



ALLEGATO E.5-03

Monitoraggio delle emissioni di gas serra (GHG) e modalità operative di partecipazione dell'Emission Trading

Istruzione Operativa: RIS.HSE.PG-04 Rev. 00

Emissione: 04/12/2006



EniPower

Codice Procedura
RIS.HSE.PG-04
Revisione 00

**TIPOLOGIA DI
STRUMENTO
NORMATIVO:**

Procedura.

TITOLO:

Monitoraggio delle emissioni di gas serra (GHG) e modalità operative di partecipazione all'Emission Trading.

NOTE:

DATA EMISSIONE: 4 dicembre 2006

DATA DECORRENZA: 4 dicembre 2006

REDAZIONE A CURA DI:

SAQU
(N. Fiori)

VERIFICATO DA:

PEOR
(S. Busato)

APPROVATO DA:

AMDE
(E. Grigesi)

Indice

1. OBIETTIVO	3
2. AMBITO DI APPLICAZIONE	3
3. RIFERIMENTI.....	3
3.1 RIFERIMENTI ESTERNI.....	3
3.2 RIFERIMENTI INTERNI.....	5
4. DEFINIZIONI E ACRONIMI.....	6
4.1 DEFINIZIONI.....	6
4.2 ACRONIMI.....	6
5. DESCRIZIONE DEL PROCESSO	6
5.1 MONITORAGGIO E CONTABILIZZAZIONE DELLE EMISSIONI.....	6
5.1.1. <i>Emissioni GHG oggetto di monitoraggio e certificazione</i>	6
5.1.2. <i>Metodologia di monitoraggio delle emissioni GHG</i>	6
5.1.3. <i>Database opsAirGHG</i>	8
5.1.4. <i>Assicurazione e Controllo Qualità</i>	11
5.1.5. <i>Audit</i>	12
5.1.6. <i>Verifica e Comunicazione annuale delle emissioni di CO₂</i>	13
5.2 GESTIONE OPERATIVA.....	14
5.2.1. <i>Responsabilità</i>	14
5.2.2. <i>Piano Industriale di Società</i>	15
5.2.3. <i>Budget di Società</i>	16
5.2.4. <i>Consuntivi e Forecast trimestrali</i>	17
5.2.5. <i>Gestione dei Conti di Deposito delle quote e delle transazioni</i>	19
5.3 GESTIONE DELLE VARIAZIONI.....	21
5.3.1. <i>Domanda di rilascio/aggiornamento dell'Autorizzazione a emettere gas a effetto serra</i> ..	21
5.3.2. <i>Richiesta di rilascio quote per avviamenti</i>	22
5.3.3. <i>Modalità di monitoraggio</i>	22
5.4 GESTIONE DEL MIGLIORAMENTO	24
6. RESPONSABILITA' DI AGGIORNAMENTO	24
7. CONSERVAZIONE DELLA DOCUMENTAZIONE.....	25
8. ALLEGATI.....	25
9. MODIFICHE APPORTATE	25
10. DISTRIBUZIONE.....	25

Il Documento è stato elaborato da un gruppo di Lavoro costituito dalle funzioni: SAQU, PEOR, OPER, TRAD, COMM, PIBU, AMCO.

1. OBIETTIVO

Scopo della presente procedura è definire i principi, i criteri e l'attribuzione delle competenze per la pianificazione, gestione e controllo delle attività conseguenti al recepimento delle normative internazionali, nazionali e di Eni in materia di emissioni di gas a effetto serra (GHG), individuando i processi e gli strumenti a supporto della partecipazione di EniPower e sue Società Controllate al sistema europeo di Emission Trading (EU-ETS).

In particolare, scopo della presente procedura è :

- Definire modalità, responsabilità e scadenze relative alla contabilizzazione, comunicazione, auditing e certificazione delle emissioni GHG rilasciate dagli impianti della Società e delle sue Controllate;
- Individuare le modalità operative e attribuire le relative competenze per la definizione e la verifica dei piani di contenimento delle emissioni GHG nell'ottica di un utilizzo ottimale degli impianti e nel rispetto delle politiche aziendali in tema di sicurezza, salute e protezione dell'ambiente.

2. AMBITO DI APPLICAZIONE

La presente procedura si applica a EniPower e sue Società Controllate (di seguito EniPower).

La presente procedura non tratta l'accesso al mercato libero per la compravendita di quote di emissione di CO₂ che non rientrino nella gestione del Piano di Bilanciamento di Eni.

