verifica dei valori limite di emissione, assoluti di immissione e differenziali. In ragione anche dei transitori previsti in relazione agli impianti costituenti l'installazione **tale valutazione andrà ripetuta con cadenza annuale nel corso del 2024 e 2025**, successivamente con cadenza biennale. **La relativa sezione del PMC si adegua a quanto sopra indicato.**

In fase di valutazione del clima acustico dello stato 1 dovrà essere verificata la rumorosità presso i recettori anche nel caso di fase di scarico dalla nave e dovranno essere proposti ed adottati eventuali accorgimenti per riportare i livelli di emissione/immissione ai limiti di zona ove necessario.

Entro 6 mesi dal rilascio del riesame il Gestore dovrà:

riscontrare il rispetto dei livelli di emissione/immissione acustica anche in riferimento alla zonizzazione adottata dal Comune di Portovenere con DCC n. 12 del 29/04/2016

aggiornare/prevedere una procedura che contempili la definizione del piano di gestione delle segnalazioni che preveda almeno i seguenti punti:

- Istituzione di un punto di contatto per la popolazione (n. telefonico e/o mail, da rendere noto nel sito aziendale).
- Descrizione delle azioni successive al ricevimento di una segnalazione (verifica interna, eventuale verifica fonometrica, eventuale azione correttiva, eventuale valutazione del beneficio).
- Individuazione di modalità e tempi di comunicazione a Provincia quale Autorità Competente e al Comune delle azioni intraprese.
- Modalità di registrazione di: segnalazioni pervenute, azioni successive e relativi esiti.
- In occasione di sostituzione di macchinari e/o parti dell'impianto, privilegiare le soluzioni che portino a una riduzione delle emissioni sonore.

E.4 Suolo e Sottosuolo

Rilevato che la zona dell'installazione è interessata da corsi d'acqua riportati nel reticolo regionale, nella fattispecie i Canali di Panigaglia Nord e Sud ed il Fosso Cassà. Preso atto che ad oggi detti corsi d'acqua, non risultano oggetto di studio ai fini dell'applicazione della normativa di Piano di Bacino (aree inondabili), ma interessati da criticità puntuali per sezioni non verificate per portate con tempi di ritorno T=50 anni.

Il Gestore dovrà presentare **entro 60 giorni** dal rilascio del presente provvedimento studio idraulico di dettaglio con individuazione delle fasce di inondabilità per gli assegnati tempi di ritorno individuati dal Piano di Bacino che comprenda eventuali adeguamenti delle sezioni di deflusso con particolare riguardo alla verifica delle opere di tombinatura dei corsi d'acqua di che trattasi.

Il Gestore dovrà provvedere altresì al monitoraggio delle acque di falda secondo le modalità e tempistiche previste dal PMC. Dovrà inoltre prevedere prove di tenuta sui serbatoi fuori terra presenti nello stabilimento; la frequenza e le modalità di esecuzione delle prove dovranno essere definite in apposita procedura, definita in base alle indicazioni della ditta costruttrice, che tenga conto del materiale di composizione, le condizioni di esercizio (T° e p), le sostanze in essi contenute e la probabilità di fuoriuscita, nonché degli esiti degli anni precedenti. Tali prove dovranno essere estese alle tubazioni connesse a tali serbatoi, in base al materiale di costruzione e alla sostanza contenuta. Il Gestore dovrà produrre, **entro 30 giorni** dal rilascio della presente autorizzazione, una procedura che stabilisca la frequenza e le modalità per lo svolgimento delle prove di tenuta dei serbatoi. Tale procedura sarà verificata in sede di controllo dagli organi preposti.

