

ICARO



ENERCLIMA 2050
Green energy district Olbia

OLBIA LNG Terminal Srl

Progetto EnerClima 2050

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale



Progetto n. 235231
Revisione: 01
Data: Aprile 2023
Nome File: 235231 Sez III-Progettuale-rev.01.docx

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	2 di 78

INDICE

III.1 INTRODUZIONE	6
III.2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	7
III.3 LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO	9
III.4 DESCRIZIONE DELL'INIZIATIVA IN PROGETTO	10
III.4.1 Generalità.....	10
III.4.2 Descrizione di dettaglio delle installazioni in progetto.....	13
III.4.2.1 Terminale LNG	13
III.4.2.2 Centrale elettrica a ciclo combinato	25
III.4.2.3 Servizi comuni	29
III.5 REALIZZAZIONE DEL PROGETTO.....	34
III.5.1 Dati generali.....	34
III.5.2 Attività per la realizzazione degli interventi.....	34
III.5.2.1 Opere preparatorie ed infrastrutture	35
III.5.2.2 Opere civili	36
III.5.2.3 Montaggi meccanici, collaudi ed opere di finitura	40
III.5.3 Misure di prevenzione e sicurezza durante i lavori.....	40
III.6 ANALISI DELLE INTERAZIONI AMBIENTALI	41
III.6.1 Emissioni in atmosfera	42
III.6.2 Ambiente idrico.....	46
III.6.2.1 Prelievi idrici.....	46
III.6.2.2 Scarichi idrici	47
III.6.3 Suolo e sottosuolo	50
III.6.3.1 Uso del suolo.....	50
III.6.3.2 Produzione di rifiuti	50
III.6.4 Fattori fisici.....	52
III.6.4.1 Emissioni di rumore	52
III.6.4.2 Radiazioni ionizzanti/non ionizzanti	53
III.6.4.3 Vibrazioni	55
III.6.4.4 Illuminazione.....	55
III.6.5 Interazioni sul sistema antropico	57
III.6.5.1 Uso di risorse	57
III.6.5.2 Traffico	58
III.6.5.3 Contesto socio-economico	59
III.6.6 Impatto visivo.....	60
III.6.7 Interazioni in fase di cantiere.....	61
III.6.7.1 Traffico veicolare	61
III.6.7.2 Emissioni in atmosfera	61
III.6.7.3 Scarichi idrici	64

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

	DATA	PROGETTO	PAGINA
Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale	Aprile 2023	23523I	3 di 78
III.6.7.4 Emissioni sonore			64
III.6.7.5 Suolo e sottosuolo			66
III.6.7.6 Rifiuti			66
III.6.7.7 Uso di risorse			67
III.6.7.8 Contesto socio - economico.....			67
III.7 ANALISI DEI MALFUNZIONAMENTI			68
III.7.1 Misure di prevenzione e mitigazione adottate			69
III.8 BAT DI RIFERIMENTO			70
III.9 ALTERNATIVE DI PROGETTO			71
III.9.1 Alternative di localizzazione.....			71
III.9.2 Alternative progettuali.....			71
III.9.3 Alternativa “zero”			71
III.10 MISURE DI PREVENZIONE E MITIGAZIONE			73
III.11 DECOMMISSIONING DEGLI IMPIANTI			74
III.12 SINTESI DELLE ANALISI E VALUTAZIONI			75
III.12.1 Sintesi dei parametri di interazione ambientale			75
III.12.2 Componenti ambientali interessate dal progetto.....			78

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	4 di 78

INDICE ALLEGATI

- Allegato III.1** Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti
- Allegato III.2** Documento di analisi delle alternative di progetto
- Allegato III.3** Parere Nulla Osta di Fattibilità

Elenco Figure

<i>Figura III.1 - Ubicazione del progetto.....</i>	<i>9</i>
<i>Figura III.2 - Schema a blocchi</i>	<i>12</i>
<i>Figura III.3 – Schema a blocchi del Terminal LNG</i>	<i>15</i>
<i>Figura III.4 – Schema liquefattore.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura III.5 – Schema a blocchi del Centrale elettrica a ciclo combinato</i>	<i>25</i>
<i>Figura III.6 – Viabilità di accesso e infrastrutture presenti e previste dal Progetto</i>	<i>36</i>
<i>Figura III.7 – Interventi di infrastrutturazione</i>	<i>38</i>
<i>Figura III.8 – Fondazioni turbogeneratori Centrale Elettrica e fondazioni serbatoio stoccaggio LNG</i>	<i>39</i>
<i>Figura III.9 – Ubicazione punti di emissione in atmosfera</i>	<i>44</i>
<i>Figura III.10 – Ubicazione scarichi idrici</i>	<i>49</i>
<i>Figura III.11 – Ubicazione deposito temporaneo prima della raccolta</i>	<i>51</i>
<i>Figura III.12 – Ubicazione sottostazione da 150 kV</i>	<i>53</i>
<i>Figura III.13 – Ubicazione Stazioni Elettriche da 15 kV</i>	<i>54</i>
<i>Figura III.14 – Zone di inquinamento luminoso – zone di particolare attenzione</i>	<i>56</i>
<i>Figura III.15 – Ubicazione infrastrutture terminale marittimo</i>	<i>58</i>

Elenco Tabelle

<i>Tabella III.1 – Caratteristiche di riferimento di LNG ricevuto.....</i>	<i>13</i>
<i>Tabella III.2 – Caratteristiche del serbatoio di LNG.....</i>	<i>18</i>
<i>Tabella III.3 – Condizioni operative e di progetto serbatoio LNG.....</i>	<i>19</i>
<i>Tabella III.4 – Caratteristiche delle pompe 20-P-001 A/B/C</i>	<i>20</i>
<i>Tabella III.5 – Caratteristiche delle pompe 20-P-002</i>	<i>20</i>
<i>Tabella III.6 – Caratteristiche del braccio di carico autocisterne LNG.....</i>	<i>21</i>
<i>Tabella III.7 - Caratteristiche compressori BOG</i>	<i>21</i>
<i>Tabella III.8 – Caratteristiche liquefattore</i>	<i>23</i>
<i>Tabella III.9 – Condizioni operative e di progetto vaporizzatori 40-VP-001 A/B/C</i>	<i>24</i>
<i>Tabella III.10 – Caratteristiche delle pompe 40-P-001 A/B/C</i>	<i>24</i>
<i>Tabella III.11 - Dati generali del cantiere</i>	<i>34</i>
<i>Tabella III.12 - Movimentazione di terreno previste per l'intervento in progetto.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabella III.13 - Potenziali interazioni ambientali del progetto</i>	<i>41</i>
<i>Tabella III.14 - Assetto delle emissioni in atmosfera - caratterizzazione</i>	<i>43</i>
<i>Tabella III.15 - Assetto delle emissioni in atmosfera - quantificazione</i>	<i>43</i>
<i>Tabella III.15: Assetto emissivo metaniere di progetto.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabella III.16 – Stima consumi idrici alla capacità produttiva</i>	<i>46</i>
<i>Tabella III.17 – Caratteristiche scarichi finali</i>	<i>48</i>
<i>Tabella III.18 – Bilancio globale energetico</i>	<i>57</i>

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	5 di 78

<i>Tabella III.19 - Contesto socio economico post operam</i>	<i>59</i>
<i>Tabella III.20: Fattori di emissione standard per automezzi impegnati nell'attività di costruzione</i>	<i>62</i>
<i>Tabella III.21: Fattori di emissione standard per i mezzi impegnati nell'attività di costruzione (U.S. EPA AP-42).....</i>	<i>62</i>
<i>Tabella III.22 – Stima scarichi idrici in fase di cantiere</i>	<i>64</i>
<i>Tabella III.23</i>	<i>70</i>
<i>Tabella III.24 - Sintesi delle variazioni di interazione ambientale attese in fase di realizzazione</i>	<i>75</i>
<i>Tabella III.25 - Sintesi delle variazioni delle interazioni ambientali attese in fase di esercizio</i>	<i>77</i>
<i>Tabella III.26 - Componenti ambientali interessate dall'opera in progetto</i>	<i>78</i>

III.1 INTRODUZIONE

La presente sezione III costituisce il “Quadro di riferimento Progettuale” dello Studio di Impatto Ambientale finalizzato a descrivere il progetto **EnerClima 2050** (il Progetto) e le possibili interazioni dello stesso con le principali componenti ambientali, sia in fase di realizzazione che di esercizio.

Nel dettaglio il Progetto, proposto dalla società Olbia LNG Terminal S.r.l., prevede la realizzazione di un Terminale LNG e di una Centrale Elettrica a Ciclo Combinato a Gas (CCPP), dimensionati per soddisfare i fabbisogni energetici del territorio della Gallura (Nord-Est della Sardegna), a bilanciamento delle altre fonti di energia rinnovabile, in due fasi operative sequenziali.

I contenuti della presente sezione sono stati sviluppati a partire dalla documentazione di progetto presentata contestualmente allo Studio di Impatto Ambientale, ai sensi di quanto previsto dalla normativa vigente.

III.2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Come anticipato, il Progetto è stato dimensionato per soddisfare i fabbisogni energetici del territorio del Nord-Est della Sardegna, a bilanciamento delle altre fonti di energia rinnovabile, in due fasi operative sequenziali, aventi obiettivi ben definiti:

- **1a fase operativa di “transizione”:** ha lo scopo di soddisfare i fabbisogni energetici del territorio della Gallura in tempi brevi, con obiettivo 2025, a bilanciamento delle altre fonti di energia rinnovabile, per attuare la metanizzazione del territorio, sostituire la produzione di elettricità da carbone e la mobilità a gasolio con gas metano, ancora di origine LNG fossile importato, ma con impatto ambientale sensibilmente inferiore.

Questa 1° fase di transizione è in linea con quanto previsto dalla direttiva DAFI ed al protocollo Fit-for-55 della Commissione Europea, approvati dal Piano Energetico Nazionale Italiano (PNIEC - SEN).

Fin da questa 1° fase operativa, il Terminale LNG è progettato per operare a “ridotto impatto ambientale” in quanto:

- a) gli scambi termici sono realizzati in circuito chiuso tra rigassificatore LNG ed il circuito LUBE di raffreddamento dei macchinari della produzione elettrica e tra il ciclo di condensazione del vapore della centrale elettrica e scambiatori ad aria atmosferica. Sarà reso disponibile calore per eventuali utilizzi di teleriscaldamento per la zona industriale e residenziale di Olbia.
- b) l’elettricità necessaria al funzionamento del Terminale è equivalente a quella generata con energia rinnovabile da bio-metano (inizialmente prodotto dell’impianto di bio-gas del CIPNES, già approvato e con convenzioni in essere per l’immissione nella rete gas di Olbia, da cui fino al Terminale LNG).

Al Terminale LNG ed alla Centrale di Olbia verrà affiancata una coltura sperimentale di alghe ed un impianto bio-gas dimostrativo, con la possibilità testare anche la Tecnologia CCU (Carbon Capture & Use) per l’assorbimento di una minima parte della CO₂ rilasciata da fumi di combustione nel vegetale (alghe) avente la massima velocità di crescita ed elevati valori nutritivi e farmacologici. Gli scarti della coltura sono destinati a bio-metano riciclato in Centrale Elettrica o ri-liquefatto a bio-LNG.

La realizzazione della coltura di alghe e impianto biogas non è essenziale al funzionamento del Terminale e della Centrale Elettrica e comporta un valore aggiunto in funzione dello sviluppo della 2ª fase operativa, illustrata a seguire.

- **2a fase operativa,** con lo scopo di soddisfare i fabbisogni energetici del territorio della Gallura a medio termine, con obiettivo 2045, per sostituire l’LNG “fossile importato di transizione” con bio-metano “locale e rinnovabile” originato da bio-masse.

Come noto le biomasse sono rigenerate costantemente con il ciclo biologico del carbonio, che assorbe la CO₂ e l’H₂O rilasciati dai processi di combustione, convertendoli con la fotosintesi clorofilliana in bio-massa, liberando nell’aria corrispondenti quantità di Ossigeno. La successiva decomposizione batterica della bio-massa rigenera il bio-metano che viene raccolto e ri-immesso in rete gas per la produzione di energia e ri-liquefatto a LNG per stoccaggio strategico di energia ed utilizzi per la mobilità.

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	8 di 78

Questa 2° fase operativa è conforme al Green Deal Europeo, approvato dal Governo Italiano, che richiede un totale equilibrio tra Energia e Clima, a “zero emissioni nette di gas serra”, entro il 2050, per la totalità dell’energia prodotta e consumata in Europa.

La transizione dalla 1° fase “fossile” alla 2° fase “rinnovabile” sarà graduale nel ventennio 2025-2045 e richiederà i seguenti interventi aggiuntivi rispetto a quelli attualmente inclusi per la 1° fase:

- a) la realizzazione nel Terminale di Olbia di un liquefattore da circa 150.000 t/a di (bio) LNG per consentire la gestione di Terminale e Centrale Elettrica in modalità stoccaggio strategico e bilanciamento energetico degli elettrodotti (sbilanciati dalle fluttuazioni delle altre fonti di energia rinnovabile) e per la distribuzione di (bio) LNG per bunkeraggi e rifornimenti stradali.
- b) la realizzazione di circa 52 impianti di bio-gas da circa 5MW ciascuno (simili a quello del CIPNES in corso di realizzazione a Olbia), con relativa logistica di raccolta delle bio-masse e distribuzione del bio-metano nelle reti-gas cittadine da interconnettere al Terminale LNG di Olbia.

È opportuno specificare e precisare che il Terminale LNG e la Centrale Elettrica previsti dal Progetto sono predisposti per ricevere ed utilizzare indifferentemente LNG fossile importato con metaniere o bio-metano-rinnovabile ricevuto dal metanodotto regionale, necessari ad assicurare la sicurezza energetica del territorio, ma il Progetto non include la realizzazione degli impianti di bio-gas e dei relativi metanodotti.

III.3 LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO

Il Progetto EnerClima 2050 sarà ubicato all'estremità orientale della zona industriale di Cala Saccaia (Consorzio CIPNES), centrato sulle coordinate 40°93'68"N e 9°53'44"E.

Il Terminale LNG occuperà la parte centrale di circa 30.000 m², la Centrale Elettrica occuperà la porzione orientale del sito con un'estensione di circa 26.000 m².

Il sito in oggetto costituirà il "Distretto Energia" di Olbia. L'ubicazione del progetto è stata identificata al fine di minimizzare i potenziali impatti paesaggistici delle nuove strutture e sarà posizionata nell'entroterra e marginale rispetto agli altri insediamenti commerciali ed industriali, ma non distante dalle banchine merci del Molo Cocciani, dove attraccheranno le navi metaniere.

Il terreno previsto per l'insediamento del Terminale LNG include ulteriori spazi per servizi ed attività di supporto ed i collegamenti necessari al liquefattore della 2° fase operativa.



Figura III.1 - Ubicazione del progetto

III.4 DESCRIZIONE DELL'INIZIATIVA IN PROGETTO

III.4.1 Generalità

Il Progetto Olbia LNG EnerClima 2050 di Olbia LNG Terminal Srl prevede la realizzazione nella zona industriale di Cala Saccaia (Consorzio CIPNES) di Olbia, in Sardegna, di un Terminale Costiero di metano liquido (LNG) e di una Centrale Elettrica a metano (CCPP), necessari ad assicurare il fabbisogno di energia per Olbia ed il territorio Nord-Est della Sardegna (Gallura), da “emissioni zero” entro il 2050, a bilanciamento delle altre fonti di energia rinnovabile (FER) ed in conformità alle Normative e ai Piani Strategici Italiani ed Europei.

L’obiettivo di “neutralità ambientale” sarà raggiunto sostituendo progressivamente (e totalmente entro il 2050) LNG fossile importato con bio-metano rinnovabile, ricavato localmente dall’assorbimento ed utilizzo della CO₂, convertita e riciclata in biometano, con fotosintesi clorofilliana e metanizzazione batterica. Inoltre, si rigenera e si libera nell’atmosfera la stessa quantità di Ossigeno necessario alla combustione del metano realizzando un effettivo “impatto zero”.

Adiacente al Terminale LNG ed alla CCPP, sarà realizzato il primo sistema dimostrativo di “Ciclo del Carbonio a Impatto Zero” con una coltivazione di alghe ed un bio-digestore in grado di riciclare circa il 2% della potenzialità totale richiesta, pari al fabbisogno energetico necessario al funzionamento del Terminale LNG.

Durante la 1a fase operativa, il progetto prevede l’implementazione di una filiera per il trasporto del gas naturale liquefatto (LNG) a mezzo di navi metaniere sino al Terminale, lo stoccaggio all’interno di un serbatoio criogenico, la vaporizzazione di parte dei quantitativi ricevuti e la successiva distribuzione (sia allo stato liquido sia gassoso) come di seguito precisato:

- trasferimento in fase gassosa alla Centrale Elettrica (CCPP) ed alla rete gas del territorio di Olbia;
- trasferimento in fase liquida tramite autocisterne, che andranno ad approvvigionare distributori stradali di LNG e CNG e piccoli impianti di rigassificazione per successiva distribuzione di altri centri abitati nell’area settentrionale regionale;
- trasferimento in fase liquida alle navi bettoline LNG di taglia compresa fra 1.500 e 7.500 m³.

Il Terminale avrà una potenzialità da 300.000 ton/anno di LNG/NG (fino a max. 600.000), con una capacità di stoccaggio da 40.000 m³ di LNG corrispondente ad una rotazione (turnover) dello stoccaggio ogni 2-3 settimane ed una frequenza di approvvigionamento con navi metaniere da 30.000 m³ ogni 14 giorni (7 gg max nei periodi di punta dei consumi).

Durante la transizione da LNG fossile a bio-metano rinnovabile (2a fase operativa) la frequenza di arrivo delle metaniere andrà diminuendo ed aumenterà la quota di immissione in rete di biometano da biodigestori del territorio, con conseguente riduzione dei volumi di rigassificazione, aumento dei volumi di liquefazione ed utilizzo dello stoccaggio di LNG per le utenze di LNG e per il servizio di “stoccaggio strategico e pompaggio dell’energia”.

Il Terminale sarà concettualmente suddiviso in aree funzionali, di seguito elencate:

- area pontile di attracco e trasferimento di LNG: comprenderà le infrastrutture e i dispositivi per l’ormeggio delle metaniere/bettoline e tutti i dispositivi e le apparecchiature necessari per il corretto trasferimento e la misurazione di LNG e del BOG (boil off gas) durante le operazioni di scarico/carico;

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	11 di 78

- area di stoccaggio di LNG, comprensiva del serbatoio e di tutti i dispositivi accessori ed ausiliari necessari alla sua corretta gestione. Inoltre, comprenderà la Sala Quadri per la supervisione e la gestione degli impianti;
- area di carico autocisterne: comprenderà le baie di carico/raffreddamento per le autocisterne, i sistemi di misurazione del carico e tutti i sistemi ausiliari per il corretto funzionamento e gestione;
- area di vaporizzazione e gestione del BOG: comprenderà i vaporizzatori a glicole e i relativi sistemi, il ricondensatore, il liquefattore nonché la torcia di emergenza;
- area sistemi di gestione emergenza: comprenderà i sistemi antincendio con riserva idrica d'acqua antincendio ed il gruppo elettrogeno;
- area servizi: comprenderà i servizi tecnologici, incluso il polmone di Azoto liquido utilizzato per le operazioni di raffreddamento e gli edifici (magazzini, officine e uffici).

L'impianto sarà supervisionato da un'apposita Sala Quadri comune ad entrambi Terminale LNG e Centrale CCPP in prossimità del serbatoio di stoccaggio di LNG, la quale conterrà i principali sistemi di supervisione e controllo.

La centrale termoelettrica sarà composta da due unità turbogas con potenza nominale ISO di ciascuna unità compresa tra 55 e 65 MW, con tutti gli accessori necessari. I gas di combustione delle turbine saranno raffreddati con sistemi di recupero di calore e produzione di vapore (HRSG).

Il vapore surriscaldato prodotto a media pressione sarà laminato in una turbina a condensazione anch'essa con potenza nominale ISO compresa tra 55-65 MW.

Il raffreddamento e la condensazione del vapore saranno realizzati con un "circuito aperto" con torri di condensazione ad aria atmosferica.

Il progetto potrà mettere a disposizione calore per poter realizzare un sistema di teleriscaldamento della zona industriale e residenziale di Olbia (non incluso nel progetto in esame). Il raffreddamento e la condensazione avverrebbero in tal caso in "circuito chiuso" e le torri ad aria assicurerebbero il bilanciamento termico in caso di scompensi fra le esigenze termiche della CCPP e quelle smaltite dal teleriscaldamento

Il circuito aperto ad aria atmosferica sarà anche utilizzato per il bilanciamento del calore del ciclo chiuso a Glicole che riscalda e rigassifica l'LNG raffreddando il circuito LUBE di raffreddamento dei macchinari della produzione elettrica.

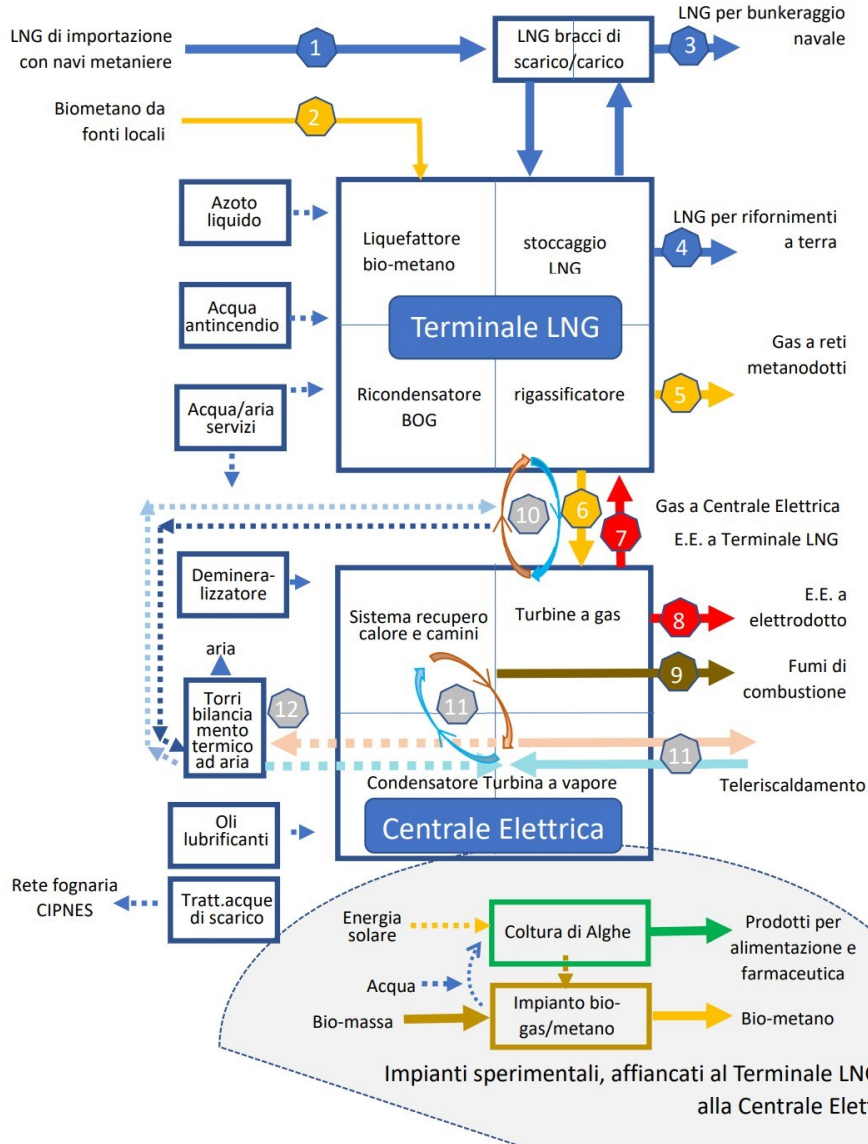
Di seguito uno schema a blocchi sintetico descrittivo degli interventi in progetto e delle interazioni fra le diverse sezioni previste.

