



TERMINALE GALLEGGIANTE DI RIGASSIFICAZIONE FSRU - TOSCANA



ALLEGATO B18 ***Relazione Tecnica dei Processi Produttivi*** ***(Integrazioni)***

INDICE

1. INTRODUZIONE	4
2. PRODUZIONE DI ENERGIA.....	5
2.1. Rendimenti Energetici	7
2.2. Descrizione degli Schemi di Funzionamento di Caldaie, Bruciatori e Sistemi di Ventilazione	7
3. EMISSIONI IN ATMOSFERA	9
4. BILANCIO IDRICO SISTEMA ACQUA MARE.....	10
5. RIFIUTI	12
6. FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO E PERIODI TRANSITORI.....	13
7. PROCEDURE MANUTENTIVE	15

1. INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce una integrazione rispetto a quanto presentato da OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (di seguito MATTM) in data 09/08/2010, per il Terminale Galleggiante di Rigassificazione GNL (FSRU) da localizzare a circa 12 miglia nautiche al largo delle coste della Toscana, di capacità annua massima di rigassificazione pari a 3,75 miliardi di Sm³.

2. PRODUZIONE DI ENERGIA

La produzione di energia elettrica è assicurata dai seguenti generatori:

- No. 2 turbogeneratori a vapore acqueo della potenza di 10 MW ciascuno di nuova installazione;
- No. 2 turbogeneratori a vapore acqueo della potenza di 3,35 MW ciascuno;
- No. 1 Diesel Generatore di emergenza da 3,35 MW;
- No. 1 Diesel Generatore di emergenza da 850 kW, utilizzato in caso di black out e con il Diesel Generatore di emergenza da 3,35 MW fuori servizio..

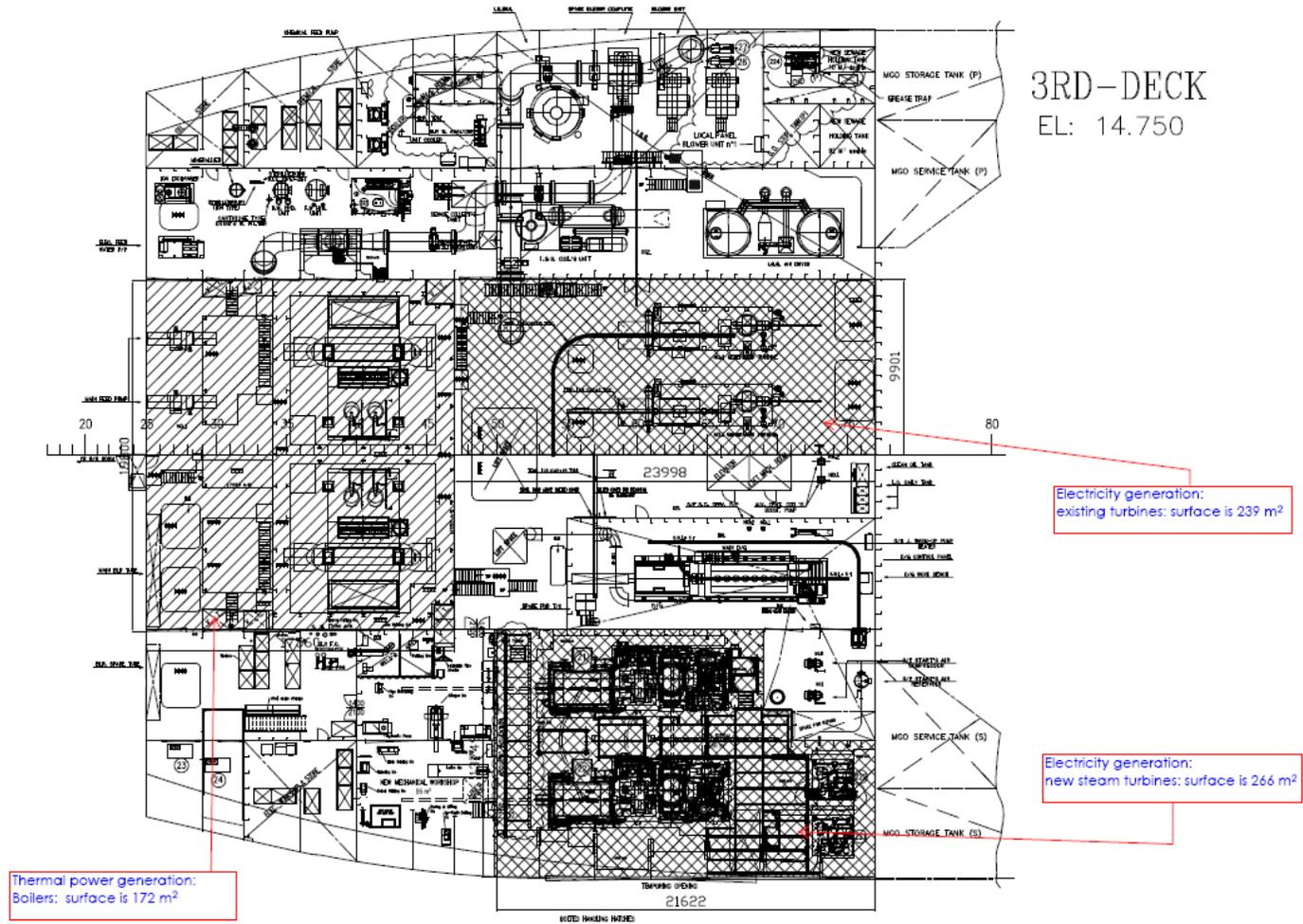
Le motrici dei turbogeneratori a vapore acqueo sono alimentate con vapore surriscaldato avente una pressione di circa 60 Bar e temperatura di 510°C prodotto da due caldaie capaci di produrre cadauna 53.000 kg/h di vapore surriscaldato.

