

TRACTEBEL ENGINEERING S.p.A.

Lungotevere Arnaldo da Brescia, 12 – 00196 Rome – ITALY
 tel. +39 06 203990 - fax +39 06 203990 16
 engineering-it@tractebel.engie.com
 tractebel-engie.com

RELAZIONE TECNICA



Our ref.: **P.009438.4001**
 TS:
 Imputation:

CONFIDENTIAL

Client : OLT Offshore LNG Toscana S.p.A.

Project : Studio di Fattibilità per la riduzione delle emissioni di NOx in accordo con le BREF di riferimento

Subject :

Comments:

00	24/06/2016	Draft	 Elena De Bortoli	 Giuseppe Guida	 Andrea Fioravanti	
01	29/07/2016	Finale	Elena De Bortoli	Giuseppe Guida	Andrea Fioravanti	
REV.	DD/MM/YY	STAT.	WRITTEN	VERIFIED	APPROVED	VALIDATED

Studio di fattibilità per la riduzione delle emissioni di NOx in accordo con le BREF di riferimento

INDICE

1. LISTA ACRONIMI.....	5
2. PREMESSA	5
3. DESCRIZIONE DEL CONTESTO	6
4. RIFERIMENTI AUTORIZZATIVI E NORMATIVI	9
5. SCOPO DEL LAVORO	10
5.1. Analisi dei Dati esistenti e delle misurazioni effettuate in continuo	11
5.2. Limiti definiti dalle bref e metodi per l'abbattimento degli inquinanti NOx.....	15
5.3. Studi e progettazione del Terminale progressi	16
5.4. Studio di fattibilità di Mitsubishi	17
6. PROSSIME ATTIVITÀ.....	21
7. CONCLUSIONE	21
8. ALLEGATI	23

1. LISTA ACRONIMI

BAT Best Available Techniques

BREF documenti di riferimento per le BAT

GN gas naturale, fluido combustibile in condizioni di normale operatività delle Caldaie

BOG Boil off Gas, gas naturale proveniente dalle Cisterne

MGO, Marin Gasoil (gasolio marino), fluido combustibile utilizzato in condizioni di non normale operatività dell'impianto

FGR Flue Gas recirculation

IED Industrial Emission Directive

LNG Liquid Natural Gas (gas natural liquido)

STBD Starboard caldaia

PORT Portside caldaia

2. PREMESSA

Tractebel Engineering S.p.A è stata incaricata da OLT Offshore LNG Toscana SpA (di seguito OLT), Gestore ai sensi del Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (di seguito Decreto AIA) prot n 93 del 2013 dell'impianto offshore "FSRU Toscana" a largo delle coste di Livorno, di preparare il presente documento in ottemperanza alla prescrizione del Decreto AIA (pag 94 del PIC) ed alla prescrizione n. 6 del provvedimento di esclusione dalla procedura di VIA prot DVA 2010-0025280 (come richiesto dalla nota DVA -2014- 0013230 del 08/05/2014 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - di seguito MATTM).

Con nota prot. DVA -2014- 0013230 del 08/05/2014), il MATTM ha infatti specificato che la verifica di ottemperanza alla prescrizione n. 6 del sopracitato provvedimento dovesse essere effettuata "coerentemente con quanto stabilito in AIA" e, pertanto, richiedeva alla società OLT di predisporre "uno studio di fattibilità allo scopo di traguardare i limiti emissivi di cui al BREF di riferimento (pari a 100 [mg/Nm³] durante utilizzo di Gas naturale come combustibile), sulla base degli esiti del monitoraggio delle emissioni in atmosfera nei primi 24 mesi di esercizio dell'impianto".

Considerato che l'impianto "FSRU Toscana" è dotato di 2 caldaie una potenza termica di combustione pari a 40 MWt ciascuna, denominate Starboard STBD e Portside PORT con un limite emissivo attuale per ciascuna (in condizioni di normale operatività – bruciando Gas naturale) pari a 150 mg/Nmc di NOx (media oraria), il presente documento illustra lo studio di fattibilità preparato da Mitsubishi, fornitore delle caldaie presenti a bordo (Technical Report – Report for Boiler NOx Reduction BZM-Z02563_R0 del 27 Aprile 2016) relativo alla individuazione delle possibili soluzioni tecniche/ impiantistiche per ridurre le emissioni di NOx dai fumi generati dalle due caldaie .

Come BREF di riferimento è stato utilizzato il documento "IPPC Reference Document on Best Available Techniques" per Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW (Giugno 2006). Lo studio di fattibilità presenta la possibilità di raggiungere 100 mg/Nm³ di emissione di NOx con un contenuto di ossigeno pari al 3%.

3. DESCRIZIONE DEL CONTESTO

La Società OLT riveste la qualifica di Gestore ai sensi del D. lgs. 152/2006 smi del Terminale di rigassificazione, ubicato a 12 miglia dalla costa Toscana, autorizzato ad una massima capacità produttiva di rigassificazione di 3,75 miliardi di standard metri cubi all'anno.

L'impianto è un Terminale galleggiante di rigassificazione di tipo FSRU (Floating Storage and Regasification Unit), che è stato realizzato modificando una nave convenzionale adibita al trasporto di GNL dotata di cisterne sferiche progettate con tecnologia MOSS, la "Golar Frost 1444 IMO n° 9253284", costruita dalla Hyundai Heavy Industries nel 2004.

Il Terminale denominato "FSRU Toscana" è iscritto ai Registri delle Navi Minori e Galleggianti del Compartimento Marittimo di Livorno al numero LI 10153, nominativo internazionale IBAH, numero IMO 9253284.

Il Terminale è permanentemente ancorato a circa 12 miglia nautiche (23 km) al largo delle coste toscane tra Livorno e Pisa alle seguenti coordinate geografiche 43°38'40" N – 09°59'20"E. Esso è ancorato al fondale marino ad una profondità di 120 m a partire da un unico punto di rotazione a prua per consentirgli il movimento intorno alla torretta di ancoraggio, adattandosi alle condizioni meteo marine.