Lo schema è integrato con una quantificazione dei vari flussi presenti, in ingresso e in uscita dalle varie sezioni.

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	12 di 78



Materie Prime	Interscambi	Prodotti	Unità	unità/anno	max/oraria	Note
LNG di importazione		LNG	ton	324,000	900	2 metaniere da 30,000m3/mese
Bio-metano da fonti locali		bio-CH4	ton	6,000	1	2% Terminale LNG per consumi interni di energia
		LNG per bunkeraggio	LNG	56,000	300	1 bunker da 2400m3/settimana
		LNG per rifornimenti	LNG	56,000	100	10 autobotti/containers/giorno
		Gas a metanodotti	N.Gas	50,000	23	per usi civili e industriali in Gallura
		Gas a Centrale Elettrica	N.Gas	168,000	21	100% a pieno carico
		Elettricità a Terminale LNG	E.El	16,000	4	a Terminale LNG per consumi interni di energia
		E.E. a elettrodotto	E.El	1,200,000	150	100% a pieno carico
		Emissioni di CO2	CO2	462,000	58	2.75 ton CO2/ton CH4 fossile
		Scambio termico in ciclo chiuso	En.Term.	MWh		9 ciclo chiuso Glicole: regasLNG/LubeOil CCPP
		Scambio termico recupero calore	En.Term.	MWh		60 ciclo chiuso CaldaieHRSG/CondensatoreGT
		bilanciamento termico con aria ambiente	En.Term.	MWh		90 ciclo aperto CondensatoreGT/Glicole/Aria ambiente

Figura III.2 - Schema a blocchi

III.4.2 Descrizione di dettaglio delle installazioni in progetto

III.4.2.1 Terminale LNG

Il Terminale avrà una potenzialità da 300.000 ton/anno di LNG/NG (fino a max. 600.000), con una capacità di stoccaggio da 40.000 m³ di LNG corrispondente ad una rotazione (turnover) dello stoccaggio ogni 2-3 settimane ed una frequenza di approvvigionamento con navi metaniere da 30.000 m³ ogni 14 giorni (7 gg max).

I quantitativi annui di approvvigionamento saranno in parte vaporizzati e distribuiti (sia allo stato liquido sia gassoso) come di seguito precisato:

- Trasferimento in fase gassosa alla Centrale Elettrica (CCPP) ed alla rete gas del territorio di Olbia;
- Trasferimento in fase liquida tramite autocisterne, che andranno ad approvvigionare distributori stradali di LNG e CNG e piccoli impianti di rigassificazione per successiva distribuzione di altri centri abitati nell'area settentrionale regionale;
- Trasferimento in fase liquida alle navi bettoline LNG di taglia compresa fra 1.500 e 7.500 m³.

Nella seguente tabella sono indicate le caratteristiche di riferimento di LNG ricevuto:

Parametro	Leggero	Pesante
Metano [% mol]	96,61	85,76
Etano [% mol]	3,21	8,54
Propano [% mol]	0	3,01
i-Butano [% mol]	0	0,52
n-Butano [% mol]	0	0,7
Pentano (C5+) [% mol]	0	0,23
Azoto [% mol]	0,18	1,24
Massa molare [kg/kmol]	16,51	18,88
Potere calorifico superiore (HHV) [MJ/N m ³]	38,63	42,76
Potere calorifico inferiore (LHV) [MJ/N m ³]	34,81	38,67
Densità liquido [kg/m ³]	433,8	482,0
Temperatura di ebollizione [°C]	-161,8	-164,9

Tabella III.1 – Caratteristiche di riferimento di LNG ricevuto

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	14 di 78

Nel Terminale saranno svolte le attività di ricezione, stoccaggio, vaporizzazione e distribuzione di gas naturale (sia allo stato liquido che allo stato gassoso).

La quantità di LNG presente nel Terminale risulta superare i requisiti di soglia superiore indicati all'Allegato 1, Parte 2 (Sostanze pericolose specificate), "Gas naturale", colonna 3, del D. Lgs. 105/2015. Il dettaglio del quantitativo di LNG detenuto nel Terminale è riportato al paragrafo B.3.4 pertanto, l'attività del Terminale rientra tra gli obblighi di cui agli art. 16 del Decreto.

Di seguito viene riportata la descrizione delle aree funzionali in cui è suddiviso il Terminale:

- **Area Banchina:** è l'area di attracco navi metaniere e bettoline attrezzata per le operazioni di scarico della nave metaniera ed invio di LNG al serbatoio di stoccaggio oppure per il prelievo di LNG dal serbatoio ed invio in area banchina per il carico delle bettoline. In banchina saranno installate le infrastrutture e i dispositivi per l'ormeggio delle metaniere/bettoline e tutti i dispositivi e le apparecchiature necessari per il corretto trasferimento e la misurazione di LNG e del BOG (boil off gas) durante lo scarico/carico.
- **Area di interconnessione fra Banchina e Terminale:** comprende tre tubazioni di collegamento e trasferimento da nave a impianto: la prima per inviare LNG allo stoccaggio (DN350 per portata max. 2.000 m³/h), la seconda per riciclo e/o invio LNG alle bettoline (DN350 per portata max. 1000 m³/h), e la terza linea DN350 per il bilanciamento dei BOG tra stoccaggio e nave. Le tubazioni dell'LNG avranno una doppia parete con isolamento termico intermedio per minimizzare la formazione del BOG e recuperarne le eventuali perdite. Le tubazioni dell'LNG saranno disposte in superficie al piano stradale, con leggera pendenza costante verso il mare (per evitare sacche di gas); saranno inoltre disposte in un corridoio protetto da recinzione e guardrails, con cunette/soprappassaggi per consentire il transito stradale in accesso/uscita dal porto.

Il percorso definitivo delle tubazioni sarà concordato con le autorità portuali per non interferire con le attuali operatività (incluso il canale di deflusso acque meteoriche, tombato in prossimità della banchina) e con il progetto di ampliamento del porto commerciale Cocciani.

- **Area di stoccaggio di LNG:** comprende un unico serbatoio di tipo atmosferico "full containment" e tutti i dispositivi accessori ed ausiliari necessari alla sua corretta gestione;
- **Circuito di distribuzione LNG a bassa pressione:** comprende il sistema di distribuzione di LNG liquido alle quattro utenze e tutti i sistemi ausiliari per il corretto funzionamento e gestione;
- **Stazione di carico autocisterne:** comprende le baie di carico per le autocisterne, i sistemi di misurazione del carico e tutti i sistemi ausiliari per il corretto funzionamento e gestione;
- **Sistema di compressione/ri-condensazione del BOG e liquefazione del bio-metano:** comprende i compressori e le relative apparecchiature per comprimere e ricondensare il BOG e liquefare il bio-metano, nonché la torcia di emergenza;
- **Sistema di rigassificazione dell'LNG per Centrale Elettrica e reti gas:** comprende pompe criogeniche ad alta pressione (AP) che pressurizzano l'LNG alla pressione richiesta dalle utenze di utilizzo (Centrale Elettrica e reti gas di Olbia ed eventualmente Dorsale Sarda) e inviano il liquido pressurizzato ai vaporizzatori-surriscaldatori ed alle ulteriori apparecchiature per odorizzare, misurare e immettere in rete il NG;

- **Sistemi di Sicurezza:** i sistemi di sicurezza adottati per gli impianti e le linee di trasferimento al porto sono ampiamente descritti nel Rapporto Preliminare di Sicurezza del Progetto che ha ottenuto il Nulla Osta di Fattibilità (NOF) dal Comitato Tecnico Regionale (CTR) della Sardegna il 05.01.2023.
- **Area sistemi di gestione emergenza:** comprenderà i sistemi antincendio con riserva idrica d’acqua antincendio ed il gruppo elettrogeno;
- **Area servizi:** comprenderà i servizi tecnologici, incluso il polmone di Azoto liquido utilizzato per le operazioni di raffreddamento e gli edifici (magazzini, officine e uffici). All’interno del Terminale è prevista anche la presenza di una Sala Quadri per la supervisione e la gestione degli impianti.

Nel seguito vengono riportate le descrizioni delle principali installazioni del Terminale.

Si riporta di seguito lo schema a blocchi dei processi svolti nell’impianto.

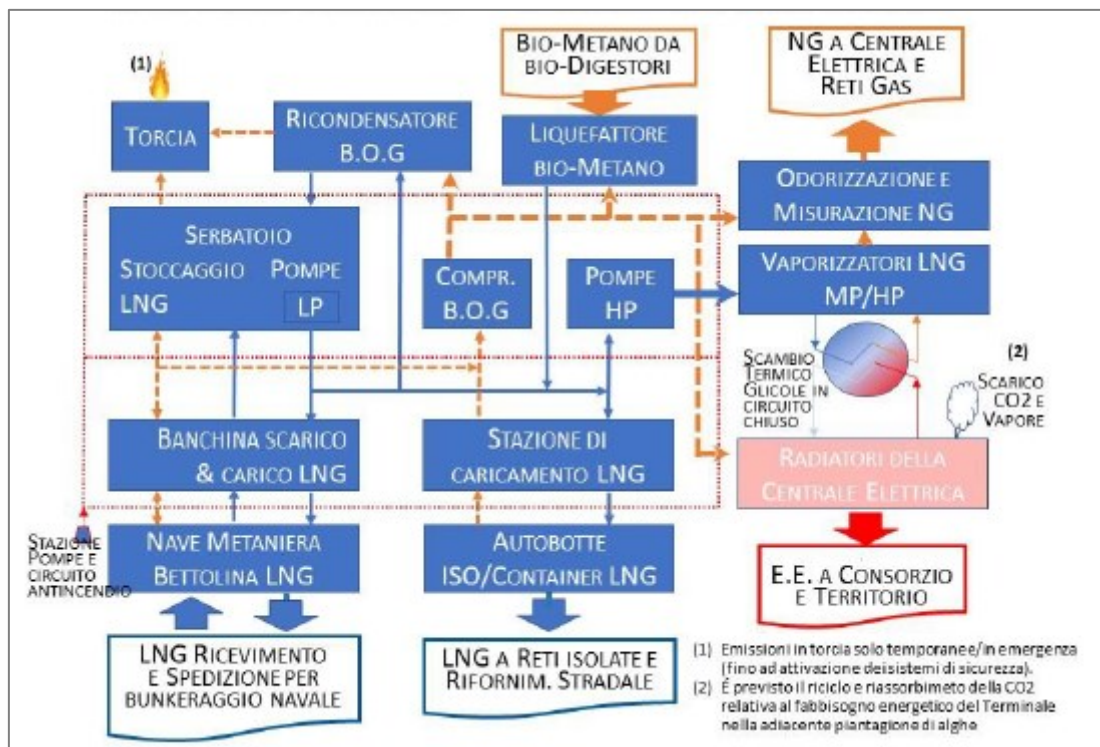


Figura III.3 – Schema a blocchi del Terminal LNG

Area Banchina

Banchina

L’area di attracco della nave metaniera è prevista all’estremità Sud del molo Cocciani Sud della banchina industriale merci di Cala Saccaia, allo scopo di minimizzare le interferenze con le altre attività portuali, posizionando i bracci di trasferimento dell’LNG con i relativi sistemi di sicurezza al margine estremo sud-est della banchina.

Questa posizione consente anche di ormeggiare la metaniera con la prua libera verso l’uscita dalla baia di Olbia, per permettere alla metaniera una sicura e rapida uscita dalla baia in caso di emergenza. Il

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	16 di 78

posizionamento della metaniera con il centro nave in corrispondenza ai bracci di carico posizionati all'estremità della banchina ha lo svantaggio di dover estendere la prua della nave oltre la banchina e posizionare i nuovi ormeggi di prua a sgancio rapido su piloni di ormeggio a mare. Questa soluzione è stata prescelta in accordo con le autorità portuali e gli studi definitivi saranno realizzati successivamente alle autorizzazioni, anche in coerenza con l'intervento di dragaggio dei fondali attualmente in corso.

Il canale di accesso e la banchina merci hanno fondali garantiti di minimo 10m di profondità, assicurati dal progetto di dragaggio attualmente in corso e sono idonei al traffico delle navi metaniere previste, che avranno un pescaggio massimo di 8,5 m.

Il canale di accesso, delimitato dalle boe-guida, ha una larghezza minima di 180 m (circa 5 volte la larghezza massima di 34 m delle metaniere di piccola taglia previste).

Inoltre, la distanza minima dal limite del canale di accesso alla punta di una metaniera ormeggiata alla banchina di Cala Saccaia è di circa 440 m, oltre 2 volte la lunghezza massima di 200 m delle metaniere di piccola taglia previste per il servizio al Terminale LNG di Olbia.

Infine, il diametro di rotazione delle navi all'interno del porto è di oltre 500 m (oltre 2 volte la lunghezza massima di 200 m delle metaniere di piccola taglia previste dal Terminale LNG di Olbia).

Per i motivi elencati sopra, le caratteristiche del canale di accesso e della banchina sono tali da consentire il transito e l'attracco in sicurezza di navi metaniere della capacità di 30.000 m³ di LNG, con lunghezza massima 185 m e pescaggio massimo 8,5 m.

L'area sarà dotata delle infrastrutture per l'ormeggio ed il disormeggio rapido delle metaniere e dei sistemi di carico/scarico dell'LNG con le tubazioni di trasferimento in impianto. In particolare, sarà prevista una tubazione DN350, con portata massima pari a 2000 m³/h, per inviare LNG allo stoccaggio ed una tubazione DN350, per il bilanciamento dei BOG tra stoccaggio e nave. Durante la fase di scaricamento della nave metaniera verrà utilizzata la pompa disponibile nella metaniera stessa.

La stessa area della banchina sarà utilizzata per le operazioni di caricamento delle bettoline di minori dimensioni (1.500-7.500m³ LNG), utilizzate per il bunkeraggio navale. Per effettuare tale operazione potranno essere utilizzati gli stessi ormeggi e bracci di carico/scarico nave, dal momento che è stata prevista la progettazione dei bracci di carico e delle tubazioni in modo da consentire il flusso inverso (nella direzione dai serbatoi di stoccaggio verso la bettolina ormeggiata in banchina). Per le bettoline di dimensioni più piccole saranno utilizzate manichette flessibili dotate degli stessi sistemi di sicurezza a sgancio rapido. Ovviamente le operazioni di scarico della metaniera e di carico della nave bettolina non potranno essere contemporanee.

Per le operazioni di caricamento delle bettoline l'LNG verrà trasferito dal serbatoio di stoccaggio mediante l'utilizzo di una pompa immersa installata sul tetto del serbatoio di stoccaggio, che preleverà l'LNG dal serbatoio inviandolo in banchina tramite la tubazione fase liquida DN350, con portata massima pari a 1.000 m³/h.

Simulazioni di manovra delle metaniere nella baia di Olbia

Come condizione per il rilasciamento del NOF, il CTR della Sardegna ha richiesto l'esecuzione di simulazioni di manovra delle metaniere nella baia di Olbia, in varie possibili condizioni atmosferiche, anche estreme e con simulazioni di guasti; tali simulazioni sono state eseguite con successo nei locali specializzati di CETENA SpA di Genova, dal Capo piloti e dal Capo rimorchiatori di Olbia, in presenza di un rappresentante del CTR.

Operazioni scarico/carico nave

Prima dell'arrivo della metaniera, le tubazioni di trasferimento dell'LNG tra la banchina e l'impianto devono essere raffreddate alle condizioni operative. Ciò si ottiene attivando in riciclo le due tubazioni di trasferimento LNG con aumento di portata delle pompe immerse nel serbatoio; si sviluppa BOG che viene separato dal liquido nei cilindri di separazione liquido/vapore ("knock-out drums") ed inviato tramite la tubazione di bilanciamento del vapore al sistema di compressione/ricondensazione.

All'arrivo della metaniera, si verifica la qualità dell'LNG e, se a specifica, si collegano i bracci di carico e il braccio di ritorno vapore tutti dotati di giunto di stacco rapido in emergenza (DBV/ERC), alle flange di connessione della nave. Inizialmente si pressurizzano e si raffreddano le tubazioni della nave in riciclo con i bracci di carico utilizzando una sola pompa della nave. A condizioni operative raggiunte, si aprono le valvole della tubazione di collegamento al Terminale, si chiudono le valvole della tubazione di riciclo ed inizia il trasferimento di LNG verso il serbatoio di stoccaggio utilizzando tutte le pompe della nave fino a raggiungere la portata massima di progetto consentita (circa 2.000 m³/h). Qualora la temperatura dell'LNG proveniente dalla nave fosse maggiore di -160°C, l'LNG viene raffreddato con azoto liquido nel sub-cooler.

In caso di indisponibilità del braccio di carico principale, può essere utilizzato il braccio di carico di riserva. Inoltre, quest'ultimo braccio di carico è di tipo ibrido e può essere utilizzato anche in caso di indisponibilità del braccio di ritorno vapore.

Durante lo svuotamento dei serbatoi della nave, la pressione interna diminuisce (effetto pistone negativo) e viene compensata richiamando BOG dal serbatoio di stoccaggio che si riempie (effetto pistone positivo), attraverso la tubazione di bilanciamento del vapore.

A fine trasferimento, si chiudono le valvole verso lo stoccaggio, i bracci di carico sono svuotati, spurgati ed in ultimo bonificati con azoto verso la nave, prima di essere scollegati dalla nave e ritratti in banchina.

Per il carico di una nave LNG bettolina, solitamente di dimensioni tra 1.500-7.500 m³, verranno utilizzate procedure simili a quanto sopra, utilizzando le pompe verticali e le tubazioni di trasferimento LNG e ritorno vapore, con portate più basse (200-1.000 m³/h) in funzione della dimensione dei serbatoi della nave per evitare sovrappressioni.

La quantità di LNG trasferito tra nave e stoccaggio è misurata in contraddittorio per differenza di livello nei serbatoi. Normalmente le operazioni di trasferimento di LNG delle navi metaniere di piccola taglia vengono completate nell'arco di circa 20 ore e l'intera fase di manovra in entrata/uscita dal porto entro le 24 ore.

Linee di interconnessione fra Banchina e Terminale

Le linee di collegamento tra banchina e serbatoio di stoccaggio saranno costituite da tre tubazioni:

- Una tubazione DN350 destinata ad inviare LNG allo stoccaggio;
- Una tubazione DN350 per il bilanciamento dei BOG;
- Una tubazione DN350 per riciclo e/o invio LNG alle bettoline.

Le linee per il trasferimento LNG e BOG saranno progettate in modo tale da consentire un flusso bidirezionale garantendo quindi sia il flusso da banchina verso il serbatoio sia il flusso dal serbatoio verso la banchina.

Le tubazioni si svilupperanno fuori terra su sleepers in leggera pendenza (per evitare formazione di bolle di gas) all'interno di un apposito corridoio recintato evitare eventuali intrusioni e protetto dagli urti con barriere in cemento soprattutto in corrispondenza degli attraversamenti stradali.

Le tubazioni di trasferimento tra area portuale e serbatoio di stoccaggio sono realizzate con tecnologia a doppia tubazione criogenica (pipe-in-pipe / doppio contenimento) con allarmi e blocchi in caso di perdite di gas dalla tubazione interna (recuperate dal sistema BOG), per assicurare massima sicurezza.

La lunghezza totale delle linee di trasferimento di LNG e del BOG da banchina al serbatoio di stoccaggio sarà di circa 1.500 m.

Serbatoio di stoccaggio LNG

Lo stoccaggio di LNG prevede un unico serbatoio di tipo atmosferico “full containment” a fondo piatto, avente un involucro interno in acciaio inossidabile resistente alle temperature criogeniche dell’LNG (-162 °C), tipo min. 9% Nichel o AISI 316L (contenimento primario e 1° livello di sicurezza), totalmente inglobato (anche il tetto) in un secondo involucro in cemento armato con spessore minimo di 0,4 m, anch’esso resistente alle temperature criogeniche dell’LNG (contenimento secondario e 2° livello di sicurezza), con una intercapedine intermedia isolante sottovuoto, riempita di perlite, in grado di minimizzare il riscaldamento e l’evaporazione dell’LNG nel serbatoio (BOG: Boil-Off-Gas).

Alcuni parametri caratteristici del serbatoio di LNG sono riportati in tabella:

Parametro	Valore
Diametro esterno [m]	55
Altezza [m]	30
Capacità massima operativa [m ³]	40.000
Portata massima ingresso [m ³ /h]	2.000
Portata massima ingresso/uscita [m ³ /h]	1.400
Boil off rate	max. 0,1% in volume al giorno

Tabella III.2 – Caratteristiche del serbatoio di LNG

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA
Aprile 2023PROGETTO
23523IPAGINA
19 di 78

Le condizioni operative e di progetto del serbatoio sono indicate in tabella:

Parametro	Operativa	Progetto
Pressione [mbarg]	60 / 250	-5 / 290
Temperatura [°C]	-161,5	-162

Tabella III.3 – Condizioni operative e di progetto serbatoio LNG

Le improbabili fuoriuscite di LNG dal contenitore primario vaporizzano nell'intercapedine, sono contenute nel contenitore secondario, vengono immediatamente segnalate dai rilevatori di gas (3° livello di sicurezza che mette in sicurezza gli impianti automaticamente) e convogliate nel sistema del BOG.

Il serbatoio sarà installato considerando delle adeguate distanze di rispetto dai punti critici per possibili fuoriuscite e dispersione di gas infiammabile. Questo costituisce il 4° livello di sicurezza adottato dal Terminale.

Il serbatoio non ha nessuna flangia di accoppiamento sul fondo o sulle pareti che potrebbero causare un rischio di fuoriuscita di gas. Tutte le tubazioni in ingresso e uscita dal serbatoio sono dall'alto; l'estrazione di LNG dal serbatoio avviene con pompe verticali immerse che pescano dal fondo.

Il serbatoio di stoccaggio di LNG avrà un sistema di monitoraggio e controllo, per la corretta gestione delle operazioni di movimentazione del prodotto:

- Controllo di livello: il livello del serbatoio è controllato da un doppio sistema (uno di tipo flottante ed uno radar) con protezione di troppo pieno che eventualmente interrompe il trasferimento di LNG dalla nave;
- Controllo di pressione: la pressione all'interno del serbatoio è mantenuta a circa 180 mbar estraendo il BOG generato dalla dissipazione termica o dal "flash" di gas durante la fase di riempimento o dal BOG di ritorno durante le fasi di carico delle bettoline o delle autocisterne di LNG;
- Controllo di temperatura: saranno presenti numerosi sensori di temperatura, sia per controllare le temperature dell'involucro esterno (tetto, pareti e fondo, con conseguente verifica di efficienza del sistema di coibentazione), sia la temperatura dell'LNG all'interno del serbatoio, a vari livelli di profondità, per evidenziare un'eventuale stratificazione di LNG "più caldo" al di sotto di LNG "più freddo", con potenziale rischio di "roll-over" che viene evitato ricircolando ed omogeneizzando la massa di LNG.