Nelle condizioni di esercizio più gravose, il vapore necessario per i turbogeneratori è circa il 70% della capacità nominale delle caldaie e ciò rappresenta un fattore di sicurezza in quanto le caldaie non vengono mai utilizzate alla massima produzione di vapore.

Le caldaie utilizzano come combustibile miscele di gas metano derivanti dal gas naturale Boil-off dei serbatoi di stoccaggio del LNG e, nel caso questo fosse insufficiente, la restante parte viene prelevata dal gas prodotto dall'impianto di rigassificazione.

Durante le normali operazioni il Boil-off prodotto nei serbatoi è inviato mediante un compressore (LD compressor) ed un riscaldatore (LD Heater) alle caldaie, mentre il combustibile eventualmente prelevato dall'impianto di rigassificazione (send-out) è inviato direttamente al suddetto riscaldatore.

Nella successiva figura è riportata l'indicazione delle superfici relative all'impianto di produzione energia.



Superfici relative all'impianto di produzione di energia

2.1. RENDIMENTI ENERGETICI

Il rendimento energetico netto del sistema di generazione di potenza risulta:

$$\eta = \frac{P_e}{P_t} \times 100 = 24\%$$

dove:

P_e : potenza elettrica totale generata dal sistema (MWe)

P_t : potenza termica richiesta dalla combustione (MWt)

Si sottolinea che l'efficienza termica del sistema dipende dalle performance delle caldaie, la cui efficienza minima risulta essere pari a circa:

$$\eta_{th} = 77\%$$

2.2. DESCRIZIONE DEGLI SCHEMI DI FUNZIONAMENTO DI CALDAIE, BRUCIATORI E SISTEMI DI VENTILAZIONE

Le modifiche apportate al sistema di generazione di energia, finalizzate all'abbattimento degli NOx, consistono nell'implementazione delle seguenti modifiche:

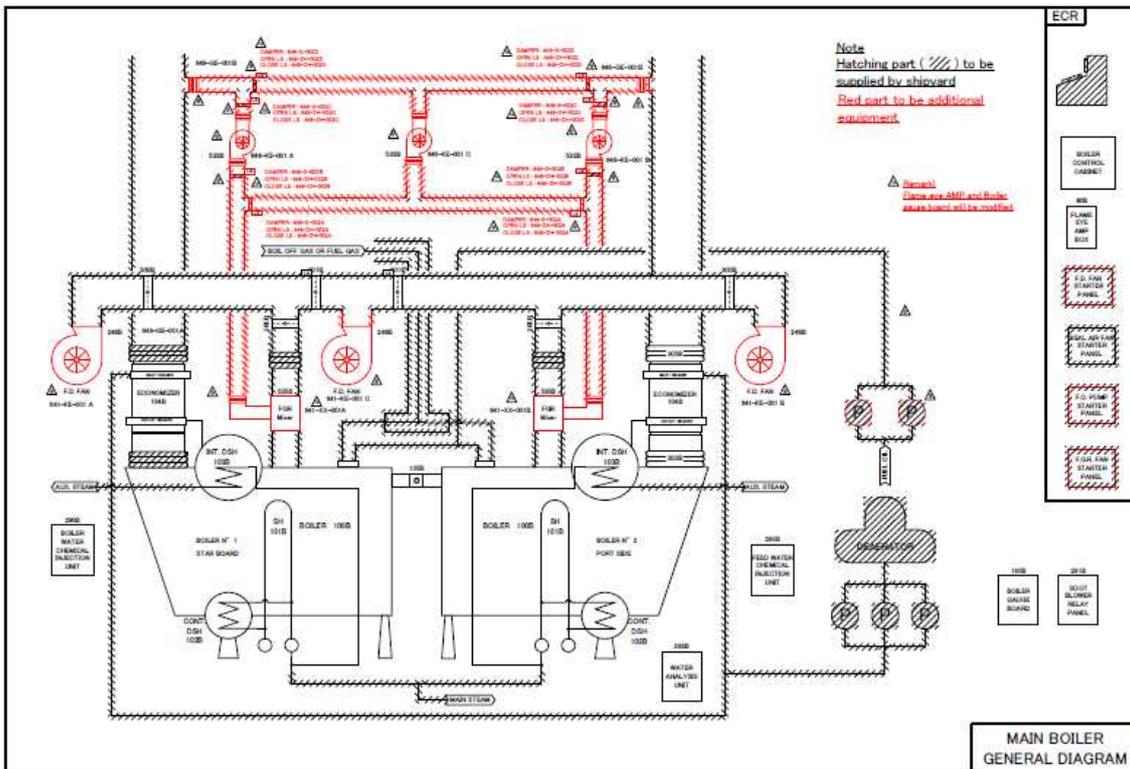
- sostituzione dei ventilatori per l'aria comburente con altri aventi maggiore prevalenza e potenza. I ventilatori necessari al funzionamento sono due, uno per ogni caldaia; un terzo ventilatore è considerato come riserva e può essere utilizzato in ambedue le caldaie mediante l'opportuno posizionamento di serrande;
- installazione di tre nuovi ventilatori per il ricircolo dei fumi (FRG Fans). Anche in questo caso il terzo ventilatore è da intendersi come riserva di uno degli altri due normalmente usati per le due caldaie;
- installazione di opportuni sistemi di blocco (interlocks) previsti per rendere impossibili errate posizioni delle varie serrande che comprometterebbero la comunicazione tra i condotti dei fumi delle due caldaie;
- adozione di nuovi bruciatori completi di sistema di iniezione vapore, doppio sistema di controllo della fiamma;
- installazione di due FGR Mixer (uno per caldaia) per la miscelazione dell'aria comburente con una parte dei fumi inviati dai FRG fans.

