

Eni S.p.A.
Divisione Refining & Marketing

Raffineria di Venezia

Via dei Petroli 4, 30175 Porto Marghera (VE)
P.O. Box 64, Mestre PT, 30171 Venezia Mestre (VE)
Tel.: 041 5331111
Fax: 041 5315568
www.eni.it

Sede legale in Piazzale Enrico Mattei 1, 00144 Roma
Tel. centralino: +39 06 5988.1
Capitale Sociale euro 4.004.425.176,00 i.v.
Registro Imprese di Roma Cod. Fisc. 00484960588
Partita IVA 00905811006
R.E.A. Roma n.756453



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e
del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali

E.prot DVA - 2011 - 0021217 del 17/08/2011



Ministero dell'Ambiente e della
Tutela del Territorio e del Mare
Direzione Generale per le
Valutazioni Ambientali

Via Cristoforo Colombo, 44
00147 Roma

c.a. De Giorgi Loretta

SPP/015

Venezia, 01 agosto 2011

**Oggetto: DVA-DEC 2010-0000898 del 30/11/2010 - Autorizzazione Integrata
Ambientale per l'esercizio della Raffineria ENI s.p.a. Div. R&M sita nel
Comune di Venezia - Invio Allegati lettera DIR/083 del 04.07.2011**

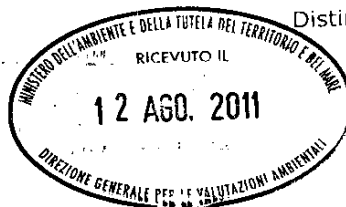
In riferimento alla telefonata intercorsa ed alla cortese richiesta, trasmettiamo unitamente alla
presente, il CD contenente gli allegati alla lettera DIR/083 del 04 luglio u.s. dettagliati nel
seguito.

- Programma LDAR di cui al cap.9, par. 9.2.3 del Parere Istruttorio Conclusivo;
- Piano serbatoi e pipeway di cui al cap.9, par. 9.3 del Parere Istruttorio
Conclusivo;
- Piano per la riduzione dei VOC dai serbatoi di cui al cap. 19 del Parere
Istruttorio Conclusivo;
- Piano di fattibilità delle misure dei combustibili alle singole utenze
- Piano di monitoraggio dei transitori della CTE (COGE)

Ricordiamo che la documentazione in oggetto è stata inviata codesto Ministero "per tramite di
ISPRA", in ottemperanza all'art. 1 del Decreto di A.I.A..

Rimaniamo a disposizione per eventuali chiarimenti.

Distinti saluti



eni spa
divisione refining & marketing
Raffineria di Venezia
Salute, Sicurezza e Ambiente

Il Responsabile
Ing. Luigi Russo



eni S.p.A.
Divisione Refining & Marketing
Raffineria di Venezia
HSE/SOIUTIL



Venezia, 04 luglio 2011

ATTUAZIONE PMC AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE (DVA-DEC-2010-0000898 DEL 30/11/2010) DELLA RAFFINERIA DI VENEZIA

MONITORAGGIO DEI TRANSITORI DELLA CTE (COGE)- PAR. 2.3 DEL PMC

1. Premessa

La presente nota risponde a quanto richiesto al par. 2.3 del PMC, per la definizione dei transitori e Minimo Tecnico dell'Impianto di cogenerazione COGE, nonché le modalità di stima degli inquinanti emessi in tali fasi.

Al proposito si fa presente che, trattandosi di un impianto finalizzato alla produzione di energia elettrica e vapore per gli usi di Raffineria, nella quale l'impianto in oggetto è integrato, non è possibile inquadrarne i transitori nelle tipologie indicate nella tabella 7 del PMC.

Infatti, riguardo ai tempi di avviamento, è necessario specificare che, come già anticipato (Vedi Verbale ISPRA del 15.3.2011), essendo l'Impianto COGE al servizio della Raffineria, lo stesso viene gestito con modalità operative che sono diverse da quelle di una CTE dedicata alla produzione di energia elettrica per utenti terzi. Pertanto l'impianto è da considerare sempre in marcia, tranne nei periodi di fermata degli impianti di processo e non è soggetto a cicli di avviamenti/fermate; quindi risulta anche priva di significato la definizione delle tipologie di avviamento (a tiepido, a caldo, a freddo).