L'FSRU ha una capacità di stoccaggio pari a 135,000 m³. Si tratta di una nave a scafo singolo in acciaio dotata di quattro serbatoi di GNL di tipo Moss® collocati nella parte centrale, un impianto di rigassificazione nella parte anteriore, macchinari di servizio a poppa ed alloggi nella parte centro-poppa. Le metaniere ormeggeranno in configurazione laterale a dritta per consentire il caricamento diretto del GNL all'FSRU (serbatoi del carico) tramite i bracci di carico.

Il gas una volta rigassificato viene inviato tramite la piattaforma girevole della torretta verso il fondo marino e da lì direttamente ai punti di collegamento utenti sulla terraferma attraverso una condotta sottomarina singola da 32".

La condotta approda sulla riva del Canale Scolmatore, per poi collegarsi presso la cabina ASA di decompressione denominata "I Lupi e Suese" in territorio del Comune di Collesalveti.

La produzione di vapore per alimentare le turbine a vapore per la produzione di energia elettrica necessaria al Terminale per auto sostentamento, avviene tramite due caldaie alimentate a gas naturale. Esse sono di tipo MB-3E, prodotte da Mitsubishi, hanno una potenza termica di combustione pari a 40 MWt ciascuna, denominate Starboard STBD e Portside PORT .

Le motrici dei turbo generatori a vapore sono alimentate con vapore surriscaldato avente una pressione massima di circa 62 bar e temperatura di 510°C prodotto da due caldaie capaci di produrre cadauna 55.000kg/h al massimo di vapore surriscaldato. Nelle condizioni di esercizio più gravose, il vapore necessario per i turbogeneratori è di 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 capacità di produzione di vapore. Durante le normali condizioni operative, le caldaie utilizzano come combustibile il Boil-off gas dei serbatoi di stoccaggio del GNL e, nel caso questo non fosse sufficiente, la quantità mancante può essere prelevata dal gas prodotto dall'impianto di rigassificazione. Durante le normali operazioni il Boil-off gas prodotto nei serbatoi è inviato mediante un compressore (LD compressor) ad un riscaldatore (LD Heater) e quindi alle caldaie, mentre il combustibile eventualmente prelevato dall'impianto di rigassificazione (send-out) è inviato direttamente al suddetto riscaldatore. In alcune condizioni di non normale operatività quali ad esempio malfunzionamenti, emergenze, manutenzione e in caso di assenza di GNL all'interno dei serbatoi del Terminale per mancato arrivo di navi metaniere di approvvigionamento, per mantenere il Terminale in condizioni di sicurezza, l'energia elettrica necessaria sarà prodotta attraverso l'utilizzo di Marine Gasoil (MGO) per alimentare le caldaie collegate ai turbogeneratori a vapore, o i generatori diesel, in base al carico elettrico e alla configurazione di generatori richiesti.

Di seguito vengono riassunti i limiti emissivi imposti dal Decreto Autorizzativo Integrato Ambientale (Decreto AIA) e dal D lgs 152/06 s.m.i al Terminale durante la normale operatività delle caldaie (GN come fluido combustibile).

Tipologia emissioni	Parametro	Punto emissivo	Limite ESERCIZIO
Emissioni Caldaie - combustione Gas naturale (GN)	NOx	E1, E2	150 mg/Nm3 (media oraria)
	CO	E1, E2	70 mg/Nm3 (media oraria)
	PM	E1, E2	5 mg/ Nm3 (media oraria)

Tabella 1 Limiti emissive imposti al terminale in condizioni di normale operatività

Il Terminale galleggiante presenta due punti di emissione (E1 - starboards e E2 – port side) costituiti da due condotte indipendenti per i fumi di scarico di ciascuna caldaia ed anche se convergenti in un unico camino, le due correnti sono separate da setto centrale. Attualmente le emissioni vengono monitorate da un sistema di monitoraggio in continuo (CEMS) installato su ciascun relativo condotto. Esso consente di rilevare i parametri prescritti al Terminale oltre che ai parametri previsti dalla normativa italiana, (D.Lgs. 152/06, art. 294, comma 1) e di interesse operativo. Nel complesso il sistema consente la misura di:

- ossidi di azoto (NO_x e NO₂),
- CO e CO₂,
- COV (come TOC),
- polveri (PM),
- O₂,
- Umidità,
- Portata,
- Temperatura,
- Pressione.

Parametro		Punto di emissione	
		E1 (Starboard)	E2 (Port side)
Portata normalizzata secca massima autorizzata (Nm ³ /h)		31458	31458
Anno di ultima modifica dell'impianto		2013	2013
Durata dell'emissione (ore /giorno)		24	24
Frequenza nelle 24 ore		Continua	Continua
Allo sbocco:	Direzione del flusso	Verticale	Verticale
	Sezione	Semicircolare	Semicircolare
	Diametro (m)	1.600 (sezione circolare completa). Ciascuna sezione semicircolare ha area di 1 m ²	
	Altezza (m)	50 mt s.l.m.	50 mt s.l.m.
Alle prese del sistema di rilevamento (CEMS)	Direzione del flusso	Verticale	Verticale
	Sezione	Circolare	Circolare
	Diametro esterno (mm)	1150	1150