L'implementazione di tali modifiche consentiranno di passare dal valore iniziale di concentrazione di NOx, pari a 307 mg/Nm³, ad un valore finale di 150 mg/Nm³.

In particolare il sistema di ricircolo dei gas esausti consiste nel ricircolo dei gas freddi di scarico prodotti dal processo di combustione all'ingresso della caldaia. Tale operazione consente di ridurre la concentrazione di ossigeno nel vapore di combustione, riducendo in tal modo la percentuale di ossidazione e quindi la temperatura di combustione. Inoltre il gas di scarico freddo assorbe parte del calore di combustione che riduce la temperatura di combustione e conseguentemente la formazione di NOx.

Inoltre, l'iniezione di acqua/vapore nel processo di combustione riduce la temperatura di combustione stessa e quindi la formazione di NOx in quanto parte del calore di combustione viene assorbita dalla vaporizzazione e ulteriore calore è assorbito dal vapore. Il vapore serve a ridurre la concentrazione di ossigeno nella miscela di combustione, riducendo il rate di combustione e quindi la temperatura di combustione. Riducendo sia la concentrazione di ossigeno che la temperatura di combustione vi è un'effettiva diminuzione della produzione di NOx.

Nella figura seguente è riportato il diagramma generale delle due caldaie.



Caldaie: Diagramma Generale.

3. EMISSIONI IN ATMOSFERA

Per quanto concerne le emissioni in atmosfera previste per il funzionamento del Terminale, si riportano di seguito le stime relative a:

- NO_x;
- CO;
- CO₂.

Il Terminale presenta due punti di emissione convogliate in atmosfera (E1 e E2) costituite dalle due linee di scarico fumi separate, una per ogni caldaia, convergenti in un unico camino dotato di setto centrale.

Tali camini rappresentano una sorgente continua, in condizioni di normale funzionamento del Terminale.

Le caratteristiche geometriche e le emissioni in uscita dai camini sono riportate nella tabella seguente.

Camino	Altezza s.l.m. (m)	Area camino (m ²)	Portata (Nm ³ /h)	Inquinanti	Concentrazione (mg/Nm ³)	Flusso di massa (kg/h)	%O ₂
E1	40,6	0,5	31.458	NO _x	150	4,7	3
				CO	62,5	1,95	
				CO ₂	11%	4.464	
E2	40,6	0,5	31.458	NO _x	150	4,7	3
				CO	62,5	1,95	
				CO ₂	11%	4.464	

Caratteristiche del camino ed emissioni in atmosfera.

E' presente, inoltre, una torcia fredda (cold vent), di altezza pari a circa 72 m dal ponte di coperta del Terminale, costituita da due collettori per lo scarico in atmosfera dei vapori di Metano e di Propano provenienti dallo scarico delle relative valvole di sicurezza installate sulle tubazioni del liquido e, in caso di emergenza, dalle valvole BDV (Blow Down Valves) di scarico automatico del Metano dagli stoccaggi di processo dell'impianto di rigassificazione a prua del Terminale.

Il cold vent è inertizzato da un piccolo flusso continuo di azoto per evitare l'ingresso di aria all'interno dei collettori ed è provvisto di un impianto antincendio a CO₂ ad attivazione manuale. Sensori di temperatura attivano un allarme qualora rivelino una temperatura superiore ai 200°C.

Esso è provvisto inoltre di gas detector per Metano e Propano, posizionati alla sommità del vent, per rivelare eventuali perdite di questi gas.

Infine, il cold vent è provvisto di protezione contro la pioggia e di spurghi manuali ubicati alla base dei due collettori.

4. BILANCIO IDRICO SISTEMA ACQUA MARE

Il bilancio idrico del sistema acqua mare del Terminale è costituito da:

- punti di approvvigionamento idrico:
 - PA1,
 - PA4;
- punti di scarico idrico:
 - SF2,
 - SF4,
 - SF9,
 - SF10,
 - SF15,
 - SF17,
 - SF18,
 - SF19,
 - SF29.