Nel seguito sono descritti pertanto i vari assetti di funzionamento non a regime (Minimo Tecnico), per i quali vengono indicate le modalità di monitoraggio delle emissioni in termini di concentrazioni, volumi fumi e flussi di massa emessi.

2. Generalità

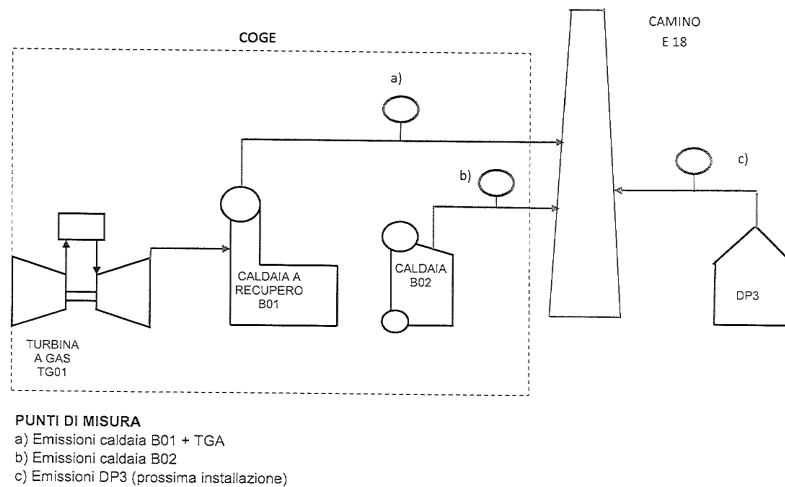
L'Impianto di cogenerazione della Raffineria è costituito da:

- un gruppo turbogas TG01 e caldaia a recupero B01, dotata di bruciatori per postcombustione;
- una caldaia a fuoco diretto B02;
- una turbina a vapore TGV01.

L'impianto fornisce energia elettrica e vapore di processo, indispensabili al funzionamento della Raffineria ed è pertanto inserito nell'ambito delle unità di produzione dello stabilimento dalle quali riceve i combustibili necessari al suo funzionamento.

I combustibili utilizzati sono Fuel Gas e Fuel Oil.

I fumi di combustione sono convogliati al camino E18 cui affluiscono anche i fumi della distillazione primaria DP3 (cfr. schema).



3. Riferimenti normativi e quadro emissivo dell'impianto

Situazione autorizzativa precedente al rilascio dell'AIA

L'impianto di cogenerazione ricade, come limiti di emissioni, nell'ambito del D.Lgs. 152/06.

Inoltre, rientrando nei progetti normati dall'ex art. 17 del DPR 203/88 (ora art.269 del 152/06), ha seguito uno specifico iter autorizzativo, per quanto concerne le emissioni in atmosfera, ed è stato autorizzato direttamente dal ministero dell'Industria, Commercio ed Artigianato (MICA) con decreto autorizzativo DM 15/11/91.

L'autorizzazione prescrive il monitoraggio con analizzatori continui delle emissioni (ossidi di azoto, ossido di carbonio, anidride solforosa e del tenore di ossigeno), al fine di verificare il rispetto dei limiti definiti dal DM suddetto che sono:

NOx (espressi come NO2)	180	mg/Nmc	80	kg/h
CO	100	mg/Nmc	100	kg/h
SO2	450	mg/Nmc	180	kg/h
Polveri	10	mg/Nmc	5	kg/h

come medie orarie riferite ad un tenore di ossigeno libero nei fumi del 15%.

Prescrizioni autorizzative AIA

L'Autorizzazione Integrata Ambientale, al p.to 9.2.1 pag. 51 del PIC prescrive che "le emissioni del camino della COGE (E18) devono rispettare puntualmente i valori limite di cui all'allegato II alla parte V del D.Lgs. 152/06."

Ed inoltre a pag. 53 del PIC, par. 9.2.4, si richiede:

“i valori limite devono essere rispettati in tutte le condizioni di funzionamento, escluse le fasi di avviamento e di arresto e al di sotto del Minimo Tecnico per le CTE. [...] I valori misurati sono riferiti ai gas secchi e al tenore di ossigeno per essi previsto”.

