



OLBIA LNG Terminal



OLBIA Green Power

Progetto EnerClima 2050

Documentazione tecnica di progetto

INDICE

INTRODUZIONE	3
1. DESCRIZIONE DELL'INIZIATIVA IN PROGETTO	4
1.1 Generalità.....	4
1.2 Descrizione di dettaglio delle installazioni in progetto.....	9
1.2.1 Terminale LNG	9
1.2.2 Centrale elettrica a ciclo combinato	20
1.2.3 Servizi comuni	24

INDICE ALLEGATI

Allegato 1	Planimetria confini di stabilimento
Allegato 2	Planimetria generale di progetto
Allegato 3	Planimetrie di stabilimento con indicazione dei sistemi di rilevazione
Allegato 4	Planimetrie di stabilimento rete antincendio
Allegato 5	Planimetria raccolta acque meteoriche

Elenco Figure

<i>Figura 1 - Area in esame</i>	<i>4</i>
<i>Figura 2 - Ubicazione del Terminale e del Pontile</i>	<i>5</i>
<i>Figura 3 – Schema a blocchi.....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 4 – Schema a blocchi del Terminal LNG</i>	<i>11</i>
<i>Figura 5 – Schema liquefattore.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 6 – Schema a blocchi del Centrale elettrica a ciclo combinato</i>	<i>20</i>

Elenco Tabelle

<i>Tabella 1 – Caratteristiche di riferimento di LNG ricevuto.....</i>	<i>9</i>
<i>Tabella 2 – Caratteristiche del serbatoio di LNG.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabella 3 – Condizioni operative e di progetto serbatoio LNG.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabella 4 – Caratteristiche delle pompe 20-P-001 A/B/C</i>	<i>15</i>
<i>Tabella 5 – Caratteristiche delle pompe 20-P-002.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabella 6 – Caratteristiche del braccio di carico autocisterne LNG.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabella 7 - Caratteristiche compressori BOG</i>	<i>17</i>
<i>Tabella 8 – Caratteristiche liquefattore</i>	<i>18</i>
<i>Tabella 9 – Condizioni operative e di progetto vaporizzatori 40-VP-001 A/B/C</i>	<i>19</i>
<i>Tabella 10 – Caratteristiche delle pompe 40-P-001 A/B/C</i>	<i>19</i>



INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce la documentazione tecnica progettuale di dettaglio dello Studio di Impatto Ambientale finalizzato a descrivere il progetto **EnerClima 2050**.

Nel dettaglio il Progetto prevede la realizzazione di un Terminale LNG e di una Centrale Elettrica a Ciclo Combinato a gas, 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.

Il Progetto è realizzato in sinergia tra due società: **Olbia LNG Terminal S.r.l.** e **Olbia Green Power S.r.l.**, ciascuna dedicata alla commercializzazione la prima di gas metano liquido e gassoso e la seconda di elettricità e calore, che si scambiano materie prime e prodotti per le rispettive gestioni operative.

1. DESCRIZIONE DELL'INIZIATIVA IN PROGETTO

1.1 Generalità

Il Progetto Olbia LNG – EnerClima 2050 di Olbia LNG e Green Power 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), in equilibrio con il clima e a “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.

La mappa generale e l'ubicazione di dettaglio del sito in esame, in cui saranno realizzati gli interventi in progetto, vengono riportati a seguire.



