

PROCEDURA OPERATIVA
PO SGA 4.5.4 Monitoraggio delle emissioni di CO₂

Procedura di riferimento

SGA 4.5.4 RegISTRAZIONI

La versione applicabile di questa procedura è quella pubblicata sul sistema informativo. Per le copie e per i documenti stampati non è assicurato l'aggiornamento.

4	08.05.2007	Integrazioni a fronte verifica esterna	 G. Fugazza	 A. Gardinali	 A. Gardinali
3	17.01.2007	Aggiornamento riferimenti normativi	G. Fugazza	A. Gardinali	A. Gardinali
2	23.03.2006	Integrazioni a fronte verifica esterna	G. Fugazza	A. Gardinali	A. Gardinali
1	06.03.2006	Integrazioni a fronte verifica esterna	G. Fugazza	A. Gardinali	A. Gardinali
0	22/12/05	Prima emissione	G. Fugazza	A. Gardinali	A. Gardinali
Rev. N.	Data Public.	Descrizione modifica	Red.	Contr.	Appr.

Redazione a cura dell'assistente EDE, Controllo e Approvazione del Capo Sezione Esercizio.

INDICE

- 1. SCOPO**
- 2. AMBITO DI APPLICAZIONE**
- 3. RIFERIMENTI**
- 4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO**
- 5. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO₂**
- 6. ACQUISIZIONE DEI DATI PER IL CALCOLO DELLE EMISSIONI DI COMBUSTIONE**
- 7. ARCHIVIAZIONE DEI DATI**
- 8. SISTEMI INFORMATIVI**
- 9. CONTROLLO DELLA QUALITA' DEI DATI**
- 10. TEMPORANEA INAPPLICABILITA' DEL SISTEMA**
- 11. RESPONSABILITA'**
- 12. GLOSSARIO**

1. SCOPO

La procedura definisce metodi, modalità e responsabilità per la corretta gestione delle emissioni di CO₂ prodotte dall'impianto, in applicazione della normativa nazionale ed internazionale attualmente in vigore nel campo dell'Emissions Trading europeo.

Ciò anche ai fini della predisposizione della comunicazione annuale delle emissioni che il Gestore dovrà presentare all'Autorità Competente entro il 31 marzo dell'anno N+1 e della relativa verifica.

2. CAMPO DI APPLICAZIONE

Il campo di applicazione della presente Istruzione Operativa comprende il Sistema di Gestione Ambientale della Centrale e le attività inerenti il monitoraggio delle emissioni di biossido di carbonio.

3. RIFERIMENTI NORMATIVI

3.1 Livello nazionale

- Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità;
- Decisione della Commissione del 29 gennaio 2004 che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio;
- Decreto legge n. 273 del 12 novembre 2004, convertito in legge n° 316 del 30 dicembre 2004
- DEC/RAS/854/2005 del 1° luglio 2005 disposizioni di attuazione della decisione della Commissione europea C(2004) 130 del 29 gennaio 2004 che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra, ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio;
- DEC/RAS/65/2006 Ricognizione delle autorizzazioni ad emettere gas ad effetto serra rilasciate con decreti DEC/RAS/2179/2004, DEC/RAS/2215/2004 e DEC/RAS/013/2005 ai sensi del D.L. 273/2004, convertito con Legge 316/2004;
- DEC/RAS/074/2006 Assegnazione e rilascio delle quote di CO₂ per il periodo 2005-2007 ai sensi di quanto stabilito dall'art.11 della direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio.
- DEC/RAS/115/2006 del 13.3.2006 Disposizioni per la comunicazione delle emissioni di gas ad effetto serra.
- Decreto Legislativo 4 aprile 2006, n. 216 "Attuazione delle direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto";

- DEC/RAS/096/2006 rilascio del riconoscimento dell'attività di verifica delle comunicazioni delle emissioni prevista dall'art.15 della Direttiva 2003/87/CE e dall'art.4 comma 6 del decreto DEC/RAS/074/2006.

3.2 Livello locale (impianto)

- DEC/RAS/2004 DEL 28 dicembre 2004 di autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra ai sensi del decreto legge n. 273 del 12 novembre 2004;
- DEC/RAS/074/2006 del 23.2.2006 di assegnazione e rilascio quote di CO₂ per il periodo 2005-2007;
- IS 1 SGA 451 Dati ambientali
- Manuale Ambientale § 5.4;

4 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

Identificazione dell'impianto	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Impianto di generazione termoelettrica di La Casella ▪ Via Argine Po, 2 – 29015 Castel san Giovanni (PC) ▪ Autorizzazione ad emettere gas a effetto serra n°387 rilasciata con decreto DEC/RAS/2179/2004
Attività svolte	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Codice IPPC: 1.1 ▪ Denominazione: Impianti di combustione con una potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW (esclusi gli impianti per i rifiuti pericolosi o urbani) ▪ Codice EPER: 1.1 ▪ Codice NACE: 40-11 ▪ Tecnologie: Ciclo Combinato Turbina a Gas – Motore Diesel - Caldaia per vapore ausiliario ▪ Potenza termica installata: 2611 MW termici ▪ Flussi di combustibili GN, GS
Fonti	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Codice DEC/RAS/2179/04: 3 <ul style="list-style-type: none"> ○ Turbina a gas in ciclo combinato associata alla sezione LC1 ○ Turbina a gas in ciclo combinato associata alla sezione LC2 ○ Turbina a gas in ciclo combinato associata alla sezione LC3 ○ Turbina a gas in ciclo combinato associata alla sezione LC4 ○ N°2 caldaie per vapore ausiliario Combustibile utilizzato: GN ▪ Codice DEC/RAS/2179/04: 13 <ul style="list-style-type: none"> ○ Fonti minori¹ - n° 4 motori diesel di emergenza, n° 2 motopompe antincendio Combustibili utilizzati: GS

¹ Si tratta di fonti minori impiegate saltuariamente, che, insieme, contribuiscono per meno dell'1% alle emissioni annue totali dell'impianto. Il combustibile utilizzato da queste fonti non è differenziato da quello dello stesso tipo eventualmente usato nelle fonti principali ed è comunque contabilizzato con riferimento alle fonti principali stesse. Le fonti in esame non sono pertanto oggetto di monitoraggio specifico.

