

Medoilgas Italia S.p.A.


Progetto Ombrina Mare
Offshore Adriatico

Autorizzazione Integrata Ambientale ai sensi del
D.Lgs. 152/06 art. 29 ter

ALLEGATO E3


DESCRIZIONE DELLE MODALITÀ DI GESTIONE
AMBIENTALE

01	04/14	Emesso per Enti	BE	MOG	MOG
00	09/13	Emesso per commenti	BE	MOG	MOG
N° revisione	Data	Descrizione	Preparato	Controllato Approvato	Approvato
 Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc			Nome Progetto Progetto Ombrina Mare	Logo contrattista: 	

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all E3	Indice di revisione	Numero di fogli 2 / 14
		01	

INDICE

PREMESSA.....	3
1. CONSUMO DI ENERGIA E CONSUMO DI COMBUSTIBILI	3
2. CONSUMO DI RISORSE IDRICHE E GESTIONE DELLE MATERIE PRIME.....	4
3. EMISSIONI IN ATMOSFERA DI TIPO CONVOGLIATO	4
4. EMISSIONI IN ATMOSFERA DI TIPO NON CONVOGLIATO	5
5. SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA	8
6. PRODUZIONE RIFIUTI.....	8
7. RUMORE	9
8. EMERGENZE AMBIENTALI	9
9. MTD APPLICATE	10

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all E3	Indice di revisione	Numero di fogli 3 / 14
		01	

PREMESSA

Lo scopo del documento è quello di esporre le modalità per la gestione dei diversi aspetti ambientali che Medoilgas Italia intende adottare nella gestione degli impianti produttivi Piattaforma OMBA ed FPSO previsti per il “Progetto Ombrina Mare”.

1. CONSUMO DI ENERGIA E CONSUMO DI COMBUSTIBILI

L’energia elettrica necessaria per il funzionamento delle apparecchiature presenti in tutto il Campo Ombrina Mare sarà prodotta localmente attraverso il sistema di generazione elettrica principale, presente sull’FPSO.

Il sistema è costituito da due motogeneratori da 1 MW ciascuno alimentati dal gas associato all’olio prodotto sull’FPSO.

Il fabbisogno di energia elettrica elettrico dell’intero campo è così composto:

- consumi per utenze continue di circa 1 MW,
- picco di consumo per utenze discontinue pari a circa 0,5 MW aggiuntivi, per circa 8 ore nell’arco della giornata.

Due motori diesel di emergenza ubicati sull’FPSO e sulla piattaforma OMBA, con la potenzialità rispettivamente di circa 250 kW e 100 kW, garantiscono l’alimentazione elettrica delle apparecchiature essenziali in caso di emergenza.

Il calore necessario alle utenze termiche a bordo del FPSO, viene generato da una caldaia di circa 1.850 kW che, tramite un circuito di olio diatermico (210°C circa), distribuisce alle utenze calore secondo le esigenze di processo (sistema glicole, separazione olio, ecc.).

Anche la caldaia è alimentata con gas di giacimento.

Tutta l’energia consumata viene quindi autoprodotta; non è previsto alcun approvvigionamento dall’esterno.

I combustibili utilizzati sono:


- Gas Naturale, con consumo annuo previsto pari a circa 5.975.000 Nm³ per:
 - la generazione principale di energia elettrica per l’intero campo;
 - la produzione di energia termica dell’intero campo;
 - l’alimentazione dei bruciatori delle torce e del temodistruttore.
- Gasolio, con consumo annuo previsto pari a circa 9,66 t, come combustibile per la generazione di energia elettrica di emergenza.

Il gas combustibile deriva direttamente dalla linea di produzione, in particolare è costituito principalmente da gas separato dall’olio estratto dal giacimento, previa trattamento (addolcimento e disidratazione). Qualora fosse necessario, il fuel gas verrà integrato con gas dolce estratto dal giacimento pliocenico, costituito principalmente da metano e privo di H₂S.

Il gas combustibile avrà in ogni caso un contenuto di H₂S inferiore a 20 ppmv.

Tale scelta progettuale di generare energia in maniera centralizzata e di produrla a bordo del FPSO utilizzando lo stesso gas di giacimento, permette di:

- gestire in maniera razionale la distribuzione di energia a tutte le utenze del campo,
- ottimizzare i rendimenti energetici e quindi ridurre i consumi di combustibili,

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all E3	Indice di revisione	Numero di fogli 4 / 14
		01	

- avere pochi punti di emissione e poter esercitare sugli stessi un migliore controllo.

2. CONSUMO DI RISORSE IDRICHE E GESTIONE DELLE MATERIE PRIME

Gli unici sistemi previsti da progetto che richiederanno prelievi di acqua sono i sistemi antincendio, che attraverso delle pompe di sollevamento di acqua mare, alimenteranno dei circuiti in pressione destinati, in caso di incendio, al raffreddamento delle unità di trattamento e stoccaggio dell'olio.

Durante l'esercizio ordinario non ci saranno prelievi di acqua.