Figura 1 - Area in esame

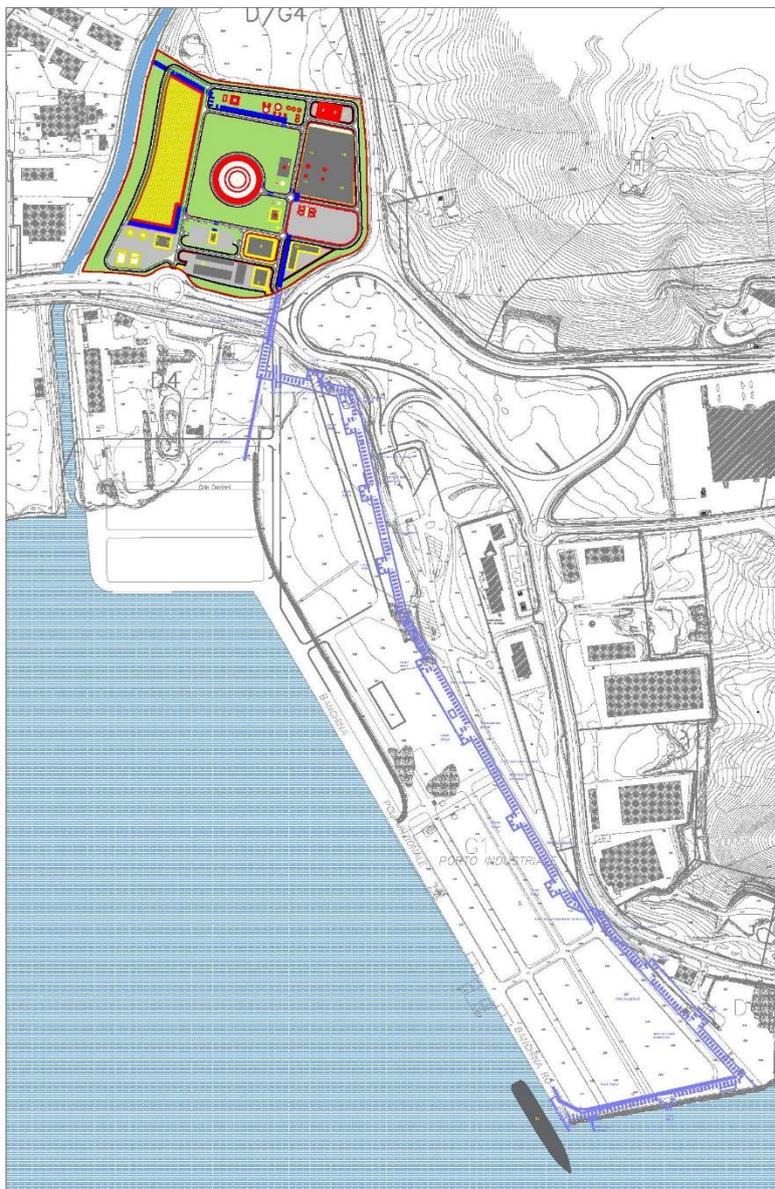


Figura 2 - Ubicazione del Terminale e del Pontile

La planimetria di dettaglio relativa alle nuove opere in progetto è riportata in **Allegato 1**.

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 a Terminale LNG e Centrale 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.



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).

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;
- 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 rcondensatore, 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 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).