Tabella 2 Dimensioni costruttive punti di emissione

4. RIFERIMENTI AUTORIZZATIVI E NORMATIVI

Principali Autorizzazioni ambientali del Terminale

- Valutazione Ambientale Strategica (VAS) positiva da parte della Regione Toscana con Decisione di Giunta Regionale No. 28 del 20 Luglio 2004;
- Decreto Valutazione Impatto Ambientale del MATTM No. 1256 del 15 Dicembre 2004, con parere favorevole della Regione Toscana e di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, sia per il Terminale di rigassificazione che per il relativo gasdotto di collegamento alla Rete Nazionale dei Gasdotti;
- Esclusione dall'applicazione della procedura di VIA, ai sensi dell'art.20 D.Lgs.152/2006 e s.m.i., rilasciata dal MATTM con emissione del provvedimento Prot. No. DVA-2010-0025280 del 20 Ottobre 2010 per modifiche al progetto del Terminale di rigassificazione che si sono rese necessarie durante lo sviluppo dell'ingegneria esecutiva, scaturite anche dalla necessità di ottemperare ad alcune prescrizioni dettate in fase di VIA, modificato con Determinazione Prot. No. DVA-2011-0024915 del 4 Ottobre 2011, con riferimento alla Prescrizione No. 4;
- Esclusione dall'applicazione della procedura di VIA, ai sensi dell'art.20 D.Lgs.152/2006 e s.m.i., rilasciata dal MATTM con emissione del provvedimento Prot. No. DVA-2012-0023515 del 1 Ottobre 2012 per l'aggiornamento riguardante la tipologia di navi metaniere compatibili con il terminale ed il relativo numero di accosti;
- Esclusione dall'applicazione della procedura di VIA, ai sensi dell'art.20 D.Lgs.152/2006 e s.m.i., per la modifica del sistema di ancoraggio, rilasciata dal Ministero con Provvedimento prot. 23531 il 2 Ottobre 2012;
- AIA per l'esercizio del Terminale rilasciata dal MATTM con emissione del Decreto Prot. No. 00093 del 15 Marzo 2013 e successive modifiche non sostanziali;
- Autorizzazione per la produzione di emissioni dei gas a effetto serra - Direttiva 2003/87/CE "Emission Trading" ai sensi del D.Lgs 216/2006, con l'emissione dell'Autorizzazione No. 08/2013 del 09 Aprile 2013;
- Esclusione dall'applicazione della procedura di VIA, ai sensi dell'art.20 D.Lgs.152/2006 e s.m.i., per aggiornamenti relativi alla tipologia di navi metaniere compatibili con il terminale e al delta termico dell'acqua di mare necessaria alla rigassificazione rilasciata dal MATTM con Provvedimento prot. 0398 del 9 Novembre 2015.

Riferimenti normativi

Il presente documento considera i seguenti riferimenti normativi:

- Integrated Pollution Prevention and Control - Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants July 2006 che recepisce la direttiva 96/61/EC successivamente modificata dalla direttiva 2008/1/EC
- Kick-Off Meeting for the review of the Best Available Techniques reference Document on Large Combustion Plants Seville, 25-28 Ottobre 2011 Meeting Report NTS SEVILLE, 25 - 28 October 2011 MEETING REPORT

- Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants; Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control) JOINT RESEARCH CENTRE Institute for Prospective Technological Studies Sustainable Production and Consumption Unit European IPPC Bureau Final Draft (June 2016)
- Decreto legislativo 152/2006 s.m.i. – Norme in materia ambientale
- Decreto Legislativo 46/2014, che modifica il Testo Unico Ambientale (D.Lgs. 152/06) con il recepimento della Direttiva Europea 2010/75/UE sulle emissioni industriali (IED - Industrial Emission Directive),
- IED – Industrial Emission Directive: emessa tramite la direttiva 2010/75/UE che definisce dei principi generali per la concessione di autorizzazioni sulla base di un approccio integrato e l'applicazione delle BAT. La IED stessa per grandi Impianti di combustione fissa dei limiti emissivi per l'NOx (allegato V parte I) pari a 100 mg/Nm³.

5. SCOPO DEL LAVORO

Il Decreto Autorizzativo Integrato Ambientale di seguito "Decreto AIA" richiede al paragrafo 9.3 del parere istruttorio conclusivo, relativamente alle emissioni convogliate, quanto segue:

"entro i successivi 36 mesi dal rilascio dell'AIA¹ (entro 1 Agosto 2016) uno studio di fattibilità allo scopo di traguardare i limiti emissivi di cui al BREF di riferimento (limite orario di 100 mg/Nm³) che prenda in considerazione i monitoraggi delle emissioni effettuati nei primi 24 mesi (agosto 2013-agosto 2015) di esercizio e ciò anche nel rispetto di quanto previsto dalla prescrizione n. 6 del provvedimento di esclusione di assoggettabilità della procedura di VIA prot DVA 2010-0025280 del 20 ottobre 2010 ("dovrà essere valutata la possibilità di ridurre ulteriormente la concentrazione di Nox nelle emissioni rispetto ai 150mg/Nm³ dichiarati nello studio di impatto ambientale")".

Lo scopo del presente lavoro, è ottemperare alle disposizioni di cui sopra emesse dall'Autorità.

A tale proposito sono state svolte le seguenti attività:

- Analisi dei dati esistenti e delle misurazioni delle emissioni effettuate in continuo;
- Analisi dei limiti stabiliti dalle BREF di riferimento e individuazioni delle migliori tecnologie (BAT) per l'abbattimento dell'NOx in impianti di combustione;
- Analisi degli studi e della progettazione pregressa;
- Implementazione di uno studio di fattibilità da parte di Mitsubishi che include: una campagna di misura e uno studio di fattibilità tecnico impiantistico con l'individuazione di modifiche tecniche.

¹ La data di inizio delle attività previste nel Decreto AIA decorre a partire dall'avvio del Terminale, avvenuto in data 30 luglio 2013 dalla cui data decorrono i 36 mesi.

5.1. Analisi dei Dati esistenti e delle misurazioni effettuate in continuo

Nelle seguenti tabelle vengono riportati i valori delle emissioni atmosferiche per le Caldaie presenti sul Terminale (punto emissivo E1 ed E2) come comunicato con i Report Annuali dei rapporti Annuali 2014-2015 secondo Decreto AIA n. 0093 del 5/03/2013 s.m.i. durante la normale operatività (bruciando GN nelle caldaie).