3. RIFERIMENTI

3.1 Riferimenti esterni

- Protocollo di Kyoto della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, dell'11 Dicembre 1997.
- 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 e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio.
- Direttiva 2004/101/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 ottobre 2004, recante modifica della Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, riguardo ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto (c.d. Direttiva Linking).
- 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.
- Decisione n.280/2004/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 febbraio 2004, relativa ad un meccanismo per monitorare le emissioni di gas a effetto serra nella Comunità e per attuare il Protocollo di Kyoto.

- Regolamento (CE) n.2216/2004 della Commissione Europea, del 21 dicembre 2004, relativo ad un sistema standardizzato e sicuro di registri a norma della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e della Decisione n.280/2004/CE del Parlamento europeo e del Consiglio.
- Decreto-Legge 12 novembre 2004, n. 273, "Disposizioni urgenti per l'applicazione della Direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità Europea", e relativa Legge di conversione, con modificazioni, n.316 del 30 dicembre 2004.
- Decreto direttoriale DEC/RAS/1715/2004 del 16 novembre 2004 per la definizione del formato e delle modalità di trasmissione della domanda di autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra, nonché le specificazioni di dettaglio sulle informazioni da includere nella stessa.
- Decreto direttoriale DEC/RAS/1877/2004 del 29 novembre 2004 per la definizione del formato, delle specificazioni di dettaglio e delle modalità di trasmissione delle informazioni necessarie ai fini dell'assegnazione delle quote di emissioni di gas ad effetto serra per il periodo 2005-2007.
- Decreti direttoriali DEC/RAS/2179/2004 del 28 dicembre 2004, DEC/RAS/2215/04 del 31 dicembre 2004 e DEC/RAS/013/05 del 3 gennaio 2005 di autorizzazione a emettere gas a effetto serra rilasciati ai sensi del Decreto-Legge 12 novembre 2004, n. 273 e relativa legge di conversione, con modificazioni, del 30 dicembre 2004, n. 316.
- DEC/RAS/854/05 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".
- Direttiva 2003/87/CE - Piano Nazionale di Assegnazione, del 21 luglio 2004.
- Direttiva 2003/87/CE - Integrazione al Piano Nazionale di Assegnazione, del 24 febbraio 2005.
- Relazione tecnica esplicativa del documento di integrazione al Piano Nazionale di Assegnazione delle quote elaborato ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, del 24 febbraio 2005.
- Schema di Decisione di Assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo (2005-2007), del 25 novembre 2005.
- DEC/RAS/65/2006 del 16 febbraio 2006 "Ricognizione delle autorizzazioni a emettere gas a effetto serra rilasciate con decreti DEC/RAS/2179/2004, DEC/RAS/2215/04 e DEC/RAS/013/05 ai sensi del Decreto-Legge 12 novembre 2004, n. 273, convertito in legge, con modificazioni, dalla Legge 30 dicembre 2004, n. 316".
- DEC/RAS/074/2006 del 23 febbraio 2006 "Assegnazione e rilascio delle quote di CO₂ per il periodo 2005-2007 ai sensi di quanto stabilito

dall'articolo 11, paragrafo 1 della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio”.

- DEC/RAS/115/2006 del 13 marzo 2006 “Disposizioni per la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra prevista dall'articolo 14, paragrafo 3 delle Direttive 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio”.
- 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”.
- Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231, “Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica, a norma dell'articolo 11 della Legge 29 settembre 2000, n. 300”.
- Norme della serie UNI EN ISO serie 14000.

3.2 Riferimenti interni

- Procedura Quadro (Circ. n. 151/PQ del 14 maggio 2004), Protocollo Eni di contabilizzazione e reporting dei gas serra.
- Circolare Eni n° 179, del 29 luglio 2005 “Normativa per la gestione delle quote di emissione di pertinenza del Gruppo Eni nell'ambito del sistema Emission Trading”.
- “Codice di Comportamento” del Gruppo Eni, approvato dal Consiglio di amministrazione dell'Eni S.p.A. il 21 ottobre 1998 e il 31 luglio 2003 (Addendum).
- “Principi del Modello 231”, dell'Organismo di Vigilanza dell'Eni S.p.A., del febbraio 2004.
- Comunicazione organizzativa Eni n° 40/2004 del 16 novembre 2004, costituzione del "Team di Indirizzo Greenhouse Gas" (TIGG).
- Comunicazione organizzativa Eni n° 21/2005 del 1 luglio 2005, con cui il "Team di Indirizzo Greenhouse Gas" (TIGG) ha assunto la denominazione di "Team di Gestione Greenhouse Gas" (TGGG).
- Accordo Quadro per lo svolgimento della gestione delle quote di emissione di gas a effetto serra, tra Enifin S.p.A. ed EniPower e le sue Controllate.
- Procedura Enifin di esecuzione degli ordini relativi alle singole transazioni in quote e crediti di emissione.
- Comunicazione organizzativa EniPower n° 15/2005 del 1 agosto 2005, “Attribuzione e definizione dei ruoli di Responsabile GHG di Business Unit, Responsabile GHG di Sito e Operatore GHG di Sito in EniPower.”.
- Comunicazione organizzativa S.E.F. n° 3/2005 del 1 agosto 2005, “Attribuzione e definizione dei ruoli di Responsabile GHG di Business Unit, Responsabile GHG di Sito e Operatore GHG di Sito in S.E.F.”.