Le materie prime (Ammina, Glicole, chemicals) utilizzate nel processo produttivo, saranno stoccate a bordo dell'FPSO, insieme a tutti i prodotti del processo (olio, zolfo, ammina e glicole esausti, ecc) in modo che il controllo della loro gestione sia più efficace e meno rischioso, concentrando la loro presenza in un unico luogo e riducendone i trasporti.

3. EMISSIONI IN ATMOSFERA DI TIPO CONVOGLIATO

Tutte le emissioni in atmosfera provenienti dai vari sistemi di trattamento e di servizio presenti a bordo dell'FPSO, sono state convogliate al Termodistruttore.

Tale soluzione tecnica permette di ridurre il numero di punti di emissione e soprattutto di bruciare in modo controllato tutti i gas di coda, gli sfiati, le emissioni che potrebbero contenere inquinanti in quantità significative.

La combustione di tali gas di scarto avviene in modo che le emissioni finali del termodistruttore rispettino i limiti di emissione imposti dalla normativa vigente in materia (D.Lgs. 152/2006).


Al fine di garantire il funzionamento e le performance dei motori a gas per la generazione elettrica, della caldaia hot oil e del termodistruttore, che costituiscono le principali fonti di emissioni in atmosfera, verrà attivato un contratto di Service per la loro manutenzione ed il controllo periodico dei principali parametri di funzionamento degli stessi, incluse le emissioni in atmosfera.

In generale la manutenzione di tutte le apparecchiature verrà gestita tramite il sistema informativo di manutenzione programmata, che assicurerà la massima efficienza e funzionalità dell'impianto nella sua totalità.

Per quanto riguarda le torce, la loro presenza è indispensabile per preservare l'integrità meccanica delle apparecchiature dovuta a fenomeni di sovrappressione.

La torcia di alta pressione presente in piattaforma ha lo scopo di raccogliere gli sfiati dovuti a blow-down delle linee gas, ma può anche raccogliere gli sfiati di gas che si potrebbero liberare a seguito di blow-down delle linee olio: è a seguito di questa eventualità che, al fine di evitare rilasci di H₂S in atmosfera, è prevista l'accensione automatica dei piloti a seguito della rilevazione del gas. I piloti non saranno quindi accesi in continuo, ma solo nell'eventualità che avvenga una depressurizzazione sulla piattaforma.

Le due torce presenti sull'FPSO avranno invece i piloti sempre accesi a causa della presenza di gas acido nel processo di trattamento. Le fiaccole entreranno in funzione solo in caso di emergenze con necessità di depressurizzare gas o di scaricare in atmosfera gas di coda.

 Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc	Identificazione del documento AIA OBMA – all E3	Indice di revisione	Numero di fogli 5 / 14
		01	

Alla fiaccola di alta pressione saranno infatti convogliati gli eventuali scarichi di emergenza ad alta pressione provenienti dalle valvole di sicurezza e dalle valvole di depressurizzazione.

La fiaccola di bassa pressione sarà invece di emergenza al termodistruttore in caso di fuori servizio di quest'ultimo.

La scelta progettuale di optare per delle torce in luogo delle candele deriva principalmente da esigenze di sicurezza, in quanto alla torcia arrivano sfiati che possono contenere H₂S.

Inoltre tale scelta permette di minimizzare le emissioni in atmosfera di gas-effetto-serra, cioè di metano.

La misura metrica utilizzata per comparare le emissioni dei diversi gas serra è il biossido di carbonio equivalente (carbon dioxide equivalent, CDE). Gli equivalenti di biossido di carbonio di un determinato gas si ricavano moltiplicando le tonnellate di gas emesso per il corrispettivo GWP (Global Warming Potential) su 100 anni, in base alla seguente formula:

$$\text{Massa CO}_2 \text{ equivalente} = (\text{Massa CH}_4) \times \text{GWP}.$$

Per il metano il GWP è pari a 25 (da “IPPC’s Fourth Assessment Report”, Intergovernmental Panel on Climate Change), pertanto l'emissione di una tonnellata di metano corrisponde, ai fini dell'effetto serra, a 25 tonnellate di CO₂, mentre la combustione di una mole di CH₄ genera stechiometricamente una mole di CO₂.

In definitiva la combustione del metano in luogo della sua emissione diretta permette di ridurre le emissioni di gas serra in atmosfera.

I gruppi elettrogeni di emergenza previsti sulla Piattaforma e sull'FPSO devono allinearsi con quanto stabilito dall'art. 35 del DPR 886/79: “l'impianto di emergenza deve essere in grado di alimentare contemporaneamente le apparecchiature elettriche che azionano i segnali ottici ed acustici, gli impianti di telecomunicazione, i sistemi di monitoraggio e di allarme, le attrezzature antincendio e le attrezzature di sicurezza..omissis..”.

Al fine di assolvere tale funzione ciascun impianto di emergenza deve avere un'autonomia di funzionamento ininterrotto di almeno ventiquattro ore, garantita da un proprio serbatoio di combustibile.


La soluzione adottata di gruppi elettrogeni con motore diesel costituisce l'unica alternativa che soddisfa i requisiti richiesti per i generatori di emergenza; in particolare il combustibile non può essere gas ma gasolio per garantire continuità di funzionamento anche nel caso di blocco della produzione.