La potenza termica delle singole turbine a gas e la potenza elettrica nominale delle turbine a gas ed a vapore sono le seguenti:

	Fonte	Potenza termica <i>MWt</i>	Potenza elettrica nom. <i>MWe</i>
Turbina a gas LC1	F1_U1	645,000	250,000
Turbina a vapore LC1	-----		121,000
Turbina a gas LC2	F3_U1	645,000	250,000
Turbina a vapore LC2	-----		121,000
Turbina a gas LC3	F4_U1	645,000	250,000
Turbina a vapore LC3	-----		121,000
Turbina a gas LC4	F5_U1	645,000	250,000
Turbina a vapore LC4	-----		121,000

Abbreviazioni

CO_{2c}	Emissioni di biossido di carbonio da combustione
GS	Gasolio
GN	Gas Naturale
PCI	Potere Calorifico Inferiore
DA	Dati relativi all'attività
FE	Fattore di emissione
FO	Fattore di ossidazione

5. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO₂

Per procedere alla corretta classificazione dimensionale dell'impianto, dei flussi di combustibile impiegati e dei livelli di approccio corrispondenti si è proceduto ad una iniziale analisi dei dati storici del periodo 2001-2005 raccolti nella *IS 1 SGA 454 Classificazione dell'impianto per il monitoraggio delle emissioni di CO₂*; ed alle successive verifiche annuali di tali dati; le risultanze finali emerse sono quelle utilizzate per la descrizione delle modalità di gestione del monitoraggio delle emissioni di CO₂ di seguito descritte.

5.1 Classificazione dimensionale dell'impianto

La "Tabella A" dell'allegato al DEC/RAS/854/05 fornisce la classificazione e relativa combinazione di livelli minimi da adottare in funzione del quantitativo complessivo annuo di CO₂ ottenuto aggregando le emissioni derivanti da tutte le attività svolte nel sito.

La CO₂ del sito di La Casella deriva da:

- EMISSIONI DI COMBUSTIONE (CO_{2c})

Il quantitativo annuo previsto è maggiore di 500 kt di CO₂

L'impianto è quindi classificato in categoria "C".

Monitoraggio delle emissioni di CO₂**5.2 Classificazione delle fonti/flussi di combustibile e materiali**

In accordo a quanto previsto ai punti 17 dell'allegato al DEC/RAS/854/05 e 4.2.2.1.4 della Decisione della Commissione, l'emissione totale di CO₂ emessa dall'impianto per ogni tipo di combustibile (sia esso derivante da fonte maggiore o da fonte minore "de minimis") viene contabilizzata in maniera aggregata per l'impianto considerato nel suo complesso.

Tale scelta deriva dalla necessità di fare riferimento alle caratterizzazioni certificate in quantità e qualità dei combustibili impiegati dall'impianto. Tali caratterizzazioni vengono effettuate sui lotti in arrivo mentre nel corso dell'esercizio dell'impianto i combustibili sono generalmente impiegati nelle singole fonti miscelando prodotti di diversa tipologia ed appartenenti a lotti differenti.

In accordo al punto 4.2.2.1.4 della Decisione della Commissione, per l'impianto nel suo complesso sono adottate le seguenti classificazione dei flussi di combustibile o materiale impiegati:

FLUSSI MAGGIORI	FLUSSI MINORI	FLUSSI MINORI "approccio de minimis"
GN	---	GS

5.3 Lotto di combustibile o materiale

Come definito nella Decisione della Commissione per "lotto" si intende una quantità di combustibile trasferita in un'unica soluzione o in continuo in un periodo di tempo specifico. Il lotto è sottoposto a campionamento rappresentativo e su di esso viene effettuata la caratterizzazione del contenuto medio di energia e del tenore di carbonio, nonché di altri aspetti di interesse della composizione chimica.

Per il gas naturale il lotto è definito come fornitura mensile.

Nella metodologia descritta nel seguito le scorte di ogni tipologia di combustibile di inizio e fine periodo sono considerate come lotto unico a cui sono associati valori univoci di qualità.

5.4 Metodologia adottata

Per la determinazione delle emissioni di CO₂ viene adottata una metodologia fondata su:

"CALCOLO"

L'algoritmo generale impiegato, in accordo al punto 4.2.2.1.1 della "Decisione della Commissione", è il seguente:

Emissioni di Combustione

$$CO_{2c} = DA * FE * FO$$

I parametri DA, FE e FO univocamente associati ad ogni singolo lotto di combustibile, sono registrati e tracciabili nel Sistema Informativo. Pertanto ad ogni singolo lotto di

Monitoraggio delle emissioni di CO₂

combustibile viene associato il quantitativo di CO₂ emesso a seguito del processo di combustione nelle varie fonti dell'impianto.