- Procedura PNF.BDG.PG-01 – “Definizione del Piano Industriale e del Budget della Società e delle sue Controllate”.
- Procedura ATT.PRO.PG-01 - “Programmazione e gestione della produzione”.
- Codice di Rete Snam Rete Gas.

4. DEFINIZIONI E ACRONIMI

4.1 Definizioni

Tutti i termini utilizzati e non altrove definiti nel presente documento hanno il significato indicato nell'Allegato 1.

4.2 Acronimi

Unità HSE: Unità Sicurezza, Salute e Ambiente di Eni

GHG: Greenhouse Gases

UNFCCC: Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici.

5. DESCRIZIONE DEL PROCESSO

5.1 MONITORAGGIO E CONTABILIZZAZIONE DELLE EMISSIONI

5.1.1. Emissioni GHG oggetto di monitoraggio e certificazione

Le emissioni GHG, oggetto del monitoraggio e della certificazione nel primo periodo di adempimento del sistema di Emission Trading (2005-2007), sono le sole emissioni di Biossido di Carbonio (CO₂) cosiddette “dirette” rilasciate in atmosfera a seguito della combustione negli impianti di cogenerazione di energia elettrica e vapore della Società:

- Ricadenti nella categoria degli impianti di combustione con potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW, secondo l'Allegato I della Direttiva 2003/87/CE e l'Allegato A del D.Lgs. n.216/06;
- Ripartiti nelle seguenti tipologie di fonti (camere di combustione) dichiarate nella “Domanda di Autorizzazione a emettere gas a effetto serra”;
 - caldaie;
 - bruciatori (post-bruciatori)
 - turbine a gas.
- Monitorate sia nelle operazioni normali, sia in occasione di eventi straordinari quali l'avviamento, l'arresto e situazioni di emergenza.

5.1.2. Metodologia di monitoraggio delle emissioni GHG

Per ogni fonte dichiarata, le emissioni di CO₂ possono essere generate dalla combustione di uno o più flussi (correnti) di combustibile omogeneo. Per ciascun flusso, la metodologia di

monitoraggio delle corrispondenti emissioni prevede l'applicazione dell'algoritmo di calcolo definito dall'Allegato II della Decisione C(2004) 130:

$$\begin{aligned} \text{Emissioni di CO}_2 \text{ [tCO}_2\text{]} &= \\ &= \text{Dati di attività} * \text{Fattore di emissione} * \text{Fattore di ossidazione} \end{aligned}$$

I dati relativi all'attività sono espressi in termini di massa o volume di combustibile consumato [t o m³]: il fattore di emissione corrispondentemente applicato è quindi espresso in termini di contenuto di carbonio [tCO₂/t e tCO₂/Sm³], come deciso nell'ambito della gestione delle emissioni GHG effettuata da Eni. Il fattore di ossidazione rappresenta l'efficienza di combustione.

L'algoritmo di calcolo delle emissioni GHG applicato da EniPower non richiede quindi la determinazione del potere calorifico netto del combustibile [TJ/t o TJ/m³] da applicare al combustibile consumato: il dato è comunque determinato, archiviato e comunicato con frequenza almeno annuale dal gestore per ottemperare agli obblighi di comunicazione precisati nel Punto 5 dell'Allegato I della Decisione C(2004) 130.

Ai fini della determinazione di ciascuno dei parametri della formula precedente, i gestori individuano la combinazione dei corrispondenti livelli di precisione (tiers) che saranno garantiti dalle metodiche analitiche applicate; queste scelte, condivise con SAQU, sono definite sulla base delle disposizioni sul monitoraggio del DEC/RAS/854/05 e delle autorizzazioni alle emissioni, i cui criteri sono descritti nel dettaglio nell'Allegato 2.

In particolare, il gestore individua in collaborazione con SAQU il riferimento corretto per l'attribuzione dei tier, basato sul confronto tra l'approccio per flussi o per fonti, e sulla conseguente scelta del metodo che impone al gestore di garantire la maggior precisione nel monitoraggio.