La definizione dei transitori (avviamento/arresto) e di Minimo Tecnico è pertanto riferita a tale ambito di applicabilità del rispetto dei valori limite.

A tal proposito, va evidenziato che già nell’incontro con ISPRA dell’1 marzo 2011 (vedi verbale) è stata rappresentata la difficoltà interpretativa della prescrizione di cui al p.to 9.2.1 del PIC e, come concordato in quella sede, la Raffineria, con lettera DIR/076 del 24 giugno 2011 inviata all’AC e a ISPRA, evidenziando che l’impianto COGE, nel quale è presente un turbogas con caldaia a recupero, non rientra nel campo di applicazione dell’Allegato II alla parte V del D.Lgs. 152/06, ha richiesto la rimozione di detta prescrizione e comunque di fornire una interpretazione alla stessa al fine di definire le modalità di controllo.

4. Sistema di Misura delle Emissioni

Per ragioni tecniche legate alla conformazione delle condotte che affluiscono al camino e per la necessità di caratterizzare la sola emissione dell’impianto COGE (come richiesto dall’ente di controllo locale ARPAV) sono stati installati due sistemi di analisi in continuo rispettivamente nella condotta fumi della caldaia a fuoco diretto (B02) e nella condotta fumi turbogas e caldaia a recupero (TG01+B01). I dati provenienti da ciascun analizzatore vengono elaborati mediante SW dedicato per la determinazione dei parametri di emissione globale dell’impianto COGE, per confrontarli con i limiti definiti dal DM suddetto.

Per quanto concerne i sistemi di monitoraggio, il D. Lgs. 152/06 parte V disciplina i metodi di valutazione dei risultati, ottenuti con sistemi di rilevamento in continuo delle emissioni in atmosfera, finalizzandoli alla verifica del rispetto dei limiti di emissione fissati dallo specifico decreto autorizzativo (DM 15/11/91).

Il sistema di analisi dei fumi di combustione dell’impianto COGE è costituito da 2 sistemi di

campionamento, 2 sistemi di condizionamento del gas campionato e da analizzatori per O₂, SO₂, CO ed NO_x.

Gli analizzatori rilevano la concentrazione delle sostanze indicate; un elaboratore dedicato rileva questi dati, li integra con i valori della portata dei combustibili provenienti dal sistema di controllo di processo (DCS) e li elabora in modo da fornire i dati (in concentrazione e in peso) delle emissioni totali dei fumi. Viene inoltre costantemente controllata la temperatura dei fumi.

Il sistema di condizionamento e gli analizzatori sono alloggiati in una cabina chiusa ed isolata posta all’interno dell’area COGE. La cabina è provvista di un sistema di allarmi per: ingresso in cabina, alta temperatura e sistema in manutenzione.

Tali sistemi saranno integrati, come richiesto dal PMC, con misure in continuo di polveri.

5. Transitori e Assetti non Cogenerativi

Data la specificità dell’impianto COGE rispetto a un tradizionale gruppo termoelettrico, risulta impossibile inquadrare i transitori nei casi di avviamento a Freddo, Tiepido e Caldo citati nella tabella 7 del PMC, pertanto per situazione di transitorio vanno intese tutte le fasi di avviamento/arresto delle singole unità di generazione dell’impianto, ivi inclusi tutti gli assetti non cogenerativi dello stesso di seguito specificati.

In effetti, i limiti imposti sono riferiti all'impianto a regime e in ciclo cogenerativo, modalità per la quale l'impianto è stato progettato e non possono applicarsi a condizioni di funzionamento differenti che non prevedano il recupero cogenerativo dei fumi del turbogas, condizioni che gestionalmente sono ridotte al minimo per ovvie ragioni di efficienza ed economia di esercizio.

Con riferimento alla normativa vigente (D. Lgs. 152/06 art. 271 comma 14), i valori limite di emissione, per l'impianto COGE, si applicano ai periodi di normale funzionamento del ciclo cogenerativo, con esclusione:

- dei transitori di avviamento/fermata;
- dei periodi di funzionamento del gruppo non in assetto cogenerativo.