2014

Concentrazioni di inquinanti Caldaia stardboard - E1	(mg/Nmc) 3% O2					% volume	Nmch
	CO	NO2	NOx	Polveri	COV (come TOC)	CO2	Portata fumi
Gennaio	1,15	1,68	74,69	0,99	0,80	8,36	17743,66
Febbraio	0,01	0,50	78,35	1,04	0,01	8,12	16310,02
Marzo	2,73	0,56	72,61	0,24	0,20	8,19	17022,30
Aprile	0,02	1,41	66,83	0,24	-	8,01	17338,28
Maggio	0,01	1,60	66,15	0,24	0,02	8,06	18058,44
Giugno	0,08	0,00	65,61	0,28	0,29	8,10	18532,84
Luglio	0,00	2,62	67,68	0,28	1,10	7,86	21414,91
Agosto	0,10	6,65	76,60	0,28	1,33	8,53	22092,55
Settembre	0,00	6,98	77,70	0,28	1,05	8,44	19136,55
Ottobre	0,01	7,40	77,23	0,27	0,87	8,38	19023,94
Novembre	0,02	7,08	76,47	0,24	0,90	8,22	20746,12
Dicembre	0,66	6,95	96,38	0,24	0,67	8,89	25973,91
Quantità annuale tonnellate	0,07	0,67	12,87	0,06	0,11	27770,28	

LIMITI del DECRETO AIA e D lgs 152/06 s.m.i. bruciando gas naturale

- **NOx = 150 mg/Nmc (media oraria)**
- **PM = 5 mg/Nmc (media oraria)**
- **CO=70 mg/Nmc (media oraria)**

NOTA:

1) I dati nella presente tabella sono ricavati utilizzando il software di acquisizione CEMS presente nel Terminale
 2) I calcoli massici sono stati effettuati calcolando i quantitativi in tonnellate degli inquinanti emessi ogni mese

NOTA: Si evidenzia che i dati nella Tabella sopra riportate rappresentano il valore medio mensile delle medie orarie dei vari inquinanti.

Concentrazioni di inquinanti Caldaia Portside – E2	(mg/Nmc) 3% O2					% volume	Nmc/h
	CO	NO2	NOx	Polveri	COV (come TOC)	CO2	Portata fumi
Gennaio	3,00	0,18	69,30	1,45	1,87	8,86	20067,59
Febbraio	0,08	0,03	72,09	1,60	2,10	8,71	16878,88
Marzo	0,13		71,83	0,23	0,95	8,82	16485,30
Aprile	0,15	0,00	66,95	0,62	0,60	8,48	15535,38
Maggio	0,01	0,00	64,08	0,45	0,64	8,41	15826,44
Giugno	0,01	0,01	56,20	0,24	0,92	7,74	17488,44
Luglio	0,00	2,49	60,76	0,24	0,87	7,86	17947,43
Agosto	0,18	5,07	72,38	0,24	0,79	8,63	19542,45
Settembre	0,00	6,17	77,90	0,24	0,55	8,97	18717,21
Ottobre	0,00	7,00	76,63	0,24	0,66	8,96	1014,68
Novembre	0,00	7,07	76,61	0,24	0,90	8,72	19982,60
Dicembre	0,14	7,34	102,98	0,22	0,73	9,05	27651,49
Quantità annuale tonnellate	0,05	0,46	11,14	0,08	0,14	25530,92	

LIMITI del DECRETO AIA e D lgs 152/06 s.m.l. bruciando gas naturale

- **NOx = 150 mg/Nmc (media oraria)**
- **PM = 5 mg/Nmc (media oraria)**
- **CO=70 mg/Nmc (media oraria)**

NOTA:

1) I dati nella presente tabella sono ricavati utilizzando il software di acquisizione CEMS presente nel Terminale
2) I calcoli massici sono stati effettuati calcolando i quantitativi in tonnellate degli inquinanti emessi ogni mese

NOTA: Si evidenzia che i dati nella Tabella sopra riportate rappresentano il valore medio mensile delle medie orarie dei vari inquinanti.

Durante tutto il 2014 non si sono verificate non conformità relative agli inquinanti in atmosfera ad eccezione del lieve superamento avvenuto il 30-31/12/2014 (max valore raggiunto nelle 5 ore di superamento pari a 151.7mg/Nmc), ed in particolare le concentrazioni medie orarie degli NOx, durante la normale operatività delle caldaie, sono rimaste sempre inferiori a 150mg/Nmc.

2015

Concentrazioni di inquinanti bruciando NG Caldia stardboard - E1	(mg/Nmc) 3% O2					% volume	Nmc/h
	CO	NO2	NOx	Polveri	COV (come TOC)	CO2	Portata fumi
Gennaio	0	8,98	98,87	0,22	0,67	8,67	26252,03
Febbraio	0,04	8,62	87,01	0,22	0,76	8,49	24416,6
Marzo	0,01	9,12	80,61	0,22	0,71	8,4	22974,86
Aprile	0,29	7,69	81,77	0,23	0,69	8,68	25151,63
Maggio	0,05	4,43	64,28	0,24	0,94	8,02	16948,52
Giugno	0,09	4,09	64,69	0,28	0,87	8,26	18099,46
Luglio	0,52	4,36	55,98	0,3	0,38	7,83	16047,93
Agosto	0,11	3,86	60,98	0,29	0,75	7,81	19556,87
Settembre	0,56	4,44	65,05	0,27	0,8	7,46	20297,99
Ottobre	0,02	4,36	65,65	0,24	0,99	7,4	20670,59
Novembre	0,08	5,03	78,53	0,24	1,01	7,52	22154,21
Dicembre	0,3	5,74	77,06	0,24	0,94	7,62	25783,36
Quantità annuale tonnellate	0,030	1,126	12,462	0,045	0,146	28.995,07	
LIMITI del DECRETO AIA e D lgs 152/06 s.m.i bruciando gas naturale <ul style="list-style-type: none"> • NOx = 150 mg/Nmc (media oraria) • PM = 5 mg/Nmc (media oraria) • CO=70 mg/Nmc (media oraria) NOTA: 1) I dati nella presente tabella sono ricavati utilizzando i software di acquisizione CEMS presente nel Terminale 2) i calcoli massici sono stati effettuati calcolando i quantitativi in tonnellate degli inquinanti emessi ogni mese							

NOTA: Si evidenzia che i dati nella Tabella sopra riportate rappresentano il valore medio mensile delle medie orarie dei vari inquinanti.