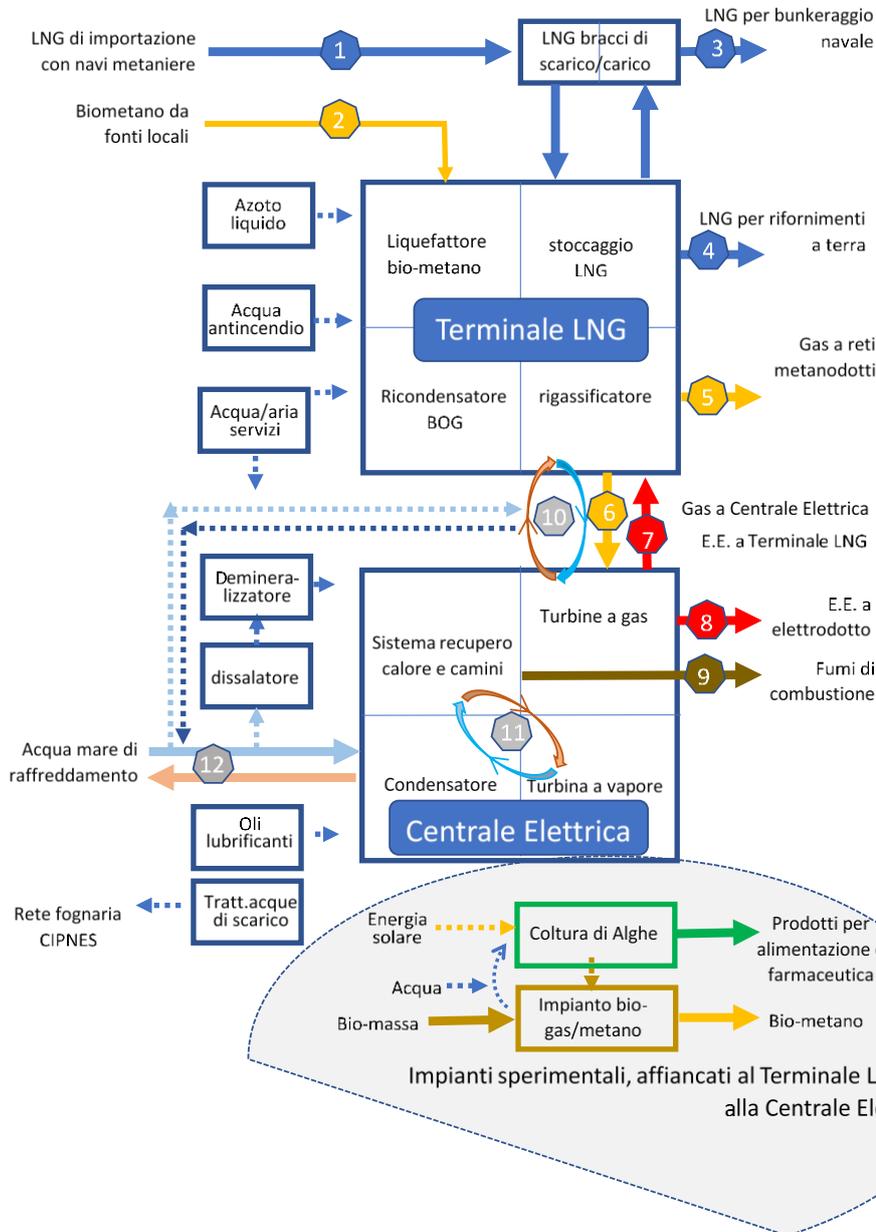
Il vapore surriscaldato prodotto a media pressione sarà laminato in una turbina a condensazione anch'essa con potenza nominale ISO compresa tra 55-65 MW.

Il raffreddamento e condensazione del vapore sarà realizzato con un circuito aperto ad acqua mare.

Il circuito ad acqua mare 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.



Materie Prime	Interscambi	Prodotti	Unità	unità/anno	max/oraria	Note
1	LNG di importazione	LNG	ton	324,000	900	2 metaniere da 30,000m3/mese
2	Bio-metano da fonti locali	bio-CH4	ton	6,000	1	2% Terminale LNG per consumi interni di energia
3		LNG per bunkeraggio	LNG	ton	56,000	300 1 bunker da 2400m3/settimana
4		LNG per rifornimenti	LNG	ton	56,000	10 autobotti/containers/giorno
5		Gas a metanodotti	N.Gas	ton	50,000	23 per usi civili e industriali in Gallura
6	Gas a Centrale Elettrica	N.Gas	ton	168,000	21	100% a pieno carico
7	Elettricità a Terminale LNG	E.El	MWh	16,000	4	a Terminale LNG per consumi interni di energia
8		E.E. a elettrodotto	E.El	MWh	1,200,000	150 100% a pieno carico
9		Emissioni di CO2	CO2	ton	462,000	58 2.75 ton CO2/ton CH4 fossile
10	Scambio termico in ciclo chiuso	En.Term.	MWh (m3)		9 (750)	ciclo chiuso Glicole: regasLNG/LubeOil CCPP
11	Scambio termico recupero calore	En.Term.	MWh (m3)		60 (80)	ciclo chiuso CaldaieHRSG/CondensatoreGT
12	Scambio termico con acqua mare	En.Term.	MWh (m3)		90 (13k)	ciclo aperto CondensatoreGT/Acqua Mare

Figura 3 – Schema a blocchi

1.2 Descrizione di dettaglio delle installazioni in progetto

1.2.1 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 1 – Caratteristiche di riferimento di LNG ricevuto



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 Decreto. 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.