E.5 Rifiuti

Per le tipologie di rifiuto prodotto (come elencate nella SCHEDA E – TABELLA E4.A e TABELLA E4.B) il Gestore si avvale del deposito temporaneo garantendo il rispetto delle condizioni di cui ai punti 1), 2), 3),

4) e 5) della lettera bb) al comma 1 dell'art. 183 del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii. Il Gestore dovrà comunque rispettare gli adempimenti di cui ai seguenti punti:

- il Deposito temporaneo dei rifiuti prodotti dovrà essere effettuato nel rispetto della disposizione riportata nella ALLEGATO 2E - PLANIMETRIA DEPOSITI TEMPORANEI DI RIFIUTI
- Tenuta del registro di carico e scarico ai sensi dell'art. 190 del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii. sul quale annotare le informazioni sulle caratteristiche qualitative e quantitative dei rifiuti, da utilizzare ai fini della comunicazione annuale al catasto disposta dall'art. 189 dello stesso decreto. Le annotazioni di cui sopra dovranno essere effettuate almeno entro dieci giorni lavorativi dalla produzione del rifiuto e dallo scarico del medesimo. Il registro dovrà essere tenuto presso lo stesso impianto di produzione e, integrato con i formulari di trasporto di cui all'art. 193 del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii., dovrà essere conservato per cinque anni dalla data dell'ultima registrazione, rendendolo disponibile in qualunque momento all'Ente di Controllo qualora ne faccia richiesta.
- Divieto di miscelazione ai sensi dell'art. 187 del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii., in base al quale è vietato miscelare categorie diverse di rifiuti pericolosi di cui all'allegato G alla parte IV del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii., ovvero rifiuti pericolosi con rifiuti non pericolosi.
- Ai sensi dell'art. 193 del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii., il trasporto dovrà essere effettuato da imprese in possesso di regolare autorizzazione e dovranno essere accompagnati da un formulario di identificazione redatto in quattro esemplari, compilato, datato e firmato dal produttore/detentore (Gestore) in cui dovranno essere indicati: nome ed indirizzo del produttore/detentore, origine, tipologia e quantità del rifiuto, impianto di destinazione, data e percorso dell'istradamento, nome ed indirizzo del destinatario. Una copia del formulario dovrà rimanere presso il Gestore e le altre tre, controfirmate e datate in arrivo dal destinatario, sono acquisite una dal destinatario e due dal trasportatore, che provvede a trasmetterne copia al Gestore. Durante la raccolta ed il trasporto i rifiuti pericolosi dovranno essere imballati ed etichettati in conformità alle normative vigenti in materia. Per quanto non espressamente prescritto, valgono comunque le pertinenti disposizioni di cui all'art. 193 del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii.. Valgono inoltre le disposizioni contenute nell'accordo europeo per il trasporto su strada di merci pericolose "ADR - *Accord Dangereuses par Route*".
- Qualsiasi variazione delle aree e dei locali in cui si svolge l'attività di deposito temporaneo dovrà essere preventivamente all'Autorità Competente ed al Dipartimento ARPAL della Spezia.
- Fermo restando tutti gli adempimenti non espressamente prescritti di cui alla parte IV del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii. applicabili al caso in esame, il Gestore è tenuto al mantenimento e/o rispetto delle seguenti prescrizioni tecniche:
 - a) le aree adibite a deposito temporaneo di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
 - b) lo stoccaggio deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi che devono essere opportunamente separate;
 - c) ciascuna area di stoccaggio deve essere contrassegnata da tabelle, ben visibili per dimensioni e collocazione, indicanti le norme per la manipolazione dei rifiuti e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre, essere riportati i codici EER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti stoccati;
 - d) la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;