Le modalità di calcolo adottate sono dettagliate nella *IS 3 SGA 4.5.4 "Modalità di calcolo delle emissioni di CO₂"*

6. ACQUISIZIONE DEI DATI PER IL CALCOLO DELLE EMISSIONI

6.1 Attività (DA)

Il dato attività costituisce il contenuto energetico di ogni singolo lotto di combustibile ed in accordo alla Decisione della Commissione espresso in **(TJoule)**

$$DA = \alpha * C * PCI \quad \text{(TJoule)}$$

dove per ogni singolo lotto:

C = Quantità di combustibile (espressa in kg ovvero Sm³)

PCI = Potere Calorifico Inferiore (espresso in kcal/kg ovvero kcal/Sm³)

α = fattore di conversione, pari a 4,1868 10⁻⁹

6.1.1 Quantità di combustibile (C)

In relazione alla classificazione dimensionale dell'impianto di La Casella e, nell'ambito di questa, in funzione della classificazione dei flussi di combustibile è richiesto, in accordo alla tabella 1 della "Decisione della Commissione", il livello di approccio per la determinazione del quantitativo di combustibile consumato.

L'istruzione operativa *IS 2 SGA 4.5.4 "Determinazione delle incertezze relative al consumo dei combustibili"* valuta e definisce le incertezze relative alla determinazione del consumo di gas naturale e del gasolio dell'impianto di La Casella.

Flussi di combustibile – n° livello di approccio per la determinazione del combustibile consumato

TIPOLOGIA DI COMBUSTIBILI	CLASSIFICAZIONE DIMENSIONALE DELL'IMPIANTO		
	A	B	C
Liquidi	2a/2b	3a/3b	4a/4b
Gassosi	2a/2b	3a/3b	4a/4b
Solidi	1	2a/2b	3a/3b

Gas naturale

Per il **gas naturale** il consumo viene determinato mediante misura in continuo, senza stoccaggio intermedio; la misura viene acquisita dal misuratore SNAM e riportata con cadenza mensile nella documentazione di fatturazione, tale quantità costituisce lotto rappresentativo per il gas naturale.

Il livello di approccio di livello 4a corrispondente all'utilizzo di strumentazione di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a +/- 1,5%.

Monitoraggio delle emissioni di CO₂

Il sistema di misura della portata del gas naturale, posto sulla tubazione di arrivo del gas in centrale, ha una misura pressione metano da SNAM (fondo scala 80 bar) e un gas cromatografo in linea.

Successivamente, in centrale, la tubazione si suddivide in due linee come di seguito riportato:

Una linea relativa alla portata totale del gas ai gruppi TURBOGAS, costituita a sua volta da n. 2 linee comprensive di:

- N. 1 trasmettitore portata metano (fondo scala 0-320000 Smc/h)
- N. 1 trasmettitore di pressione (campo scala 0/100 bar)
- N. 1 trasmettitore di temperatura

Ed una relativa alla portata gas alle caldaie ausiliarie costituita da 2 linee comprensive di:

- N. 1 trasmettitore portata metano (fondo scala 0-9028 Smc/h)
- N. 1 trasmettitore di pressione (campo scala 0/100 bar)
- N. 1 trasmettitore di temperatura

I parametri rilevati fanno capo ad un elaboratore locale, dotato di stampante integrata e di registratore a traccia.

Il sistema di misura ha valore fiscale nei confronti del fornitore SNAM del gas naturale, che acquisisce i dati in tempo reale; il sistema è sigillato con apposizione di piombi.

L'impianto provvede annualmente a far eseguire da ditta specializzata i controlli, le verifiche, le calibrazioni e le tarature della strumentazione; le operazioni sono effettuate alla presenza di un rappresentante del fornitore SNAM.

I rapporti di verifica e taratura sono conservati dal Responsabile della Linea Elettroregolazione.

Combustibile liquido

Tutte le singole quantità di gasolio (fonte minore con approccio "de minimis") acquistato sono registrate nel "SISTEMA INFORMATIVO"; la documentazione di acquisto viene mantenuta dall'impianto e messa a disposizione del Verificatore.

Il personale EDE provvede ad effettuare le letture dei livelli dei serbatoi e alla determinazione del quantitativo presente attraverso le specifiche tabelle di conversione caratteristiche dei serbatoi di stoccaggio.

Le quantità associate alle scorte di inizio e fine periodo sono valorizzate nel SISTEMA INFORMATIVO a seguito di rilevazione fisica delle giacenze.

La quantità di combustibile consumata nel periodo di riferimento è determinata attraverso l'approccio del bilancio di massa.

$$C = Ap + (S_i - S_f)$$

dove:

C = Consumi nel periodo di riferimento (kg)

Monitoraggio delle emissioni di CO₂

- A_p** = Acquisti nel periodo di riferimento (kg)
- S_f** = Scorte di fine periodo (Kg)
- S_i** = Scorte inizio periodo (kg)

6.1.2 Potere Calorifico Inferiore (PCI)

L'acquisizione del valore del PCI espresso in **kcal/kg o kcal/Sm³** avviene in modo differenziato in relazione alla classificazione dimensionale dell'impianto e nell'ambito di questa in funzione della classificazione dei flussi di combustibile secondo lo schema seguente:

Flussi maggiori di combustibile – n° livello del PCI

TIPOLOGIA DI COMBUSTIBILI	CLASSIFICAZIONE DIMENSIONALE DELL'IMPIANTO		
	A	B	C
Liquidi	2	2	3
Gassosi	2	2	3
Solidi	2	3	3

Livello 3

Il PCI espresso in Kcal/kg ovvero Kcal/Sm³, viene misurato mediante l'applicazione di una procedura di analisi riconosciuta a livello internazionale.