I motori diesel previsti per la generazione di emergenza saranno del tipo “Stage IIIA”, in riferimento all'omologazione dello scarico dei fumi di combustione ai sensi della Direttiva 1997/68/CE e s.m.i. (rif. Dir 2002/88/CE).

Il gasolio utilizzato per l'alimentazione sarà a basso tenore di zolfo, come prescritto dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. – Parte Quinta Allegato X.

4. EMISSIONI IN ATMOSFERA DI TIPO NON CONVOGLIATO

La filosofia generale di progettazione dell'impianto è di eliminare dove tecnicamente possibile, gli sfiati locali e le perdite in corrispondenza di flange, valvole, tenute, ecc.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all E3	Indice di revisione	Numero di fogli 6 / 14
		01	


Le motivazioni sono sia di carattere ambientale, ma soprattutto dettate da motivi di sicurezza. I fluidi di processo possono contenere H₂S pertanto non deve essere possibile alcun rilascio di gas o sfiato locale operativo o di emergenza non convogliato a termodistruzione o alla torcia.

Di seguito si riporta il riepilogo della gestione delle emissioni da serbatoi previsti:

Materie Prime/Chemicals	Volume	Ubicazione	Emissioni
Acqua demineralizzata	5 m ³	FPSO	N.A.
Antischiuma	fusti	FPSO	N.A.
Ammina (DEA)	12 m ³	FPSO	Convogliato a Termodistruttore (1)
Ammina (DEA) drenaggi	3.8 m ³	FPSO	Convogliato a Termodistruttore. (1)
Glicole (DEG)	8 m ³	FPSO	Convogliato a Termodistruttore (1)
Glicole (DEG) drenaggi	1.7 m ³	FPSO	Convogliato a Termodistruttore (1)
Gasolio (motore 0.25 MW)	10 m ³	FPSO	Trascurabile (2)
Gasolio (motore 0.10 MW)	5 m ³	OBM-A	Trascurabile (2)
Closed drains	1.5 m ³	OBM-A	Chiuso (3)
Closed drains	3 m ³	FPSO	Convogliato a Termodistruttore (4)
Open drains		OBM-A	Trascurabile (5)
Open drains		FPSO	Trascurabile (5)
Olio stabilizzato	Da definire	FPSO	Convogliato a Termodistruttore (6)

(1) Gli sfiati provenienti dai serbatoi di stoccaggio del glicole e delle ammine presenti sull'FPSO sono convogliati al termodistruttore. La stessa filosofia è stata utilizzata per i serbatoi dei drenaggi contenenti Glicole o Ammina. Tali serbatoi in condizioni di esercizio sono chiusi e stabilizzati con azoto a una pressione lievemente superiore a quella atmosferica (circa 1,5 bar) per impedire la fuoriuscita dei vapori. Quando il livello dei fluidi all'interno di ciascun serbatoio si innalza (aumento di temperatura o riempimento), il gas inerte contenente tracce di glicole o di ammine viene convogliato e combusto nel Termodistruttore.

(2) I due serbatoi di stoccaggio gasolio di alimentazione dei generatori diesel di emergenza della Piattaforma OBMA e dell'FPSO vengono riforniti mediante bettolina e garantiscono il riempimento del serbatoio giornaliero delle rispettive unità di generazione energia elettrica di emergenza. Poiché il gasolio commerciale contiene molti idrocarburi pesanti e la tensione di vapore è molto bassa, la concentrazione ed il flusso di massa dei vapori inquinanti (idrocarburi pesanti, butano e superiori), emessi dal serbatoio sia per la respirazione, sia per il riempimento sono trascurabili (rif. EMEP/EEA Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2009, "Gasoline evaporation").

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all E3	Indice di revisione	Numero di fogli 7 / 14
		01	

Le caratteristiche merceologiche del gasolio utilizzato rispetteranno quanto prescritto dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i. Allegato X alla Parte V.

(3) Il serbatoio drenaggi chiusi della piattaforma OBMA non avrà sfiati in quanto l'acqua di produzione, se presente, verrà trasferita all'FPSO per essere stoccata oppure per subire il trattamento ed essere idonea alla reiniezione in giacimento.

(4) Gli sfiati dei serbatoi dei drenaggi chiusi dell'FPSO saranno convogliati al termodistruttore.

(5) Il sistema drenaggi aperti raccoglie le acque meteoriche di dilavamento di aree potenzialmente contaminate; non si ritengono pertanto possibili emissioni di inquinanti dai relativi serbatoi.

(6) Durante le operazioni di riempimento delle stive dell'FPSO si avranno delle emissioni di vapori di idrocarburi che vengono spiazzati dall'ingresso del fluido nei serbatoi. Tali emissioni sono minimizzate grazie all'impiego, durante le operazioni di svuotamento, di gas inerte che permette di mantenere in leggera pressione l'olio e limitare la quantità di composti volatili presenti nella miscela gassosa in equilibrio con la fase liquida. Durante le operazioni di riempimento, tutti i vapori di stiva verranno comunque collettati e bruciati nel termidistruttore.

I volumi di stiva che verranno destinati allo stoccaggio di olio stabilizzato saranno definiti con esattezza contestualmente alla nave da allestire per il progetto.