L'attribuzione dei tier, e ogni loro eventuale variazione, è dichiarata dal gestore all'Autorità Nazionale Competente nella Domanda di rilascio/aggiornamento dell'Autorizzazione a emettere gas a effetto serra, presentata secondo il formato e le modalità di trasmissione stabilite dall'Autorità, ed è documentata annualmente attraverso la compilazione e la verifica della Comunicazione delle Emissioni di Gas a Effetto Serra, il cui formato è reso disponibile dall'Autorità.

Il gestore fornisce a SAQU copia della Domanda di rilascio/aggiornamento dell'Autorizzazione a emettere gas a effetto serra e copia della Comunicazione delle Emissioni di Gas a Effetto Serra.

La determinazione dei parametri per il calcolo delle emissioni di CO₂ (dati di attività, fattore di emissione/ossidazione) è quindi compiuta secondo le modalità operative descritte nel dettaglio nell'Allegato 2,

con riferimento al lotto individuato per ciascun combustibile, con la frequenza di analisi che garantisca il riferimento a una composizione significativamente omogenea e il rispetto della precisione dichiarata.

Per ciascun caso in cui il rispetto dei tiers di legge non risulta tecnicamente realizzabile nei tempi previsti dalle disposizioni del DEC/RAS/854/05, o comporta costi verosimilmente eccessivi, il gestore, previa informazione e in accordo con SAQU, applica la metodologia specifica più accurata possibile per la determinazione dei dati di attività e fattori di emissione/ossidazione, e ne mantiene evidenza documentale ai fini della verifica annuale delle emissioni. Inoltre, il gestore dichiara all'ANC, secondo i formati e le modalità previste, i motivi del mancato rispetto dei tiers, nonché le azioni e i tempi previsti per l'adeguamento del monitoraggio: copia della comunicazione è fornita a SAQU.

5.1.3. Database opsAirGHG

Le attività di consuntivazione delle emissioni GHG, sia a livello dei singoli impianti, sia a livello di Società, sono condotte con il supporto del modulo *opsAirGHG* dell'applicativo software *opsEnvironmental™* della società ESP: il Database *opsAirGHG* è adottato da Eni come sistema informatico integrato di contabilizzazione, gestione e reportistica di tutte le categorie di emissioni di gas serra rilasciate dalle attività per le quali Eni ha il ruolo di operatore, sulla base delle seguenti caratteristiche principali:

- I profili di accesso al software creano una gerarchia di privilegi sempre più ampi che distingue gli utenti in una struttura di tipo *bottom-up* che passa dai siti alla Business Unit fino ad arrivare all'intera Eni, attraverso la quale avviene il trasferimento e l'aggregazione dei dati GHG, allo scopo di garantire una gestione in qualità del flusso di imputazione e validazione dei dati;
- I parametri precaricati e gli algoritmi di calcolo delle emissioni possono essere modificati solo dall'Amministratore del sistema, garantendo la protezione delle informazioni, al fine della certificazione delle emissioni calcolate dal Database;
- I dati di emissione delle installazioni soggette ad Emission Trading sono raccolti con tutti i dettagli necessari per supportare la certificazione richiesta dalla Direttiva 2003/87/CE;
- Il Database permette l'analisi delle variazioni delle *performance* ambientali delle attività in termini di indicatori di intensità di carbonio, ai fini dell'individuazione di eventuali interventi di abbattimento delle emissioni.

5.1.3.1 Funzionalità del Database opsAirGHG

Il Database *opsAirGHG* è strutturato in *Modelli* distinti per ciascun Sito di EniPower, di cui rappresenta la configurazione delle sorgenti di emissione GHG e le relative metodologie di calcolo delle emissioni; il

software consente inoltre il riepilogo delle informazioni nel *Modello* complessivo di Società.

Ogni *Modello* è strutturato nei seguenti tre menù, descritti nel dettaglio nell'Allegato 3:

- *Composizione Analitica*: indicazione dei combustibili per cui è previsto il calcolo di un Fattore di emissione specifico del lotto, a partire dall'analisi della composizione del combustibile;
- *Formato Dati di Input*: maschere di data entry dei dati di consumo e di composizione dei combustibili, di produzione di energia elettrica e vapore, e delle previsioni delle emissioni annuali di CO₂;
- *Power Installazione*: individuazione delle fonti di emissioni GHG oggetto del monitoraggio, dei flussi di combustibile che alimentano ciascuna fonte, e dell'eventuale metodologia di analisi della composizione del combustibile per cui è previsto il calcolo di un Fattore di emissione specifico del lotto.

Il software *opsAirGHG* genera e archivia, su richiesta dell'utente, 14 tipologie di report standard: i report generati all'interno del Modello di Business Unit contengono tutti i corrispondenti report relativi alle singole installazioni.

I principali report forniti dal sistema sono descritti nell'Allegato 3.