Il valore del PCI e l'indicazione della relativa procedura di misura sono riportati sul certificato di analisi per ogni singolo lotto di combustibile.

I valori sono registrati e tracciabili nel Sistema Informativo.

Flussi minori di combustibile e "de minimis" – n° livello del PCI

In accordo con la classificazione di flusso minore "de minimis", effettuata attraverso la *IS 1 SGA 4.5.4 "Classificazione d'impianto"* per il PCI viene applicato il coefficiente utilizzato per l'inventario nazionale UNFCC, riportati in allegato A del DEC/RAS/845/05 (10.187 kg/kCal).

Anche alle scorte sono assegnati i valori derivati dalla bibliografia (UNFCCC).

6.2 Fattore di emissione (FE)

L'acquisizione del valore del FE espresso in (**t CO₂/TJ**) avviene in modo differenziato in relazione alla classificazione dimensionale dell'impianto e nell'ambito di questa in funzione della classificazione dei flussi di combustibile secondo lo schema seguente:

Flussi maggiori di combustibile – n° livello del FE

TIPOLOGIA DI COMBUSTIBILI	CLASSIFICAZIONE DIMENSIONALE DELL'IMPIANTO		
	A	B	C
Liquidi	2a	2a	3

Monitoraggio delle emissioni di CO₂

Gassosi	2a	2a	3
Solidi	2a	3	3

Livello 3

Il FE viene determinato mediante l'impiego di una procedura di analisi riconosciuta a livello internazionale.

Il valore del FE sono registrati e tracciabili nel sistema informativo.

Dove i laboratori di analisi determinano la composizione del combustibile fornendo il valore del tenore di carbonio, mediante l'impiego di una procedura riconosciuta a livello internazionale, omettendo di calcolare il FE, il sistema informativo provvederà a calcolare il FE mediante l'applicazione dell'algoritmo contemplato al p.to 4.2.2.1.6 della DECISIONE DELLA COMMISSIONE.

L'attuale fornitura di gas naturale, secondo il protocollo di rete SNAM, viene certificata mediante analisi delle percentuali molari medie dei singoli gas che compongono la miscela; in questo caso il FE viene determinato per via indiretta a partire dalle percentuali dei singoli gas e della relativa formula chimica, con metodo di calcolo predisposto da ENEL che sarà reso disponibile al verificatore; il report, utilizzato per il calcolo della % di carbonio presente per ciascun lotto di fornitura, è riportato in allegato 1.

Enel Produzione ha provveduto a richiedere a SNAM l'aggiornamento della certificazione allegato 3.

Flussi minori di combustibile e "de minimis" – n° livello del FE

In accordo con la classificazione di flusso minore "de minimis", effettuata attraverso la *IS 1 SGA 4.5.4 "Classificazione d'impianto"*, per il FE viene applicato il coefficiente utilizzato per l'inventario nazionale UNFCC, riportati in allegato A del DEC/RAS/845/05 (74,44 tCO₂/TJ).

Anche alle scorte sono assegnati i valori derivati dalla bibliografia (UNFCCC).

6.3 Fattore di ossidazione (FO)

Viene acquisito dall'inventario nazionale UNFCCC per tutte le combinazioni di livelli tenuto conto anche di quanto indicato al punto 14 dell'allegato al DEC/RAS/854/05.

I calcoli relativi alle emissioni della CO₂ sono eseguiti a cura della linea Elaborazione Dati di Esercizio, attraverso supporti informatici (fogli excel), attraverso algoritmi a disposizione del verificatore.

6.4 Protezione dati

Tutti i file relativi al calcolo delle emissioni di CO₂ sono archiviati su apposita cartella sul server locale. L'accesso a tale server è consentito in lettura/scrittura esclusivamente al personale della linea EDE e in sola lettura a tutto il personale.

I Fogli di calcolo sono altresì protetti da apposita password per prevenire le possibili manomissioni. Gli errori di imputazione sono ovviati dai controlli qualità dei dati come indicato al punto 10 della presente procedura.

7. ARCHIVIAZIONE DEI DATI

I dati sono archiviati:

- sul sistema informativo aziendale la documentazione relativa alle forniture del combustibile per i combustibili che costituiscono l'insieme dei flussi maggiori;
- su registro di carico/scarico del gasolio e consuntivati su supporti informatici di centrale (es. foglio excel) per i combustibili che costituiscono l'insieme dei flussi minori;
- nell'Archivio Ambientale di Centrale tutta la documentazione generale (normativa di riferimento, domande di autorizzazione, comunicazioni, ecc), report periodici, di sorveglianza ed analisi dei dati.

In allegato 5 è elencata la principale documentazione che va conservata per un periodo non inferiore a dieci anni.

8. SISTEMI INFORMATIVI

La determinazione del quantitativo annuo di CO₂ emessa dai processi di combustione dell'impianto viene supportata da un sistema informativo impiegato da ENEL per il proprio processo produttivo, opportunamente implementato per recepire prima e utilizzare poi nel calcolo i nuovi parametri necessari richiesti dalla direttiva stabilendo sistematicamente un collegamento univoco tra il singolo dato ed i relativi certificati di origine.

9. CONTROLLO DELLA QUALITA' DEI DATI

Il monitoraggio quantitativo e qualitativo delle emissioni di CO₂ dell'impianto di La Casella è realizzato attraverso i dati mensili analizzati nel corso delle riunioni ambientali di UB, che sono di norma programmate con frequenza mensile.