Circuito di distribuzione LNG a bassa pressione

Sul tetto del serbatoio saranno installate quattro pompe immerse nel serbatoio, che possono distribuire l'LNG a quattro utenze in bassa pressione (BP): il ricondensatore del BOG, i bracci di carico delle navi bettoline, le baie di carico delle autocisterne e i cilindri delle pompe ad alta pressione (AP) che pressurizzano il metano destinato alle reti gas. Le pompe sono avviate progressivamente in funzione delle portate di utilizzo necessarie.

Le principali caratteristiche delle pompe a bassa pressione 20-P-001 A/B/C, che inviano l'LNG al ricondensatore del BOG, alle baie di carico delle autocisterne e ai cilindri delle pompe ad alta pressione (AP), sono riportate in tabella:

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

 DATA
Aprile 2023

 PROGETTO
23523I

 PAGINA
20 di 78

Parametro	Valore
Servizio	Alimentazione LNG dal serbatoio alle utenze in bassa pressione
Tipologia	Centrifuga verticale a motore sommerso
Portata [m ³ /h]	142
Pressione di mandata [barg]	9
Prevalenza [barg]	8,82
Potenza motore [kW]	43

Tabella III.4 – Caratteristiche delle pompe 20-P-001 A/B/C

L’invio di LNG ai bracci di carico delle navi bettoline avviene attraverso una pompa a bassa pressione dedicata 20-P-002, dal momento che è richiesta una portata maggiore ed una prevalenza minore, rispetto alle condizioni di invio alle altre utenze in bassa pressione.

Le principali caratteristiche della pompa a bassa pressione 20-P-002, che invia l’LNG ai bracci di carico delle navi bettoline, sono riportate in tabella:

Parametro	Valore
Servizio	Alimentazione LNG dal serbatoio alle bettoline
Tipologia	Centrifuga verticale a motore sommerso
Portata [m ³ /h]	1.000
Pressione di mandata [barg]	8
Prevalenza [barg]	7,82
Potenza motore [kW]	270

Tabella III.5 – Caratteristiche delle pompe 20-P-002

Ad ogni modo, si precisa che in caso di indisponibilità della pompa a bassa pressione 20-P-002, la bettolina può essere caricata attraverso le pompe a bassa pressione 20-P-001 A/B/C con una portata di caricamento ridotta.

Tutto il circuito BP ha tubazioni di ritorno al serbatoio (incluse le linee di minimo flusso a protezione delle pompe, dotate di apposita valvola di regolazione), è collegato al sistema del BOG tramite i cilindri di separazione gas/liquido e viene utilizzato per le procedure di raffreddamento delle varie sezioni del Terminale.

Area di carico autocisterne LNG

Il Terminale sarà dotato di una stazione di carico autocisterne e ISO-containers criogenici per LNG da distribuire a “stazioni satelliti” di centri industriali, commerciali o residenziali isolati (non connessi alla rete gas Sarda) o a distributori stradali di metano liquido e compresso (LNG e CNG). La stazione di carico

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

 DATA
Aprile 2023

 PROGETTO
23523I

 PAGINA
21 di 78

autocisterne sarà dotata di due baie di carico aventi ciascuna una capacità di carico di 25-30 autocisterne/giorno. Sarà possibile caricare due autocisterne contemporaneamente. Ciascuna baia di carico riceve LNG prelevato dal circuito LNG a bassa pressione ed è connessa alla rete di recupero del BOG che viene totalmente riciclato nel sistema BOG del Terminale.

La quantità di LNG caricato nelle autocisterne sarà misurata per differenza di peso dell'autocisterna in entrata/vuota e uscita/piena. Il tempo totale necessario per il carico di una autocisterna di LNG "fredda" è meno di un'ora. Qualora la cisterna arrivasse "calda", dopo un periodo di non utilizzo, sarà prima necessario raffreddarla più che triplicando costi del servizio e tempi di sosta.

Le caratteristiche principali del braccio di carico dell'autocisterna sono riportate in tabella:

Parametro	Valore
Servizio	Caricamento autocisterne LNG
Capacità autocisterna [m ³]	50
Portata [m ³ /h]	75
Diametro braccio di carico [inches]	3
Tipo di accoppiamento	Attacco rapido

Tabella III.6 – Caratteristiche del braccio di carico autocisterne LNG

Sistema di compressione/ri-condensazione del BOG

Il sistema del BOG comprime e ricondensa i gas in LNG (che viene riciclato) o invia l'NG alla rete di utilizzo. Eventuali e improbabili picchi di BOG (possibili prima dell'intervento dei sistemi automatici di sicurezza in caso di malfunzionamento dei sistemi di carico/scarico delle metaniere) sono convogliati e bruciati in torcia, limitatamente al tempo necessario per la messa in sicurezza degli impianti.

Il BOG generato dalla vaporizzazione dell'LNG nel serbatoio di stoccaggio per dissipazione termica o dallo spostamento e bilanciamento dei volumi durante le fasi di scarico/carico delle metaniere/bettoline e delle autocisterne, o dal circuito di recupero di BOG dai sistemi di contenimento secondario in caso di fuoriuscita di gas dal contenimento primario, viene aspirato dai compressori del BOG e ricondensato in un rcondensatore colonna a pioggia di LNG e quindi riciclato nel circuito LNG a bassa pressione. L'eventuale eccedenza di BOG viene riscaldata a temperatura ambiente ed inviato alle utenze di gas. Solo in casi di emergenza, per temporanea eccessiva sovrappressione di BOG e fintanto che non intervengono i sistemi automatici di messa in sicurezza degli impianti, il BOG sarà bruciato in torcia.

Di seguito sono riportate le principali caratteristiche dei compressori per invio del BOG alla rete NG:

Item compressore	Servizio	Tipologia	Portata [kg/h]	Pressione nominale di mandata [barg]	Potenza motore [kW]
30-K-001 A/B	Compressore BOG	Compressore volumetrico alternativo	5.570	7,9	372

Tabella III.7 - Caratteristiche compressori BOG

Sistema di liquefazione del bio-metano per obiettivo “impatto zero” sull’ambiente

Il Terminale LNG di Olbia è progettato per operare con minimo impatto sull’ambiente fin dalla prima fase operativa di “transizione”. Questo obiettivo si ottiene adottando due sistemi termici in ciclo chiuso senza effetti sull’ambiente circostante:

1. Il calore necessario alla rigassificazione e riscaldamento dell’LNG (circa 9 MWh) viene prelevato dal raffreddamento dei macchinari di produzione di elettricità in “ciclo chiuso” (vedi ciclo LUBE, descritto al successivo paragrafo III.4.2.2) e non con scambiatori ad aria o acqua dell’ambiente circostante in “ciclo-aperto” come normalmente effettuato in impianti analoghi.
2. L’energia elettrica necessaria al funzionamento dei macchinari del Terminale LNG (circa 3 MWh) sarà prodotta bruciando bio-metano (ricevuto dall’impianto di biogas del CIPNES con convenzione già in essere) che cattura della CO₂ emessa dalla combustione e la ri-utilizza riconvertendola in biometano in un ciclo chiuso.

Terminale LNG e Centrale Elettrica sono strettamente integrati tra loro, con materie e sistemi termici normalmente bilanciati in “ciclo chiuso”. Solamente nell’improbabile evenienza di fermata o manutenzione straordinaria di un impianto e non dell’altro o sbilanciamento tra i due impianti, le differenze di calore verrebbero smaltite in ciclo-aperto con scambiatori di bilanciamento termico ad aria atmosferica ed i fumi di combustione della centrale elettrica immetterebbero CO₂ nell’ambiente (non compensati da cattura e riutilizzo per produzione di biometano).

Pertanto, il Terminale è predisposto con una piccola unità dimostrativa (circa 3.000 ton/anno) per la liquefazione del biometano e lo stoccaggio del bio-LNG fin dalla prima fase operativa di “transizione”.

Per la seconda fase operativa (2035-2040 circa), quando l’LNG fossile sarà sostituito con bio-metano locale, è previsto uno spazio adiacente per l’insediamento di una unità di liquefazione da 150.000 ton/anno.

Il piccolo liquefattore da circa 400 kg/h sarà costituito da un sistema di turbo compressore/espansore e scambiatore (cold box) tipo Brayton con azoto (o in alternativa ciclo Claude a metano).

Di seguito sono riportati schema e principali caratteristiche del mini-liquefattore:

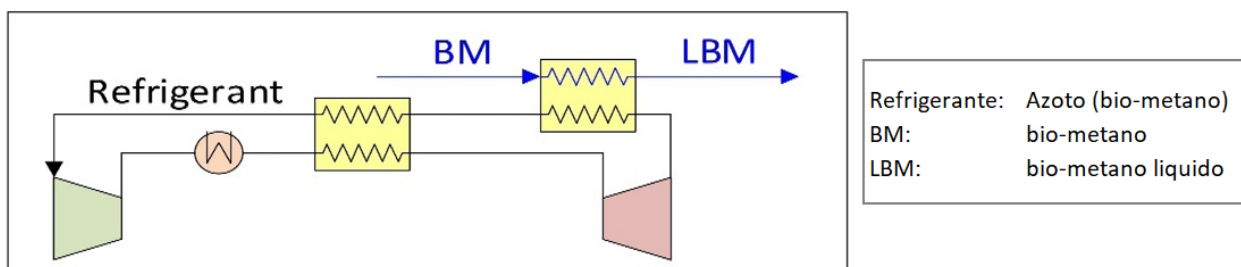


Figura III.4 – Schema liquefattore

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

 DATA
Aprile 2023

 PROGETTO
23523I

 PAGINA
23 di 78

Item compressore	Servizio	Tipologia	Portata [kg/h]	Pressione nominale di mandata [barg]	Potenza motore [kW]
30-PK-001	Liquefattore biometano	Compressore/espansore volumetrico alternativo	400	16	480

Tabella III.8 – Caratteristiche liquefattore
Torcia di emergenza

La torcia di emergenza è prevista per raccogliere e smaltire in sicurezza l'eccesso di BOG sviluppato nelle varie sezioni operative, ad esempio prima dell'intervento dei sistemi automatici di sicurezza in caso di malfunzionamento dei sistemi di carico/ scarico delle metaniere.

Il sistema è composto da:

- Una torcia a terra (70-F-001);
- Un KO drum di torcia (70-V-001) installato in un punto basso a monte della torcia per la raccolta dell'eventuale frazione liquida presente;
- Un collettore di torcia a bassa pressione che raccoglie i vapori provenienti dal collettore del BOG, in caso di un eventuale incremento di pressione del sistema.

Il collettore di scarico in torcia è collegato, attraverso la valvola di regolazione, al collettore del BOG, alla linea di ritorno del BOG e al serbatoio LNG. Tale valvola è normalmente chiusa in fase di normale operatività dell'impianto e apre in caso di protezione per incremento eccessivo della pressione del BOG nel collettore, permettendo il rilascio del gas in torcia.

Il collettore raccoglierà gli scarichi delle linee (valvole di espansione termica) e delle valvole di sicurezza e li invierà al separatore (KO drum) (70-V-001) dove la fase gassosa viene separata da quella liquida eventualmente presente prima dello scarico in torcia (70-F-001).

Il liquido presente all'interno del separatore verrà vaporizzato mediante un riscaldatore elettrico (70-H-001) alloggiato nel fondo del separatore e inviato in torcia per la combustione.

Per evitare l'ingresso di aria nella rete di torcia, il collettore di torcia è continuamente flussato con una minima portata di azoto.

Sistema di rigassificazione dell'LNG per Centrale Elettrica e reti gas

Dal circuito a bassa pressione, l'LNG sarà pressurizzato con pompe criogeniche ad alta pressione (AP), alle condizioni di esercizio richieste dagli utenti e successivamente riscaldato, vaporizzato, odorizzato, misurato e immesso in rete (alla Centrale Elettrica a gas, la rete gas di Olbia, e la Dorsale Sarda Nord).

L'LNG prelevato dal collettore LNG a bassa pressione alimenta le pompe ad alta pressione immerse nei rispettivi "cilindri" di contenimento che assicurano la "tenuta" dell'LNG, il ritorno al serbatoio di stoccaggio e lo sfiato dei vapori di NG sul circuito del BOG.

Le pompe AP pressurizzano il metano ancora liquido alla pressione richiesta dalle utenze di utilizzo (Centrale Elettrica e reti gas di Olbia e Dorsale sarda) e inviano il liquido pressurizzato ai vaporizzatori-surriscaldatori a

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

 DATA
 Aprile 2023

 PROGETTO
 23523I

 PAGINA
 24 di 78

fascio tubiero che prelevano e scambiano il calore con il circuito LUBE di raffreddamento dei macchinari della adiacente Centrale Elettrica tramite un circuito chiuso a base di glicole.

Le condizioni operative e di progetto dei vaporizzatori 40-VP-001 A/B/C (2 in esercizio e 1 in stand-by) sono indicate in tabella:

Parametro	Operativa	Progetto
Pressione lato tubi [barg]	42	57
Pressione lato mantello [barg]	3	10
Temperatura lato tubi in / out [°C]	-147,1 - 149,7 / 5	-170 / 65
Temperatura lato mantello in / out [°C]	12 / 0	-10 / 65

Tabella III.9 – Condizioni operative e di progetto vaporizzatori 40-VP-001 A/B/C

I vaporizzatori saranno alimentati dalle pompe ad alta pressione 40-P-001 A/B/C (2 in esercizio e 1 in stand-by), le cui principali caratteristiche sono riportate in tabella:

Parametro	Valore
Servizio	Alimentazione LNG dal serbatoio ai vaporizzatori per rete gas
Tipologia	Centrifuga verticale a motore sommerso
Portata [m ³ /h]	69
Pressione di mandata [barg]	43,7
Prevalenza [barg]	35,65
Potenza motore [kW]	94

Tabella III.10 – Caratteristiche delle pompe 40-P-001 A/B/C

Il metano così vaporizzato e riscaldato a temperatura ambiente (> 5°C) viene odorizzato, misurato e spedito.

III.4.2.2 Centrale elettrica a ciclo combinato

La potenza nominale della CCPP di Olbia sarà compresa tra 160 e 180 MWe in funzionamento a pieno carico in condizioni ISO. La Centrale funzionerà in parte come carico di base ed in parte a bilanciamento dei picchi di carico dell'elettrodotto.

Si prevede che la Centrale CCPP di Olbia produrrà annualmente 550-750GWh di energia elettrica con un consumo di 75,000-105,000 t/a di metano (fossile o rinnovabile).

La Centrale sarà costituita da due unità turbogas con potenza nominale ISO di ciascuna unità compresa tra 55 e 65MW, con tutti gli accessori necessari. I gas di combustione delle turbine saranno raffreddati con sistemi di recupero di calore e produzione di vapore (HRSG).

Il vapore surriscaldato prodotto a media pressione sarà laminato in una turbina a condensazione anch'essa con potenza nominale ISO compresa tra 55-65 MW.

Il raffreddamento e la condensazione del vapore (aventi una potenzialità di circa 90MW) produrranno energia termica che potrà esser resa disponibile per un eventuale progetto di un sistema di teleriscaldamento con vapore a 6 bar alla zona industriale e residenziale di Olbia per minimizzare i consumi di combustibili aggiuntivi ed ottimizzare l'efficienza utile della CCPP. La definizione di tale sistema non è inclusa nel progetto in esame e potrà esser concordata con il consorzio ed eventuali ulteriori utilizzatori in fasi progettuali più avanzate.

Il calore residuo non utilizzato viene in ogni caso smaltito in scambiatori di condensazione ad aria.

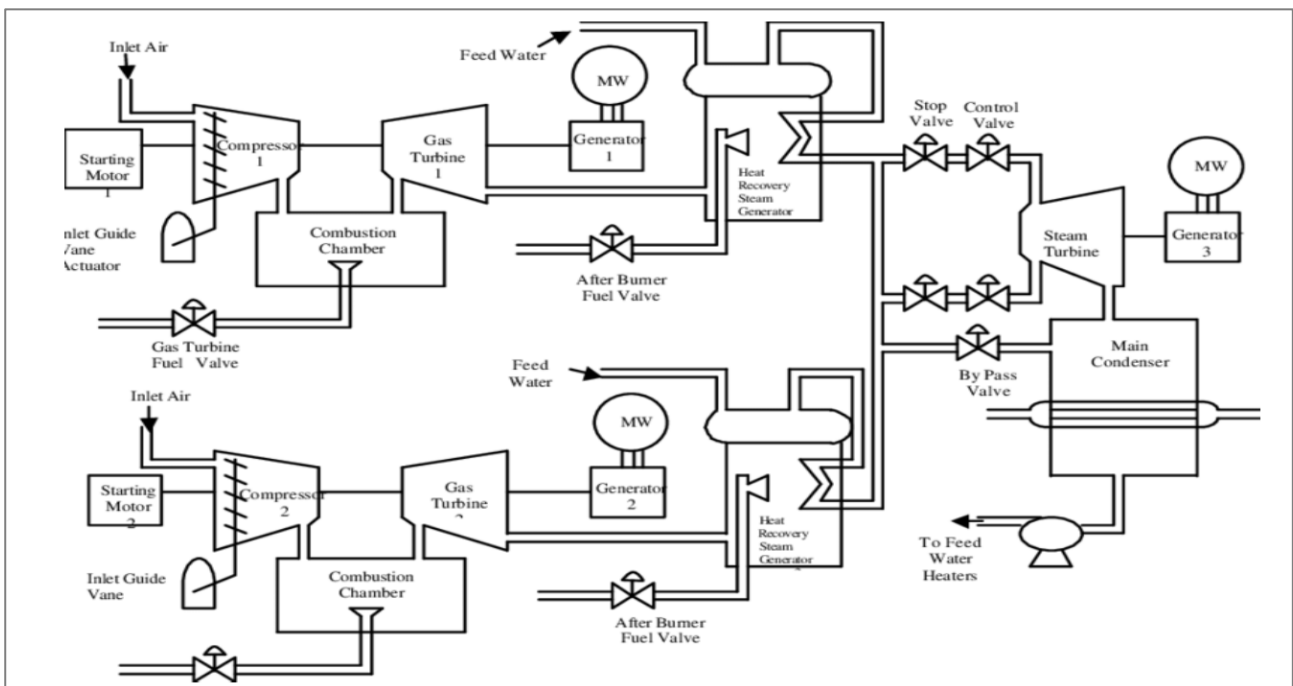


Figura III.5 – Schema a blocchi del Centrale elettrica a ciclo combinato

Turbine a Gas

Si prevede l'installazione di n.2 unità GT (Gas Turbine) con potenza nominale ISO di ciascuna unità compresa tra 55 e 65MW con tutti gli accessori necessari. Le unità GT sono progettate per l'installazione sia all'aperto che in ambiente chiuso.

Le GT saranno dotate di:

- impianto di alimentazione per la combustione del gas naturale;
- sistema di lavaggio compressore off-line;
- impianto bruciatore a secco a bassa emissione idoneo a soddisfare i requisiti di emissione previsti dalla specifica tecnica;
- generatore GT.
- il sistema di aspirazione aria composto da:
 - cappuccio di protezione per le precipitazioni;
 - filtro dell'aria a più stadi per far fronte alle condizioni ambientali locali;
 - sistema antighiaccio, sistema di controllo integrato con controllo GT;
 - sistema di protezione in pressione.
- Involucro acustico per la GT, inclusa ventilazione e illuminazione, progettato per soddisfare i requisiti di rumore specificati.
- Turbine Control System (TCS), comprensivo di interfaccia e software per connettere il TCS con il Distributed Control System (DCS) situato nella sala di controllo centrale dell'impianto.
- Sistema di protezione integrato con il TCS.
- Attrezzi speciali per scopi di manutenzione e ispezione.
- Test di fabbrica e del sito come descritto nella specifica tecnica.

Turbina a Vapore

L'Unità turbina a vapore (ST), anch'essa da 55-65 MW, è progettata per installazione in ambiente chiuso ed include quanto segue:

- Il gruppo ST che include gli ausiliari necessari.
- Spillamento di vapore a bassa pressione per uso teleriscaldamento con ritorno delle condense al ciclo dei generatori di vapore (HRSG).
- Un gruppo di scambiatori-condensatori finali raffreddati ad aria atmosferica.
- Generatore ST (HRSG).
- Impianto idraulico e olio lubrificante.
- Turbine Control System (TCS), comprensivo di interfaccia e software per connettere il TCS con il Distributed Control System (DCS) nella sala di controllo centrale dell'impianto.
- Sistema di protezione integrato con il TCS.
- Strumenti speciali per la manutenzione e l'ispezione.

Sistema olio lubrificante (ciclo LUBE)

È prevista l'installazione di un sistema di olio lubrificante completo di serbatoio da 16m³ per ciascuna turbina, pompe, valvole, refrigeratori, filtri, apparecchiature di supervisione, strumentazione, tubazioni e tutte le attrezzature necessarie per un sistema autonomo per la fornitura automatica di olio alle varie parti del pacchetto.

L'avviamento e l'arresto delle pompe azionate dal motore devono di norma essere automatici, ma devono essere incorporati impianti di controllo manuali. Saranno previsti interblocchi per evitare danni all'apparecchiatura in caso di malfunzionamento del sistema dell'olio lubrificante.

L'olio lubrificante sarà un normale olio a base minerale secondo ISO VG46.

Il raffreddamento dell'olio lubrificante (ciclo LUBE - richiesti 9 MWh di frigoriferie) è realizzato in circuito chiuso con una soluzione di glicole che scambia il calore con il riscaldamento dei vaporizzatori dell'LNG dell'adiacente Terminale (anch'esso richiede 9 MWh di calorie). Eventuali sbilanciamenti tra i due sistemi saranno ribilanciati negli scambiatori ad aria atmosferica di raffreddamento ciclo LUBE (della Centrale Elettrica) o riscaldamento ciclo Glicole (Terminale LNG).

Generatori elettrici

Saranno installati tre generatori elettrici dello stesso produttore, due per le rispettive unità GT e uno per l'unità ST, media tensione, 50 Hz, raffreddamento generatore TEWAC, (Totally Enclosed Water to Air Cooled).

È prevista attivazione senza spazzole e scambiatori di calore aria/acqua per il raffreddamento del gruppo elettrogeno

Generatori vapore (HRSG) e camino "by-pass"

I pacchetti HRSG sono progettati per installazione all'aperto o in ambiente chiuso.

Sono previsti due generatori di vapore per gli scarichi delle due GT, completi di recupero di calore comprensivi di:

- Camino caldaia HRSG con protezione antifulmine e serranda camino.
- Camino di "Bypass stack" per accensione rapida dei GT escludendo gli HESG.
- Sistema di spurgo incluso sistema di raffreddamento dello spurgo.
- Collegamenti e sistema di campionamento dell'acqua di alimentazione, vapore e acqua del serbatoio polmone.
- Sistema di dosaggio chimico.
- Apparecchiature per il campionamento e l'analisi in-linea delle emissioni di gas di scarico.
- Sistema di scarico per tutte le parti della caldaia HRSG.
- Disposizioni per le protezioni da freddo ove richiesto.

Sistema elettrico e controllo di processo

- Trasformatore elevatore da impianto di media tensione a tensione di rete pubblica 150 kV.
- Apparecchiatura di sincronizzazione.
- Quadro di media tensione comprensivo di apparecchiature di comando, protezione, misurazione e controllo (messa a terra e protezione contro i fulmini).
- Trasformatore ausiliario.
- Installazione completa di controllo elettrico e di processo inclusi pannelli di distribuzione, MCC, consumatori e apparecchiature associate, cavi di interconnessione, cablaggi, scatole di giunzione, passerelle per cavi, condotti, ecc.
- Sistemi di alimentazione di emergenza.
- Alimentazione ininterrotta (UPS).
- Sistema di sbarre di media tensione.
- Contenitori di controllo della potenza (PCC) per impianto elettrico.
- Quadri isolati in aria o gas.