L'imputazione dei dati di consumo e di composizione dei combustibili è effettuato con granularità trimestrale: il Responsabile GHG di Sito assicura che l'intervallo trimestrale di rendicontazione sia coerente con il lotto definito per i vari flussi di combustibile; nel caso di flussi di combustibile con lotti non coincidenti con i periodi del trimestre, o di disponibilità di un numero più elevato di analisi gascromatografiche o elementari, si imputa la composizione del combustibile derivata dalla media pesata delle composizioni descritte dalle singole analisi, assumendo come pesi applicati alle percentuali dei vari componenti dei singoli lotti i corrispondenti consumi del lotto di combustibile in questione.

In particolare, per quanto riguarda il Gas naturale, si precisa che i bollettini di misura inviati mensilmente da Snam Rete Gas forniscono una composizione ottenuta come media aritmetica delle composizioni giornaliere riportate nello stesso documento.

Sulla base della configurazione del *Modello* della singola installazione e dell'imputazione dei dati trimestrali di consumo e composizione, il software *opsAirGHG* determina in sequenza per ciascun flusso di combustibile:

- Il Fattore di emissione specifico del lotto (determinazione stechiometrica con l'algoritmo riportato nell'Allegato 2) o il Fattore di emissione di letteratura del DEC/RAS/854/05 (riportati nell'Allegato 2, il cui aggiornamento annuale è assicurato da SAQU sulla base dei nuovi parametri pubblicati dall'Autorità Nazionale Competente);

- Le emissioni attraverso la formula dell'Allegato II della Decisione C(2004) 130 descritta nella definizione della metodologia di monitoraggio.

I Fattori di emissione - sia specifici del lotto, sia di letteratura - e le emissioni calcolate appaiono soltanto nei report: gli indici specifici calcolati dal Database sono associati a codici che individuano univocamente l'elaborazione compiuta a partire dalla composizione e la corrispondente archiviazione in *opsAirGHG*, così da garantire l'utilizzo del singolo fattore di emissione unicamente per il lotto di combustibile di cui è destinato ad essere rappresentativo.

Per il monitoraggio delle emissioni da flussi di combustibili derivanti da un medesimo flusso convogliato e misurato con il livello di precisione dichiarato (ad esempio con dispositivi fiscali), il dato di emissioni di CO₂, soggetto a verifica di certificazione, è calcolato con riferimento alla misura del flusso aggregato. Nella struttura e nella reportistica generata dal Database *opsAirGHG*, le emissioni possono essere valutate sia a livello aggregato, sia a livello dei singoli flussi che alimentano ciascuna fonte, ottenuti dalla ripartizione e quadratura del valore precedente sulla base dell'eventuale strumentazione di misura gestionale.

5.1.3.2 Utenze del Database opsAirGHG

L'aggiornamento delle versioni del software è responsabilità dell'Unità Sicurezza, Salute e Ambiente di Eni con il supporto di Eni/ICT.

Il Database è gestito, per la parte profili di accesso e variazioni di configurazione, dall'Unità Sicurezza, Salute e Ambiente di Eni; all'interno di EniPower, SAQU assicura, con il supporto di PEOR, il rilascio da parte di Eni/ICT dei codici identificativi (User Id e Password) coerentemente con le responsabilità assegnate dalle Comunicazioni Organizzative EniPower n° 15/2005 e S.E.F. n° 3/2005.

Per le attività di Sito e quelle di Sede relative all'intera Società, è prevista l'abilitazione di "User" che consente, da parte dei Responsabili ed Operatori GHG di Sito e dei Responsabili di Stabilimento/Unità Aziendali, ciascuno per le proprie competenze:

- L'imputazione e la lettura dei dati nelle maschere di data entry per le figure di Sito, con abilitazione al solo *Modello* dell'impianto di appartenenza;
- La lettura dei dati nelle maschere di data entry per le figure di Sede, con abilitazione sia a tutti i *Modelli* delle singole installazioni, sia al *Modello* dell'intera Business Unit;
- La generazione dei report nell'apposito archivio del Database *opsAirGHG*, relativi ai singoli impianti per le figure di Sito e relativi all'intera Società per le figure di Sede.

Inoltre in Sede, in ambito SAQU e OPER-GEIN, è previsto il profilo di accesso "Super User", con abilitazione alla modifica delle

configurazioni delle fonti e dell'approccio di calcolo del fattore di emissioni.

E' compito del Super User di Sede in ambito SAQU assicurare il continuo aggiornamento delle configurazioni delle fonti e dei flussi censiti nel Database *opsAirGHG*, nonché dell'approccio di calcolo dei Fattori di emissioni.