Inoltre, con riferimento a quanto riportato al punto 9.2.4 del Parere Istruttorio Conclusivo, "i valori limiti di bolla vanno rispettati in tutte le condizioni di funzionamento, escluse le fasi di avviamento e arresto e al di sotto del Minimo Tecnico per la CTE" ossia le condizioni di cui sopra e di seguito dettagliate.

A tale riguardo si riportano di seguito gli assetti dell'impianto COGE in modalità non cogenerativa:

- Caso 1:** Turbogas Fermo - per fermata accidentale o per manutenzione programmata,
B01 e/o B02 in marcia a combustione diretta.
- Caso 2:** Turbogas con fumi a camino
B01 e/o B02 in marcia a combustione diretta.

Tale situazione si verifica sia in fase di avviamento e fermata del turbogas, sia nelle condizioni di caldaia B01 ferma (fermata accidentale o programmata per manutenzione).

Si individua inoltre un tipico "assetto transitorio" per il quale non si applicano i valori limite di emissione sopra riportati, ovvero:

- Caso 3:** Turbogas a carico elettrico ridotto

In tali condizioni, infatti, non è possibile l'attivazione dell'iniezione di vapore (steam injection) per la riduzione degli NOx. In questo caso infatti, le logiche di controllo di turbina comandano l'arresto della steam injection suddetta e ne impediscono la riattivazione fino all'aumento del carico elettrico al di sopra di soglie predefinite.

Questa situazione è tipica del passaggio a regime dell'impianto con turbogas già a recupero ma ancora in fase di incremento della potenza di macchina e dunque con sistema di steam injection disinserito.

L'assetto a carico elettrico ridotto del turbogas si può riscontrare, altresì, per indisponibilità temporanea di fuel gas di alimento, prodotto dagli impianti di Raffineria.

Relativamente al caso 1 si evidenzia un particolare assetto associato ai periodi di fermata degli impianti di processo (per manutenzione generale programmata o per esigenze produttive).

In tale situazione, infatti, è prevista la sola marcia della caldaia B02 (a fuoco diretto), con Caldaia B01 e Turbogas fermi.

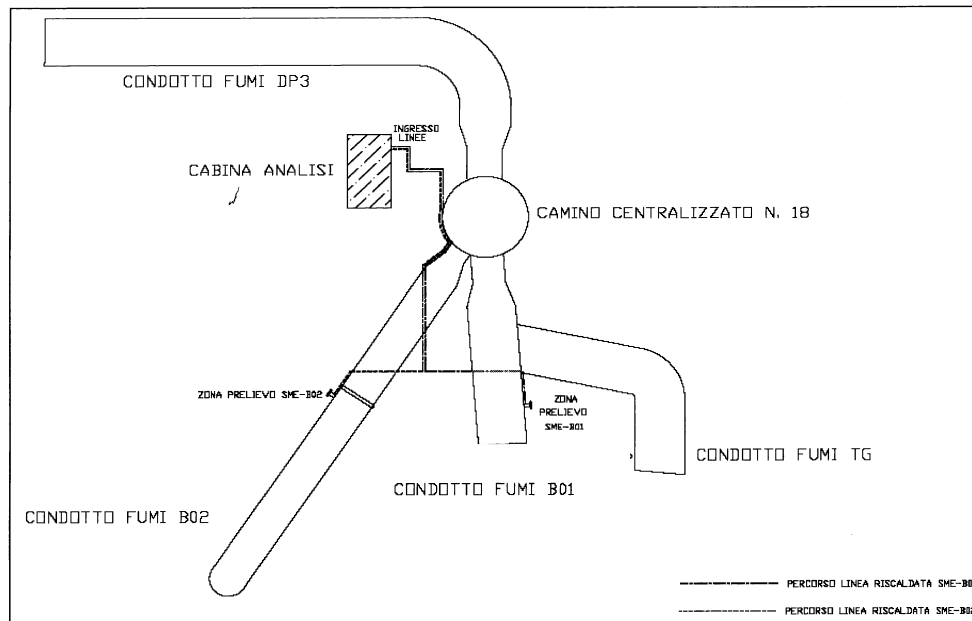
Peraltro, in tali condizioni, la caldaia B02 viene alimentata a solo fuel oil, venendo a mancare la disponibilità di fuel gas completamente autoprodotta dagli impianti di raffineria, non essendo attualmente realizzata la connessione con metanodotto industriale esterno.