Si ricorda infine che tutte le navi impiegate per lo stoccaggio e movimentazione di idrocarburi in mare (inclusa l'FPSO) devono rispettare i regolamenti e linee guida in materia di sicurezza della navigazione e prevenzione dell'inquinamento marino (RINA o altri Registri Navali), prevedendo la presenza di sistemi quali doppio scafo, blankettaggio con inerti, ecc. (vedi Rina Rules e GUI.9/E - Guide for the structural design of oil tankers).

Per quanto riguarda le emissioni fuggitive, nella Scheda B, paragrafo B8.2, la stima è stata eseguita con approccio basato sull'utilizzo di fattori di emissione medi per tipologia d'impianto tratti da letteratura. Il valore ottenuto è pari a circa 354 ton/anno di CH₄ emesso.


I valori qui utilizzati per le stime sono quelli indicati dall'American Petroleum Institute nel "Compendium of greenhouse gas Emissions methodologies for the Oil and Natural gas Industry – Fugitive Emission Estimation Methods", 2009.

La stima dei quantitativi di gas emessi è basata sulla produttività dell'impianto (espresso in volume di gas naturale prodotto) moltiplicato per il fattore di emissione tipico degli impianti offshore per l'estrazione del gas.

Si prevede tuttavia che i valori effettivi di emissioni fuggitive degli impianti del campo Ombrina Mare saranno decisamente inferiori a quelli teorici qui stimati, in quanto la presenza di H₂S nel fluido di giacimento prevede l'adozione di misure preventive e di controllo particolarmente severe al fine di garantire la sicurezza dei lavoratori e degli impianti stessi.

In particolare (rif. "API RP 55 Conducting Oil and Gas Producing and Gas Processing Plant Operations Involving Hydrogen Sulfide"; "ISO 10418:2003 Petroleum and natural gas industries - Offshore production installations - Basic surface process safety systems"):

- gli accoppiamenti statici (flange) avranno guarnizioni a maggiore tenuta per impedire trafilamenti e perdite (ad esempio del tipo ring joint);
- per gli accoppiamenti dinamici (in corrispondenza di pompe, compressori, ecc.) sono previste tenute doppie con fluido nella camera intermedia;
- i materiali impiegati nelle linee di processo saranno idonei per resistere alla potenziale corrosivo dell'H₂S (rif. ANSI/NACE MR0175/ISO 15156);
- un sistema di rilevazione fisso, continuo ed automatico premetterà di segnalare la presenza di gas nell'ambiente con tempestiva rilevazione della fuga e conseguente intercettazione dell'alimentazione del gas. I sensori garantiranno inoltre che il contenuto di H₂S nell'aria sia inferiore a 5 ppmv, inviando un segnale di allarme in caso di perdita.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all E3	Indice di revisione	Numero di fogli 8 / 14
		01	

Lo stato delle tenute dei vari dispositivi presenti in impianto (pompe, flange, valvole, accoppiamenti, ecc.) verrà verificato con un programma di controlli e manutenzione che assicurerà la massima efficienza e funzionalità di tutti i dispositivi.

5. SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA

L'acqua di produzione separata dall'olio nei separatori sarà destinata alla re-iniezione in giacimento mediante sistema di re-iniezione a bordo dell'FPSO, dove sarà presente comunque un serbatoio di stoccaggio come soluzione temporanea di back up in caso di malfunzionamento del sistema.

Secondo le attuali previsioni di produzione, il sistema di re-iniezione entrerà in funzione solo nel quarto anno di produzione, quando si prevede l'inizio della produzione di acqua dal giacimento di olio.

Analogamente si prevede la presenza di acqua dagli strati a gas pliocenico a partire dall'ottavo anno di produzione.

L'individuazione del pozzo iniettore verrà eseguita a valle dell'avvio della produzione del giacimento; prima della sua realizzazione verrà avviato l'iter autorizzativo ai sensi dell'art. 104 del D.Lgs. 152/06.

Nel periodo transitorio (0-4 anni) qualora fosse presente dell'acqua di formazione, questa sarà accumulata nel serbatoio di stoccaggio ubicato sull'FPSO e quindi inviata a terra per lo smaltimento mediante bettolina.

L'acqua derivante dagli strati del Pliocene potrà inoltre essere inviata negli impianti esistenti del gruppo "Santo Stefano Mare" tramite condotta di trasporto insieme al gas stesso e trattata e smaltita utilizzando le facilities già presenti.

Durante la fase produttiva degli impianti (piattaforma ed FPSO) tutti i circuiti di processo saranno dotati di sistemi di drenaggio che permetteranno di raccogliere i fluidi di processo nel caso di depressurizzazione manuale delle linee per interventi di manutenzione (closed drains), attività da considerarsi assolutamente saltuarie e programmate.


Nel sistema "closed drain" della piattaforma potranno essere convogliati anche i fluidi in fase liquida prodotti durante lo spurgo pozzi olio, che può essere eseguita all'inizio della vita produttiva di ciascun pozzo ed ha durata estremamente limitata.

Il sistema "closed drain" convoglierà tutti i fluidi in un serbatoio, periodicamente svuotato tramite bettolina che trasporterà il fluido a terra per il suo smaltimento presso impianti idonei.