Nelle seguenti tabelle sono riportate le portate annue relative a ciascuno dei punti sopra elencati.

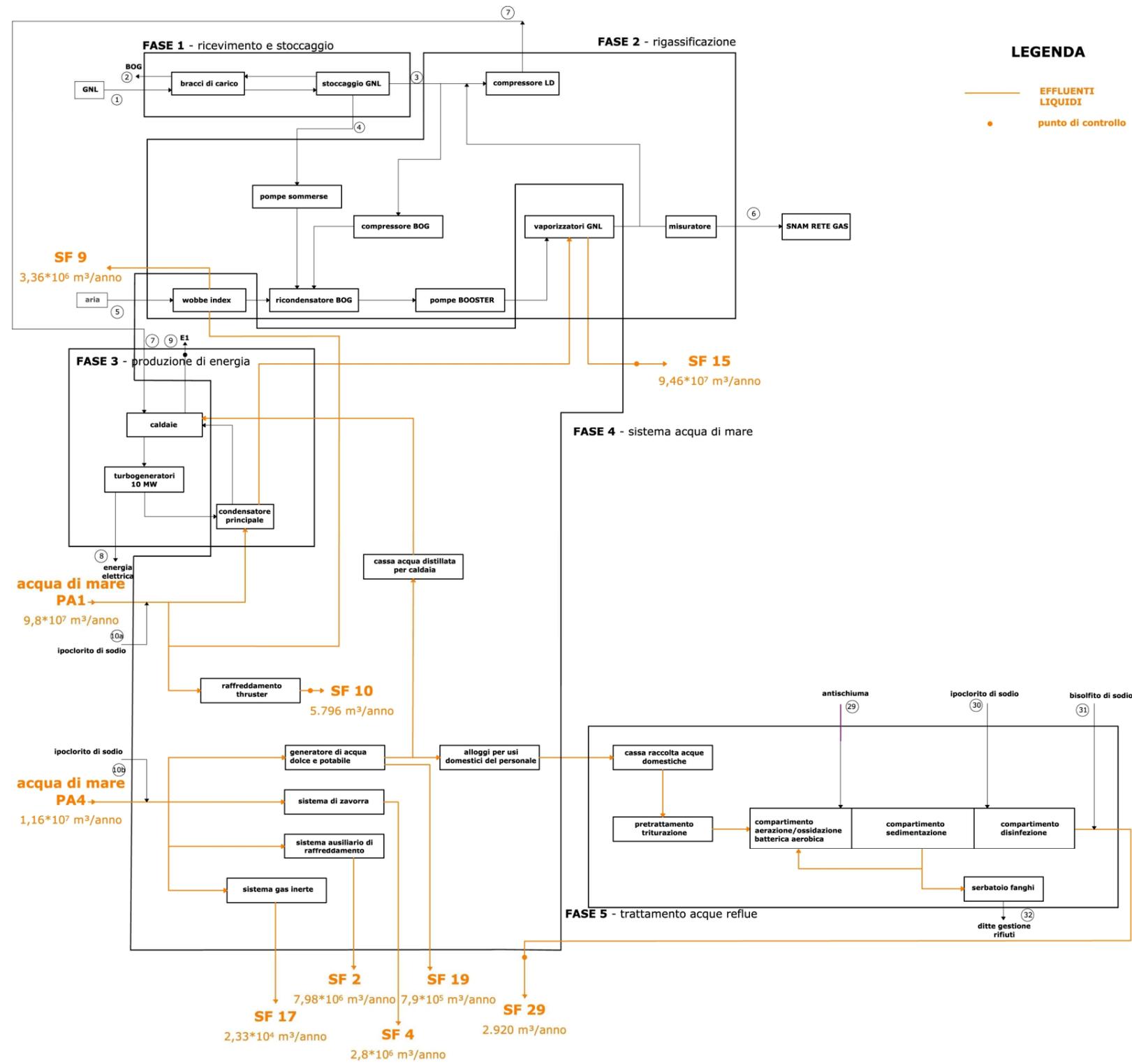
Presca	Volume annuo (m³/anno)
PA1	9,8*10 ⁷
PA4	1,16 *10 ⁷