6. Monitoraggio delle emissioni durante i transitori ed in assetto non cogenerativo

Il monitoraggio delle emissioni in atmosfera dell'impianto COGE è garantito, durante il normale funzionamento, dallo SME installato sulle condotte fumi già descritto al paragrafo 4.

Durante le fasi transitorie e assetti non cogenerativi riportati al paragrafo precedente, il monitoraggio/stima delle emissioni risulta come segue:

- Caso 1** "turbogas fermo per fermata accidentale o per manutenzione programmata, B01 e/o B02 in marcia a combustione diretta".
I dati rilevati dallo SME sono relativi alle emissioni delle caldaie e quindi rappresentativi dell'intero Impianto COGE.
- Caso 3** "turbogas a carico elettrico ridotto"
I valori indicati dallo SME sono rappresentativi dell'intero Impianto COGE..
- Caso 2** "turbogas con fumi a camino B01 e/o B02 in marcia a combustione diretta", Lo SME rileva le emissioni delle caldaie; non rileva invece la misura dell'emissione del turbogas in quanto, per la particolare conformazione delle condotte fumi, in tale assetto, il punto di prelievo dell'analizzatore del gruppo cogenerativo Turbogas/B01 misura solo il contributo della caldaia, come mostra lo schema seguente.



In questa particolare situazione, data la conformazione della condotta e le condizioni di temperatura dei fumi non sono possibili misure, nemmeno discontinue; è tuttavia possibile un calcolo delle emissioni del turbogas partendo dal consumo di combustibile ed applicando relazioni stechiometriche o di letteratura, come di seguito riportato.

Calcolo delle emissioni del turbogas

SO₂

I valori di portata di SO₂, derivanti dal turbogas, si ottengono a partire dai valori calcolati su base stechiometrica, riferita al contenuto medio percentuale di zolfo nel fuel gas secondo la relazione:

$$\text{SO}_2(\text{kg/ora}) = 2 * \%S * Q(\text{kg/ora}) * 10^{-2}$$

NO_x

Formule EPA, associate a dati costruttivi di macchina per i quali si stima:

$$\text{NO}_x (\text{kg/h}) = 5,7 * 10^{-3} * (\text{Nmc/h di fuel gas})$$

CO

$$\text{CO} (\text{kg/h}) = 1,84 * 10^{-3} * (\text{Nmc/h di fuel gas})$$

Le rispettive concentrazioni si ricavano attraverso il volume fumi calcolato con le relazioni del DPR 416/2001 nota la qualità dei combustibili.

Per esse si avrà quindi:

Volume unitario di fumi anidri stechiometrici a condizioni normalizzate di temperatura e pressione (0°C e 101,3 kPa), valida per percentuali in peso di azoto e ossigeno nel combustibile inferiori o uguali a 1%:

$$\text{VF} (\text{Nmc/kg}) = 8,86 * C + 20,89 * H_2 + 3,31 * S$$

dove VF rappresenta il volume dei fumi emessi per kg di combustibile bruciato e C, H₂, S sono i kg di carbonio, idrogeno e zolfo rispettivamente contenuti in un kg di combustibile.

Dal volume unitario dei fumi anidri VF viene calcolato il volume unitario di fumi anidri emessi con percentuale di ossigeno libero residuo pari al valore di riferimento di legge (%O₂ rif) attraverso la relazione:

$$\text{VF} (\%O_2 \text{ rif}) = \text{VF} * 21 / (21 - \%O_2 \text{ rif})$$

L'ossigeno di riferimento utilizzato è pari al 15%.

Il volume totale di fumi anidri normalizzati emessi, espressi in Nmc/h, è calcolato moltiplicando il valore precedentemente determinato per i quantitativi in tempo reale Q di fuel gas bruciato, espresso in kg/h, secondo la relazione:

$$\text{V fumi} = \text{VF} (\%O_2 \text{ rif}) * Q$$