Oltre alla rete di raccolta dei drenaggi chiusi sopra descritta, sia sulla piattaforma, sia sull'FPSO sarà presente una rete dei drenaggi aperti, che raccoglie le acque potenzialmente oleose provenienti da bacini di contenimento serbatoi, dal lavaggio aree cordunate, ecc. Anche i drenaggi aperti saranno convogliati in un serbatoio di raccolta, periodicamente svuotato per mezzo di bettolina.

6. PRODUZIONE RIFIUTI

I rifiuti presenti sulla piattaforma OBMA, sono costituiti da acque oleose derivanti dai drenaggi delle apparecchiature e acque semioleose di dilavamento delle aree potenzialmente contaminate, tutte stoccate in apposito serbatoio ed inviate a terra tramite bettolina per lo smaltimento presso centri autorizzati.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all E3	Indice di revisione	Numero di fogli 9 / 14
		01	

Altre tipologie di rifiuti possono essere prodotte in occasione delle attività periodiche di manutenzione e portate direttamente a terra dalle navi di appoggio.

Le aree di possibile deposito temporaneo dei rifiuti saranno ubicate sull’FPSO: l’intera gestione dei rifiuti prodotti sulla piattaforma OMBA sarà contestuale alla gestione dei rifiuti prodotti sull’FPSO.

I rifiuti prodotti dall’FPSO saranno costituiti da:

- acque oleose
- acque semioleose
- DEG Esausto
- DEA esausto
- Rifiuti misti provenienti da attività di manutenzione
- Rifiuti urbani e assimilabili urbani

I rifiuti verranno raccolti separatamente, in funzione della tipologia, e trasportati a terra per il rispettivo smaltimento/recupero, in accordo al D.Lgs. 152/06 e s.m.i., Parte IV “Norme in materia di gestione dei rifiuti e di bonifica dei siti inquinati”.

7. RUMORE

Come già esposto nell’allegato B24, allo stato attuale del progetto non è possibile caratterizzare con precisione le sorgenti di emissione acustica, in quanto non sono ancora state definite le forniture delle singole apparecchiature da installare.

Nella fase di acquisto delle macchine e delle apparecchiature da installare, verranno verificate le effettive emissioni delle macchine individuate. A valle di uno specifico studio sulla propagazione del rumore (Noise study) eseguito utilizzando i valori emissivi reali delle macchine, verranno valutati i valori di pressione sonora a bordo degli impianti e, se necessario, progettati interventi di mitigazione, quali ad esempio il confinamento dei motori in cabinati dedicati, l’insonorizzazione del termodistruttore o di alcune parti della caldaia, ecc.


8. EMERGENZE AMBIENTALI

In relazione al rischio di rottura di linee o apparecchiature contenenti idrocarburi che possono dare origine a perdite ed emissioni in atmosfera, il normale sistema di sicurezza e blocco della piattaforma e dell’FPSO descritto nell’Allegato D11, permette di fermare l’impianto, o parte di esso, non appena si verifichi un’anomalia di funzionamento, un guasto o un incidente.

Il criterio di prevenzione adottato nella progettazione consente infatti di limitare non solo il rischio che si verifichi un rilascio accidentale, ma anche di limitarne l’ampiezza attraverso il sezionamento dell’impianto.

Nel caso in cui di verificasse uno sversamento in mare, verrà attivato il “Piano di emergenza per l’Antinquinamento Marino”.

Come prescritto dalla normativa vigente, Medoilgas comunicherà tempestivamente alle autorità marittime di competenza (Capitaneria di Porto, Ufficio Circondariale marittimo, Ufficio Locale marittimo) eventuali situazioni di emergenza riferibili a ciascuno dei tre livelli di emergenza previsti dai piani.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all E3	Indice di revisione	Numero di fogli 10 / 14
		01	

9. MTD APPLICATE

Nella progettazione e realizzazione degli impianti del campo “Ombrina Mare”, al fine di conseguire la minimizzazione delle emissioni di sostanze inquinanti nell’ambiente e di gas effetto serra, saranno individuate ed applicate, ove possibile, le Migliori Tecniche Disponibili (MTD) in riferimento ai documenti:

- di livello europeo, le “Best Available Techniques Reference documents (BRefs)” emanate dall’European IPPC Bureau;
- di livello nazionale, le Linee Guida emanate con Decreti Ministeriali di recepimento in Italia delle BRefs.

In particolare sono state considerate parti dei seguenti documenti:

- ”Linee Guida Generali” emanate con D.M. 31/01/2005: definiscono l’approccio metodologico per effettuare scelte gestionali finalizzate a minimizzare globalmente l’impatto dell’attività sull’ambiente;
- “Linee Guida in materia di sistemi di monitoraggio” D.M. 31/01/2005
- ”Linee Guida per Raffinerie di Petrolio e di Gas” D.M. 29/01/2007
- “Linee guida per impianti di combustione” D.M. 01/10/2008
- BRef “Emissions from storage”
- BRef “Mineral oil and gas refineries”
- BRef “General principles of monitoring”
- BRef “Economics and cross-media effects”
- BRef “Energy Efficiency”
- BRef “Water and Waste Gas Treatment / Management Systems in the Chemical Sector”
- BRef “Waste Treatment Industries”

Di seguito si fornisce una sintesi dei principi adottati nella progettazione al fine di attuare quanto sopra esposto.