I dati individuati per tale monitoraggio sono:

- il quantitativo mensile delle emissioni di CO₂ prodotte ed il dato progressivo dell'anno di riferimento, raffrontato anche con la quota di emissione assegnata per tale anno;
- le emissioni specifiche di CO₂, intese come rapporto tra i grammi di CO₂ emesse e la quantità (in kWh) di energia elettrica netta prodotta; tale dato è raffrontato con il valore medio rilevato nel precedente triennio ed eventuali scostamenti superiori a $\pm 3\%$ determinano l'effettuazione da parte della Direzione di specifiche analisi e valutazioni per individuarne le cause e le risultanze sono registrate in apposito report (fac simile in allegato 5).
- Il consumo specifico inteso come differenza fra il consumo specifico diretto (rapporto tra il calore speso e l'energia prodotta) ed il consumo specifico indiretto (quantificazione delle variazioni dei parametri che influenzano il consumo specifico); tale dato è raffrontato con il valore medio rilevato nei mesi precedenti ed eventuali scostamenti superiori a ± 20 kcal/kwh determinano l'effettuazione da parte della direzione di specifiche analisi e valutazioni per individuarne le cause e le risultanze sono registrate in apposito report.
- Il potere calorifico (kcal/Sm³) inteso come la differenza tra il valore medio mensile indicato da SNAM (ricalcolato come valore medio ponderale) e quello indicato dal gascromatografo Enel; tale dato è raffrontato con il valore medio rilevato nei mesi recedenti ed eventuali scostamenti superiori al $\pm 0.5 \%$ determinano l'effettuazione da parte della direzione di specifiche analisi e valutazioni per individuarne le cause e le risultanze sono registrate in apposito report.

Il personale della linea EDE è responsabile della predisposizione del report mensile di presentazione di tali dati ed il CSE del controllo.

10. TEMPORANEA INAPPLICABILITA' DEL SISTEMA

Se l'applicazione della metodologia di livello stabilito per le variabili considerate risulta temporaneamente non realizzabile a causa di motivi tecnici, il gestore comunica all'Autorità competente l'applicazione del livello più elevato raggiungibile fino a quando non siano state ripristinate le condizioni per l'applicazione del livello precedente, per un massimo di cinque giorni lavorativi. La comunicazione di sopraggiunta temporanea inapplicabilità della metodologia di livello standard è effettuata secondo le modalità definite dal Ministero dell'Ambiente in attuazione della direttiva 2003/87/CE.

Il gestore conserva in sito la documentazione comprovante la necessità di cambiare il livello applicato, nonché informazioni sulla metodologia provvisoria.

Superati i cinque giorni lavorativi il gestore, qualora non sia ancora possibile l'applicazione della metodologia di livello standard, rinnova la comunicazione di temporanea inapplicabilità secondo le modalità descritte, giustificando i motivi del persistere dell'impossibilità ad applicare i livelli standard.

I metodi alternativi da porre in atto da parte del fornitore e del gestore per la determinazione dei parametri temporaneamente indisponibili misurati dalla strumentazione che concorre alla definizione del quantitativo di gas naturale utilizzato sono definiti nel Codice di Rete Snam (Capitolo "Misura del gas", punto 3).

11. RESPONSABILITA'

Il personale della linea EDE è responsabile di:

- provvedere, di norma mensilmente, alla rilevazione dei livelli dei singoli serbatoi di stoccaggio del gasolio a servizio delle varie apparecchiature (diesel di emergenza, motopompe antincendio);
- archiviare nei sistemi informatici aziendali e sui supporti informatici di centrale i dati relativi ai combustibili che costituiscono l'insieme dei flussi maggiori, minori e minori con approccio "de minimis";
- annotare su apposito registro di carico e scarico, conservato dalla linea EDE stessa, i movimenti di gasolio (approvvigionamenti/consumi) ed archiviare i documenti di accompagnamento della fornitura;
- eseguire le elaborazioni di calcolo previste dalla presente procedura;

Il personale della linea Elettroregolazione è responsabile di:

- provvedere a far eseguire da ditta specializzata i controlli, le verifiche e le tarature del sistema di misura (che ha valore fiscale nei confronti del fornitore SNAM) del quantitativo di gas naturale fornito all'impianto; i rapporti di verifica e taratura sono conservati dalla linea Elettroregolazione.

Il Responsabile della linea Esercizio e Ambiente dello staff è responsabile di:

- verificare annualmente le classificazioni attribuite all'impianto di La Casella (classificazione dimensionale dell'impianto, classificazione dei flussi di combustibile).

Il Responsabile della Documentazione è responsabile di:

- archiviare in Archivio Ambiente la documentazione prevista dalla presente procedura e dalle Istruzioni Operative collegate;

Fermo restando le responsabilità esecutive come specificate nel presente procedura, la responsabilità in merito al monitoraggio delle emissioni di CO₂ dell'impianto di La Casella e alle eventuali implicazioni economiche previste dalla normativa di settore è del gestore Enel Produzione S.p.A. così come specificato nella istanza di autorizzazione all'emissione di gas serra.

12. GLOSSARIO

Autorità Competente: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio – Direzione per la ricerca ambientale e lo sviluppo che si avvale dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici (APAT) e dell'Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente (ENEA).

Fattore di emissione (FE): il fattore di emissione rappresenta la quantità di CO₂ che viene emessa in rapporto al contenuto di energia di ciascun tipo di combustibile impiegato.

Fattore di ossidazione (FO): il fattore di ossidazione tiene conto del carbonio non ossidato per i vari tipi di combustibile; per il gas naturale ad esempio è uguale a 0,995, che corrisponde alla trasformazione del 99,5% del carbonio in CO₂.