- e) i rifiuti devono essere protetti dall'azione delle acque meteoriche e, ove allo stato pulverulento, dall'azione del vento;
 - f) tutte le acque meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di deposito di rifiuti devono essere coltate ed inviate alla specifica sezione di impianto di trattamento reflui, purché non vi sia contatto tra acque meteoriche e rifiuto; ad ogni eventuale contatto, derivante da anomalie del sistema di separazione acque meteoriche/rifiuto, si dovrà provvedere ad una caratterizzazione dell'acqua dilavante la relativa area di deposito che pertanto dovrà essere considerata rifiuto e quindi disciplinata secondo le disposizioni di cui alla parte IV del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii.. In particolare, le acque di dilavamento di zone suscettibili di contaminazione di oli contenenti composti alogenati, dovranno essere trattate come rifiuto liquido e, pertanto, non dovranno essere lasciate confluire in alcun caso nella sezione di trattamento delle acque inquinabili da oli.
 - g) i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;
 - h) i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello;
 - i) i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati.
 - j) i recipienti fissi o mobili non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuti, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni;
 - k) il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs. n. 95/1992 e ss.mm.ii. e al D.M. n. 392/1996;
- Come specificato nel PMC, il Gestore ha l'obbligo di archiviare e conservare, per essere resi disponibili all'Autorità Competente ed al Dipartimento ARPAL della Spezia, tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato e con la specifica delle metodiche utilizzate.

Il Gestore è tenuto ad attuare gli eventuali adeguamenti tecnici correlati alle esigenze espresse nel presente paragrafo E.5 RIFIUTI **entro sei mesi** dal rilascio dell'AIA.

- Il Gestore sarà comunque tenuto ad adeguarsi alle disposizioni previste dagli eventuali aggiornamenti normativi di riferimento. In particolare, qualora l'evoluzione della normativa portasse a modifiche delle disposizioni normative esplicitamente richiamate ai punti precedenti, tali punti sarebbero da ritenere non più validi, in quanto superati e sostituiti dalle pertinenti disposizioni normative aggiornate.
- Il Gestore è tenuto a comunicare tempestivamente, all'Autorità Competente ed al Dipartimento ARPAL della Spezia, eventuali variazioni rispetto all'elenco di rifiuti contenuto nell'Autorizzazione e rispetto alla gestione dei depositi.

E.6 Altre forme d'inquinamento

Per quanto attiene eventuali altre forme d'inquinamento (amianto, PCB/PCT, inquinamento elettromagnetico, vibrazioni) generate dall'attività produttiva dell'impianto valgono le relative disposizioni normative vigenti.

E.7 Manutenzioni, malfunzionamenti ed eventi incidentali

Il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente, al dipartimento ARPAL della Spezia ed al Comune di Portovenere, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione e malfunzionamenti.

il Gestore dovrà mantenere aggiornato l'elenco degli apparecchi di impianto e degli equipaggiamenti ausiliari critici per l'ambiente sui quali effettua controlli periodici, prove di routine, attività di piccola manutenzione, letture periodiche, manutenzione preventiva, straordinaria e su condizione.

In base agli esiti dei controlli di funzionalità sulle apparecchiature in stand-by, dovrà essere calcolato l'indicatore FOD.

Il Gestore dovrà dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi accidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti.

Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di annotazione su apposito registro, secondo le modalità stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, messo a disposizione per eventuali verifiche da parte dell'Autorità Competente, dell'Ente di Controllo e del Comune.

In caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinino potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione scritta immediata (per posta elettronica certificata e nel minor tempo possibile) all'Autorità Competente, al Dipartimento ARPAL della Spezia ed al Comune di Portovenere. Fermo restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per arrestare gli eventi di rilascio e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore inoltre deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

E.8 PRESCRIZIONI TECNICO GESTIONALI

Il Gestore dovrà trasmettere annualmente, entro il 30 Aprile, all'Autorità Competente al Dipartimento ARPAL della Spezia ed al Comune di Portovenere una relazione, riferita all'anno solare precedente, relativa all'impatto sull'ambiente dell'installazione, relativamente agli esiti degli autocontrolli effettuati su tutte le matrici ambientali, come indicato nel PMC.