Concentrazioni di inquinanti bruciando NG Caldia Portside – E2	(mg/Nmc) 3% O2					% volume	Nmc/h
	CO	NO2	NOx	Polveri	COV (come TOC)	CO2	Portata fumi
Gennaio	0,07	7,46	90,65	0,24	0,42	8,45	24427,05
Febbraio	0,08	7,72	83,31	0,24	0,80	8,15	23794,47
Marzo	0,02	8,89	80,25	0,23	0,74	8,33	22802,90
Aprile	0,17	8,17	86,53	0,22	0,73	8,71	25770,97
Maggio	0,02	6,11	72,57	0,24	0,75	8,39	20110,80
Giugno	0,02	7,00	73,60	0,24	0,75	8,61	20709,55
Luglio	0,05	8,52	64,84	0,24	0,74	8,35	19203,20
Agosto	1,25	6,54	69,78	0,24	0,25	8,19	21360,69
Settembre	0,17	6,00	72,88	0,24	0,07	7,74	22582,75
Ottobre	0,05	6,25	71,42	0,24	0,27	7,58	22834,89
Novembre	0,07	5,30	73,20	0,23	0,85	7,70	23739,36
Dicembre	0,00	5,36	80,14	0,22	0,72	7,79	28556,69
Quantità annuale tonnellate	0,031	1,352	15,087	0,046	0,116	31.323,89	

LIMITI del DECRETO AIA e D lgs 152/06 s.m.i bruciando gas naturale

- **NOx = 150 mg/Nmc (media oraria)**
- **PM = 5 mg/Nmc (media oraria)**
- **CO=70 mg/Nmc (media oraria)**

NOTA:

1) i dati nella presente tabella sono ricavati utilizzando il software di acquisizione CEMS presente nel Terminale
2) i calcoli massici sono stati effettuati calcolando i quantitativi in tonnellate degli inquinanti emessi ogni mese

NOTA: Si evidenzia che i dati nella Tabella sopra riportate rappresentano il valore medio mensile delle medie orarie dei vari inquinanti.

Durante tutto il 2015 non si sono verificate non conformità relative agli inquinanti in atmosfera, ad eccezione dei lievi superamenti del 18/04/2015 e del 12/08/2015 (nel complesso 3 medie orarie sopra i limiti di legge del parametro CO), ed in particolare tutte le concentrazioni medie orarie degli NOx, durante la normale operatività delle caldaie (GN come combustibile) sono rimaste sempre inferiori a 150mg/Nmc.

Le analisi dei dati mostrano che, relativamente al 2015 , durante il normale funzionamento (combustibile gas naturale) il superamento del valore 100 mg/Nmc come media oraria (limite imposto al Terminale dal 59 esimo mese dal rilascio del Decreto AIA ed a seguito di uno studio di fattibilità), è avvenuto per circa 700 ore.

5.2. Limiti definiti dalle bref e metodi per l'abbattimento degli inquinanti NOx

Le BREF sono dei documenti di riferimento sulle BAT (Best Available Techniques); definiscono e suggeriscono cos'è attualmente disponibile sul mercato, dal punto di vista economico e tecnico, per ridurre gli impatti ambientali.

Le BREF (2006) in vigore per impianti di combustione, recepiscono la direttiva 96/61/EC e forniscono informazioni e linee guida per i regolatori al fine di rilasciare permessi a impianti di combustione. Con l'introduzione della direttiva 2010/75/EU Industrial Emission Directive alcune modifiche verranno apportate alle attuali BREF. Il processo di integrazione è ancora in corso; il verbale di Kick off meeting del 2011 presenta le prime conclusioni sulla prima revisione delle BREF. Per quanto riguarda gli impianti di combustione si considereranno anche impianti con potenze aggregate di 15 MW e verranno inserite sub-categorie per la definizione delle BAT: 15-50 MW; 50-100 MW; 100-300 MW; >300 MW; ma al non ci sono informazioni riguardo l'introduzione di limiti emissivi diversi.

La direttiva IED è stata recepita in Italia dal Decreto Legislativo 46/2014, che modifica il Testo Unico Ambientale (D.Lgs. 152/06) e fissa i limiti di emissione di NOx per impianti di combustione esistenti a 100 mg/Nmc

Il documento BREF di riferimento per impianti con produzione di energia superiori a 50 MW identifica varie tecniche per l'abbattimento dell'NOx per impianti di combustione a gas.

Esiste una notevole varietà di misure che riducono la formazione degli ossidi di azoto negli impianti di combustione. Tutte queste misure modificano i parametri di esercizio o di progetto degli impianti di combustione in modo tale che la formazione degli ossidi di azoto sia ridotta o in modo tale che gli ossidi di azoto già formati siano convertiti all'interno della caldaia.

In generale le tecnologie per ridurre le emissioni di NOx possono essere distinte in *misure primarie* e *secondarie*.

Le *misure primarie* sono relative al controllo/riduzione della formazione di NOx in caldaia.

Quando si utilizzano le misure primarie è importante evitare effetti negativi sull'esercizio della caldaia e sulla formazione di altri inquinanti.

Tra le misure primarie possiamo considerare:

- Eccesso d'aria ridotto
- Air staging
- Ricircolo dei fumi
- Reduced air preheat
- Fuel staging (reburning)
- Bruciatori anti NOx
- Burners Out Of Service (BOOS)

Le *misure secondarie* mirano a ridurre gli NOx già formati in caldaia. Possono essere utilizzate indipendentemente o in associazione con le tecniche primarie quali bruciatori basso NOx etc.

Gran parte delle tecniche secondarie si basano sull'iniezione di ammoniaca, urea o altri composti che reagiscono con gli NOx portando alla formazione di azoto molecolare.

Le tecniche secondarie si dividono in:

- riduzione catalitica selettiva (SCR)
- riduzione catalitica non selettiva (SNCR)

5.3. Studi e progettazione del Terminale progressi

Durante la progettazione del Terminale, o meglio la riconversione della metaniera in impianto di gassificazione e successivamente nell'ambito della documentazione inviata al MATTM (in data 27 novembre 2012 con nota prot. 0716) in ottemperanza alla sopracitata prescrizione n° 6, erano state prese in considerazione diverse soluzioni per la riduzione delle emissioni in atmosfera ed in particolare di NOx; eccesso d'aria ridotto (Less Excess Air (LEA)), iniezione di acqua o di vapore, ricircolo dei gas di combustione, riduzione catalitica selettiva (SCR) e installazione di bruciatori più performanti.