In **Allegato 2** è riportata la planimetria generale del Terminale Costiero di Olbia.

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. Saranno anche installate e 3 pompe (da 6.000m³/h ciascuna) per l'invio di acqua mare di raffreddamento alla Centrale CCPP;
- **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; la tubazione di trasferimento dell'acqua mare avrà un diametro da 1,5 m adeguato alla portata richiesta di circa 16.272 m³/h;
- **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;
- **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.

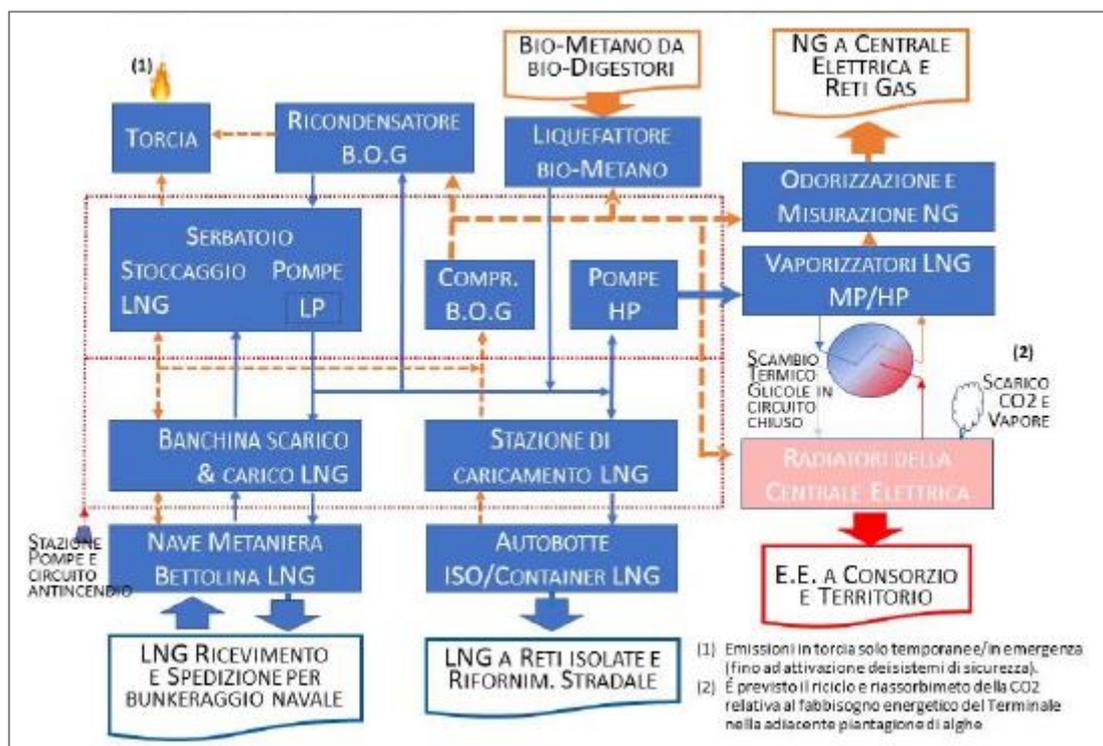


Figura 4 – Schema a blocchi del Terminal LNG

Area Banchina

Banchina

L'area di attracco della nave metaniera è costituita da un tratto di banchina, di lunghezza pari a 200 m e fondale pari a 10,5 m, situato sulla banchina industriale merci di Cala Saccaia.

Il canale di accesso e la banchina merci hanno fondali garantiti di 10,5 m di profondità, idonei al traffico delle navi metaniere previste, dato che esse hanno un pescaggio massimo di 9,5 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 l'attracco di navi metaniere della capacità di 30.000-40.000 m³ di LNG, con lunghezza massima 200 m e pescaggio massimo 9,5 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 (1.500-7.500 m³ 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.

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]	45
Capacità utile operativa [m ³]	40.000
Portata massima ingresso [m ³ /h]	2.000
Portata massima ingresso/uscita [m ³ /h]	1.4000
Boil off rate	max. 0,1% in volume al giorno

Tabella 2 – Caratteristiche del serbatoio di LNG

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 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.