Gestore: la persona che gestisce o controlla l'impianto od alla quale è stato delegato un potere economico determinante per quanto riguarda l'esercizio tecnico dello stesso.

Livello di approccio: metodologia specifica per la determinazione dei dati relativi all'attività, dei fattori di emissione e dei fattori di ossidazione; più livelli formano una gerarchia di metodologie entro cui effettuare una scelta secondo quanto stabilito dalla normativa di riferimento.

Verificatore: organismo responsabile della verifica (competente, indipendente ed accreditato) incaricato di svolgere la verifica e di presentare un rapporto sulle risultanze della stessa, secondo criteri dettagliati stabiliti dallo Stato.

Elenco allegati:

- allegato 1: fac-simile determinazione del tenore di carbonio nel gas naturale;
- allegato 2: fac-simile report di calcolo per la determinazione delle emissioni di CO₂;
- allegato 3: richiesta aggiornamento della certificazione SNAM;
- allegato 4: comunicazione SNAM Rete Gas del 28.09.2005;
- allegato 5: elenco della principale documentazione che va conservata per un periodo non inferiore a dieci anni.
- allegato 6: fac simile report di sorveglianza qualità dei dati

Documenti correlati

- Istruzione operativa *IS 1 SGA 4.5.4 Classificazione dell'impianto per il monitoraggio delle emissioni di CO₂*;
- *Istruzione operativa IS 2 SGA 4.5.4 "Determinazione delle incertezze relative al consumo dei combustibili"*
- *Istruzione operativa IS 3 SGA 4.5.4 "Modalità di calcolo delle emissioni di CO₂"*
- *Procedura SGA 4.5.3 "Non conformità"*

Fac-simile calcolo della % di carbonio nel gas naturale

La composizione (% mol) di ciascun lotto di fornitura del gas naturale è contenuta nel bollettino di analisi mensile del fornitore SNAM.

Modalità di calcolo del quantitativo di Carbonio nel GN							
Dati inseriti manualmente							
Da bollettino analisi gas di SNAM							
Componente		% mol i	PMi	%p C i	per 1 mole P i	nel GN %p i	nel GN %P C
Elio	He	0,034	4,002	0	0,00	0	0
Azoto	N2	1,844	28,013	0	0,52	3	0
Metano	CH4	90,374	16,043	75	14,50	82	61
Anidride carbonica	CO2	1,204	44,010	27	0,53	3	1
Esani e superiori	C6H14	0,036	86,177	84	0,03	0	0
Etano	C2H6	5,322	30,070	80	1,60	9	7
Propano	C3H8	0,895	44,097	82	0,39	2	2
N-butano	C4H10	0,128	58,123	83	0,07	0	0
Isobutano	C4H10	0,114	58,123	83	0,07	0	0
N-pentano	C5H12	0,021	72,150	83	0,02	0	0
Isopentano	C5H12	0,027	72,150	83	0,02	0	0
		100,00			17,75	100	72
Densità	kg/mc (15°)	0,75239			PM		%P C
Carbonio del GN	kg/smc	54,14					

Monitoraggio delle emissioni di CO₂

ALLEGATO 2

Fac-simile report di calcolo per la determinazione delle emissioni di CO₂



Divisione Generazione ed Energy Management
Produzione Termoelettrica
Pianificazione e Controllo Performance

Certificazione combustibili e Calcolo Emissioni CO₂

DATI RILEVATI DA WEB COMB
DATI INSERITI MANUALMENTE

Centrale: **LA CASELLA** Tipo Flusso: **Flusso Maggiore**
Combustibile: **GAS NATURALE** Periodo: 01-gen-06 31-dic-06

Nome Tipologia Vettore	Riferim a bollettino di analisi (per ogni lotto di combustibile)	Combustibile max dettaglio	Ingresso Uscita	Data presa in carico	Quantità Certificata in arrivo (kg o smc)	PCI Certificato in arrivo (KCal/kg - Sm ³)	PCI Bibliografia (UNFCCC) (KCal/kg - Sm ³)	Tenore di Carbonio Certificato in arrivo (% kg/kg)	DA Energia termica (Tjoule)	FE Fattore di Emissione (tonCO ₂ /Tjoule)	FE Bibliografia (UNFCCC) (tonCO ₂ /Tjoule)	FO Bibliografia (UNFCCC)	CO ₂ (ton.)
					A	B	C	D	E	F	G	H	I
					$E = AxR(C)x4,1868x10^9$			$F = \frac{D}{B} X(\frac{10^4 x44}{4,1868x2})$			$I = ExF(G)xH$		
METANODOTTO	gen-06	GN	INGRESSO	31-gen-06	89.413.677	8.493		54,58	3.179,4	56,281			178.045,908
METANODOTTO	feb-06	GN	INGRESSO	28-feb-06	21.054.431	8.415		53,80	741,8	55,991			41.325,707
METANODOTTO	mar-06	GN	INGRESSO	31-mar-06	64.036.018	8.339		53,03	2.235,6	55,696			123.891,199
METANODOTTO	apr-06	GN	INGRESSO	30-apr-06	93.076.104	8.387		53,5	3.266,3	55,865			181.671,369
METANODOTTO	mag-06	GN	INGRESSO	31-mag-06	60.708.729	8.470		54,27	2.152,9	56,111			120.200,278
METANODOTTO	giu-06	GN	INGRESSO	30-giu-06	54.852.990	8.349		53,39	1.917,3	56,006			106.845,131
METANODOTTO	lug-06	GN	INGRESSO	31-lug-06	105.162.931	8.447		54,49	3.719,0	56,497		0,995	209.061,471
METANODOTTO	ago-06	GN	INGRESSO	31-ago-06	59.456.403	8.426		54,75	2.097,5	56,907			118.765,189
METANODOTTO	set-06	GN	INGRESSO	30-set-06	69.811.149	8.550		55,09	2.499,0	56,428			140.311,113
METANODOTTO	ott-06	GN	INGRESSO	31-ott-06	67.716.849	8.568		54,94	2.429,2	56,156			135.731,268
METANODOTTO	nov-06	GN	INGRESSO	30-nov-06	145.727.008	8.430		53,91	5.143,4	56,006			286.618,284
METANODOTTO	dic-06	GN	INGRESSO	31-dic-06	126.677.835	8.392		53,85	4.450,9	55,988			247.950,432
Totale					957.694.124	6.498,20		33.834,410		56,153	0,995		1.890.417,351
					$\sum_i A_i$			$\sum_i E_i$		$\sum_i E_i x F_i (G_i)$			$\sum_i I_i$