Impianti ausiliari (BOP)

La centrale prevede i seguenti sistemi ausiliari di supporto per le attività ivi previste:

- Pompe per acqua di alimentazione comprensive di motori elettrici, dispositivi di commutazione automatica e avviamento automatico.
- Trattamento e stoccaggio dell'acqua di alimentazione e della condensa.
- Serbatoio dell'acqua di alimentazione con disaeratore a cicogna integrato, inclusi tutti gli interni.
- Separatore d'olio.
- Sistema di raffreddamento a ciclo chiuso incluso pompe, vaso di espansione e raffreddatori ad alette.
- Apparecchi di misura dell'energia elettrica fornita/consumata dalla rete pubblica.
- Riscaldamento, ventilazione e aria condizionata (HVAC).
- Impianto di demineralizzazione acque flussaggio.
- Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni al camino. In particolare, si prevede:
 - misurazione degli ossidi di azoto (NOx) avverrà secondo EN 14792:2017, Emissioni da fonte fissa “Determinazione della concentrazione di massa degli ossidi di azoto (NOX)” - Metodo di riferimento: Chemiluminescenza,
 - misura dell'ossigeno (O2) avverrà secondo EN 14789:2005, Emissioni da fonte fissa – “Determinazione della concentrazione volumetrica di ossigeno (O2)” - Metodo di riferimento: Paramagnetismo,
 - misurazione del monossido di carbonio (CO) avverrà secondo EN 15058:2006, “Emissioni da fonte fissa. Determinazione della concentrazione di massa del monossido di carbonio (CO)” - Metodo di riferimento: Spettrometria infrarossa non dispersiva.

III.4.2.3 Servizi comuni

Sistemi di sicurezza e antincendio

Gli impianti antincendio installati utilizzano acqua industriale e schiume specifiche e sono ispirati al criterio generale di disporre di efficaci sistemi di raffreddamento e mitigazione dell'evaporazione per proteggere le apparecchiature critiche contenenti LNG dall'azione del calore degli incendi nonché di mezzi per l'estinzione tempestiva di quei focolai che possano essere attaccati con successo.

I sistemi di sicurezza adottati per gli impianti e le linee di trasferimento al porto sono ampiamente descritti nel Rapporto Preliminare di Sicurezza del Progetto che ha ottenuto il Nulla Osta di Fattibilità (NOF) dal Comitato Tecnico Regionale (CTR) della Sardegna il 05.01.2023.

Il Terminale è strutturato in modo da rendere possibile gli interventi di emergenza e l'azionamento rapido degli impianti antincendio.

La rete idrica antincendio è mantenuta in pressione mediante le pompe installate all'interno della sala pompe antincendio situata in posizione nord-est del Terminale.

La riserva idrica antincendio a servizio della rete antincendio è costituita da una vasca di 1.350 m³ in conformità agli standard NFPA 850. In caso di svuotamento, la vasca sarà nuovamente riempita nell'arco di 8 ore attingendo dalla vasca di accumulo delle acque di processo e meteoriche.

Gruppo elettrogeno

Il sito sarà fornito di un gruppo elettrogeno (83-Y-001) con avviamento in automatico in caso di mancanza dell'alimentazione elettrica primaria, che consente di alimentare le utenze d'emergenza del Terminale. La sua potenza sarà definita in dettaglio in una fase successiva del progetto.

Sistema Glicole

Una soluzione di glicole verrà utilizzata come fluido di riscaldamento per vaporizzare l'LNG nei vaporizzatori-surriscaldatori a fascio tubiero ed allo stesso tempo come fluido di raffreddamento dei circuiti LUBE della Centrale Elettrica. Entrambi i sistemi richiedono rispettivamente circa 9MWh di calorie/frigorie. Eventuali sbilanciamenti tra i due sistemi saranno ribilanciati con scambiatori ad aria atmosferica (80-VP-001).

Due pompe identiche 80-P-001 A/B consentono la circolazione del glicole a circuito chiuso per alimentare i vaporizzatori dell'LNG ed i radiatori del circuito LUBE.

A monte delle pompe è installato un serbatoio polmone 80-V-001 per gestire la flessibilità del circuito.

È previsto, infine, un package di preparazione del glicole 80-Y-002 per assicurare il reintegro del glicole nel circuito.

Sistema Aria compressa

L'aria strumenti e servizi sarà prodotta da due compressori 82-K-001 A/B (2 x 100%) di cui uno in funzione e l'altro in stand by. Ciascun compressore sarà dotato di filtro in aspirazione e di una batteria di scambio per il

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	30 di 78

raffreddamento dell'aria. L'aria prodotta sarà inviata agli essiccatori e al relativo serbatoio di accumulo e sarà utilizzata come aria strumenti e servizi.

Sistema Azoto

L'azoto gassoso sarà utilizzato per l'inertizzazione e il flussaggio di tubazioni, bracci di carico, KO drum di banchina e torcia, la verifica delle tenute e la rilevazione della presenza di idrocarburi.

Il Terminale sarà dotato di un serbatoio di azoto liquido, di un vaporizzatore ad aria, di un serbatoio polmone di azoto gassoso e di una rete di distribuzione dell'azoto gassoso verso le varie apparecchiature da inertizzare o flussare. Il serbatoio di azoto liquido sarà alimentato da autocisterne.

Trattamento acque - Recupero – Demineralizzazione

Allo scopo di minimizzare il consumo delle risorse idriche del territorio, il Progetto EnerClima prevede di adottare un sistema di trattamento degli effluenti degli impianti per realizzare un totale riciclo delle acque di processo. Questo sistema permette di produrre acqua industriale e demineralizzata riutilizzando i reflui preventivamente disoleati, neutralizzati e purificati.

Questa fase consiste quindi nell'insieme dei cicli idrici degli impianti. L'acqua di processo, le meteoriche di prima pioggia e le acque oleose vengono inviate all'impianto di trattamento acque e dopo un trattamento sono recuperate per essere utilizzate o inviate ad un successivo trattamento di demineralizzazione. L'eventuale reintegro avviene utilizzando le acque meteoriche raccolte e stoccate o prelevando acqua dall'acquedotto consortile.

È presente uno scarico di emergenza a partire dal troppo pieno che sarà impiegato nell'eventualità di apporti eccezionali di acqua piovana al serbatoio di raccolta.

Ciclo di Trattamento Acque Meteoriche

Le acque meteoriche raccolte dalle aree pavimentate di impianto e dai piazzali confluiscono in un unico collettore che le convoglia in uno stoccaggio di prima pioggia. La conformazione del sistema è tale da separare e trattenere l'acqua di prima pioggia potenzialmente soggetta a presenza di inquinanti solidi o liquidi presenti nei piazzali e sulle coperture degli edifici. L'acqua di prima pioggia è inviata al sistema trattamento acque oleose per depurarla da eventuali presenze oleose che saranno confinate e separate per essere poi smaltite tramite autospurgo.

Ciclo Acque di Processo

Tutte le acque di scarico provenienti dai sistemi di processo sono fatte confluire in una sezione dedicata dove verranno accumulate e sottoposte a un processo di correzione del pH (neutralizzazione) prima di essere riciclate o scaricate. Tale neutralizzazione è ottenuta automaticamente tramite dosaggio di HCl o NaOH in funzione del monitoraggio in continua del valore di pH. Il sistema di raccolta è realizzato in due sezioni separate che hanno alternativamente le funzioni di accumulo o di trattamento e scarico. Un segnale di alto

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	31 di 78

livello nella sezione in accumulo attiva la commutazione alla fase di trattamento e scarico. In tale fase viene avviata una pompa che si allinea in ricircolo. Sulla base della misura di pH viene attivato il dosaggio del HCl o della NaOH, dei quali il funzionamento in ricircolazione consente una buona omogeneizzazione. Al raggiungimento di un valore di pH adeguato allo scarico, il sistema viene mantenuto in allineamento di ricircolo ancora per un tempo tale da garantire la completa neutralizzazione di tutto il volume. Se per tutto tale tempo il pH rimane entro i limiti di accettabilità le pompe vengono allineate sul rilancio al chiarificatore del sistema demi. Un segnale di basso livello arresta le pompe e ricommuta la sezione in modalità di accumulo.

Ciclo Acque oleose

Gli scarichi provenienti dalle vasche dei trasformatori e tutti gli scarichi di acque potenzialmente oleose, comprese le acque di prima pioggia, vengono raccolti in un'unica sezione. Tale sistema ha una conformazione tale da consentire la separazione dell'olio dall'acqua per stratificazione con sfioro dell'olio in apposita sezione di raccolta da cui potrà essere prelevato tramite pompe o autospurgo per essere avviato a smaltimento. La sezione di accumulo dell'olio è stata dimensionata sulla base del volume d'olio contenuto nel trasformatore elevatore. L'acqua separata viene ulteriormente trattata tramite separatori a pacchi lamellari e schiumatore.

Impianto di Demineralizzazione

Il sistema acqua demineralizzata ha la funzione di produrre e distribuire l'acqua demineralizzata richiesta dall'intero impianto per il primo riempimento e per il reintegro delle perdite da parte delle varie utenze, tra le quali:

- Sistemi condensato ed alimento, asserviti alle caldaie, alle Turbine a vapore ed ai condensatori;
- Sistemi di raffreddamento in ciclo chiuso, in cui l'acqua demineralizzata è utilizzata come fluido evolvente per limitare i problemi di corrosività;
- Sistemi di campionamento;
- Sistemi di additivazione chimica per la preparazione delle soluzioni additivanti.

Il sistema di produzione di acqua demi è stato dimensionato per assicurare una produzione giornaliera di reintegro non inferiore a 100 m³/giorno. La base di partenza per la produzione di acqua demineralizzata è costituita dall'acqua di risulta degli spurghi degli stessi sistemi utilizzatori, reintegrati dalle altre acque reflue ed eventualmente da acqua industriale. Il sistema di produzione e distribuzione dell'acqua demineralizzata, è costituito dalle seguenti apparecchiature principali:

- Un chiarificatore, che riceve l'acqua derivante dalla sezione di neutralizzazione e dal sistema distribuzione acqua industriale. I fanghi risultanti dal processo di chiarificazione vengono adeguatamente raccolti;
- Due pompe di alimento ad alta pressione, dimensionate per il 100% della portata relativa alla capacità del sistema aumentata del 25% (percentuale acqua di scarico processo osmosi inversa), che prelevano l'acqua dal chiarificatore e la elaborano fino ad una pressione di circa 14 barg, al fine di inviarla al package osmosi inversa; due filtri a cartuccia, dimensionati ciascuno per la massima portata e completi

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	32 di 78

di indicatori di pressione, installati per assicurare che nessun corpo estraneo raggiunga il sistema osmosi inversa;

- Un Package osmosi inversa costituito da una serie di tubazioni in acciaio inossidabile che ospitano le membrane di separazione. L'acqua di risulta del sistema, circa il 25%, viene inviata ad un sistema cristallizzatore nel quale viene totalmente riciclata, mentre l'acqua trattata viene inviata alla torre di decarbonatazione. Il sistema è costituito da 6 tubazioni di trattamento, ognuna delle quali contenente 4 membrane, ed arrangiate in configurazione 3 – 2 – 1;
- Una torre di decarbonatazione completa di serbatoio di raccolta, colonna di stripping con anelli rasching e due ventilatori;
- Due pompe di rilancio dimensionate per il 100% della capacità del sistema, per cui una è sempre in funzione erogando la portata richiesta al trattamento e ritornando l'eccesso di portata alla torre di decarbonatazione;
- Un elettrodeionizzatore atto a diminuire la conducibilità dell'acqua fino a valori compatibili con l'esercizio di caldaia;
- Un cristallizzatore per il completo riciclo degli eluati del sistema osmosi inversa costituito da una sezione di evaporazione/condensazione, una sezione di concentrazione ed una sezione di cristallizzazione. Gli eluati subiscono in processo di termo-compressione ed essiccazione nel quale il 99% dell'acqua viene evaporato, ricondensato e riciclato in testa al deionizzatore. I sali e le impurezze contenute nei reflui sono raccolti in forma solida e smaltiti come rifiuto. Le condense del vapore di riscaldamento vengono inviate al sistema raccolta condense;
- Un serbatoio di immagazzinamento dell'acqua demineralizzata con una autonomia di 24 ore, in maniera da consentire il funzionamento regolare della Centrale anche in caso di avaria completa del sistema di produzione; in tale evenienza l'autonomia effettiva può essere ulteriormente incrementata, in termini di ore di funzionamento, riducendo al minimo la portata di spurgo continuo delle caldaie;
- Tre pompe di circolazione dell'acqua demi, dimensionate per il 50% della portata del sistema, per cui due sono sempre in funzione erogando la portata richiesta al sistema e ritornando l'eccesso di portata al serbatoio, mentre una resta disponibile per back up.

Fornitura di acqua industriale

Come anzidetto, le necessità di reintegro di acqua industriale per gli impianti del Progetto EnerClima sono minimizzate dai sistemi di recupero sopradescritti. È comunque prevista la connessione alla condotta di acqua industriale dell'ENAS che attraversa il sito industriale del Progetto.

I territori di Olbia e della Gallura sono riforniti di acqua proveniente dall'invaso creato dalla diga che sbarra il fiume Liscia a Calamaiu, nel comune di Luras a 179 m s.l.m. ed a una distanza di 30 km da Olbia. L'invaso ha uno specchio liquido di 5,7 km² alla quota massima ed una superficie di bacino imbrifero di 285Km². Il volume totale dell'invaso è 108 milioni di m³ con portata massima di oltre 2.000 m³/s. In questi ultimi anni l'invaso è sempre stato ben alimentato e non ha mai dato problemi di disponibilità idrica al territorio della Gallura e Olbia.

Sistema di raffreddamento

Il ciclo di condensazione del vapore alimentato alla turbina a vapore richiede una potenzialità di raffreddamento da 90 MWh.

Tale raffreddamento è garantito dalla presenza di 5 scambiatori a condensazione ad aria forzata, posizionati tra Centrale Elettrica e Terminale LNG operanti in circuito aperto.

Come anticipato, una significativa opportunità del progetto è quella di mettere a disposizione energia termica, da poter impiegare in un eventuale ciclo chiuso di teleriscaldamento della zona industriale e residenziale di Olbia, fornendo vapore a bassa pressione, laminato dalla turbina a vapore a circa 7 bar e 200 °C, in sostituzione di tutte le caldaie industriali e residenziali attualmente alimentate con gasolio o altri combustibili. Le condense del teleriscaldamento ritornano alla Centrale Elettrica per essere riutilizzate nel circuito dei Generatori di vapore (HRSG). Gli eventuali sbilanciamenti termici tra fabbisogni di condensazione della Centrale Elettrica e necessità di teleriscaldamento del territorio saranno smaltiti in circuito aperto.

Sala Quadri

La gestione operativa del sito sarà condotta da Sala Quadri.

Il personale del sito condurrà un monitoraggio continuo dei parametri di sicurezza controllando a distanza lo stato dei principali parametri di funzionamento ed effettuando, se necessario, gli interventi di emergenza.

La gestione delle logiche di sicurezza dell'impianto è realizzata nel banco di Sala Quadri; il sistema è costituito da un quadro sinottico che visualizza le informazioni ed un quadro allarmi che visualizza gli allarmi ed elabora i segnali per le logiche di blocco.

Palazzina uffici

La palazzina uffici è situata sul lato sud del sito in prossimità dell'ingresso.

III.5 REALIZZAZIONE DEL PROGETTO

III.5.1 Dati generali

Le attività di cantiere per la realizzazione del progetto possono essere suddivise in:

- attività per la preparazione delle aree di cantiere;
- attività per la realizzazione vera e propria delle sezioni impiantistiche e delle infrastrutture di supporto.

Nella tabella seguente sono sintetizzati i principali dati relativi alla durata del cantiere per la realizzazione degli interventi in oggetto:

Durata del cantiere	30 mesi circa
n. medio personale presente in cantiere	circa 75 unità (max)
n. massimo personale presente in cantiere	circa 150 unità (max)

Tabella III.11 - Dati generali del cantiere

Nell'ambito delle attività di pianificazione del progetto, si è provveduto a definire in via preliminare l'ubicazione ed estensione delle aree di cantiere.

È previsto l'utilizzo di mezzi di cantiere quali ad esempio escavatori, autocarri, attrezzature per movimentazione terre, betoniere, etc.

A questi si aggiungono i mezzi pesanti o leggeri per il trasporto del personale coinvolto nel cantiere, dell'ordine di un centinaio di operatori nei momenti di picco dei vari cantieri.

III.5.2 Attività per la realizzazione degli interventi

Per la fase di cantiere si prevedono le seguenti tipologie di attività:

- opere preparatorie (allestimento aree cantiere, strade interne, fognature ecc.);
- opere civili (esecuzione degli scavi, ecc.);
- opere di carpenteria metallica;
- opere di collegamento linee;
- montaggio apparecchiature, macchine e tubazioni;
- collaudi (controlli non distruttivi e collaudo in corso d'opera di apparecchiature e tubazioni);
- opere di verniciatura e coibentazioni;
- opere elettromeccaniche (collegamenti elettrici, ecc.).

L'area di cantiere, coincidente con l'area di intervento e gli spazi attigui, verrà utilizzata sia per lo stoccaggio temporaneo dei materiali da costruzione, sia per prefabbricazione di strutture e linee di collegamento. Qualora necessario l'area destinata allo stoccaggio materiali ed alla prefabbricazione sarà livellata utilizzando terre da scavo provenienti dal cantiere stesso.

Le attività connesse alla realizzazione dei collegamenti fra la banchina e lo stabilimento saranno limitate in quanto la maggior parte del percorso risulta ubicato in area pavimentata già attrezzata per attività di movimentazione / operative. In fase di ingegneria di dettaglio verranno valutati in maniera specifica gli eventuali attraversamenti di infrastrutture esistenti in collaborazione con l'ente gestore delle stesse.

III.5.2.1 Opere preparatorie ed infrastrutture

Il sito destinato all'insediamento del Terminale LNG e della Centrale Elettrica con adiacente la piantagione sperimentale di Alghe e relativi impianti di arricchimento e trasformazione delle biomasse in biogas, si trova all'estremità orientale della zona industriale di Cala Saccaia (Consorzio CIPNES), centrato sulle coordinate 40°93'68"N e 9°53'44"E, in prossimità della Rotonda Pozzo Sacro, tra Via Taiwan a Est, Viale Italia a Sud ed il Rio Padredduri a Ovest.

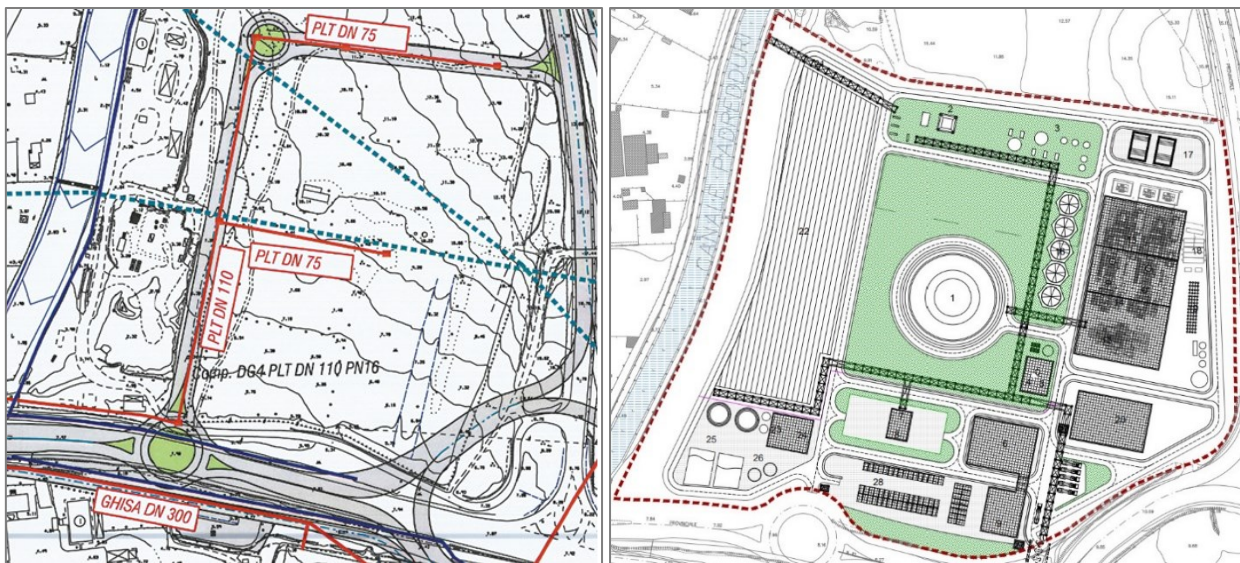
Il Terminale LNG occuperà la parte centrale di circa 30.000 m² accanto alla Centrale Elettrica a destra e che occuperà un'area di circa 26.000 m².

L'area è già stata preliminarmente dotata di infrastrutture con una rotonda di accesso ed una strada interna, che suddivide i terreni in due zone: ad Est ad una quota tra 8 e 12 metri sul livello del mare e ad ovest ad una quota tra 2 e 4 m.s.l.m., adiacente al Rio Padredduri che scorre ad una quota di circa 1.5 m.s.l.m. con argini a circa 3.5 m.s.l.m.

Inoltre, il sito è attraversato da due tubazioni di acquedotto dell'ENAS, (rifornite dallo sbarramento sul fiume Liscia nel comune di Luras, a circa 30 km da Olbia), il cui percorso dovrà essere parzialmente modificato per adattarlo alla disposizione dei nuovi impianti. Nell'area sono anche stati installati i collettori principali delle reti fognarie di acque bianche e nere, anche queste da adattare alla disposizione dei futuri impianti.

Nei terreni in prossimità del Rio Padredduri (destinati alla piantagione sperimentale di alghe) sono presenti pilastri e ruderi di precedenti costruzioni che saranno demoliti e smaltiti come rifiuti.

La pericolosità idraulica Hi4 rilevata in alcune aree del progetto è già stata superata con opere di mitigazione idraulica completate nel 2021 e non ancora revisionate nel PAI. Di questo argomento si fa ampio cenno nelle integrazioni al Rapporto preliminare di Sicurezza approvato dal CTR della Sardegna il 05.01.2023.


Figura III.6 – Viabilità di accesso e infrastrutture presenti e previste dal Progetto

Per la realizzazione degli interventi in progetto è stato verificato che non è necessario prevedere né ampliamenti né adeguamenti delle strade di accesso allo stabilimento ed all'area di realizzazione del progetto. Sono dunque previste solo limitate attività preparatorie.

Tali aree saranno destinate a:

- lavori meccanici;
- lavori di verniciatura / coibentazioni;
- lavori elettro-strumentali;
- lavori civili.

Le attività di stoccaggio temporaneo delle terre da scavo verranno svolte in aree dedicate ubicate in prossimità dell'area di cantiere.

III.5.2.2 Opere civili

Si prevede la realizzazione di opere e attività civili a progetto propedeutiche all'insediamento degli impianti.