Al fine di minimizzare l’impatto dei nuovi impianti, si è scelto di alimentare le utenze elettriche e quelle termiche generando le rispettive potenze con impianti centralizzati, alimentati con combustibile di giacimento (gas metano).


Tale soluzione permette di limitare il numero dei punti di emissione e controllare al meglio l’emissione complessiva, di avere un migliore rendimento energetico utilizzando degli impianti di taglia maggiore rispetto ai piccoli impianti e di esercitare un maggiore controllo sul corretto funzionamento dei motori e della caldaia semplificando la programmazione e l’esecuzione della loro manutenzione.

I trattamenti di processo che possono comportare emissioni in atmosfera sono stati ubicati sull’FPSO, dove la presenza del Termodistruttore permette di abbattere al meglio gli inquinanti potenzialmente contenuti nei flussi residui di lavorazione.


A bordo dell’FPSO tutti gli scarichi tecnicamente convogliabili sono stati convogliati al termodistruttore, mentre tutti i serbatoi di stoccaggio potenzialmente fonte di emissioni diffuse, sono stati pressurizzati e ventati anch’essi al termodistruttore.

Gli scarichi in mare sono praticamente nulli, con l’esclusione delle sole acque di dilavamento delle aree non contaminate.


La piattaforma si presenta quindi quasi come un ciclo chiuso; le emissioni non eliminabili sono esclusivamente quelle legate al corretto funzionamento dell’impianto ed alla salvaguardia dello stesso e del giacimento rispetto alle emergenze (emissioni occasionali di manutenzione ed emissioni di emergenza).

 <p>Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – all E3</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p>11 / 14</p>
		01	


Attività	MTD indicate in BRef e Linee Guida di riferimento	MTD applicate
Impianti Offshore	<p>La BRef “Large Combustion Plant” e la “Linea Guida per Raffinerie” indicano come MTD generale <u>l’ottimizzazione del consumo di energia</u> in quanto minor consumo di energia implica minori emissioni.</p> <p>La BRef “Large Combustion Plant” sottolinea che la determinazione delle MTD per il settore offshore deve considerare che gli impianti di combustione operanti offshore funzionano in un ambiente maggiormente complesso e potenzialmente pericoloso rispetto a quelli ubicati in ambienti on-shore e che esistono vincoli limitanti di peso, spazio ed operabilità impianti.</p> <p>Per ridurre gli impatti dalle turbine e motori off-shore sono considerate MTD le seguenti soluzioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> • per nuove installazioni selezionare turbine e motori che possono raggiungere sia alte efficienze termiche che basse emissioni • utilizzare turbine dual fuel solo dove sono operativamente necessarie • quando è utilizzato come combustibile il gas di processo utilizzare quello alla mandata del trattamento al fine di minimizzare la variabilità dei parametri di combustione (per es. potere calorifico) e la concentrazione di composti contenuti zolfo. Per combustibili liquidi preferire quelli con basso tenore di zolfo. • prevedere batterie di turbine/ generatori/ compressori operanti in parallelo per utilizzarle a pieno carico minimizzando l’inquinamento • ottimizzare l’iniezione nei motori • utilizzare il calore dei fumi delle turbine per riscaldamento. • ottimizzare la manutenzione ed i programmi di ricambio • ottimizzare il processo al fine di minimizzare la potenza meccanica richiesta e quindi l’inquinamento. <p>I bruciatori Low NO_x sono disponibili per molti item quali <u>caldaie, fornaci ed heater</u>; questa tecnologia rappresenta la MTD per minimizzare gli NO_x, previa valutazione degli effetti e del bilanciamento con il consumo di gas combustibile.</p>	<p>Per gli impianti del progetto “Ombrina Mare” è in corso la procedura di valutazione di impatto ambientale. Alla conclusione della procedura, saranno implementate ed integrate in piattaforma tutte le prescrizioni ed indicazioni relative agli impatti sulla componente atmosfera eventualmente contenute nel decreto di pronuncia di Compatibilità ambientale.</p> <p>La Piattaforma OBMA e l’FPSO saranno realizzati, in considerazione dei vincoli tipici di tutte le installazioni off-shore, ovvero disponibilità di spazi ristretti, distribuzione dei pesi ed esigenze di sicurezza degli impianti, secondo i seguenti principi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - sistemi di processo, di servizio, di strumentazione, di automazione ed elettrici semplificati ed ottimizzati - monitoraggio e telecontrollo della piattaforma dall’FPSO, - minimizzazione dell’energia necessaria per il funzionamento delle apparecchiature - raggiungimento elevati livelli efficienza. <p>La scelta della generazione elettrica con motori a gas deriva dalla maggiore affidabilità dei motori di tale taglia rispetto a delle turbine e dalla possibilità di utilizzare il gas naturale di giacimento come combustibile primario.</p> <p>L’ubicazione del sistema di generazione sull’FPSO è dovuta sia alla maggiore richiesta di energia degli impianti ubicati sullo stesso, ma anche alla maggiore distanza del serbatoio galleggiante dalla linea di costa rispetta alla Piattaforma OBMA.</p> <p>I consumi delle utenze della piattaforma sono stati ridotti al minimo.</p> <p>Analogamente a quanto esposto per la generazione di potenza elettrica, anche la generazione di potenza termica (centralizzata ed ubicata sull’FPSO) è stata concepita in modo da:</p> <ul style="list-style-type: none"> • limitare i punti di emissione • aumentare il rendimento globale una sola caldaia in luogo di tanti bruciatori • annullare gli effetti delle emissioni sulla qualità dell’aria in corrispondenza della linea di costa. <p>I bruciatori della caldaia Hot Oil saranno Low-NO_x.</p>