Si riporta in **Allegato 3** le Planimetrie di stabilimento con indicazione del posizionamento di tutti i dispositivi di rilevazione di stabilimento.

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:

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 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 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 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 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 ricondensatore 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 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 ad impatto zero 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 e non con scambiatori ad aria o acqua dell’ambiente circostante in come normalmente effettuato in tutti gli altri “rigassificatori”.
2. L’energia elettrica necessaria al funzionamento dei macchinari del Terminale (circa 3 MWh) sarà prodotta bruciando bio-metano (ricevuto dall’impianto di biogas del CIPNES con convenzione già in essere) con cattura della CO₂ emessa, utilizzo e riconversione a biometano in ciclo chiuso.

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 (verso il 2035-2040), 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:

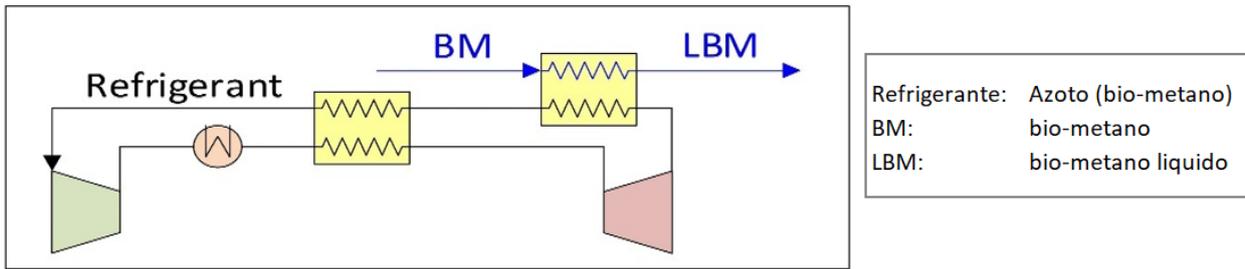


Figura 5 – Schema liquefattore

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 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 fascio tubiero che prelevano e scambiano il calore con il circuiti 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 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 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.

1.2.2 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 condensazione del vapore sarà realizzato con un circuito aperto ad acqua mare.