Si inizierà con la predisposizione dell'area di intervento, lo scoticamento ed il livellamento dei terreni; si continuerà con l'infrastrutturazione della viabilità interna e delle reti fognarie e dei servizi, delle aree di sosta mezzi e deposito materiali; infine, si procederà con gli scavi per le fondazioni e le opere in cemento armato su cui installare gli impianti e gli edifici.

Predisposizione dell'area di intervento

Lo scoticamento di circa 30 cm superficiali dei circa 8 ha di terreno del sito industriale, incluso il percorso dei collegamenti al porto, richiederà una movimentazione di circa 24.000 m³ di terra.

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA
Aprile 2023PROGETTO
23523IPAGINA
37 di 78

Inoltre, circa 48.000 m³ di terra sarà movimentata per livellare l'area principale destinata agli impianti Terminale LNG e CCPP (ca. 5,6 ha) ad una quota media di circa 9 m s.l.m.; ulteriori circa 38.000 m³ di terra dovrà essere escavata e movimentata per predisporre palificazioni e fondazioni in cemento armato su cui installare gli impianti e gli edifici e stendere le tubazioni di collegamento degli impianti al porto.

Movimentazione di terreno per predisposizione dell'area di intervento	
Scoticamento 30 cm superficiali	24.000 m ³
Livellamento delle due zone a ca. 4 m (2 ha) e ca. 9 m (6 ha) s.l.m.	48.000 m ³
Escavi e palificazioni per fondazioni e tracciato tubazioni al porto	38.000 m ³
Totale movimentazione terreni	110.000 m ³

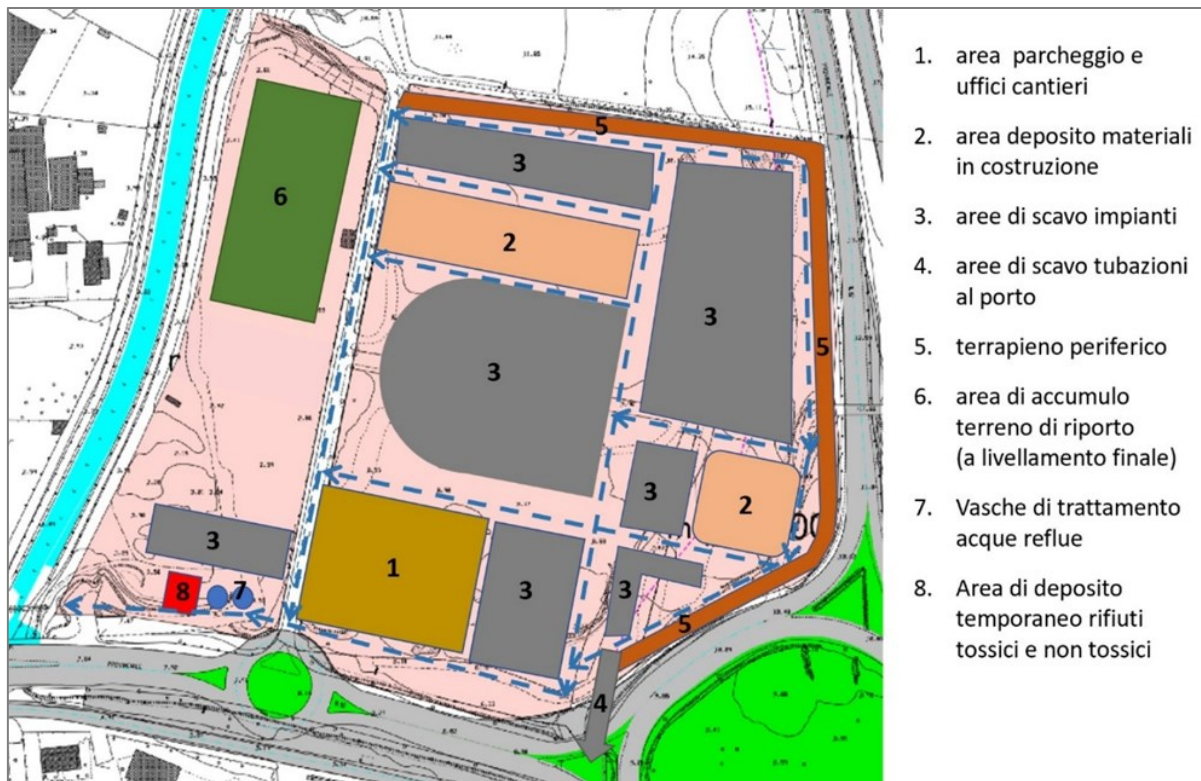
Tabella III.12 - Movimentazione di terreno previste per l'intervento in progetto

Rimossi gli scarti, incluso i pilastri e ruderi di precedenti costruzioni che saranno demoliti e smaltiti come rifiuti, tutto il suolo movimentato all'interno dell'area di stabilimento sarà riutilizzato in loco per riempimenti, livellamenti e per la realizzazione di un terrapieno alto circa 8 m e lungo circa 500 m sul margine perimetrale nord-orientale del sito industriale che, insieme ad una piantumazione a verde, nasconderà la vista degli impianti dal transito stradale.

Infrastrutturazione delle aree di cantiere, viabilità e servizi

L'area predisposta verrà infrastrutturata realizzando le opere di viabilità interna, i piazzali per l'insediamento degli uffici di cantiere, parcheggi dei mezzi e depositi dei materiali, reti di fornitura dei servizi e reti fognarie interne per lo smaltimento di acque piovane e acque nere. Sarà predisposto l'impianto di trattamento acque di prima e seconda pioggia (con recupero acque di prima pioggia e scarico delle eccedenze nella rete fognaria consortile) e l'area di accumulo temporaneo dei rifiuti liquidi e solidi per smaltimento a discarica.

Gli interventi di infrastrutturazione sono sintetizzati di seguito:


Figura III.7 – Interventi di infrastrutturazione

Fondazioni e opere civili

Gli interventi più significativi connessi alla realizzazione delle fondazioni saranno quelli relativi alle fondazioni del serbatoio di stoccaggio dell'LNG, avente un diametro di ca. 60 m e dei turbogeneratori della Centrale Elettrica, ciascuno con basamenti di ca. 20 m x 30 m, che richiedono fondazioni profonde circa 3 m e palificazioni da definire in una successiva analisi geologica dettagliata.

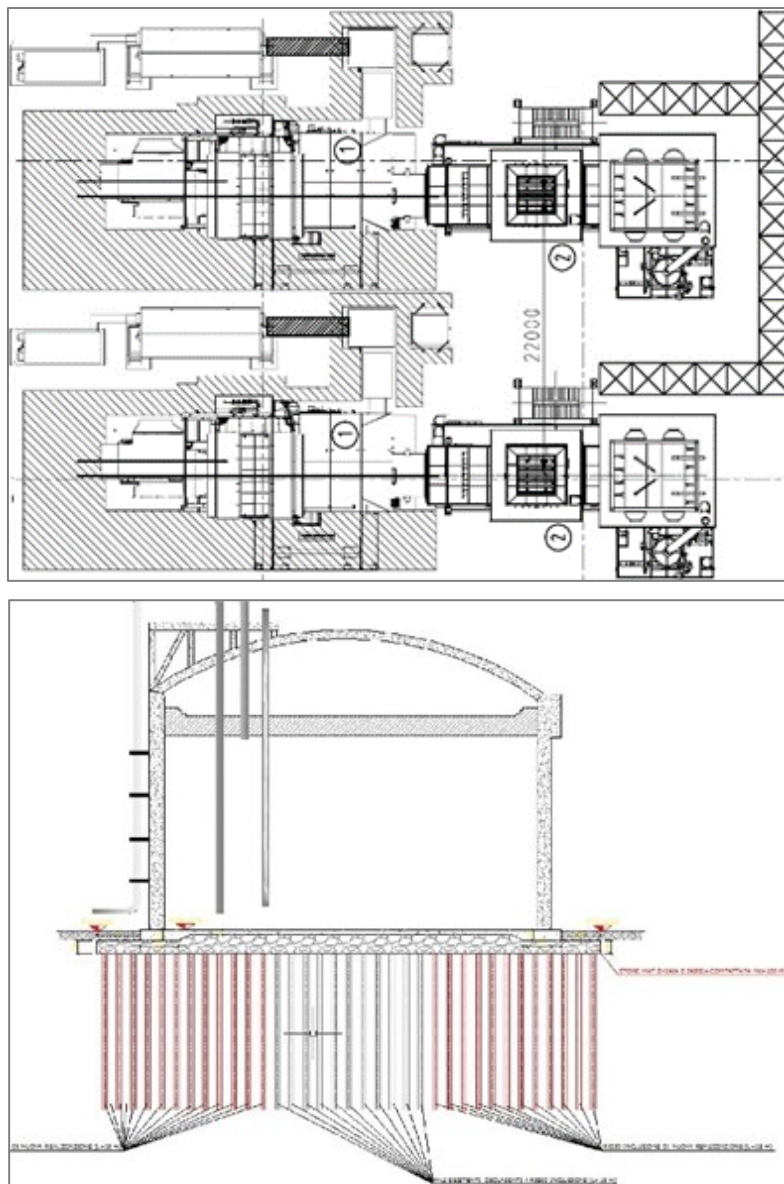


Figura III.8 – Fondazioni turbogeneratori Centrale Elettrica e fondazioni serbatoio stoccaggio LNG

III.5.2.3 Montaggi meccanici, collaudi ed opere di finitura

I montaggi meccanici riguarderanno l'installazione e la connessione dei componenti di impianto, provenienti dai fornitori, mediante linee prefabbricate nelle aree di cantiere. A servizio degli apparecchi, ove necessario, verranno realizzate opere di carpenteria metallica minuta quali passerelle e scale metalliche per la manutenzione.

Al termine del montaggio, tutte le linee di tubazione saranno verificate tramite test di tenuta. La fase realizzativa si conclude con i lavori elettrici, l'installazione della strumentazione e le opere di coibentazione e verniciatura.

III.5.3 Misure di prevenzione e sicurezza durante i lavori

Tutte le attività di cantiere saranno eseguite nel pieno rispetto delle normative vigenti e in particolare delle norme in materia di salute e sicurezza dei lavoratori.

Le attività di cantiere verranno gestite in accordo al titolo IV del D.Lgs.81/08 e s.m.i..

Gli interventi saranno in prossimità di impianti in esercizio e saranno prese tutte le misure di sicurezza previste dalle procedure interne per prevenire i rischi derivanti da interferenze fra le varie attività.

Il rispetto dei requisiti di Legge e delle procedure interne da parte del personale delle Imprese appaltatrici sarà garantito dalla supervisione effettuata dai membri del Team di Progetto oltre che dal Coordinatore per la Sicurezza in fase di realizzazione.

III.6 ANALISI DELLE INTERAZIONI AMBIENTALI

Nel presente capitolo vengono esaminati tutti i parametri di interazione con l'ambiente connessi con l'iniziativa in progetto.

Tale analisi parte dalla valutazione delle interazioni previste nella fase di esercizio degli interventi di progetto, considerando come assetto di riferimento quello a valle della realizzazione degli interventi in progetto, alla massima capacità produttiva.

Nei paragrafi seguenti si riporta in dettaglio, per ogni sistema, componente o fattore ambientale, l'analisi delle interazioni ambientali connesse alla fase futura di esercizio del progetto.

Successivamente sono presentate le interazioni ambientali previste in fase di cantiere per la realizzazione del progetto.

Le potenziali interazioni ambientali del progetto, esaminate nel presente studio, sono di seguito elencate:

Sistemi, componenti e fattori ambientali	Potenziali interazioni del progetto
Atmosfera	Dirette: emissioni in atmosfera
Ambiente idrico	Dirette: prelievi idrici, scarichi idrici
Suolo e sottosuolo	Dirette: occupazione del suolo e scavi (cantiere) Indirette: produzione di rifiuti e loro conferimento in discarica
Fattori fisici	Dirette: rumore, vibrazioni, campi elettromagnetici
Sistema antropico	Indirette: emissioni in atmosfera, rumore, vibrazioni, campi elettromagnetici, prelievi e scarichi idrici
Flora, fauna ed ecosistemi	Indirette: emissioni in atmosfera, rumore, vibrazioni, campi elettromagnetici, prelievi e scarichi idrici
Paesaggio	Dirette: inserimento di nuove apparecchiature industriali

Tabella III.13 - Potenziali interazioni ambientali del progetto

III.6.1 Emissioni in atmosfera

Emissioni convogliate

Emissioni dal terminale LNG

Nel Terminale non sono presenti punti di emissione in atmosfera atti a produrre interazioni sulla componente atmosfera durante il normale esercizio.

Il rilascio di gas attraverso la torcia potrà essere attuato esclusivamente durante condizioni di funzionamento anomale e di emergenza, o per la preparazione a interventi di manutenzione, con combustione del gas rilasciato in atmosfera al fine di minimizzare le emissioni di inquinanti.

Tutte le linee di vent, di drenaggio, le valvole di sicurezza e di protezione termica saranno direttamente o indirettamente connesse al sistema principale di scarico all'atmosfera.

Il sistema è composto da:

- Una torcia a terra (70-F-001);
- Un KO drum di torcia (70-V-001) installato in un punto basso a monte della torcia per la raccolta dell'eventuale frazione liquida presente;
- Un collettore di torcia a bassa pressione che raccoglie i vapori provenienti dal collettore del BOG, in caso di un eventuale incremento di pressione del sistema.

Normalmente la fiamma pilota del sistema sarà mantenuta spenta in modo da ridurre le emissioni di CO₂; un flusso continuo di azoto garantirà l'inertizzazione dei collettori e del camino e un livello di pressione positivo eviterà il trafileamento di aria al loro interno.

Nei casi in cui si manifesti uno scarico improvviso, il sistema elettronico provvederà all'accensione non appena sia rilevata la presenza di gas infiammabili.

La torcia è progettata per alta efficienza in modo tale che la fiamma non produca fumo o pennacchi.

Le emissioni di NO_x saranno ridotte al minimo mediante una opportuna regolazione del rapporto aria-combustibile.

Emissione della centrale termoelettrica

Sono previsti due camini a servizio della centrale (E1 ed E2), realizzati mediante una struttura in acciaio al carbonio. Il camino sarà dotato dei collegamenti necessari con il resto dell'impianto e di una piattaforma di servizio, realizzata in conformità alle norme tecniche pertinenti, per il sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera.

Saranno inoltre presenti due camini di "by-pass" per le fasi di avviamento rapido dei turbogas.

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

 DATA
Aprile 2023

 PROGETTO
23523I

 PAGINA
43 di 78

CARATTERIZZAZIONE SORGENTI EMISSIVE					
Id. camino	Descrizione	Altezza [m]	Diametro [m]	Temperatura [°C]	Tipologia
E1	Camino gruppo TG01	45	3	358	Emissione continua
E2	Camino gruppo TG02	45	3	358	Emissione continua
E1bis	Camino by-pass	45	3	550-600	Camino di emergenza
E2bis	Camino by-pass	45	3	550-600	Camino di emergenza

Tabella III.14 - Assetto delle emissioni in atmosfera - caratterizzazione

In tabella seguente si riporta la quantificazione delle emissioni nell'assetto attuale.

QUANTIFICAZIONE DELLE EMISSIONI- ASSETTO ALLA CAPACITA' PRODUTTIVA ATTUALE				
Id. camino	Descrizione	Portata fumi [Nmc/h]	Inquinanti	Concentrazione [mg/Nmc]
E1	Camino caldaia HRSG	38.000	CO	100
			NOx	40
E2	Camino caldaia HRSG	38.000	CO	100
			NOx	40

Tabella III.15 - Assetto delle emissioni in atmosfera - quantificazione

È prevista l'installazione di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni, di tipo estrattivo, ai camini E1 ed E2, composto da:

- N. 1 sonda di prelievo;
- N. 1 sistema di analisi gas di emissione per la misura in continuo di CO-CO₂- H₂O - NO - NO₂ completo di modulo per la misura di ossigeno (O₂), unità di controllo e gestione finalizzato ad:
 - acquisizione delle grandezze relative agli inquinanti;
 - gestione degli allarmi provenienti dal sistema analisi;
 - presentazione delle misure analogiche in tempo reale e in forma di trend;
 - validazione delle misure, secondo normativa;
 - calcolo la media mobile, delle medie orarie, per ogni inquinante per 7 giorni;
 - calcolo e presentazione del valore medio orario corrente relativo alle misure;
 - verifica e segnalazione superamento soglie d'allarme;

Tutte le apparecchiature di misura saranno conformi alla normativa vigente e corredate della necessaria certificazione di QAL1, in compliance alle procedure di qualità (QAL2, QAL3) introdotte dalla norma UNI EN

14181. Per ciascun inquinante, viene garantita la conformità di QAL1 ovvero il calcolo dell'incertezza estesa UC della misura.

L'ubicazione dei punti di emissione è riportata in figura seguente:

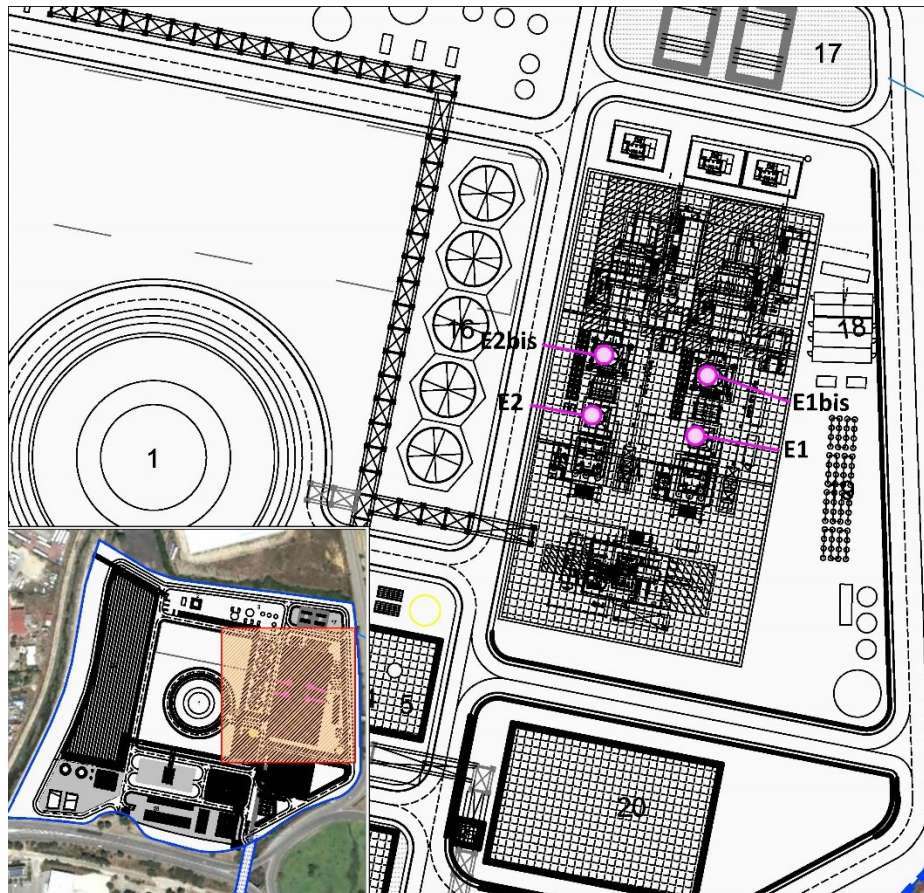


Figura III.9 – Ubicazione punti di emissione in atmosfera

Emissione indotte del traffico navali

La realizzazione del progetto comporta il transito di navi metaniere, le quali produrranno emissioni in atmosfera derivanti dalla combustione di gas naturale. A seguire una stima di tali emissioni, tratte da dati di progetto:

Metaniere (di riferimento)	Dimensione (m ³)	Flussi di massa NOx (g/s)
Coral Encanto	30.000	2,20
Avenir Accolade	7.500	0,79

Tabella III.16: Assetto emissivo metaniere di progetto

È stata considerata una frequenza di attracco pari a 1 volta a settimana per la metaniera di tipo Avenir e 1 volta ogni 2 settimane per la metaniera di tipo Coral, con tempo di manovra a metaniera accesa pari a ca. 1 ora.

Emissioni di gas serra

Preliminarmente alla messa in esercizio della nuova sezione in progetto verrà presentata istanza di Autorizzazione alle emissioni di gas serra ai sensi del D.Lgs. 47/2020 secondo le modalità previste dal Ministero della Transizione Ecologica.

È importante sottolineare che la 2^a fase operativa del progetto, per quanto non inclusa nel presente procedimento, ma per la quale esso costituisce una fase preliminare fondamentale, prevede un impatto nullo in materia di emissioni di CO₂ in quanto il combustibile impiegato nella centrale potrà essere costituito nella quasi totalità da bio-metano, derivante da bio-masse prodotte su scala locale.

Emissioni diffuse

Le principali emissioni diffuse connesse al nuovo impianto derivano dalle emissioni fuggitive derivanti dagli organi di tenuta delle nuove installazioni.

Al fine di evitare le emissioni fuggitive derivanti da flange, guarnizioni, saracinesche, ecc., dovrà essere predisposto e attuato un idoneo piano di controllo e manutenzione dell'impianto, finalizzato al mantenimento dello stesso in perfetta efficienza e al tempestivo ripristino delle eventuali anomalie riscontrate.

III.6.2 Ambiente idrico

III.6.2.1 Prelievi idrici

I prelievi idrici del nuovo stabilimento sono costituiti dai seguenti:

- **Reintegro di acqua industriale di processo**, prelevata dall'acquedotto ENAS disponibile nell'area del sito dell'unità servizi del progetto da utilizzare principalmente per la produzione di acqua demineralizzata (reintegri al sistema acqua/vapore in circuito chiuso della centrale), reintegro del sistema di raffreddamento a glicole, attività varie in impianto quali lavaggi, etc. ed utilizzo in caso di emergenza per la rete antincendio;
- **Acqua per utilizzo igienico sanitario**, prelevata dall'acquedotto del consorzio CIPNES disponibile sull'area del sito del Progetto.

Si segnala inoltre il reintegro di acqua industriale per la coltivazione di alghe, impianto presente in forma sperimentale durante la 1° fase operativa del progetto.

I consumi sono dell'ordine di circa 3.000 m³/anno di reintegro per usi industriali e di circa 2.000 m³/anno per utilizzo igienico sanitario.

Si prevedono inoltre consumi di acqua antincendio. Nello specifico verrà realizzata una riserva idrica di acqua industriale con due serbatoi di capacità pari a circa 2.100 m³ ciascuno. Tale acqua sarà utilizzata per attività connesse alla verifica di funzionalità dei sistemi oltre che nel caso di emergenza.

I consumi idrici stimati alla capacità produttiva sono i seguenti:

Tipologia	Origine	Consumo previsto di punta [mc/h]	Consumo annuo [mc/a]
Acqua per uso industriale	Acquedotto ENAS	15*	3.000
Acqua potabile per servizi	Acquedotto consortile	1	2.000

* Prelievo di punta in caso di emergenza per utilizzo come acqua antincendio

Tabella III.17 – Stima consumi idrici alla capacità produttiva

III.6.2.2 Scarichi idrici

Le tipologie di reflui generati dall'esercizio delle installazioni in progetto sono le seguenti:

- acque di processo, costituite essenzialmente da condense o spurghi di vapore, etc.;
- acque reflue domestiche provenienti dai servizi igienici a disposizione degli addetti all'impianto;
- acque meteoriche di dilavamento delle aree pavimentate o coperte, acque di lavaggio e acqua antincendio (verifiche periodiche);

Allo scopo di minimizzare il consumo delle risorse idriche del territorio, il Progetto EnerClima prevede di adottare un sistema di trattamento degli effluenti degli impianti per realizzare un riciclo delle acque reflue. Questo sistema permette di produrre acqua industriale e demineralizzata riutilizzando i reflui preventivamente disoleati, neutralizzati e purificati, eliminando la necessità di scaricare nell'ambiente esterno alcun effluente.