 <p>Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – all E3</p>	Indice di revisione	Numero di fogli 12 / 14
		01	

Attività	MTD indicate in BRef e Linee Guida di riferimento	MTD applicate
Uso combustibile gassoso	<p>La BRef “Large Combustion Plant” e la “Linee Guida per raffinerie”, indicano che le emissioni di SO₂ e polveri utilizzando gas naturale come combustibile sono normalmente molto basse, al di sotto di 5 mg/Nm³ per le polveri, e di 10 mg/Nm³ per l’ SO₂ (15 % O₂), senza l’applicazione di ulteriori misure tecniche di abbattimento.</p> <p>Nel caso in cui vengano utilizzati altri gas industriali, l’MTD prevede che venga effettuato un pre-trattamento di pulizia del gas combustibile (per es. filtri).</p> <p>La BRef “Large Combustion Plant” consiglia, al fine di ottenere un efficiente uso delle risorse naturali, il preriscaldamento del gas combustibile utilizzando il calore in eccesso dalle caldaie o turbine a gas.</p>	<p>Il combustibile principale utilizzato è comunque gas naturale, che viene preventivamente trattato e quindi disidratato ed addolcito. Il contenuto di zolfo verrà pertanto abbattuto fino a concentrazioni inferiori a 20 ppm.</p>
Uso combustibile liquido	<p>La BRef “Large Combustion Plant” e la “Linee Guida per raffinerie” indicano che:</p> <ul style="list-style-type: none"> - l’uso di un combustibile a basso contenuto di zolfo e ceneri, quando commercialmente disponibile, può essere considerata una MTD per la riduzione delle emissioni di particolato (e quindi polveri e metalli pesanti) - analogamente l’uso di combustibile a basso contenuto di zolfo è considerata la prima scelta di MTD per una diminuzione di emissioni di SO₂ - una buona manutenzione dei motori è considerata una MTD per la minimizzazione delle emissioni atmosferiche. 	<p>Il combustibile liquido utilizzato per l’alimentazione dei motori diesel (generatori elettrici di emergenza) è gasolio con basso tenore di zolfo e ceneri (vedi Par. 6.2).</p> <p>I motori, come tutte le apparecchiature installate a bordo della Piattaforma e dell’FPSO, verranno inseriti in un Programma di Manutenzione per la manutenzione periodica degli impianti.</p>
Torcia	<p>Le “Linee Guida per le Raffinerie” individuano tra le MTD in raffineria l’utilizzo della torcia solo come sistema di sicurezza e suggeriscono la minimizzazione della quantità di gas inviato in torcia.</p>	<p>A bordo dell’FPSO è presente un termodistruttore al quale sono convogliati tutti gli scarichi operativi. Alle torce saranno così inviati esclusivamente gli scarichi di emergenza (blowdown impianti).</p> <p>Sulla piattaforma OBMA è previsto per la torcia un sistema di accensione automatico collegato al sistema di rilevazione gas che permette di mantenere spenti i piloti in condizioni operative normali degli impianti. Tale scelta consente di ridurre la quantità di gas combustibile da bruciare ai piloti, ma è stata possibile solo sulla piattaforma e non sull’FPSO a causa della presenza, su quest’ultimo, di H₂S.</p>
Stoccaggio e movimentazione prodotti	<p>La BRef “Emissions from storage” e le “Linee Guida per le Raffinerie” individuano numerose MTD, fra le quali:</p> <ul style="list-style-type: none"> - minimizzazione numero di flange - adozione di accorgimenti per la prevenzione della corrosione - massimizzare le tenute degli accoppiamenti - l’utilizzo di tinte chiare per la verniciatura delle pareti dei serbatoi - procedure operative e strumentazione per prevenire il traboccamento - copertura dei serbatoi esterni garantendo nel contempo adeguata ventilazione - piano di ispezione e manutenzione. 	<p>Gli accoppiamenti statici (flange) avranno guarnizioni ad elevata tenuta per impedire trafile e perdite (ad esempio del tipo ring joint).</p> <p>Per gli accoppiamenti dinamici (in corrispondenza di pompe, compressori, ecc.) sono previste tenute doppie con fluido nella camera intermedia.</p> <p>I materiali impiegati nelle linee di processo saranno idonei per resistere al potenziale corrosivo dell’H₂S (rif. ANSI/NACE MR0175/ISO 15156).</p> <p>Un sistema di rilevazione fisso, continuo ed automatico premetterà di segnalare la presenza di gas nell’ambiente con tempestiva rilevazione della fuga e conseguente intercettazione dell’alimentazione del gas. I sensori garantiranno inoltre che il contenuto di H₂S nell’aria sia inferiore a 5 ppmv, inviando un segnale di allarme in caso di perdita.</p> <p>I serbatoi saranno ubicati, dove possibile, in area coperta e saranno verniciati con colore mediamente riflettente, al fine di garantire il necessario risalto in</p>