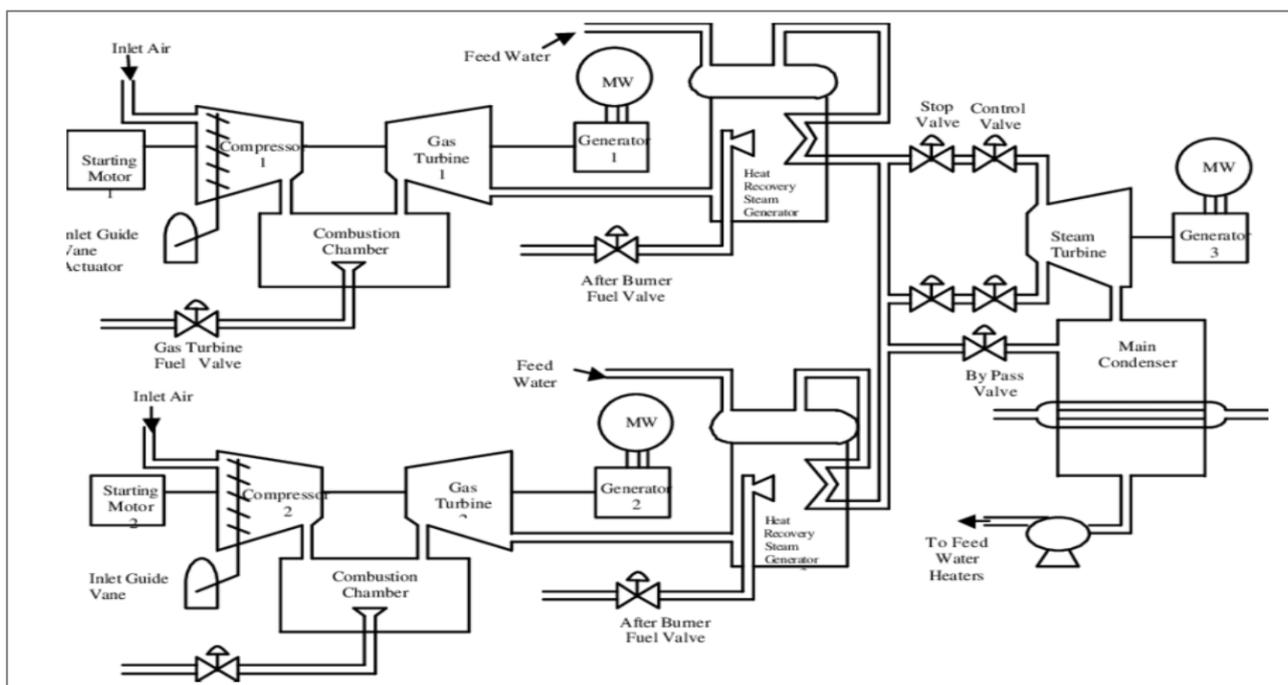


Figura 6 – Schema a blocchi del Centrale elettrica a ciclo combinato

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.
- Un condensatore raffreddato ad acqua di mare.
- Generatore ST.
- 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

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 calore). Eventuali sbilanciamenti tra i due sistemi saranno ribilanciati con scambiatori di acqua mare a piastre.

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).
- Impianti di desalinizzazione e demineralizzazione acque flussaggio.
- Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni al camino. In particolare, si prevede che
 - 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



1.2.3 Servizi comuni

Sistemi 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.

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.

Si riportano in **Allegato 4** le Planimetrie di stabilimento della rete antincendio.

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 di acqua mare a piastre (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 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 - Dissalatore

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, eliminando la necessità di scaricare in continuo nell'ambiente esterno alcun effluente.

Questa fase consiste quindi nell'insieme dei cicli idrici degli impianti. L'acqua di processo, le meteoriche 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 in apposito sistema o prelevando acqua dall'acquedotto consortile o in estrema ipotesi (futura) dissalando acqua mare.

È presente uno scarico di emergenza in canale, e poi a mare, 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 confluiscono in un unico collettore che le convoglia in un accumulo 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. L'acqua di prima pioggia è inviata al sistema trattamento acque oleose per ripulirla da eventuali presenze oleose che saranno confinate e separate per essere poi smaltite tramite autospurgo.

L'acqua in eccesso viene sfiorata per troppo pieno in un sistema di raccolta acque meteoriche e viene inviata ad un 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 alla sezione di neutralizzazione per essere usata come reintegro del ciclo acqua demineralizzata.

Si riporta in **Allegato 5** la Planimetria del sistema di raccolta e collettamento acque meteoriche.



Ciclo Acque di Processo

Tutte le acque di scarico provenienti dai sistemi di processo sono 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 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 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 unico sistema di accumulo. 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 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 strippaggio 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 raccolte in forma solida e smaltite in discarica. 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 e impianto di dissalazione dell'acqua mare

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.

Il territorio 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 285 km². 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.

Comunque il progetto EnerClima prevede la possibile futura installazione di un impianto di dissalazione di acqua mare con potenzialità da definire qualora i cambiamenti climatici dovessero causare carenze idriche nel territorio.

Sistema di raffreddamento ad acqua mare

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

Il circuito sarà composto da una stazione di prelievo dell'acqua mare (denominata P1) ubicata in prossimità della banchina impiegata per la movimentazione del LNG, con 3 pompe aventi una portata di circa 6.000 m³/h ciascuna, e relativa tubazione con diametro di 1,5 m che seguirà lo stesso percorso delle tubazioni dell'LNG/BOG. La portata di acqua mare sarà di circa 16.272 m³/h per limitare la differenza di temperatura dell'acqua mare ad un massimo di 5 °C tra ingresso e uscita dal condensatore. Il punto di scarico dell'acqua mare sarà distanziato dal punto di prelievo di oltre 1 km per evitare ricircoli ed evitare che il riscaldamento del mare ad 1 km di distanza dallo scarico superi 3 °C.

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.