Gli scarichi idrici previsti per il progetto in esame sono i seguenti:

- Il punto di convogliamento dei reflui del sito nella rete fognaria del Consorzio CIPNES è denominato **SF1**.
- Le acque meteoriche o di lavaggio in esubero rispetto alle esigenze di riutilizzo, dopo adeguato trattamento nel caso della prima pioggia, sono inviate nel canale Rio Padredduri mediante il punto denominato **SF2**.

Ciclo Acque di Processo

Tutte le acque di scarico provenienti dai sistemi di processo sono fatte confluire in un sistema di accumulo per poi essere sottoposte a un processo di correzione del pH (neutralizzazione) prima di essere scaricate mediante il punto **SF1**. Tale neutralizzazione è ottenuta automaticamente tramite dosaggio di HCl o NaOH in funzione del monitoraggio in continua del valore di pH. Il sistema è realizzato in due sezioni separate che hanno alternativamente le funzioni di accumulo o di trattamento e scarico. Un segnale di alto livello nella sezione in accumulo attiva la commutazione alla fase di trattamento e scarico. In tale fase viene avviata una pompa che si allinea in ricircolo. Sulla base della misura di pH viene attivato il dosaggio del HCl o della NaOH, dei quali il funzionamento in ricircolazione consente una buona omogeneizzazione. Al raggiungimento di un valore di pH adeguato, il sistema viene mantenuto in allineamento di ricircolo ancora per un tempo tale da garantire la completa neutralizzazione di tutto il volume. Se per tutto tale tempo il pH rimane entro i limiti di accettabilità le pompe vengono allineate sul rilancio al chiarificatore del sistema demi. Un segnale di basso livello arresta le pompe e ricommuta la sezione in modalità di accumulo.

Ciclo di Trattamento Acque Meteoriche o di lavaggio

Le acque meteoriche raccolte da aree pavimentate di impianto e dai piazzali confluiscono in un unico collettore che le convoglia in un sistema di accumulo delle acque di prima pioggia. La conformazione del sistema è tale da separare e trattenere l'acqua di prima pioggia potenzialmente soggetta a presenza di inquinanti solidi o liquidi presenti nei piazzali e sulle coperture degli edifici. L'acqua di prima pioggia è inviata al sistema trattamento acque oleose per eliminare eventuali presenze oleose che saranno confinate e separate per essere poi smaltite tramite autospurgo.

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA Aprile 2023	PROGETTO 23523I	PAGINA 48 di 78
---------------------	--------------------	--------------------

L'acqua di seconda pioggia viene sfiorata per troppo pieno un secondo sistema di accumulo per poi essere trattata mediante sistema di filtraggio per essere usata come reintegro primario del serbatoio stoccaggio acqua industriale da 1.500 m³. Da questo serbatoio l'acqua può essere inviata al sistema di neutralizzazione per essere usata come reintegro del ciclo acqua demineralizzata.

Ciclo Acque oleose

Gli scarichi provenienti dalle vasche dei trasformatori e tutti gli scarichi di acque potenzialmente oleose, comprese le acque di prima pioggia, vengono raccolti in adeguato sistema avente conformazione tale da consentire la separazione dell'olio dall'acqua per stratificazione con sfioro dell'olio in apposita sezione di raccolta da cui potrà essere prelevato tramite pompe o autospurgo per essere avviato a smaltimento. La sezione di accumulo dell'olio è stata dimensionata sulla base del volume d'olio contenuto nel trasformatore elevatore. L'acqua separata viene ulteriormente trattata tramite separatori a pacchi lamellari e schiumatore.

Depuratore CIPNES

L'impianto di depurazione reflui e trattamento rifiuti liquidi del Consorzio CIPNES è ubicato in località Cala Cocciani – zona industriale di Olbia - a meno di 1 km di distanza dagli impianti del Terminale LNG e della Centrale Elettrica. Il depuratore è autorizzato per la depurazione di reflui industriali/civili con una potenzialità di 45.000 ab/eq e per il trattamento di rifiuti liquidi pericolosi e non pericolosi con una potenzialità di 146.000 m³/anno. Il trattamento dei rifiuti liquidi è effettuato ai sensi e per gli effetti dell'art.110 c.2 del D.Lgs.152/2006 e s.m.i..

Nella tabella seguente si riportano le caratteristiche degli scarichi finali in progetto.

Id	Descrizione	Recettore	Frequenza	Portata massima		Limiti
				[mc/h]	[mc/a]	
SF1	Acque di processo Acque civili	Collettore rete fognaria Cipnes	Saltuaria	15	3.000	Tabella 3 "scarico in rete fognaria" Allegato 5 Parte III del D.Lgs. 152/2006
SF2	Acque meteoriche (prima e seconda pioggia - eccedenza non riutilizzabile in stabilimento)	Rio Padredduri	Discontinua	n.d.	n.d.	Tabella 3 "scarico in acque superficiali" Allegato 5 Parte III del D.Lgs. 152/2006

Tabella III.18 – Caratteristiche scarichi finali

I trattamenti dei reflui di stabilimento da inviare a depuratore consortile attraverso lo scarico SF1 saranno dimensionati al fine di garantire la compatibilità scarichi con regolamento consortile dei servizi di fognatura e depurazione (allegato Delibera commissariale 578 del 15/09/2000).

Per le acque di prima pioggia, prevedendo già un trattamento in loco finalizzato riutilizzo, si è optato per lo scarico diretto in acque superficiali del quantitativo in esubero rispetto agli utilizzi di stabilimento. Tale scelta

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA
Aprile 2023

PROGETTO
23523I

PAGINA
49 di 78

è comunque allineata con quanto previsto dall'art. 23 della Disciplina Regionale degli Scarichi (D.G.R. 69/25 del 10/12/2008) che prevede la possibilità di scarico in acque superficiali, nel rispetto dei valori limite di emissione della tabella 3 dell'Allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. 152/06 e dell'art 19 della disciplina regionale.

Per quanto la definizione di dati dimensionali, percorso puntuale delle tubazioni, compresi particolari costruttivi di eventuali opere d'arte in corrispondenza dello scarico finale, si rimanda a fasi progettuali più avanzate dell'iniziativa.

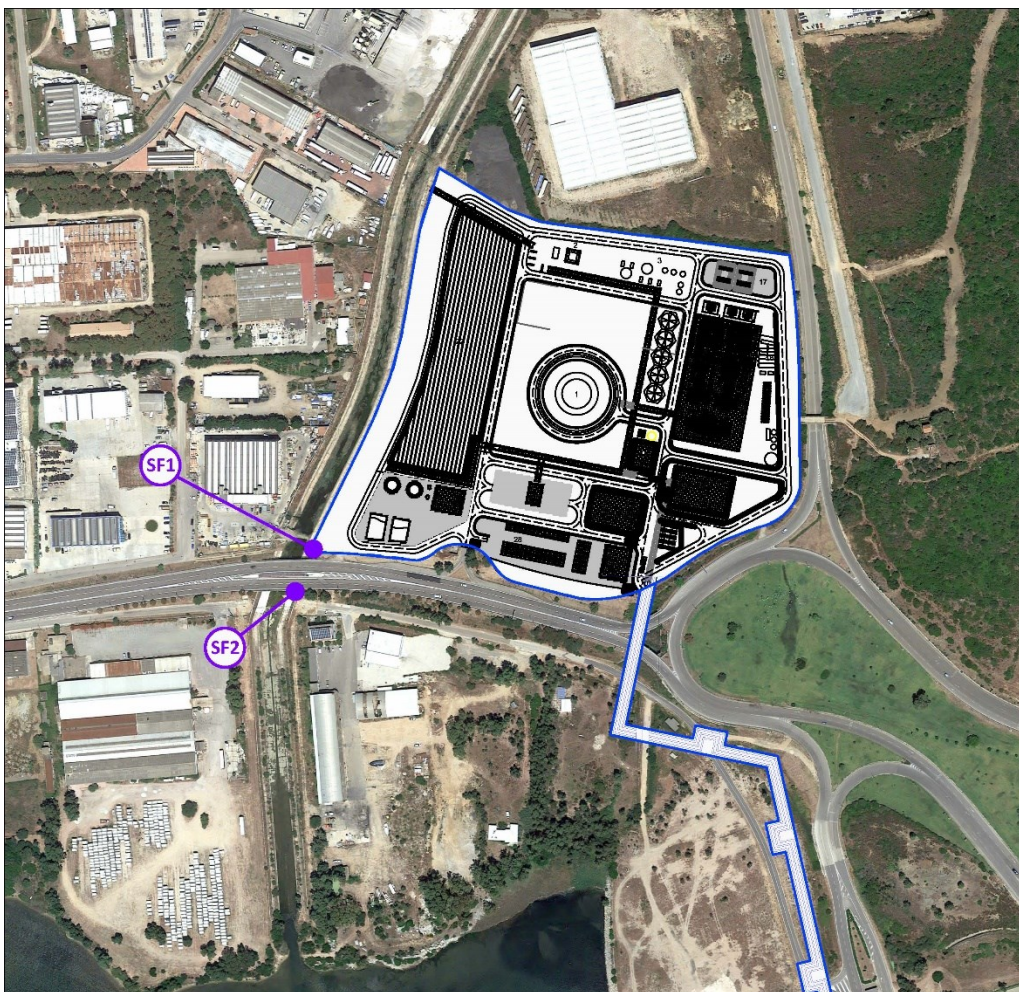


Figura III.10 – Ubicazione scarichi idrici

III.6.3 Suolo e sottosuolo

III.6.3.1 Uso del suolo

Le aree in progetto ricadono nell'ambito industriale/portuale del Comune di Olbia.

In particolare, secondo il PRTC (Piano Regolatore Territoriale delle aree industriali gestite dal CIPNES – Gallura) l'area in esame ricade all'interno delle zone classificate D/G1 "Comparto per attività produttive nel settore dei servizi - direzionale – commerciale - ricettivo" disciplinate dall'art.26 delle NTA di Piano. In tali aree è permesso l'insediamento di attività produttive.

Nell'assetto futuro si prevede una utilizzazione del suolo conforme ai piani di previsione urbanistica.

È importante inoltre sottolineare, in relazione alle potenziali interazioni dell'esercizio delle installazioni in progetto con la componente suolo e sottosuolo, che le nuove installazioni saranno posizionate su aree pavimentate, cordolate e adeguatamente collettate, minimizzando qualunque rischio di interazione su tale componente.

III.6.3.2 Produzione di rifiuti

Le normali operazioni delle attività che interessano le installazioni in progetto non comporteranno generazioni di rifiuti connessi al processo ma unicamente produzione di rifiuti da attività di manutenzione, pulizia, etc.

Le principali tipologie di rifiuti prodotti dalle attività di stabilimento saranno pertanto:

- rifiuti la cui produzione è episodica e non strettamente correlabile agli assetti produttivi (es. rifiuti derivanti da attività di manutenzione sia ordinaria che straordinaria),
- rifiuti generici collegati alla attività di raccolta differenziata attiva presso lo stabilimento (imballaggi, carta, etc.) e rifiuti assimilabili ai solidi urbani.

Tale produzione durante le fasi di manutenzione straordinaria o ordinaria delle apparecchiature è prevista la produzione sia di rifiuti pericolosi sia non pericolosi, stimabili in circa 10 t/a di rifiuti pericolosi (es. oli usati) e 35 t/a di rifiuti non pericolosi (es. imballaggi).

È prevista inoltre la produzione di rifiuti da laboratorio ed una modesta produzione occasionale (ogni 7/8 anni) di olio lubrificante.

Tutti i rifiuti saranno gestiti in regime di deposito temporaneo prima della raccolta e saranno avviati a recupero o smaltimento con cadenza almeno trimestrale, in conformità a quanto disposto dagli articoli 183, comma 1, lettera bb) e 185bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..

L'ubicazione di tale area di deposito è riportata in figura seguente.

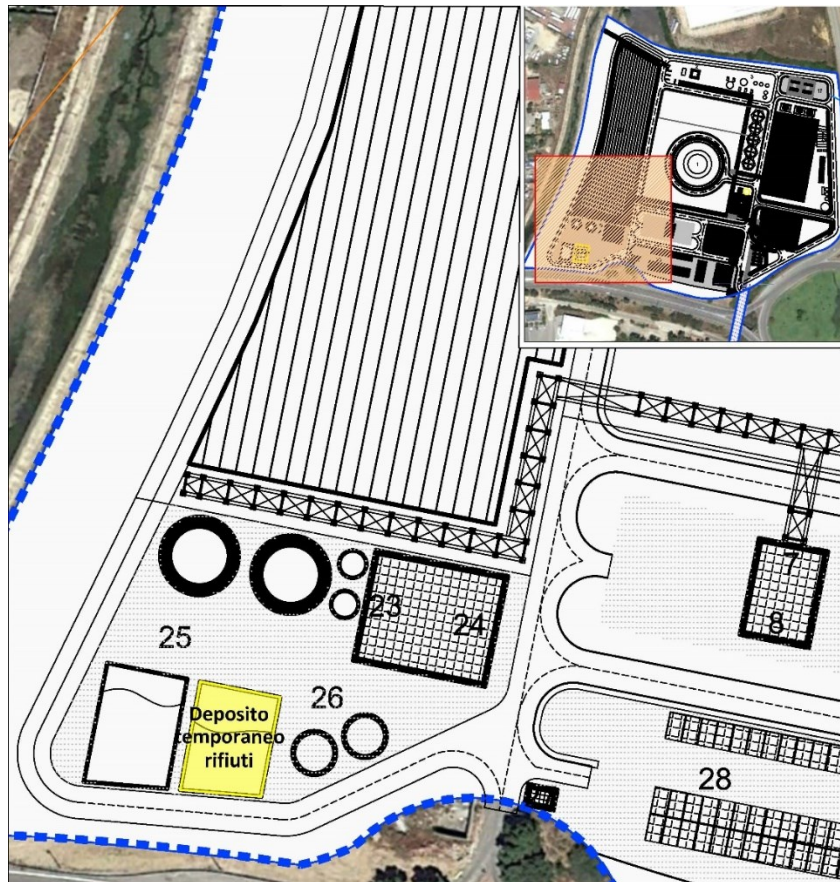


Figura III.11 – Ubicazione deposito temporaneo prima della raccolta

Tale deposito temporaneo sarà allestito in un'area recintata all'interno dello stabilimento con accesso consentito solo al personale autorizzato; l'area del deposito sarà adeguatamente pavimentata e collegata al sistema di raccolta acque reflue, con griglie installate ai bordi dello stoccaggio garantiranno la raccolta di eventuali sversamenti accidentali.

Verranno definite ed implementate specifiche procedure con l'obiettivo di minimizzare la produzione di rifiuti ed ottimizzare il rapporto rifiuti recuperati/rifiuti smaltiti risultanti dalla gestione ordinaria dell'impianto, ed istruzioni operative specifiche a regolare le attività di gestione rifiuti.

III.6.4 Fattori fisici

III.6.4.1 Emissioni di rumore

La realizzazione dello stabilimento comporterà la presenza di apparecchiature con emissione di rumore (motori, pompe, condensatori, compressori, etc.).

L'ubicazione delle sezioni che potrebbero generare maggiore emissione sonora è stata ottimizzata al fine di limitare al massimo il possibile impatto verso l'esterno.

La scelta e l'acquisto delle apparecchiature sarà valutata di concerto con i potenziali fornitori e il contenimento delle emissioni sonore costituirà un vincolo basilare per la procedura di valutazione delle offerte tecniche.

La definizione progettuale dei fabbricati che conterranno apparecchiature con maggior emissione sonora è stata effettuata imprescindibilmente dall'analisi del campo sonoro generato al suo interno.

Le macchine più rumorose (es. compressori) saranno fornite dai costruttori dotate di un involucro fonoassorbente, in termine tecnico "capottatura".

Si è operata la scelta di installare all'interno di edifici la maggior parte delle possibili sorgenti di rumore, in maniera tale che, scegliendo opportunamente dimensioni e materiali delle pareti degli edifici, risulterà più agevole contenere i livelli di rumore all'esterno degli edifici stessi.

Le macchine e/o i componenti che per loro natura devono essere installati all'aperto saranno del tipo a bassa emissione sonora.

Tutte le azioni correttive definite in fase di progettazione consentiranno di rispettare le norme di igiene e sicurezza in ambiente di lavoro e di minimizzare i livelli sonori ambientali.

I livelli di emissione delle varie sezioni di stabilimento, così come definiti in sede di progettazione, a realizzazione ultimata, nella fase di messa a punto dell'impianto, saranno sottoposti a verifica strumentale ed in caso di non rispondenza ai requisiti di emissione sonora richiesti in fase di ordinazione, saranno individuate le cause ed intrapresi i necessari interventi tecnici specifici di bonifica per rientrare nei valori limite.

Il progetto prevede la realizzazione di un terrapieno di mitigazione verde lungo il confine est e sud-est dell'area di progetto, che potrà agire anche come barriera acustica ai fini dell'emissione di rumore delle attività del sito verso l'esterno.

III.6.4.2 Radiazioni ionizzanti/non ionizzanti

Nello stabilimento in progetto non si prevede la presenza di sorgenti ionizzanti.

Per quanto riguarda le radiazioni non ionizzanti, le interazioni sono limitate ed ascrivibili ai seguenti interventi:

- connessione alla cabina di trasformazione ad alta tensione Terna (150 kV) ubicata a circa 3,6 km in direzione nord-ovest dalla CCPP.
Il percorso di tale elettrodotto e le modalità di realizzazione dello stesso saranno oggetto di ulteriore progetto dedicato a cura del gestore della rete elettrica nazionale.
- possibile collegamento a cabine di trasformazione esistenti del Consorzio Industriale, a media tensione (15 kV), per alimentare direttamente le utenze del Consorzio stesse e della città di Olbia e ubicate rispettivamente a 300, 700 e 1.100 m dalla CCPP; il percorso di tale elettrodotto e le modalità di realizzazione dello stesso saranno oggetto di ulteriore progetto dedicato in collaborazione con il Consorzio.

Nella figura seguente si riporta l'ubicazione di quanto sopra descritto.

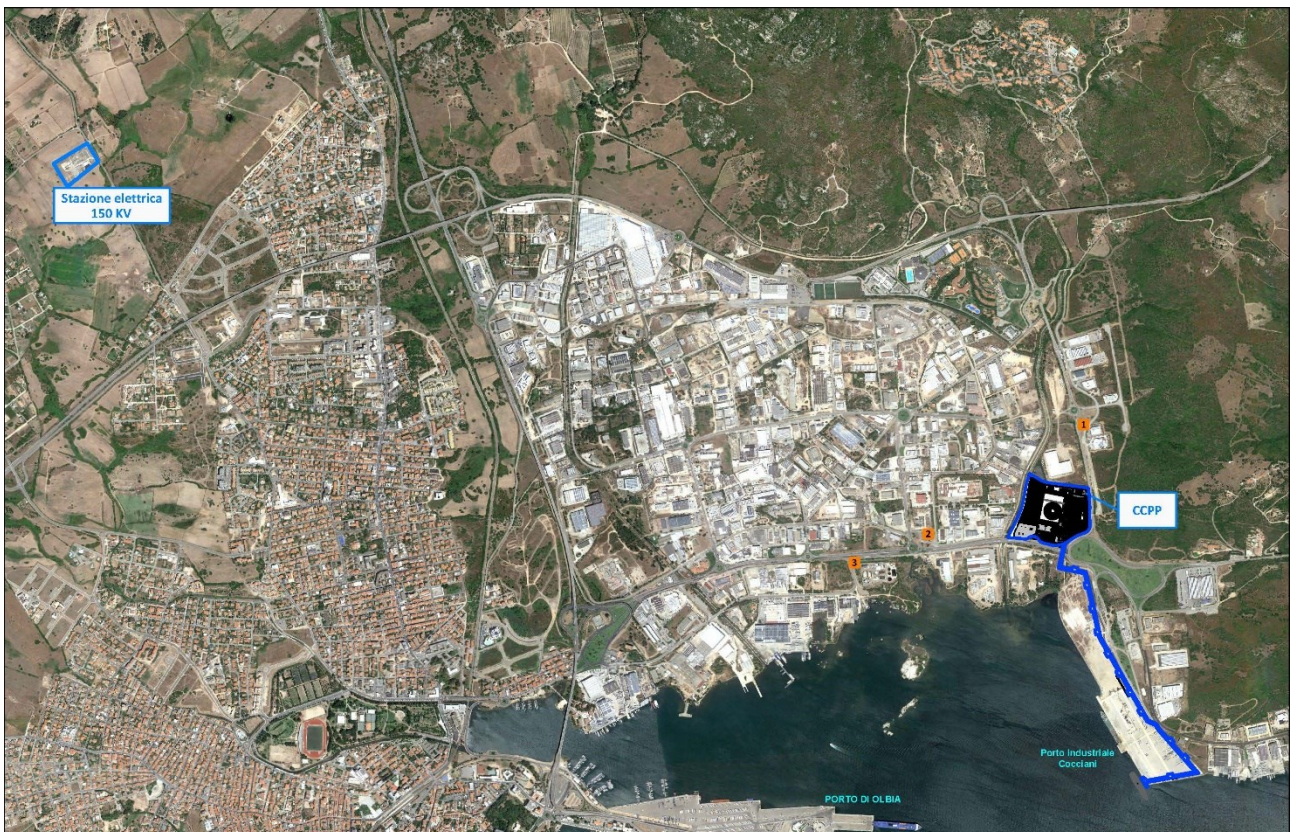


Figura III.12 – Ubicazione sottostazione da 150 kV



Figura III.13 – Ubicazione Stazioni Elettriche da 15 kV

Le linee di collegamento interne allo stabilimento saranno realizzate mediante cavidotti interrati. Anche la realizzazione dei collegamenti esterni avverrà, ove possibile, mediante elettrodotti interrati.

Il quadro normativo di riferimento relativo ai campi elettromagnetici è costituito dalla Legge Quadro sui Campi E.M. n° 36 del 22/2/2001 e dal D.P.C.M. 08/07/2003¹.

Per quanto riguarda il campo elettrico generato da cavidotti interrati interni allo stabilimento, questo rimane confinato tra il conduttore e l'involucro esterno connesso a terra e di conseguenza il campo elettrico esterno generato dalle nuove infrastrutture dovrebbe essere praticamente nullo. In relazione all'induzione

¹ Il D.P.C.M. 08/07/2003 regola le esposizioni non professionali a campi e.m. a 50 Hz generati da elettrodotti e definisce il limite di esposizione, i valori di attenzione e l'obiettivo di qualità. I limiti di esposizione riferiti al campo elettrico (E) e al campo magnetico (B) sono i seguenti: 5 kV/m per i campi elettrici e 0,1 mT per i campi magnetici. I valori di attenzione riferiti al campo magnetico per siti "sensibili", ambienti abitativi e luoghi con permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere sono di 10 μ T (mediana sulle 24 h di esercizio) per i campi magnetici. Obiettivo di qualità per i nuovi elettrodotti presso siti "sensibili", ambienti abitativi e luoghi con permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere e per nuovi insediamenti della stessa tipologia è rappresentato da 3 μ T (mediana sulle 24 h di esercizio) per i campi magnetici.