 <p>Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – all E3</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p>13 / 14</p>
		01	

Attività	MTD indicate in BRef e Linee Guida di riferimento	MTD applicate
		<p>ambiente marino e avvistamento per le manovre di accostamento dei mezzi marini.</p> <p>I serbatoi di stoccaggio (glicole, ammina, gasolio) saranno tutti dotati di un sistema di controllo di livello che ne permette il costante monitoraggio durante le operazioni di caricamento, per il raggiungimento del livello stabilito. Un allarme di altissimo livello avvisa gli operatori del pieno carico.</p> <p>I serbatoi contenenti olio stabilizzato, acque di processo, glicole, ammina, saranno mantenuti in leggera sovrappressione per impedire perdite in atmosfera; saranno inoltre ventate a termodistruttore per gli sfiati durante il riempimento.</p> <p>I serbatoi, come tutte le apparecchiature in un programma di Manutenzione.</p>
Collettamento acque reflue	<p>La BRef “Water and Waste Gas Treatment / Management Systems in the Chemical Sector” individua come MTD:</p> <ul style="list-style-type: none"> - segregare le acque di processo in funzione del loro grado di contaminazione; - dove possibile, dotare di copertura le aree potenzialmente inquinate; - installare drenaggi separati per le aree con rischio di contaminazione 	<p>Le aree di processo coperte sono dotate di cordolature di contenimento per la raccolta di eventuali sversamenti.</p> <p>I drenaggi aperti e le eventuali acque meteoriche provenienti da aree classificate non pericolose (senza inquinamento da idrocarburi) sono collettati mediante apposite reti di raccolta allo scarico alla base delle piattaforme tramite appositi separatori a gravità (“seasump”).</p> <p>I drenaggi aperti e le eventuali acque meteoriche provenienti da aree classificate pericolose sono collettati in appositi serbatoi. Gli oli sono recuperati in produzione, mentre le acque separate sono inviate a successivo smaltimento.</p> <p>Il processo produttivo non prevede la produzione di acque di processo. I drenaggi chiusi delle linee e delle apparecchiature di processo e vengono inviati ad un sistema di separazione per consentire il recupero in produzione dei prodotti idrocarburici e l’invio a smaltimento delle acque separate.</p>
Rifiuti	<p>La BRef “Waste Treatment Industries” considera MTD:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la caratterizzazione dei rifiuti prodotti mediante analisi chimiche; - l’adozione di sistemi per garantire la tracciabilità dei rifiuti; - l’adozione di procedure per la separazione dei rifiuti; - adozione di sistemi e procedure per garantire che i rifiuti siano messi in deposito in maniera sicura; 	<p>Saranno previste istruzioni operative per la gestione dei rifiuti, che prevedono:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la classificazione dei rifiuti definita sulla base delle origini e delle caratteristiche di pericolosità e delle analisi di classificazione cui devono essere sottoposti i rifiuti in occasione del primo conferimento a smaltimento/recupero e successivi aggiornamenti; - di raggruppare in modo differenziato le varie tipologie di rifiuto da collocare nel deposito temporaneo. - l’assegnazione a ciascuna tipologia, sulla base delle caratteristiche di stato fisico e di pericolosità un contenitore idoneo ad assicurare la loro segregazione e raccolta in condizioni di sicurezza sia per gli operatori che per l’ambiente. Tali contenitori devono inoltre essere omologati in conformità alla convenzione CSC72 per il trasporto di merci pericolose in mare; - l’apposizione di cartellonistica, matrici od etichette, ai fini dell’individuazione immediata anche a distanza, di ogni contenitore di rifiuti. - di delimitare, compatibilmente con l’operatività degli impianti, le aree di deposito temporaneo;

 <p>Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – all E3</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p>14 / 14</p>
		01	

Attività	MTD indicate in BRef e Linee Guida di riferimento	MTD applicate
		<ul style="list-style-type: none"> - di assicurare che eventuali perdite, gocciolamenti o trafiletti di rifiuti, ma anche percolamento di acque meteoriche, vengano raccolti e gestiti, evitando spandimenti o scarichi diretti a mare; - di garantire la tracciabilità dei rifiuti prodotti.
Monitoraggi	<p>Linea Guida Nazionale Monitoraggio e Controllo: verifica costante e con modalità stabilite del rispetto dei limiti previsti dalla normativa in merito ai seguenti comparti:</p> <ul style="list-style-type: none"> - emissioni in atmosfera; - scarichi idrici; - emissioni di rumore e sorgenti sonore; - rifiuti (produzione, smaltimento e gestione delle aree di stoccaggio). 	Allegato E4 – Piano di monitoraggio