A valle di attente analisi e considerazioni, tra le migliori tecnologie disponibili (Best Available Techniques) menzionate nel documento BREF (IPPC) per impianti di produzione di energia sopra i 50 MW è stata considerata la tecnologia di ricircolo dei fumi e la sostituzione dei bruciatori esistenti.

Il ricircolo di fumi in caldaia porta alla riduzione dell'ossigeno disponibile nella zona di combustione e poiché raffredda direttamente la fiamma, ad una diminuzione della temperatura di fiamma: di conseguenza si riducono la conversione a NOx dell'azoto presente nel combustibile e la formazione degli NOx termici.

Il ricircolo di fumi nell'aria di combustione ha dimostrato, nei primi due anni di esercizio, di essere un metodo efficace per l'abbattimento degli NOx in caldaie che operano con temperature elevate, come le caldaie del tipo "wet bottom" e le caldaie ad olio/gas.

Generalmente nel ricircolo, parte dei fumi (20 – 30% alla temperatura di 350 – 400 °C) è ripreso tramite una soffiante dedicata a valle dell'economizzatore (monte riscaldatore aria) e ricircolato alla caldaia. I fumi ricircolati possono essere miscelati con l'aria di combustione nella cassa d'aria o con l'aria di staging. I bruciatori installati devono essere adatti a funzionare in presenza di gas ricircolato.

Se la quantità di gas ricircolato è eccessiva possono manifestarsi problemi quali: corrosioni con combustibili contenenti zolfo, perdita di rendimento per maggior temperatura dei fumi al camino e potenza assorbita dai ventilatori, problemi di esercizio per lo spostamento del carico termico dalla camera di combustione alle parti convettive della caldaia.

5.4. Studio di fattibilità di Mitsubishi

Le attuali caldaie MB-3E, installate sul Terminale, sono dotate di un sistema di ricircolo fumi per il controllo dei valori di emissione di NOx al camino. Il sistema è stato installato in sede di conversione da nave metaniera a Terminale di rigassificazione. Oltre al ricircolo fumi si è intervenuti anche sulla conversione dei forni, relativi bruciatori (i bruciatori combustibile liquido della nave metaniera erano settati per fuel oil mentre per il Terminale il combustibile liquido è solo MDO) e sull'iniezione di vapore d'acqua in camera di combustione. L'impostazione del sistema, in sede di commissioning del Terminale, è stata eseguita in considerazione del limite NOx di 150mg/Nmc. Al fine di abbassare il limite di emissione, si è reso necessario incrementare la quantità di fumi ricircolati (nei limiti del rispetto dei parametri di combustione) ovviando alla formazione di eccessiva condensa.

A tale proposito, OLT ha commissionato a Mitsubishi di effettuare uno studio di fattibilità per verificare che il ricircolo dei fumi possa effettivamente garantire il rispetto del limite di emissione di NOx pari a 100 mg/Nmc. Lo studio è stato svolto secondo le seguenti fasi:

- **Campagna di misurazione** in campo: test di misura per verificare la riduzione degli NOx in caso di aumento del ricircolo dei gas esausti in caldaia;
- **Studio di fattibilità tecnica/impiantistica**: studio necessario per eliminazione o riduzione delle problematiche impiantistiche ed operative derivanti dall'aumento del ricircolo;
- **Definizione delle modifiche impiantistiche** necessarie per l'implementazione.

CAMPAGNA DI MISURA

La campagna di misurazioni dei dati di emissione degli NOx (CEMS) è stata effettuata tra il 9 e l'11 Novembre 2015; le simulazioni sono state effettuate considerando un carico variabile da 17t/h (35% MCR: maximum continuous rate) a 48t/h (100% MCR) con diverse percentuali di ricircolo gas (FGR ratio) definite in base all'apertura della valvola di ricircolo.

Di seguito si riassumono i risultati delle misurazioni di Novembre 2015 (valori medi di emissione in mg/Nm³ nel periodo di misura).

Tabella 3 Emissione degli NOx (mg/Nmc) da ciascuna caldaia a differenti carichi e differente percentuale di ricircolo

Tempo	Carico Boiler (%)	STBD boiler/PORT boiler	(*)DCS setting point	
			1.0	1.3
			NOx mg/Nmc (media oraria)	NOx mg/Nmc (media oraria)
8:40-11:25	35 (17t/h)	STBD	76.0	n/a**
		PORT	84.4	n/a
11:25-15:00	75 (36t/h)	STBD	101.0	96.1
		PORT	92.0	76.6
15:00-17:25	100 (48t/h)	STBD	100.3	78.7
		PORT	79.4	n/a

Note:

(*) DCS setting point rappresentano i fattori teorici moltiplicativi dell'apertura in % della valvola di ricircolo dei gas, a sua volta dipendente dall'aria in ingresso alle caldaie. I valori di progetto sono sempre stati inferiori a 0,5.

(**) n/a : test non effettuato

Come si può vedere dalla tabella, nonostante le tempistiche estremamente limitate del Test (obbligate per evitare problematiche impiantistiche) lo studio ha evidenziato che il limite di 100 mg/Nm³ può essere rispettato utilizzando la tecnologia di ricircolo dei gas esausti con un elevato ricircolo (mantenendo un fattore di ricircolo pari o superiore a 1 per entrambe le caldaie). Il fattore impostato a DCS (*) (sistema di controllo dell'impianto) rappresenta il livello del ricircolo del gas esausto come conseguenza di una definita apertura delle valvole stesse. È importante sottolineare che tali test sono stati condotti solo per alcune ore in due giorni consecutivi, con un intervallo di composizione di gas limitato cercando comunque di garantire una appropriata affidabilità dei risultati del test.