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	55 di 78

elettromagnetica generata, si ritiene di poter affermare che l'intervento in progetto non comporti alcun impatto apprezzabile all'esterno del perimetro di stabilimento in quanto l'induzione magnetica generabile dalle reti di connessione già a 15 m dall'asse della linea risulta inferiore a 1 μT , contro i 3 μT quale valore obiettivo da normativa per nuove installazioni².

All'interno dello stabilimento la valutazione delle esposizioni a CEM verrà in ogni caso opportunamente effettuata nell'ambito del Documento di Valutazione dei Rischi per la protezione dei lavoratori ai sensi del D.Lgs. 81/08 e del D.Lgs. 257/2007.

Si rileva infine che nello stabilimento in progetto non sono presenti sorgenti di radiazioni ottiche artificiali tali da provocare effetti significativi all'esterno del perimetro di stabilimento.

III.6.4.3 Vibrazioni

Si ritiene che le attività svolte nello stabilimento in progetto non possano costituire fonte d'impatto vibrazionali nell'area di inserimento. Gli impianti saranno comunque dotati di tutti gli accorgimenti progettuali necessari per ottemperare a quanto previsto dalle specifiche norme UNI 9614 e 9916.

III.6.4.4 Illuminazione

Il sistema di illuminazione sarà progettato in modo da fornire un adeguato livello di illuminamento in tutte le nuove aree operative e fornirà l'illuminazione necessaria per la gestione da parte del personale addetto, incluse le emergenze.

In relazione all'inquinamento luminoso, sulla base delle informazioni ad oggi disponibili e relative alla progettazione preliminare degli interventi, è ipotizzabile che l'intervento non generi significative modificazioni della radiazione luminosa rivolta verso il cielo rispetto alle attuali emissioni luminose dell'area, già interessato dalla presenza di altri insediamenti industriali e dal porto di Olbia

La progettazione di dettaglio degli impianti luminosi di stabilimento avverrà in accordo con quanto previsto dalle "Linee guida per la riduzione dell'inquinamento luminoso e conseguente risparmio energetico" DGR 5 novembre 2008, n. 60/23, ove applicabili.

Da segnalare che l'area in esame risulta esterna dalla perimetrazione "Zone di inquinamento luminoso – zone di particolare attenzione" di cui alle Linee guida sopra citate.

² P. Bevitori "Inquinamento elettromagnetico, aspetti tecnici, sanitari e normativi" Maggioli Editore, 1997.

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	56 di 78

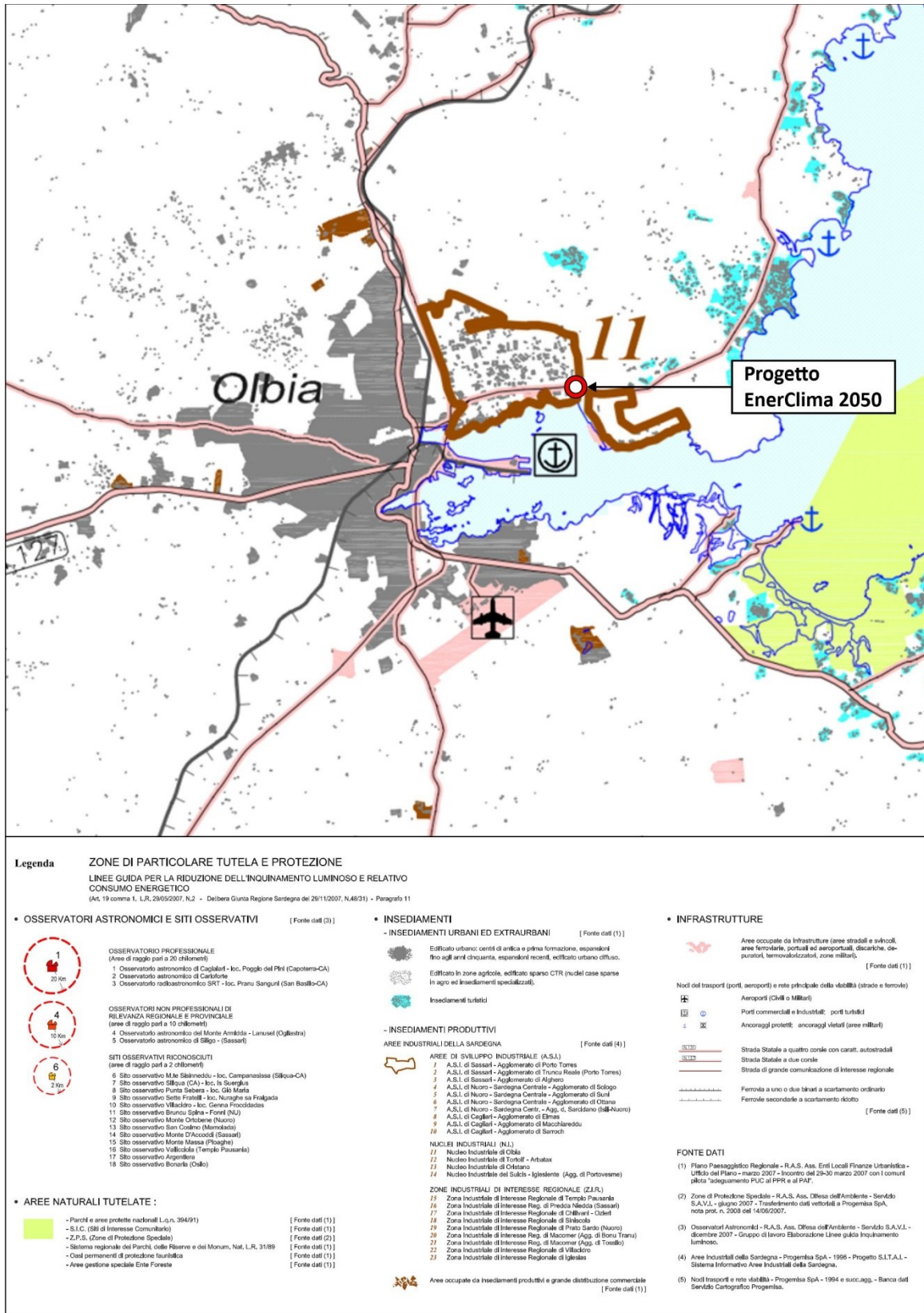


Figura III.14 – Zone di inquinamento luminoso – zone di particolare attenzione

III.6.5 Interazioni sul sistema antropico

III.6.5.1 Uso di risorse

CONSUMI ENERGETICI

Le risorse energetiche impiegate nello stabilimento sono:

- energia elettrica: le principali utenze sono costituite dai compressori e dalle pompe presenti in stabilimento.
- combustibili: è previsto l'impiego di:
 - LNG come combustibile per l'alimentazione della centrale a ciclo combinato,
 - gasolio, in ridotte quantità, utilizzato per alimentazione del gruppo elettrogeno di emergenza e motopompa antincendio.

In tabella seguente vengono riportati i principali dati che caratterizzano il bilancio termico di stabilimento:

Bilancio globale energetico	
Potenza elettrica installata (Terminal LNG + centrale ciclo combinato)	5 MWe
Energia termica consumata/ prodotta (sistema glicole in circuito chiuso)	72.000 MWh/anno
Esigenza di raffreddamento (sistema ad aria)	720.000 MWh/anno
Consumo di LNG della centrale ciclo combinato	110.000 t/a
Energia elettrica consumata	40.000 MWh/anno
Energia elettrica prodotta	860.000 MWh/anno

Tabella III.19 – Bilancio globale energetico

CONSUMI DI SOSTANZE

I processi operati nello stabilimento non comportano consumi di materie prime diverse dai combustibili sopra indicati. Si prevede l'impiego di chemicals ed additivi quali inibitori di corrosione, oli per impianti idraulici, lubrificanti, sgrassatori/detergenti, etc.

Si tratta di consumi limitati ed episodici ed in quanto tali non stimabili a priori.

III.6.5.2 Traffico

Per quanto riguarda l'LNG, è prevista la ricezione via nave utilizzando impiegando le installazioni esistenti del terminale marittimo dell'area industriale di Olbia e nuove infrastrutture dedicate allo scopo (braccio di carico/scarico, pipelines).

In figura seguente viene mostrata l'ubicazione di tali infrastrutture:



Figura III.15 – Ubicazione infrastrutture terminale marittimo

In particolare, come traffico a mare si stima:

- ricevimento: max 1 metaniera 30.000 mc ogni 15 giorni
- carico: 1 bettolina da 2.000 mc ogni 7 giorni

A seguito della realizzazione degli interventi in progetto si avrà un incremento dei mezzi di trasporto sulla viabilità dell'area industriale di Olbia in relazione a:

- | | |
|---|---------------------------------------|
| ▪ trasporto personale operante nel sito | 30 persone LNG – 20 persone CCPP |
| ▪ trasporto sostanze utilizzate in ingresso | circa 1 mezzo a settimana |
| ▪ trasporto LNG in uscita | circa 4 autobotti al giorno (max. 12) |
| ▪ trasporto rifiuti in uscita | circa 1 mezzo a settimana |
| ▪ mezzi vari per campionamenti, etc. | circa 1 mezzo a settimana |

È previsto pertanto un incremento massimo di circa 54 mezzi/giorno, da considerarsi compatibile con l'assetto infrastrutturale di accesso al sito.

III.6.5.3 Contesto socio-economico

Le interazioni sul contesto socio-economico di inserimento del progetto sono indubbiamente positive sia nell'immediato che nel medi/lungo termine, grazie ai nuovi posti di lavoro qualificato ed all'apporto di risorse economiche nell'area.

Lavoro diretto e indotto

Tali contributi positivi si avranno nell'assetto futuro di esercizio, con circa 52 nuovi posti di lavoro ricoperti da personale adibito al controllo e al funzionamento dei nuovi impianti LNG e CCPP. Ci saranno opportunità di lavoro anche per le imprese dei trasporti, dei servizi terziari e che effettuano interventi di manutenzione straordinaria, oltre che per le aziende che forniscono pezzi di ricambio. Le attività di gestione, manutenzione e servizi coinvolgono un numero rilevante di persone più che doppio rispetto al lavoro diretto, occorrono inoltre tecnici qualificati per le attività di consulenza, manutenzione e gestione.

Lavoro indotto dalla filiera del bio-metano

Ancora più rilevante sarà il lavoro e la crescita economica derivante dalla filiera del biometano, di origine locale in sostituzione dell'LNG fossile importato, che è necessario per alimentare il Distretto Energia del Progetto ed ottenere l'autonomia energetica del territorio.

- Gli impianti dimostrativi di piantagione di alghe, estrazione nutrienti e trasformazione degli scarti in biogas, che saranno realizzati accanto agli impianti LNG e CCPP fin dalla prima fase operativa richiederanno necessiteranno di circa **30 posizioni di lavoro diretto e circa 60 di indotto**.
- I potenziali 52 impianti di biogas da realizzare nei 26 Comuni del territorio della Gallura (per sostituite l'LNG fossile con biometano locale nella seconda fase operativa del Progetto) e la raccolta della relativa biomassa necessaria all'autonomia energetica del territorio (circa 4 milioni di ton/anno) richiederanno circa **1.250 posizioni di lavoro diretto e 2.500 posizioni di lavoro indotto per servizi e logistica**.

In definitiva, l'impatto in termini di aspetti socio economici in fase di esercizio è da ritenersi positivo.

Il nuovo assetto determinerà una possibilità di occupazione sia diretta, con personale assunto per il controllo e l'esercizio del nuovo impianto, e sia indiretta legata alla manutenzione straordinaria e/o alla fornitura di componenti di ricambio da parti di ditte terze distribuite sul bacino locale.

Occupazione	Assetto post operam [n.]
Personale impiegato nello stabilimento	52
Imprese terze per manutenzioni e servizi	100
Indotto biometano – fase1	90
Indotto biometano – fase2	3.750

Tabella III.20 - Contesto socio economico post operam

III.6.6 Impatto visivo

Il nuovo sito presenterà l'aspetto tipico di un impianto industriale, con edifici, serbatoi, aree di stoccaggio, tettoie, etc. schermate alla vista del transito stradale con un terrapieno alto 4 metri ed un filare di alberi.

Vista la tipologia di intervento ed il contesto di inserimento, le misure di mitigazione dell'impatto visivo che si prevede di adottare per le nuove strutture sono le seguenti:

- massimizzazione delle aree di verde interno e di bordo, compatibilmente con le esigenze progettuali,
- piantumazione di alberate di essenze autoctone, in particolare nelle aree di bordo, in modo da creare una cortina di separazione tra il nuovo stabilimento e l'area esterna,
- utilizzo di materiali per il rivestimento di fabbricati con colori non accesi e che riprendano le cromie del contesto esistente,
- utilizzo di materiali non riflettenti per gli elementi edilizi verticali (es. camini),
- massimizzazione dell'integrazione degli elementi tecnologici dei processi produttivi con le strutture e gli elementi architettonici già esistenti nell'area industriale.

Sono previste le seguenti diverse tipologie realizzative derivanti della diversa natura impiantistica delle varie unità di stabilimento:

- edifici con struttura portante prefabbricata in calcestruzzo e pareti di tamponamento con pannelli di calcestruzzo isolati o blocchetti di cemento,
- edifici con struttura metallica di supporto e pannelli metallici isolati di chiusura sia sul tetto che sulle pareti,
- grigliati metallici posti su più piani per l'alloggiamento di attrezzature impiantistiche, con presenza di serbatoi e apparecchiature,
- serbatoi cilindrici in acciaio inox o in materiale plastico.

Dal punto di vista architettonico, il criterio progettuale che si è voluto seguire è stato di realizzare un impianto il più possibile integrato, minimizzando i percorsi delle linee e localizzando in posizione baricentrica le unità più significative dei processi ivi operati.

L'applicazione di adeguati criteri in materia di sicurezza e mitigazione degli impatti hanno portato al lay-out ottimizzato proposto con il progetto in esame.

III.6.7 Interazioni in fase di cantiere

III.6.7.1 Traffico veicolare

La movimentazione dei materiali di cantiere (ghiaia, terreni di scavo, calcestruzzo, apparecchiature) avverrà utilizzando le infrastrutture presenti nel sito quali viabilità esistente e strutture portuali per i trasporti via mare.

Per quanto riguarda in particolare i trasporti eccezionali delle apparecchiature, che numericamente e temporalmente saranno comunque limitati, questi avverranno via nave e via strada limitatamente al percorso dal porto industriale di Olbia al sito di progetto.

Questi verranno opportunamente programmati ed effettuati nelle ore di minima interferenza con il traffico locale.

Verrà dunque attuata un'ottimizzazione dei trasporti in termini di modalità (mare, strada) ed orari (selezione fasce orarie opportune) al fine di evitare la sovrapposizione con gli orari di punta del traffico locale e minimizzare quanto più possibile le possibili interferenze.

Per quanto riguarda invece il traffico collegato al personale di cantiere, questo non si accumulerà con quello dei mezzi, in quanto si verificherà prima e dopo l'orario di lavoro.

L'ipotesi più gravosa stimata per i volumi di traffico, durante i 30 mesi previsti per le attività di costruzione di cantiere, è la seguente:

- 15 camion al giorno per il trasporto in cantiere di materiale da costruzione e da cava durante il periodo di costruzione delle fondazioni e delle pareti del serbatoio LNG;
- 2 autobotti/settimana destinate allo smaltimento dei reflui di origine civile e 2 camion/settimana per smaltimento di residui non utilizzabili in sito;
- 50 autovetture/pulmini per 2 viaggi al giorno, per il trasporto del personale di cantiere.

III.6.7.2 Emissioni in atmosfera

Durante la fase cantiere sono prevedibili le seguenti emissioni in atmosfera:

- gas di scarico dei mezzi di cantiere contenenti prodotti di combustione quali NO_x, SO₂, CO e polveri;
- polveri generate dalle attività di scavo o dovute al trasporto eolico del materiale più leggero (es. da stoccaggi in cumulo di terreno e altri materiali da costruzione).

Per quanto riguarda le emissioni dovute ai gas di scarico, nel paragrafo precedente sono state già descritte le misure di minimizzazione previste per ridurre al massimo il traffico delle attività di cantiere.

A queste si aggiunge la necessità di regolari controlli e manutenzione dei mezzi di cantiere.

Per minimizzare la produzione di polveri, è prevista l'attuazione delle seguenti misure:

- i percorsi previsti per gli automezzi dovranno essere costantemente inumiditi,

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA Aprile 2023	PROGETTO 23523I	PAGINA 62 di 78
---------------------	--------------------	--------------------

- per minimizzare il trasporto eolico del materiale più leggero verso le zone limitrofe, le aree di cantiere dovranno essere delimitate da recinzione con pannelli di altezza adeguata e di cumuli provvisori di materiali di risulta ed altri materiali da costruzione dovranno essere protetti da teloni,
- allestimento di un'area per il lavaggio delle ruote dei mezzi in transito (es. idropulitrice con possibilità di produzione di acqua in pressione e/o calda), con particolare attenzione per quelli adibiti alla movimentazione del materiale di risulta.

La stima delle emissioni dai mezzi di cantiere può essere effettuata mediante l'utilizzo di fattori di emissione standard da letteratura (EPA 12, AP-42 per mezzi di cantiere e Sinanet³ - Rete del sistema Informativo Nazionale Ambientale per mezzi su strada), così come riportato in dettaglio in tabella seguente:

Tipologia di mezzo	N° mezzi	Km/giorno Percorsi da ogni mezzo	Giorni di attività
Automezzi pesanti	15	40	625
Autovetture	50	30	625
Mezzi di cantiere	62	---	625

Tabella III.1 – Impiego di automezzi pesanti/autovetture/mezzi di cantiere

Per ciascuna tipologia di mezzo, in relazione alle attività specifiche previste, sono state ipotizzate durate di esercizio medie giornaliere che vanno dalle 6 ore al giorno a durate più limitate per le gru.

La stima delle emissioni dai mezzi di cantiere può essere effettuata mediante l'utilizzo di fattori di emissione standard da letteratura, così come riportato in dettaglio nelle tabelle seguenti:

Tipologia di mezzo	Emissioni CO [g/km]	Emissioni NOx [g/km]	Emissioni polveri [g/km]
Automezzi pesanti	0,89	2,79	0,15
Autovetture	0,60	0,31	0,03

Tabella III.21: Fattori di emissione standard per automezzi impegnati nell'attività di costruzione

Tipologia di mezzo	Emissioni CO [g/h]	Emissioni NOx [g/h]	Emissioni polveri [g/h]	
Mezzi di cantiere	Escavatori gommati, pale gommate, etc.	260	858	78
	Autobetoniere, autogru, autocarri, etc.	817	1889	116
	Gru, compressori aria, motosaldatrici, etc.	306	767	63

Tabella III.22: Fattori di emissione standard per i mezzi impegnati nell'attività di costruzione (U.S. EPA AP-42)

³ [http:// fettransp.isprambiente.it](http://fettransp.isprambiente.it)

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA
Aprile 2023

PROGETTO
23523I

PAGINA
63 di 78

Utilizzando i fattori di emissione sopra citati si ottengono i seguenti risultati:

Tipologia di mezzo		Emissioni CO	Emissioni NOx	Emissioni polveri
		tonnellate	tonnellate	tonnellate
Automezzi pesanti		0,022	0,070	0,004
Autovetture		0,011	0,006	0,001
Mezzi di cantiere	Escavatori gommati, pale gommate, etc.	0,975	3,218	0,293
	Autobetoniere, autogru, autocarri, etc.	3,064	7,084	0,435
	Gru, compressori aria, motosaldatrici, etc.	0,383	0,959	0,079
TOTALE		4,46	11,34	0,81

Tabella III.2 – Emissioni stimate da mezzi per tutta la durata del cantiere

III.6.7.3 Scarichi idrici

La produzione di effluenti liquidi nella fase di cantiere è sostanzialmente imputabile a:

- reflui di origine civile legati alla presenza della manodopera coinvolta nelle attività di cantiere. Tali reflui saranno collettati come rifiuti liquidi e smaltiti tramite autobotte in conformità alla normativa vigente da operatori autorizzati;
- scarichi delle acque necessarie per le attività di commissioning di condotte dell'impianto e serbatoio LNG e acque meteoriche dilavanti le aree di cantiere: tali acque saranno collettate/inviolate al sistema destinato (durante l'esercizio) alla gestione e smaltimento delle acque meteoriche di prima e seconda pioggia. A tal fine si prevede, fin dalle prime fasi di livellamento del terreno e di installazione delle aree di cantiere, la realizzazione del sistema di cui sopra. Lo scarico delle acque a valle del trattamento sarà convogliato al collettore delle acque verso l'impianto di trattamento consortile del CIPNES.

Nella seguente tabella sono riportate le stime degli scarichi idrici, con indicazione delle quantità previste:

Tipologia Scarico	Modalità di Controllo, Trattamento e Smaltimento	Quantità
Reflui civili	Autobotte	max. 9 m ³ /g
Commissioning serbatoio LNG e condotte impianto	Sistema di raccolta/trattamento acque CIPNES	30.000 m ³

Tabella III.23 – Stima scarichi idrici in fase di cantiere

III.6.7.4 Emissioni sonore

Le attività di cantiere produrranno un incremento della rumorosità nelle aree interessate, dovuta al traffico veicolare e all'utilizzo di mezzi meccanici. Tali emissioni sono comunque limitate alle ore diurne e solo a determinate attività tra quelle previste.

Durante la realizzazione delle opere dovrà essere effettuato un monitoraggio acustico mediante indagine fonometrica per verificare se la rumorosità dovuta al traffico veicolare e all'esercizio dei mezzi meccanici comporterà un incremento dell'inquinamento acustico sopra i valori soglia di cui alla vigente normativa.

Nel caso di risultanze negative (valori sopra soglia) dovranno essere predisposti adeguati sistemi di attenuazione del rumore verso l'esterno, la cui efficacia sarà certificata da una nuova campagna di misurazioni sul campo.

Gli interventi attuabili sono i seguenti:

- Interventi attivi:
 - Utilizzo delle attrezzature conformi ai limiti imposti dalla normativa vigente applicabile (D.Lgs. 4 settembre 2002, n. 262 "Macchine ed attrezzature destinate a funzionare all'aperto - Emissione acustica ambientale - Attuazione della direttiva 2000/14/Ce " così come modificato da DM Ambiente 24 luglio 2006).
 - Implementazione di eventuali accorgimenti tecnici sulle macchine, finalizzate a contenere le emissioni sonore.

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	65 di 78

- Effettuare regolari controlli e manutenzioni di tutti i mezzi di cantiere e delle attrezzature impiegate potranno garantirne lo stato di efficienza e la conseguente minimizzazione delle emissioni sonore.
- Utilizzo appropriato delle attrezzature di cantiere.
- Interventi passivi:
 - Esecuzione di talune attività al di fuori dell'area di cantiere, in aree destinate allo scopo e lontane da potenziali recettori (ad esempio quelle relative alla preparazione dei conglomerati).
 - Programmazione delle operazioni più rumorose durante il periodo diurno (es. negli intervalli 8:00-12:00 e 15:00-19:00).
 - Programmazione delle operazioni meno rumorose nel periodo serale e notturno (es. nell'orario 19:00-7:00).
 - Installazione di schermi e/o barriere provvisorie che devono essere poste in modo tale che i recettori si trovino posizionati nella zona d'ombra della barriera stessa.
 - Garantire una adeguata formazione del personale di cantiere.
 - Garantire un'organizzazione delle operazioni di costruzione, evitando per quanto possibile la sovrapposizione delle attività che comportano il contemporaneo utilizzo delle attrezzature e dei macchinari più rumorosi.