Punti di approvvigionamento idrico – Volume annuo

Scarico	Volume annuo (m³/anno)
SF2	7,98*10 ⁶
SF4	2,8*10 ⁶
SF9	3,36*10 ⁶
SF10	5.796
SF15	9,46*10 ⁷
SF17	2,33*10 ⁴
SF18	1.200
SF19	7,9*10 ⁵
SF29	2.920

Punti di scarico idrico – Volume annuo

Nello schema seguente è rappresentato il bilancio idrico.



Bilancio Idrico dell'Impianto

5. RIFIUTI

In fase di esercizio il Terminale produrrà differenti tipologie di rifiuti che verranno immagazzinati in appositi contenitori. Tali contenitori saranno temporaneamente depositati in apposite aree, distinte per tipologia di rifiuto opportunamente identificate.

Nelle tabelle seguente si riporta una stima della tipologia e quantità di rifiuti prodotti a bordo del Terminale.

CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua
200139	Plastica	Solido	50 m ³
150101	Imballaggi in carta e cartone	Solido	11 m ³
200102	Vetro	Solido	45 m ³
200108	Rifiuti biodegradabili di cucine e mense	Solido	18 m ³
080199	Rifiuti non specificati altrimenti (contenitori vuoti di pitture, vernici e solventi)	Solido	75 kg
050106*	Fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	Liquido	6000 kg
140603*	Altri solventi e miscele di solventi	Liquido	150 kg
080111*	Pitture e vernici di scarto contenenti solventi organici o altre sostanze pericolose	Liquido	300 kg
170409*	Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose (fusti e secchi vuoti e contenitori residui)	Solido	500 kg
150202*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose	Solido	150 kg
160602*	Batterie al nichel cadmio	Solido	600 kg
170407	Metalli misti	Solido	60.000 kg
180202*	Rifiuti che devono essere raccolti e smaltiti applicando precauzioni particolari per evitare infezioni (rifiuti sanitari)	Solido Liquido	100 kg
200125	Oli e grassi commestibili	Liquido	240 kg
200301	Rifiuti urbani non differenziati	Solido	15.000 kg
170201	Legno	Solido	10.000 kg
200304	Fanghi delle fosse settiche	Liquido	460.000 kg

Rifiuti

6. FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO E PERIODI TRANSITORI

La produzione di energia elettrica, come già illustrato nel Capitolo 1, è assicurata dai seguenti generatori:

- No. 2 turbogeneratori a vapore acqueo della potenza di 10 MW ciascuno di nuova installazione;
- No. 2 turbogeneratori a vapore acqueo della potenza di 3,35 MW ciascuno;
- No. 1 Diesel Generatore di emergenza da 3,35 MW;
- No. 1 Diesel Generatore di emergenza da 850 kW, utilizzato in caso di black out e con il Diesel Generatore di emergenza da 3,35 MW fuori servizio.

Nelle varie condizioni di esercizio vengono utilizzati i Turbogeneratori a vapore, in numero tale da assicurare la produzione di energia elettrica necessaria nelle varie condizioni di esercizio del FSRU.

La potenza massima ricavabile dai turbogeneratori a vapore acqueo è 26.7 MW, mentre quella necessaria nelle varie condizioni è compresa tra 3,5 e 17, MW.

Il valore più elevato è relativo alla condizione di massima produzione dell'impianto di rigassificazione con la massima correzione del Wobbe Index in atto ed al contemporaneo caricamento al massimo rateo orario, mentre la potenza più bassa è in riferimento all'impianto di rigassificazione fermo.