STUDIO DI FATTIBILITA' TECNICO IMPIANTISTICO

La campagna di misura è stata seguita da un approfondito studio di fattibilità tecnico/impiantistico che ha analizzato le seguenti problematiche:

- Deviazione di ossigeno nei bruciatori: la differente concentrazione di ossigeno a monte e a valle dei bruciatori modifica la forma della fiamma con conseguente rischi di stress termomeccanici nel surriscaldatore dove il vapore presenta condizioni di instabilità.

- Analisi della fiamma di combustione: verifica dell'instabilità della fiamma
- Analisi delle condizioni della miscela nel wind box (apparecchiatura precedente ai bruciatori) con possibilità di formazione delle condense e conseguenti problemi di corrosione.

In particolare lo studio (allegato alla presente relazione) effettuato tramite simulazioni fluidodinamiche (con software di calcolo CFD) ha evidenziato tramite le mappature di temperatura, velocità, concentrazione di O₂ e di H₂O, effettuate a differenti % di ricircolo del gas di scarico, quanto segue::

- Deviazione di ossigeno: limitati rischi dovuti alla deviazione di concentrazione di ossigeno relativamente alla modifica del fronte di fiamma (Rif. Figura 1 e **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**);

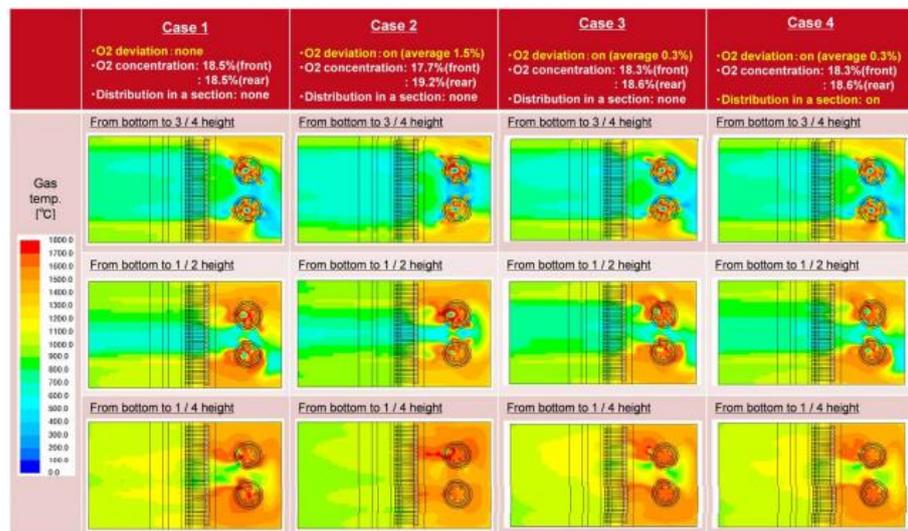


Figura 1: Gas temperature contour in the horizontal section

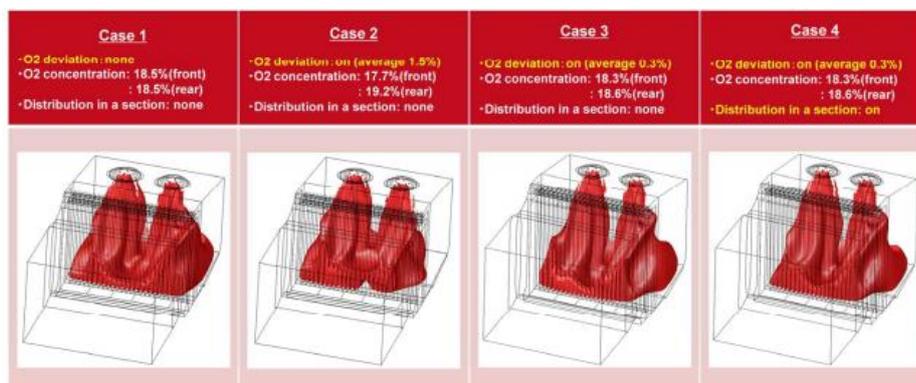


Figura 2: the Isothermal temperature surface whose temperature of combustion gas is 1500 degreesC

- Formazione di condensa e conseguenti fenomeni di corrosione: l'elaborazione fluidodinamica svolta ha mostrato che la temperatura di parete nella wind box e nella mixing box è sotto il punto di rugiada con la conseguente formazione di condensa.

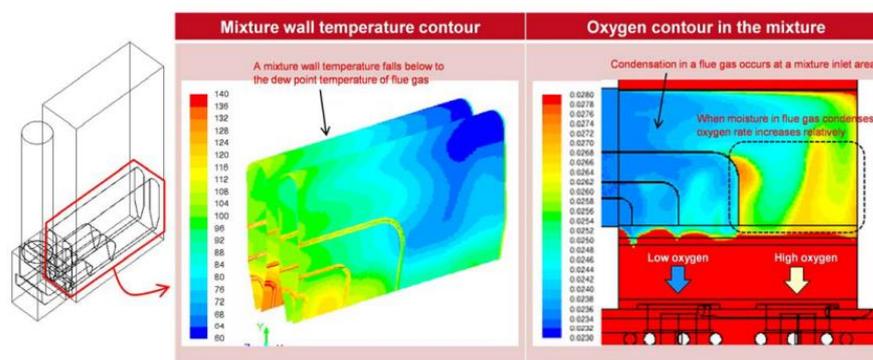


Figura 3: Evaluation of the mixed form in the inside of a mixed vessel

A valle delle simulazioni effettuate, lo studio di fattibilità di MHI evidenzia limitati rischi dovuti alla deviazione di concentrazione di ossigeno, e suggerisce modifiche impiantistiche per evitare la formazione di condensa e per introdurre protezioni delle parti soggette al conseguente effetto di corrosione. Nel caso di OLT, è stata verificata la possibilità di eseguire due possibili tipi di intervento: l'installazione di "riser pipe cover", ovvero una protezione per le parti affette dalla ricaduta della condensa, o di "drain box", ovvero una vasca per la raccolta della condensa installata in modo da miscelare uniformemente i gas esausti e l'aria di combustione. L'installazione di un "drain box", crea un aumento nelle perdite di pressioni ma allo stesso tempo crea condizioni di combustione più stabili; il "riser pipe cover" non comporta modifiche fluidodinamiche in caldaia.