Divisione Generazione ed Energy Management
Produzione Termoelettrica
Pianificazione e Controllo Performance

Certificazione combustibili e Calcolo Emissioni CO₂

DATI RILEVATI DA WEB COMB
DATI INSERITI MANUALMENTE

Centrale: **LA CASELLA** Tipo Flusso: **Flusso minore**
Combustibile: **GASOLIO** Periodo: 01-gen-06 31-dic-06

Nome Tipologia Vettore	Riferim a bollettino di analisi (per ogni lotto di combustibile)	Combustibile max dettaglio	Ingresso Uscita	Data presa in carico	Quantità Certificata in arrivo (kg o smc)	PCI Bibliografia (UNFCCC) (KCal/kg - Sm ³)	DA Energia termica (Tjoule)	FE Bibliografia (UNFCCC) (tonCO ₂ /Tjoule)	FO Bibliografia (UNFCCC)	CO ₂ (ton.)
					A	C	E	G	H	I
					$E = AxCx4,1868x10^{-9}$			$I = ExCxH$		
PARCO	DI RILEVAZIONE	GS	GIACENZA	31-dic-05	9.521	10.187	0,4	74,44	0,99	29,926
AUTOCISTERNA	1	GS	INGRESSO	data			0,0			0,000
							0,0			0,000
							0,0			0,000
							0,0			0,000
							0,0			0,000
							0,0			0,000
							0,0			0,000
							0,0			0,000
							0,0			0,000
							0,0			0,000
							0,0			0,000
							0,0			0,000
							0,0			0,000
PARCO	DI RILEVAZIONE	GS	GIACENZA	31-dic-06	-3.748	10.187	-0,2	74,44	0,99	-18,070
Totale					3.772,0		0,161	74,44	0,99	11,856
					$\sum_i A_i$		$\sum_i E_i$			$\sum_i I_i$

Richiesta a SNAM per aggiornamento delle informazioni contenute nella certificazione mensile della fornitura di gas naturale



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Divisione Generazione ed Energy Management
Area di Business Fuel
00198 Roma, viale Regina Margherita 125
Tel. +39 0683052715 Fax +39 0683054810

Spett.le
Snam Rete Gas S.p.A.
Piazza Santa Barbara,7
20097 San Donato Milanese
MILANO

c.a. Ing. V. Cannizzo
Responsabile Unità Misura
Roma, 16 Set 2005

Rif. ENEL_TRADE/P2005005925

Oggetto: Richiesta INFO_Direttiva 2003/87/CE - Decisione della Commissione europea C(2004)130 del 29/01/2004 - DEC/RAS/854/05 Disposizioni di attuazione della Decisione della commissione europea.

Con riferimento a quanto in oggetto Vi comunichiamo che al fine di adeguarci a quanto disposto dalle suddette normative abbiamo la necessità di ottenere da parte Vostra un'integrazione all'attuale certificazione mensile sulla qualità del gas da Voi riconsegnato presso le nostre Centrali Termoelettriche.

In particolare il DEC/RAS 854/05 stabilisce che gli impianti di combustione che emettono un quantitativo annuo di CO₂ superiore a 500 kton/anno devono determinare le caratteristiche di qualità necessarie ai fini del calcolo della CO₂ emessa.

Poiché per tale calcolo è necessario conoscere il valore percentuale (in volume) del Carbonio totale contenuto nel gas naturale, Vi chiediamo di aggiungere la determinazione di questo valore nella certificazione di qualità del gas naturale riconsegnato presso le Centrali Termoelettriche ENEL per le quali ENEL TRADE opera come Shipper.

Enel Trade SpA - Società con unico socio
Sede Legale 00198 Roma, viale Regina Margherita 125
Reg. Imprese di Roma, C.F. e P.I. 05918271007
R.E.A. 936646
Capitale Sociale 100.885.000 Euro i.v.
Direzione e coordinamento di Enel SpA

Monitoraggio delle emissioni di CO₂

L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Vi chiediamo inoltre di comunicarci, per ciascuno dei Vostri apparecchi di misura della qualità del gas riconsegnato presso le Centrali suddette, il codice identificativo dello strumento, la classe di precisione o l'errore massimo dello strumento, la data di scadenza della taratura e la metodologia di taratura impiegata.