Il Diesel Generatore da 3,35 MW è utilizzato nel caso di avaria di ambedue le caldaie o altro componente del sistema vapore.

La potenza del suddetto Diesel Generatore è tale da assicurare il funzionamento di tutti i servizi con esclusione di quelli relativi agli impianti di rigassificazione e caricamento.

Il Diesel Generatore, oltre che manualmente, entra in funzione automaticamente con connessione alla rete di distribuzione al manifestarsi di qualsiasi anomalia che potrebbe causare la fermata dei turbogeneratori in servizio ed in caso di Black-out.

Pertanto l'utilizzo di tale Diesel Generatore da 3,35 MW avviene solamente in caso di emergenza ed in particolare per riattivare i turbogeneratori ed uscire dalla condizione di Black-out.

Il Diesel generatore da 850 kW, installato fuori del Locale Apparato Motore, unitamente al relativo quadro elettrico, cassa combustibile ed ai doppi sistemi di avviamento, assicura il funzionamento dei sistemi di emergenza e di comunicazione anche nel caso di totale impossibilità di utilizzo dei generatori elettrici posti nel Locale Apparato Motore.

L'avviamento del Diesel Generatore da 850 kW è automatico nel caso in cui, a seguito di un Black-out, il Diesel Generatore da 3,35 MW non fosse disponibile o non avvenisse la sua connessione alla rete.

Inoltre anche il Diesel Generatore da 850 kW, mediante una possibile connessione tra il relativo quadro elettrico e quelli principali, permette il riavvio di tutti i macchinari necessari per uscire dalla condizione di Black-out e questo nel caso in cui il Diesel Generatore da 3.35 MW fosse in avaria.

Per quanto riguarda i periodi transitori di funzionamento dell'impianto essendo il terminale una nuova realizzazione non esistono dati storici a cui fare riferimento; pertanto non risulta possibile effettuare valutazioni realistiche a priori.

A titolo indicativo e sulla base di impianti navali assimilabili si trasmettono sull'argomento le informazioni seguenti.

Dopo la fase di start-up del terminale, si prevede che il sistema di produzione di vapore e di energia elettrica sia sempre in esercizio, salvo durante le visite richieste periodicamente dall'Istituto di classifica (RINA).

Nel caso di fermata per le attività manutentive i tempi di arresto stimati sono quelli consigliati da costruttore delle caldaie e sono funzionali al tipo di manutenzione /intervento tecnico necessari. Essi potranno variare da un minimo di 12 ore (intervento ridotto) ad un massimo di 5-7 giorni (interventi più complessi, nel caso di accesso alla camera di combustione delle caldaie) necessari per l'accesso in sicurezza.

Nel caso di riavvio del sistema, i tempi necessari potranno variare in funzione delle temperature ambientali che si riscontrano al momento dell'inizio delle operazioni e potranno raggiungere un massimo di circa 36 ore.

Il numero di riavviamenti, data la tipologia di installazione,, il servizio svolto dalla FSRU nonchè il tipo di combustibile utilizzato, sono da considerarsi rari.

7. PROCEDURE MANUTENTIVE

L'impianto è sottoposto a periodiche campagne di manutenzione. Tale manutenzione viene effettuata sia preventivamente, durante la regolare marcia, per prevenire eventuali guasti, che a rottura, e quindi in seguito a malfunzionamento di un qualsiasi elemento.

In particolare, per quanto riguarda le aree produttive ed i fondi dei serbatoi, essi verranno periodicamente visitati in accordo con quanto previsto dai Regolamenti dell'Istituto di Classifica (RINA) e secondo le indicazioni dei Manuali Operativi in corso di perfezionamento.

I dettagli della gestione della manutenzione saranno descritti all'interno di procedure operative specifiche inserite nel Sistema di Gestione Ambientale.