Le barriere provvisorie (intervento di tipo passivo) possono essere realizzate mediante le seguenti operazioni:

- Posizionando opportunamente il materiale di scavo che normalmente viene portato fuori da cantiere, predisponendo adeguatamente i cumuli di terra;
- Posizionando il materiale di stoccaggio o le varie macchine tra le macchine in funzione e le aree più sensibili al rumore;
- Realizzando il recinto di delimitazione del cantiere in modo tale che possa agire come efficace ostacolo alla propagazione del rumore (schermi fissi);
- Adozione di barriere opportunamente dislocabili allo scopo in relazione alla specifica e particolare operazione (schermi mobili).

Una volta realizzato il terrapieno previsto lungo il confine est e sud-est dell'area di progetto, questo potrà agire come barriera alle emissioni sonore verso l'esterno del sito anche per le attività di cantiere.

III.6.7.5 Suolo e sottosuolo

Per la realizzazione degli interventi in progetto è prevista la movimentazione di circa 110.000 m³ di terreno di cui circa 30.000 m³ per l'esecuzione di scavi per le fondazioni delle strutture e la posa delle tubazioni. La totalità del terreno di risulta verrà utilizzato in sito per livellamento e realizzazione di un terrapieno perimetrale.

Si rimanda al “Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti” ai sensi dell’art. 24 del DPR 120/2017, riportato in **Allegato III.1**, ove sono descritte in dettaglio le modalità di caratterizzazione previste e di gestione dei terreni risultanti dalle attività di scavo.

III.6.7.6 Rifiuti

Oltre ai rifiuti derivanti dalle attività di scavo, già trattati nel paragrafo precedente, considerata la tipologia delle opere da realizzare, è prevista la produzione di rifiuti non pericolosi, distinti in ferrosi e non ferrosi.

Non sono previste attività di demolizione di edifici esistenti.

In generale, i rifiuti verranno conferiti a idonei impianti di smaltimento o recupero, conformemente a quanto previsto dalle norme vigenti.

I lavori di verniciatura verranno effettuati con idonee modalità di raccolta della vernice residua ed in apposite aree confinate.

III.6.7.7 Uso di risorse

L'uso di risorse durante la fase di cantiere è riconducibile a:

- utilizzo di acqua sanitaria ed acqua industriale a supporto delle attività di cantiere e del personale coinvolto,
- utilizzo di energia elettrica.

L'acqua necessaria ai fabbisogni di cantiere come usi civili verrà approvvigionata mediante autobotte se non possibile una connessione alla rete consortile.

La portata necessaria per usi sanitari è stimabile nel periodo di punta in 9 m³/giorno circa. Per gli usi di servizio, principalmente manutenzione del calcestruzzo e lavaggi, le portate richieste sono compatibili con le portate prelevabili (500 m³/mese, max. 10 gg/mese).

L'alimentazione dei quadri elettrici di cantiere sarà garantita dalla sottostazione presente in prossimità del sito. Sulle aree di cantiere e su quella d'impianto saranno previsti quadri elettrici per l'alimentazione alle utenze delle imprese. La potenza installata totale non sarà inferiore a 50 kW per le attività base e potrà arrivare a 100 kW.

III.6.7.8 Contesto socio - economico

Il principale effetto positivo sul territorio dovuto alle attività di realizzazione degli interventi in progetto sarà legato all'impatto occupazionale.

La massima presenza di addetti durante le attività di realizzazione del deposito è quantificabile in circa 150 addetti. Tale presenza si avrà durante la fase di realizzazione del serbatoio e delle principali apparecchiature degli impianti.

III.7 ANALISI DEI MALFUNZIONAMENTI

Il Terminal LNG, in relazione alla tipologia ed ai quantitativi di sostanze detenute al suo interno, rientra all'interno del campo di applicabilità della normativa relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose (D.Lgs. 105/2015).

In particolare, in relazione ai quantitativi di LNG previsti in stoccaggio a regime, pari a circa 18.000 t, il nuovo Terminale rientra nell'ambito di applicazione del D.Lgs. 105/2015 e s.m.i. (nel seguito "Decreto"), con particolare riferimento all'art. 16.

Il Gestore dell'iniziativa è tenuto a presentare il Rapporto Preliminare di Sicurezza da sottoporre alla approvazione del Comitato Tecnico Regionale della Sardegna secondo le procedure previste dall'art. 17, comma 2, del Decreto.

Il Terminale risulta quindi essere classificato come "stabilimento di soglia superiore" ed è soggetto ai seguenti obblighi:

- Notifica, ai sensi dell'art. 13 del Decreto.
- Politica di prevenzione degli incidenti rilevanti, ai sensi dell'art. 14 del Decreto.
- Rapporto Preliminare di Sicurezza, ai sensi dell'art. 16 del Decreto.

Il gestore del terminale deve presentare quindi il Rapporto Preliminare di Sicurezza in accordo all'indice dei contenuti riportato nella parte 2 all'Allegato C del Decreto, procedure che verrà avviata in parallelo con quella relativa alla VIA in oggetto.

In data 02/11/2021 è stato consegnato il rapporto preliminare di sicurezza per l'acquisizione del Nulla Osta di Fattibilità (NOF) depositato presso il Comitato tecnico regionale della Regione Sardegna e presentato contestualmente al presente Studio di Impatto Ambientale.

In seguito, con comunicazione prot. n. 8681 del 21.04.2022 il CTR ha richiesto alla società proponente ulteriori integrazioni, inviate via pec in data 20.05.2022. Infine la società Olbia LNG Terminal ha ritenuto opportuno integrare in maniera volontaria la suddetta documentazione in data 31.08.2022.

Il Nulla Osta di Fattibilità è stato rilasciato dal CTR con prot. n. 96 in data 04.01.2023, riportato in **Allegato III.3**.

La centrale a ciclo combinato invece non rientra all'interno del campo di applicazione del sopra citato decreto.

In fase di progettazione degli impianti sono state comunque considerate misure che permettono di minimizzare le anomalie attese che potrebbero portare rischi ambientali, mettendo in atto misure di prevenzione e protezione adeguate.

Le nuove apparecchiature elettriche e la strumentazione, così come quelle in progetto, sono in accordo con le norme IEC.

L'impianto è rispondente ai dettami delle direttive europee PED, ATEX, LV ed EMC, ove applicabili.

III.7.1 Misure di prevenzione e mitigazione adottate

Le misure di prevenzione e mitigazione adottate sono identificabili nelle seguenti tipologie:

- Sistemi di prevenzione dal punto di vista impiantistico;
- Sistemi di prevenzione dal punto di vista gestionale;
- Controlli periodici e programmi di manutenzione;
- Sistemi di contenimento e messa in sicurezza.

Le misure adottate per prevenire i rilasci rivestono sia l'aspetto impiantistico che gestionale.

In particolare, si riporta a seguire una descrizione di dettaglio dei sistemi di prevenzione dal punto di vista impiantistico adottati.

Dal punto di vista impiantistico sono stati adottati criteri costruttivi atti a ridurre tutte le cause che possono portare a perdite. Si citano, in particolare:

- La progettazione secondo norme e standard referenziati;
- L'impiego di materiali di alta qualità con riferimento alle caratteristiche delle sostanze contenute e alle condizioni di esercizio, con particolare riferimento al servizio criogenico;
- Impiego di pompe immerse in "barrel" ovvero completamente a rotore immerso senza possibilità di perdite da tenute ecc.;
- Il convogliamento di scarichi di emergenza ad un sistema di torcia di sicurezza dotato di separatore di liquido;
- La riduzione al minimo indispensabile delle flangiature, sia su apparecchi che tubazioni, a favore di collegamenti saldati;
- La conformazione delle tubazioni progettata in modo da assorbire le dilatazioni;
- L'adozione di un sistema di controllo e monitoraggio;
- L'adozione di logiche di interblocco;
- L'adozione di un sistema di gestione di emergenza indipendente;
- L'impiego di dispositivi di sezionamento rapido su apparecchi e tubazioni allo scopo di minimizzare le eventuali fuoriuscite;
- L'installazione di sistema di rilevazione di gas infiammabili;
- La presenza di sistemi di protezione attiva costituiti da rete idrica antincendio di stabilimento con idranti e monitori;
- La presenza di pulsanti locali per l'attivazione in automatico delle azioni di blocco di emergenza.

III.8 BAT DI RIFERIMENTO

La Commissione Europea, con decisione di esecuzione 31 luglio 2017, n.2017/1442/UE, ha adottato le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (MTD o BAT, Best Available Techniques) relative ai Grandi Impianti di Combustione (GIC), ovvero con potenza termica nominale superiore a 50 MW, ai sensi della direttiva 2010/75/UE. La decisione di esecuzione è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Unione Europea del 17 agosto 2017.

Le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) fungono da riferimento per stabilire le future condizioni di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) ai sensi della Direttiva 2010/75/UE e del D.Lgs. 46/2014 (che ha implementato la disciplina AIA/IPPC del D.Lgs. 152/06). Le autorità competenti dovranno fissare per le installazioni valori limite di emissione tali da garantire che, in condizioni di esercizio normali, non siano superati i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili indicati nelle conclusioni sulle BAT.

I valori emissivi della centrale considerati dal progetto risultano in linea con i range proposti dai relativi BAT-AEL, ossia con i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, come riportato in tabella seguente.

Id. camino	Descrizione	Inquinanti	Concentrazione massima prevista da progetto [mg/Nmc]	Riferimenti BAT-AEL [mg/Nmc]
E1	Camino caldaia HRSG	CO	100	n.d. ⁽¹⁾
		NOx	40	15÷40 ⁽²⁾
E2	Camino caldaia HRSG	CO	100	n.d. ⁽¹⁾
		NOx	40	15÷40 ⁽²⁾

- (1) Non previsti valori di BAT-AEL di cui alle BAT di riferimento (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)
- (2) Tabella 24 - Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NOx risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas - Nuove CCGT ≥ 50 MW - MEDIA giornaliera o media del periodo di campionamento

Tabella III.24

III.9 ALTERNATIVE DI PROGETTO

Nel presente capitolo vengono riassunte le principali ipotesi, sia di tipo tecnico-impiantistico che di localizzazione, prese in considerazione dalla società proponente durante la fase di predisposizione degli interventi in progetto.

Per il dettaglio circa le alternative considerate si rimanda all'**Allegato III.2**.

III.9.1 Alternative di localizzazione

La localizzazione più adeguata all'infrastruttura in progetto è risultata essere il porto e la zona industriale più importante del territorio Nord-Est della Sardegna, al fine di erogare energia trivalente (elettricità, calore e frigorifici) alle attività industriali vicine e per ricevere e spedire l'energia con le logistiche più vantaggiose.

In merito alla localizzazione dello stoccaggio strategico di LNG e del punto di attracco delle metaniere è stata adottata la soluzione, di compromesso, più vantaggiosa in termini di sicurezza e di limitato impatto visivo delle infrastrutture.

Si rimanda al Capitolo 6 dell'**Allegato III.2** per tutti i dettagli.

III.9.2 Alternative progettuali

All'interno del documento inerente alle alternative di progetto di cui all'**Allegato III.2**, a cui si rimanda per la trattazione di dettaglio, sono state analizzate le principali alternative energetiche per il territorio in esame:

- pannelli fotovoltaici,
- idrogeno "verde" e liquido,
- bio-metano e bio-LNG,

evidenziando che solo l'ultima opzione risulta in grado di assicurare l'obiettivo di transizione energetica richiesta per il 2030, con la componente fossile più rapida da realizzare e che già dimezza le emissioni di CO₂ ed elimina le polveri sottili (come richiesto dalla Direttiva DAFI e dal Protocollo Fit-for-55). Successivamente la progressiva sostituzione del metano fossile con il rinnovabile fino a totale azzeramento del fossile entro il 2050 completerà la transizione finale ad emissioni zero richiesta dal GREEN DEAL entro il 2050.

Al capitolo 5 dell'**Allegato III.2** si rimanda anche per l'analisi delle alternative tecnologiche del progetto in esame.

III.9.3 Alternativa "zero"

La cosiddetta "alternativa zero" consiste nella non realizzazione degli interventi in progetto e quindi la non produzione di altre forme di energia alternativa all'interno del territorio, proseguendo invece con un'espansione delle attuali FER.

Tale alternativa indurrebbe all'acquisto di energia elettrica necessaria al fabbisogno con dipendenza dall'esterno; tale acquisto penalizzerebbe però lo sviluppo socio-economico del territorio, contraendone

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA	PROGETTO	PAGINA
Aprile 2023	23523I	72 di 78

ulteriormente le attività agro-industriali e favorendo lo spopolamento (che oggi è uno stato di fatto non solo in Sardegna ma anche in Italia).

Si rimanda all'**Allegato III.2** per tutti i dettagli.

III.10 MISURE DI PREVENZIONE E MITIGAZIONE

Scopo del presente capitolo è l'esame delle misure di prevenzione e mitigazione previste per minimizzare le interferenze con l'ambiente dell'esercizio dello stabilimento. Tra le principali misure di tutela dell'ambiente definite per l'esercizio dello stabilimento troviamo:

- selezione di materiali adeguati in modo da garantire il funzionamento delle parti meccaniche anche in condizioni severe (ad esempio elevate temperature);
- sistema antincendio dedicato;
- massimizzare, ove possibile il recupero dei rifiuti generati,
- progetto di monitoraggio ambientale al fine garantire il rispetto dei limiti ai punti di emissione / scarico.

Sono inoltre previsti:

- sistemi di prevenzione dal punto di vista impiantistico;
- sistemi di prevenzione dal punto di vista gestionale;
- controlli periodici e programmi di manutenzione;
- sistemi di contenimento e messa in sicurezza.

Le misure di prevenzione e mitigazione degli impatti derivanti da attività di cantiere saranno definite nell'ambito dei piani di sicurezza e coordinamento necessari per la gestione del cantiere. Tra le misure da adottare si citano le seguenti:

- piano di sicurezza e coordinamento per i lavori di realizzazione;
- applicazione delle procedure di sicurezza e tutela ambientale nelle fasi di cantiere;
- formazione specifica a tutto il personale delle imprese impegnato nell'area di cantiere;
- programmazione dei trasporti eccezionali in orario diurno e nelle ore di minima interferenza con il traffico locale;
- misure per limitare le emissioni in atmosfera dei mezzi di cantiere (es. manutenzione adeguata mezzi) e di polveri da aree di cantiere (percorsi costantemente inumiditi, recinzione con pannelli di altezza adeguata, etc.);
- misure per evitare e ridurre al minimo le emissioni sonore dalle attività di cantiere sia in termini di interventi attivi (es. utilizzo delle attrezzature conformi ai limiti imposti dalla normativa vigente applicabile) che di interventi passivi (adeguata programmazione temporale delle attività, eventuali barriere provvisorie, ecc.).

III.11 DECOMMISSIONING DEGLI IMPIANTI

Con il termine “decommissioning” si intendono quella serie di azioni e procedure che vengono messe in atto al termine della vita dell’impianto, al fine di attuare le azioni per il ripristino ambientale del sito.

Sia le fasi antecedenti al termine di vita utile dell’impianto che quelle successive necessitano di un’adeguata pianificazione, finalizzata a definire una lista di dettaglio delle attività da sviluppare con relativa tempistica e priorità.

Qualora si decidesse di attuare il decommissioning degli impianti, la scelta potrà essere fatta sulla base delle seguenti due opzioni:

- mantenimento in stand-by per un eventuale messa in marcia futura nel caso in cui l’assetto tecnico – economico lo potesse rendere conveniente,
- decommissioning definitivo.

In caso di decommissioning definitivo, previa comunicazione alle autorità competenti, verrà predisposto ed attuato un piano di decommissioning, che terrà conto in particolare delle seguenti problematiche:

- eventuale bonifica e ripristino completo delle condizioni del sito,
- gestione del personale di stabilimento,
- gestione delle apparecchiature dimesse e dei materiali,
- definizione di un adeguato piano finanziario per coprire le attività disposte.

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

 DATA
Aprile 2023

 PROGETTO
23523I

 PAGINA
75 di 78

III.12 SINTESI DELLE ANALISI E VALUTAZIONI
III.12.1 Sintesi dei parametri di interazione ambientale

Nella tabella seguente sono sintetizzate le principali interazioni con l'ambiente individuate per la fase di esercizio dell'assetto post operam, raffrontate con l'assetto ante operam.

FASE DI REALIZZAZIONE			
Parametro di interazione		Tipo di interazione e componenti/fattori ambientali potenzialmente interessati	Fattore di continuità
Emissioni in atmosfera	Gas di scarico mezzi di cantiere	Diretta: Atmosfera	Transitorio
	Polveri da aree cantiere	Indiretta: Assetto antropico- salute pubblica, Flora, fauna, ecosistemi	Transitorio
Scarichi idrici	Reflui civili	Diretta: Ambiente idrico	Transitorio
	Acque da lavaggi		Transitorio
Emissioni sonore		Diretta: Ambiente fisico Indiretta: Assetto antropico- salute pubblica, Flora, fauna, ecosistemi	Transitorio
Traffico		Diretta: Assetto antropico-infrastrutture Indiretta: Assetto antropico- salute pubblica	Transitorio
Produzione Rifiuti	Rifiuti da attività di scavo	Indiretta: Suolo e sottosuolo	Transitorio
	Altri rifiuti	Diretta: Assetto antropico- infrastrutture (movimentazione rifiuti prodotti)	Transitorio
Uso di risorse	Prelievi idrici per usi civili ed attività di cantiere	Diretta: Ambiente idrico	Transitorio
	Uso del suolo (Occupazione temporanea di suolo con aree di cantiere)	Diretta: Suolo e sottosuolo	Transitorio
	Consumi di sostanze per attività di cantiere	Indiretta: assetto antropico-aspetti socio-economici	Transitorio
	Uso di energia elettrica, combustibili e materiali da costruzione	Diretta: assetto antropico-aspetti socio-economici Indiretta: atmosfera	Transitorio
Effetti sul contesto socio-economico	Addetti impiegati nelle attività di cantiere	Diretta: assetto antropico-aspetti socio-economici	Transitorio
Impatto visivo	Volumetrie e ingombro delle strutture di cantiere	Diretta: Paesaggio	Transitorio

Tabella III.25 - Sintesi delle variazioni di interazione ambientale attese in fase di realizzazione

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

 DATA
Aprile 2023

 PROGETTO
23523I

 PAGINA
76 di 78

FASE DI ESERCIZIO					
Parametro di interazione		Variazione prevista nel passaggio da assetto ante operam a post operam	Tipo di interazione e componenti/fattori ambientali potenzialmente interessati	Fattore di continuità	
Emissioni in atmosfera	Emissioni convogliate	Introduzione di due punti di emissione in atmosfera e due camini di "by-pass" per le fasi di avviamento rapido dei turbogas	Diretta: Atmosfera Indiretta: Assetto antropico-salute pubblica, Flora, fauna, ecosistemi	Continuo	
	Emissioni diffuse	Introduzione di emissioni fuggitive derivanti dagli organi di tenuta delle nuove installazioni.		Continuo	
Scarichi idrici	Effluenti liquidi	Nuovi flussi idrici riconducibili a: <ul style="list-style-type: none"> ▪ acque di processo, costituite essenzialmente da condense o spurghi di vapore, etc.; ▪ acque reflue domestiche provenienti dai servizi igienici a disposizione degli addetti all'impianto; ▪ acque meteoriche di dilavamento delle aree pavimentate o coperte; 	Diretta: Ambiente idrico	Continuo	
Produzione di rifiuti	Rifiuti pericolosi	Produzione di 10 t/a ca di rifiuti pericolosi e 35 t/a di rifiuti non pericolosi.	Indiretta: Suolo e sottosuolo Diretta: Assetto antropico-infrastrutture (movimentazione rifiuti prodotti)	Continuo	
	Rifiuti non pericolosi				
Emissioni sonore	Presenza di sorgenti di emissione sonora	Introduzione di nuove sorgenti di rumore.	Diretta: Ambiente fisico Indiretta: Assetto antropico-salute pubblica	Continuo	
Uso di risorse	Consumi energetici	Energia elettrica	Consumo di energia elettrica pari a 40.000 MWh/anno a fronte di 860.000 MWh/anno di energia elettrica prodotta.	Diretta: assetto antropico- aspetti socio-economici Indiretta: atmosfera	Continuo
		GNL			
	Prelievi idrici	I prelievi idrici del nuovo stabilimento sono costituiti dai seguenti: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Reintegro di acqua industriale di processo, ▪ Acqua per utilizzo igienico sanitario 	Diretta: Ambiente idrico	Continuo	
	Consumi di materie prime	Nessun consumo abituale di sostanze a meno dei combustibili di Stabilimento.	Diretta: assetto antropico- aspetti socio-economici Indiretta: atmosfera	Continuo	
Suolo e sottosuolo	Uso del suolo	Utilizzo di suolo di proprietà.	Diretta: Suolo e sottosuolo	Continuo	
Impatto visivo	Altezza massima nuove strutture	Previsto inserimento di nuovi volumi integrabili con il contesto di inserimento.	Diretta: Paesaggio	Continuo	
Traffico	Traffico veicolare mezzi pesanti	Previsto un incremento di circa n. 2 mezzi/giorno compatibile con	Diretta: assetto antropico- infrastrutture	Intermittente	

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Sezione III – Quadro di riferimento Progettuale

DATA
Aprile 2023

PROGETTO
23523I

PAGINA
77 di 78

FASE DI ESERCIZIO				
Parametro di interazione		Variazione prevista nel passaggio da assetto ante operam a post operam	Tipo di interazione e componenti/fattori ambientali potenzialmente interessati	Fattore di continuità
		l'assetto infrastrutturale di accesso al sito.	Indiretta: Assetto antropico-salute pubblica	
	Traffico veicolare personale	Previsto un incremento di circa n. 50 mezzi/giorno compatibile con l'assetto infrastrutturale di accesso al sito.		Intermittente
Effetti sul contesto socio-economico	Personale operante nello stabilimento	Variazione positiva. Nuovi posti di lavoro per 52 unità.	Diretta: assetto antropico- aspetti socio-economici	Continuo

Tabella III.26 - Sintesi delle variazioni delle interazioni ambientali attese in fase di esercizio

III.12.2 Componenti ambientali interessate dal progetto

Le componenti e fattori ambientali potenzialmente interessati dalle interazioni del progetto, sia in fase di cantiere che di esercizio, sono le seguenti:

Componente o fattore ambientale interessato		Interazione potenzialmente influenzante
Atmosfera		Emissioni durante la fase di cantiere Emissioni durante fase di esercizio
Ambiente idrico - acque superficiali		Presenza di prelievi e scarichi idrici
Ambiente idrico - acque sotterranee		
Suolo e sottosuolo		Occupazione di aree Produzione di rifiuti
Ambiente fisico		Presenza di nuove sorgenti di rumore
Flora, Fauna ed ecosistemi		Presenza di emissioni in atmosfera Presenza di nuove sorgenti di rumore
Paesaggio		Realizzazione di strutture plani-volumetriche industriali
Sistema antropico	Aspetti socio economici	Ritorni socio – economici degli investimenti previsti Impiego personale
	Salute pubblica	Presenza di emissioni in atmosfera Presenza di nuove sorgenti di rumore
	Traffico e infrastrutture	Incremento traffico

Tabella III.27 - Componenti ambientali interessate dall'opera in progetto