Ai fini delle verifiche annuali di certificazione delle emissioni, per eventuali fonti esistenti o di nuova realizzazione non ancora inserite nella configurazione del Database *opsAirGHG*, è cura dei Responsabili GHG di Sito raccogliere, elaborare e archiviare i corrispondenti dati di attività, fattori di emissione/ossidazione e potere calorifico netto in opportuni file e documenti.

5.1.4. Assicurazione e Controllo Qualità

Il gestore definisce, documenta, applica e mantiene un sistema efficace di assicurazione e controllo della qualità relativo all'attuazione nell'impianto delle procedure necessarie per la partecipazione al sistema di Emission Trading.

Il Responsabile GHG di Sito assicura:

- L'aggiornamento dell'individuazione delle fonti di gas a effetto serra e dei flussi di combustibili oggetto di monitoraggio a seguito di eventuali modifiche impiantistiche, e, in accordo con SAQU, la conseguente richiesta all'ANC di aggiornamento dell'Autorizzazione a emettere gas serra;
- L'aggiornamento dei tiers applicabili secondo la legislazione vigente, le condizioni operative del sito e le risultanze delle verifiche annuali, e, in accordo con SAQU, la conseguente richiesta all'ANC di aggiornamento dell'Autorizzazione a emettere gas serra;
- La comunicazione a SAQU della necessità di modifiche di configurazione delle fonti nel Database *opsAirGHG*;
- La definizione, a livello del proprio sito, di un processo di raccolta, elaborazione, verifica e archiviazione dei dati relativi a ciascun flusso di combustibile oggetto di monitoraggio, volto a garantire la completezza, l'accuratezza, la trasparenza, l'affidabilità, la consistenza e la verificabilità dei dati stessi, attraverso la conformità alla Decisione C(2004) 130, al DEC/RAS/854/05 e alle Linee Guida Eni. In particolare, le necessarie procedure e/o istruzioni operative di assicurazione e controllo della qualità possono essere attuate nel contesto di una gestione certificata UNI EN ISO 14001:2004 e/o registrata EMAS: il gestore vi individua i principali ruoli e responsabilità di pianificazione, coordinamento, svolgimento e verifica delle attività previste per i vari attori del sistema di monitoraggio delle emissioni GHG. Nell'Allegato 4 sono descritti nel dettaglio gli elementi di assicurazione e controllo qualità dei dati che devono essere contenute nelle procedure e/o istruzioni operative relative alla gestione dei dati.

In particolare, il Responsabile GHG di Sito implementa e controlla le seguenti attività, essenziali per il monitoraggio dei gas serra:

- La gestione in qualità della strumentazione di misura e campionamento utilizzati, dell'applicazione di eventuali processi di compensazione del dato letto attraverso altri parametri e delle metodologie di analisi, in modo da garantire in ogni momento che le modalità di utilizzo concreto dell'apparecchio di misura permettano di gestire e ridurre le incertezze residue connesse al livello di precisione che si intende rispettare. In particolare, il Responsabile GHG di Sito assicura che gli apparecchi di misura siano tarati, regolati e controllati a intervalli regolari e prima dell'uso, e affinché ne sia verificata la conformità a norme sulla misura riconducibili a norme internazionali esistenti in materia; qualora gli apparecchi risultino non conformi ai requisiti vigenti, il gestore valuta la validità dei risultati delle misure precedenti e ne prende nota, provvedendo altresì ad attuare prontamente i correttivi necessari;
- Il controllo e la validazione dei software di gestione locali (distinti dal Database *opsAirGHG*) impiegati per la raccolta, elaborazione e archiviazione dei dati, soprattutto in termini di protezione informatica, gestione delle modifiche, definizione e gestione delle modalità di accesso, attribuzione delle responsabilità di utilizzo e controllo;
- La pianificazione e attuazione di programmi di comunicazione e di formazione relativi alle normative comunitarie o nazionali in materia di gas a effetto serra e di Emission Trading.
- La pianificazione e attuazione di attività di auditing sul personale di Stabilimento o Terzo coinvolto nel processo di raccolta e trattamento dei dati;
- Le attività di auditing descritte nel seguito.

5.1.5. Audit

Nell'ambito dell'attuazione di un sistema efficace di assicurazione e controllo della qualità relativo al monitoraggio delle emissioni di gas serra, il Responsabile GHG di Sito:

- Pianifica le verifiche ispettive interne sulle attività di Stabilimento e di Terzi coinvolti nel processo di raccolta e trattamento dei dati, tra cui in particolare:
 - Responsabili delle procedure attuative di sito;
 - Responsabili della documentazione relativa ai dispositivi di misura (manuali d'uso, manuali di manutenzione, rapporti di manutenzione, ...);
 - Responsabili del piano di manutenzione e di taratura della strumentazione di misura e campionamento, al fine di garantire che i dispositivi installati abbiano sempre un'accuratezza tale da soddisfare i tier dichiarati;

- Responsabili della varie fasi dell'iter di rilievo, determinazione, verifica, comunicazione e archiviazione dei dati di consumo dei combustibili;
- Laboratori interni ed esterni incaricati dell'analisi dei combustibili;
- Conduce le verifiche ispettive secondo specifica procedura;
- Archivia i rapporti come documentazione di supporto per la certificazione annuale dei dati di emissione;
- Invia copia dei rapporti di audit a SAQU;
- Controlla la gestione delle Non Conformità / Azioni Correttive da parte degli altri attori del sistema di monitoraggio.