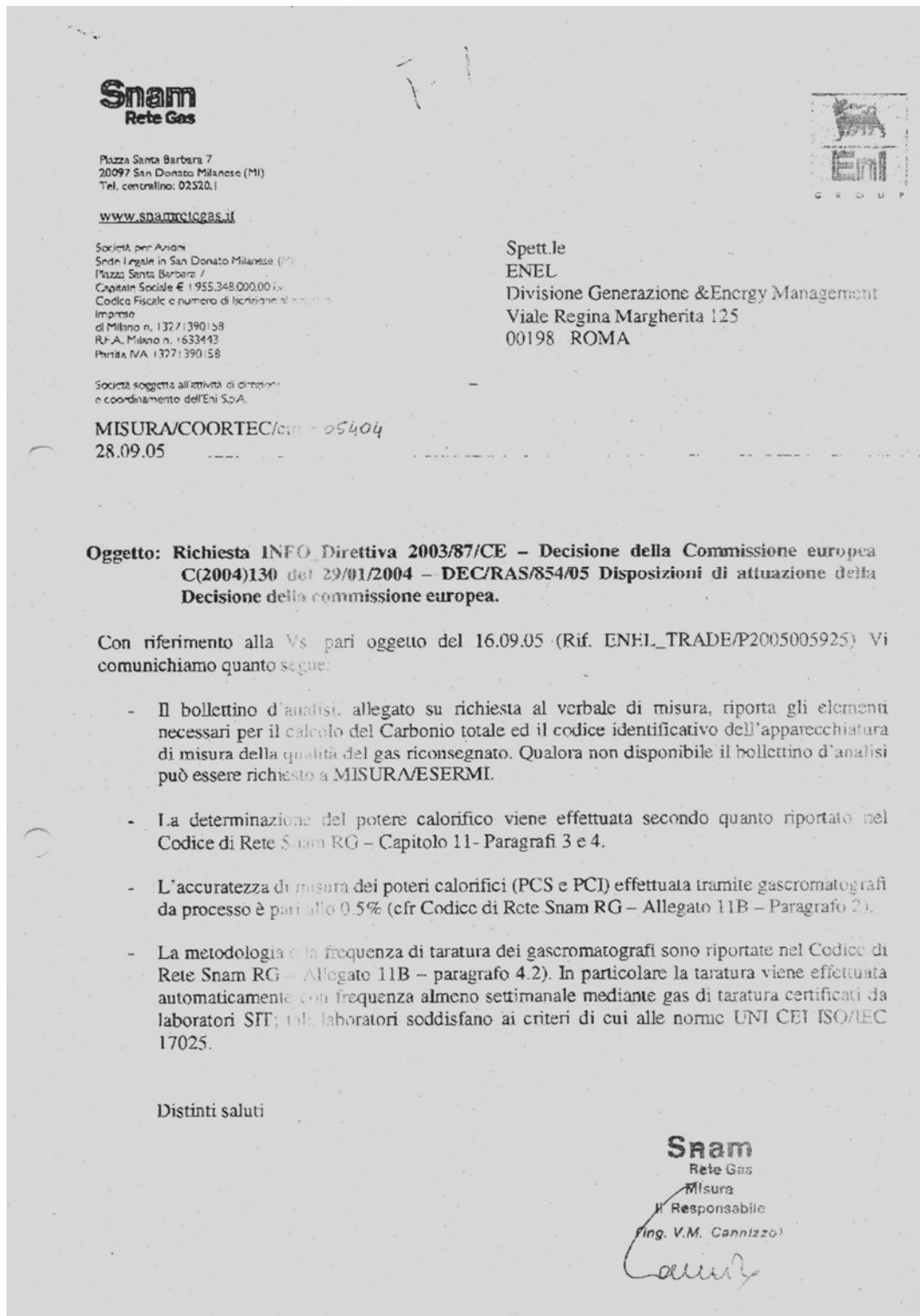
Restando in attesa di un Vostro sollecito riscontro in merito cogliamo l'occasione per inviarVi i nostri più cordiali saluti.

Fabio Moscati

Responsabile Supply & Wholesale Gas
Area di Business Fuel
Divisione Generazione & Energy Management



Comunicazione SNAM Rete Gas del 28.9.2005



Allegato 5

Elenco della principale documentazione che va conservata per un periodo non inferiore a dieci anni.

- Domande di autorizzazione ad emettere gas a effetto serra ed eventuali integrazioni successive;
- Informazioni inviate all'Autorità competente per l'assegnazione delle quote di emissione;
- Segnalazioni di aggiornamento del nominativo del Rappresentante del Gestore;
- Nomina dei rappresentanti autorizzati ad operare sul registro delle quote e delle emissioni e successivi aggiornamenti;
- Dichiarazione sostitutiva atto di notorietà attestante il rispetto delle disposizioni sul monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra;
- Procedure ed istruzioni operative interne per la gestione del monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra;
- Comunicazioni annuali delle attività e delle emissioni, prevista dalla normativa su Emission Trading;
- Rapporti di valutazione delle modalità di monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra prodotti da Istituto di certificazione abilitato;
- Attestati di verifica delle comunicazioni annuali prodotte da Istituto di certificazione abilitato;
- Report periodici previsti dalle procedure interne ed elaborazioni di calcolo necessari alla loro predisposizione;
- Documentazione comprovante le forniture di combustibile utilizzato (verbali di fornitura del gas naturale SNAM, documento di accompagnamento per consegna gasolio);
- Documentazione attestante il controllo e la taratura periodica della strumentazione di misura della fornitura del gas naturale;
- Ogni altra documentazione (comunicazioni a/da Autorità competente, compilazioni documentali, ecc.) inerente l'applicazione della normativa regolante l'emissione di gas ad effetto serra.