In particolare le modifiche necessarie per poter aumentare il ricircolo dei fumi nelle caldaie del Terminale FSRU Toscana sono:

- Installazione di opportuni sensori di ossigeno nel wind box necessari per poter verificare il contenuto dello stesso prima dei bruciatori
- Copertura e coibentazione per la tubazione del boil off gas lead pipe per prevenire, da un lato, con la copertura (cover) fenomeni corrosivi legati alla presenza di condensa acida e dall'altro, con la coibentazione, deviazioni significative di temperatura con conseguenze rilevante sulle temperature di fiamma e sulle emissioni;
- "Riser pipe cover" o "drain box" necessari per la risoluzione del problema delle condense ("Riser pipe cover" allo scopo di proteggere i tubi acqua caldaie o "drain box" allo scopo di drenare la condensa direttamente dal fondo del mixer (aria/gas ricircolo))
- Protezione con pittura della superficie del wind box

Si evidenzia che tali modifiche comportano un fermo delle caldaie e che devono essere effettuate in un momento di limitata operatività del Terminale stesso.

6. PROSSIME ATTIVITÀ

Nel presente capitolo si delineano i passi successivi, che il Gestore intende adottare a seguito dello studio di fattibilità:

- Ingegneria di dettaglio delle modifiche e scelta della soluzione tecnicamente più favorevole;
- Definizione dei tempi di intervento;
- Programmazione dell'intervento in base all'operatività del Terminale;
- Implementazione delle modifiche;
- Periodo di prova (superiore ad un mese)
- Eventuale validazione ed adozione del limite (NOx = 100 mg/Nmc)
- Comunicazione alle autorità preposta

7. CONCLUSIONE

Il presente studio è stato preparato per OLT, al fine di rispondere alla prescrizione del Decreto AIA (pag 94 del PIC) ed alla prescrizione n.6 del provvedimento di esclusione di assoggettabilità della procedura di VIA prot DVA 2010-0025280.

Il documento riporta la descrizione dello studio di fattibilità svolto da MHI per la verifica delle possibili soluzioni per la riduzione delle emissioni di NOx sotto i 100 mg/Nmc considerando le BREF (Giugno 2006) e i limiti della IED (in Italia recepiti da D.lgs 46/2014).

Opportune valutazioni sulle possibili tecnologie di abbattimento delle emissioni di NOx applicabili al Terminale "FSRU Toscana" erano state fatte in fase di progettazione e di permissistica (documentazione per ottemperanza prescrizione n° 6 del procedimento di VIA); lo studio di fattibilità mantiene il medesimo approccio (ricircolo dei gas esausti) e presenta i risultati ottenibili sfruttando alle massime condizioni operativamente possibili tale tecnologia.

Lo studio di fattibilità è stato implementato secondo le seguenti fasi:

- Campagna di misurazione in campo: test di misura per verificare la riduzione degli NOx in caso di aumento del ricircolo dei gas esausti in caldaia;
- Studio di fattibilità tecnica/impiantistica: studio necessario per eliminazione o riduzione delle problematiche impiantistiche ed operative derivanti dall'aumento del ricircolo;
- Definizione delle modifiche impiantistiche necessarie per l'implementazione.

La campagna di misurazioni effettuata a Novembre 2015 ha dimostrato che, è possibile raggiungere livelli di emissione di NOx inferiori a 100mg/Nmc ai vari carichi fino al nominale di 48 t/h, incrementando i gas riciclati entro il limite di rispetto dei parametri di combustione. Questo dovrà essere ulteriormente verificato in diverse condizioni operative, per varie composizioni di gas e per un periodo di tempo maggiormente prolungato a modifiche impiantistiche avvenute

La campagna di misura è stata seguita da un approfondito studio di fattibilità tecnico/impiantistico effettuato tramite simulazioni fluidodinamiche che ha evidenziato la creazione di instabilità per deviazione di ossigeno e formazione di condensa con i conseguenti fenomeni di corrosione.

A valle delle simulazioni effettuate lo studio suggerisce modifiche impiantistiche per evitare la formazione di condense con il conseguente effetto di corrosione, quali:

- Installazione di opportuni sensori di ossigeno nel wind box necessari per poter verificare il contenuto dello stesso prima dei bruciatori;
- Copertura e coibentazione per la tubazione del boil off gas lead pipe;
- l'installazione di un drain box (vasca per la raccolta della condensa) o di un "riser pipe cover" (protezione per le parti affette dalla ricaduta della condensa);
- Protezione con pittura della superficie del wind box;

Tali modifiche comporteranno un fermo delle caldaie e dunque dovranno essere effettuate in un momento di limitata operatività del Terminale stesso.

Lo studio ha evidenziato la possibilità di trarre i limiti emissivi per gli Nox di cui al Bref di riferimento in condizioni di normale operatività, con una delle tecnologie considerate BAT a seguito di opportune modifiche impiantistiche. Per cui i passi successivi, che il Gestore intende adottare a seguito dello studio di fattibilità sono i seguenti:

- Ingegneria di dettaglio delle modifiche e scelta della soluzione tecnicamente più favorevole;
- Definizione dei tempi di intervento;
- Programmazione dell'intervento in base all'operatività del Terminale;
- Implementazione delle modifiche;
- Periodo di prova (superiore ad un mese)
- Eventuale validazione ed adozione del limite (NOx = 100 mg/Nmc)
- Comunicazione alle autorità preposta

In conclusione, il Gestore procederà a valutare, progettare ed effettuare le modifiche dello studio di fattibilità di MHI per poter aumentare il ricircolo dei fumi in caldaia e conseguentemente ridurre gli NOx emissivi, e conseguentemente fornire all'Autorità i risultati raggiunti.

Il Gestore, si riserva di concludere il mantenimento del limite orario (100 mg/Nmc) in modo continuativo sulla base delle misurazioni di cui sopra, eseguite successivamente all'implementazione delle modifiche.

8. ALLEGATI

- Technical Report – report for Boiler NOx Reduction Feasibility Study BZM-Z02563_R0 Mitsubishi, 27 Aprile 2016