SAQU assicura lo svolgimento di verifiche ispettive sull'attività dei Responsabili GHG di Sito, presso ciascun stabilimento, anche nell'ambito delle audit HSE.

5.1.6. Verifica e Comunicazione annuale delle emissioni di CO₂

Durante il primo trimestre di ogni anno, compatibilmente con la scadenza del 31 marzo relativa alla comunicazione annuale all'ANC delle emissioni GHG dell'anno solare precedente, le installazioni EniPower completano le seguenti attività:

- Compilazione della Comunicazione delle Emissioni di Gas a Effetto Serra relativa alle attività e alle emissioni rilasciate dal proprio impianto durante l'anno solare precedente, assicurata dal Responsabile GHG di Sito per l'impianto di propria competenza, con il supporto metodologico di SAQU;
- Esecuzione della verifica di affidabilità, credibilità e precisione del sistema di monitoraggio, della consuntivazione delle emissioni e delle informazioni raccolte nella Comunicazione delle Emissioni, di competenza di un organismo competente e indipendente, accreditato dall'ANC (verificatore);
- Invio da parte dei gestori all'Autorità Nazionale Competente, entro il 31 marzo, della Comunicazione delle Emissioni del sito di propria competenza, corredata dell'Attestato di Verifica rilasciato dal verificatore.

In tale contesto, SAQU assicura:

- L'idoneità del sistema di gestione ad essere certificato;
- La definizione di scelte tecniche impiantistiche e di gestione (strumentazione, sistemi di misura e controllo, metodologia di monitoraggio, software di contabilizzazione e reporting) idonee ad essere certificate;
- La pianificazione e la realizzazione di proprie audit, e l'emissione della conseguente reportistica;
- La definizione dei contratti con le Società di certificazione, sulla base degli input di Eni.

Nell'Allegato 4, è riportato un elenco dettagliato della documentazione minima che il gestore conserva ed esibisce a supporto della dichiarazione annuale delle emissioni GHG.

5.2 GESTIONE OPERATIVA

5.2.1. Responsabilità

La partecipazione delle installazioni di EniPower al Sistema di Emission Trading richiede la gestione di numerose attività descritte nel presente documento (ad eccezione di quelle oggetto di prassi o procedure societari già consolidate), la cui competenza secondo l'impostazione scelta da Eni è attribuita a:

- EniPower e Controllate (Business Unit): le C.O. n° 15/2005 di EniPower e n° 3/2005 di S.E.F. hanno definito il sistema organizzativo per la gestione dei gas serra, individuando le responsabilità sia a livello di impianto, sia di Business Unit, in accordo con quanto previsto dal Protocollo Eni, in materia di monitoraggio, consuntivazione, forecast, aggiornamento del Database *opsAirGHG*, reporting, comunicazione, auditing, certificazione, individuazione e valutazione della fattibilità tecnico-economica delle possibili opzioni di riduzione delle emissioni, fatturazione e scrittura a bilancio, al fine di riconsegnare entro il 30 aprile di ciascun anno un ammontare di quote in numero pari alle emissioni effettuate e certificate nell'anno precedente; in particolare, il coordinamento delle attività di monitoraggio, certificazione e delle conseguenti azioni tecniche necessarie per la conformità al 30 aprile è assicurato dal Responsabile SAQU - nel Ruolo di Responsabile GHG di Business Unit - con il supporto della propria Struttura, di OPER-GEIN e dei Responsabili GHG di Sito. Nell'Allegato 4 sono riportate le principali scadenze delle attività;
- Unità Sicurezza, Salute e Ambiente di Eni: definizione di politiche, principi e responsabilità per il coordinamento delle attività tecniche, amministrative e finanziarie della gestione delle quote di tutte le Società/Divisioni Eni, con particolare riferimento ai documenti elaborati periodicamente dal Team di Gestione Greenhouse Gas (TGGG) e approvati dalle Società/Divisioni di Eni:
 - Piano Previsionale di Conformità, relativo alla gestione del surplus/deficit di quote a livello aggregato per tutte le Divisioni/Società Eni sull'intero periodo di adempimento dell'Emission Trading: pubblicato al termine di ognuno dei primi tre trimestri dell'anno, sulla base dei consuntivi trimestrali del Database *opsAirGHG*, sui forecast delle emissioni di CO₂ a fine anno e delle quote di emissione disponibili;
 - Piano di Bilanciamento, relativo alla gestione del surplus/deficit di quote a livello aggregato per tutte le Divisioni/Società Eni sull'intero periodo di adempimento