E.9 Dismissione e ripristino dei luoghi

Qualora il Gestore intenda dismettere l'installazione o parte di essa, un anno prima dell'eventuale dismissione, totale o parziale, dovrà predisporre e presentare all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo un piano di dettaglio di dismissione, di eventuale messa in sicurezza o bonifica e di ripristino ambientale. Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto dovrà essere compreso un piano d'indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla parte IV del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii. La valutazione è sottoposta all'Autorità Competente per approvazione.

E.10 Prescrizioni di carattere generale

Ai sensi del D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii. relativamente all'attività autorizzata valgono inoltre le seguenti prescrizioni di carattere generale:

1. il ciclo produttivo e le modalità gestionali devono essere conformi a quanto descritto nella documentazione tecnica presentata dalla Società nell'ambito del presente procedimento di riesame dell'AIA;
2. ogni modifica del ciclo produttivo e/o dei presidi ambientali deve essere preventivamente comunicata alla Provincia della Spezia e all'ARPAL, fatta salva la necessità di presentare nuova domanda di autorizzazione nei casi previsti dal D. Lgs 152/2006, quale modifica sostanziale;
3. tutti i macchinari, le linee di produzione e i sistemi di contenimento/abbattimento delle emissioni in tutte le matrici ambientali devono essere sottoposti a periodici interventi di manutenzione;
4. i rifiuti solidi o liquidi e le acque reflue derivanti dall'attività devono essere smaltiti nel rispetto della normativa vigente in materia;
5. Il Gestore ha l'obbligo di provvedere alle verifiche prescritte ed agli eventuali ulteriori interventi tecnici ed operativi che le Autorità preposte al controllo ritengano necessari durante le fasi di gestione autorizzate;
6. al fine di consentire l'attività di controllo da parte degli Enti preposti, il Gestore deve fornire tutta l'assistenza necessaria per lo svolgimento di qualsiasi verifica tecnica relativa all'impianto, per prelevare campioni e far raccogliere qualsiasi informazione necessaria;
7. il Gestore deve garantire che le operazioni autorizzate siano svolte in conformità con le vigenti normative di tutela ambientale, di salute e sicurezza sul lavoro e di igiene pubblica;
8. la decorrenza delle periodicità degli autocontrolli da effettuare a cura del Gestore, di cui alle prescrizioni per le diverse componenti, è fissata alla data di emanazione del provvedimento di autorizzazione integrata ambientale;
9. dei suddetti autocontrolli dovrà essere data preventiva comunicazione alla Provincia e all'ARPAL.

F. PIANO DI MONITORAGGIO

1. Il monitoraggio e il controllo dovranno essere effettuati secondo il documento adeguato e trasmesso da ARPAL in data odierna (26/06/2023) ed allegato al presente, salvo gli adeguamenti legati alla “frequenza della misurazione” della tabella 8 - *Rumore* del paragrafo 1.4 *Emissioni sonore*, secondo i contenuti di cui al *par. E. 3 – Rumore* del presente.
2. Le registrazioni dei dati previsti dal Piano di monitoraggio devono essere tenute a disposizione degli Enti responsabili del controllo e, qualora la Regione Liguria dovesse adottarli, inseriti nei sistemi informativi predisposti
3. I rapporti di prova devono essere firmati da un tecnico abilitato e devono riportare chiaramente:
 - la data, l’ora, il punto di prelievo e la modalità di effettuazione del prelievo;
 - la data e l’ora di effettuazione dell’analisi.

G. OBIETTIVI DI MIGLIORAMENTO

Il Gestore procederà alla integrale sostituzione dei quattro vaporizzatori, con un cronoprogramma che dovrà essere preventivamente condiviso con l'Autorità Competente. Al termine del periodo tutti gli impianti dovranno essere in grado di garantire limiti inferiori a 150 mg/Nmc di NOx oggetto di valutazione da parte dell'Autorità Competente. In ragione della portata della modifica il Gestore dovrà presentare la modifica finalizzata alla sostituzione integrale degli impianti mediante specifica e nuova istanza.