- dell'Emission Trading: pubblicato a fine anno, sulla base del consuntivo consolidato delle emissioni di CO₂ del Database *opsAirGHG* e delle quote di emissione disponibili;
- Piano delle Transazioni, relativo alle transazioni in quote di emissione da realizzare tramite Enifin tra i singoli impianti delle Società/Divisioni di Eni ed eventualmente sul mercato esterno EU-ETS, al fine di garantire la restituzione annuale al Registro Nazionale delle Emissioni e delle Quote d'Emissioni delle quote dovute dalle singole installazioni (conformità);
 - Enifin: controparte esclusiva per tutte le Società/Divisioni Eni per le operazioni di compravendita delle quote di emissione, i cui singoli contratti sono disciplinati dall'Accordo Quadro stipulato da EniPower e le sue Controllate da un lato, ed Enifin dall'altro. Enifin effettua in particolare il complesso delle Transazioni previste per la conformità annuale sulla base del Piano di Bilanciamento.

Le responsabilità delle Funzioni/Unità aziendali coinvolte nel processo di partecipazione al Sistema di Emission Trading sono descritte nei paragrafi successivi, aggiornando processi operativi già consolidati nella Società e nelle sue Controllate. Le tempistiche già definite o le variazioni sono vincolanti per tutte le Unità aziendali che partecipano ai processi di elaborazione dei documenti.

5.2.2. Piano Industriale di Società

Con riferimento alla Procedura PNF.BDG.PG-01 "Definizione del Piano Industriale e del Budget della Società e delle sue Controllate" e nel rispetto delle tempistiche e dei ruoli in essa definiti, SAQU riceve da OPER-GEIN gli assetti di sito con le previsioni mensilizzate di consumo dei combustibili e di produzione di energia elettrica e vapore per il quadriennio di Piano, per valutarne gli aspetti correlati al Sistema di Emission Trading; in particolare:

- Identifica i necessari adempimenti e la relativa tempistica in tema di aggiornamento delle autorizzazioni derivanti da eventuali interventi su assetti societari e impiantistici, quali chiusure, sospensioni, creazione di nuove sezioni produttive, interventi manutentivi o modifica di mix di combustibili;
- Effettua il calcolo delle emissioni di CO₂ relative al quadriennio di Piano, attraverso l'applicazione di Fattori di emissione coerenti con la Decisione C(2004) 130, il DEC/RAS/854/05 e il Protocollo Eni in materia di monitoraggio, contabilizzazione e comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra;
- Valuta la situazione di surplus/deficit di quote rispetto alle emissioni previste di CO₂ sia a livello di singolo sito, sia a livello di Società e Controllate, considerando:
 - Allocazione delle quote di emissione eventualmente già nota per gli anni di sovrapposizione tra il Piano Industriale e

- il/i periodo/i di adempimento consecutivi dell'EU-ETS e del Protocollo di Kyoto;
- Quote da restituire all'Autorità Nazionale Competente in numero pari alle emissioni previste nel Piano Industriale;
 - Quote da destinare al bilanciamento interno a Eni.
 - Individua le azioni da intraprendere circa progetti di miglioramento ambientale rivolti a ridurre le emissioni di CO₂, studiati nell'ottica del miglioramento dei rendimenti energetici e dell'utilizzo ottimale degli impianti, nel rispetto delle politiche aziendali in tema di sicurezza, salute e protezione dell'ambiente, grazie alle indicazioni tecnologiche fornite da OPER;
 - Collabora con PIBU alla valorizzazione della CO₂ nella valutazione degli investimenti, sulla scorta di indicazioni sul mercato delle quote di breve, medio e lungo termine desunte da associazioni di categoria o fornite da Enifin, al fine della definizione del portafoglio di progetti Eni di riduzione delle emissioni;
 - Collabora con le Funzioni OPER, TRAD e PIBU per analisi tecnico-economiche di ricadute della disponibilità di quote di emissione e della strategia del Piano di Bilanciamento sulla variazione degli assetti produttivi previsti.

Il processo di valutazione effettuato da SAQU viene supportato da:

- Conoscenze sulla normativa in vigore e sulla sua evoluzione, con particolare riferimento a:
 - Piano Nazionale di Assegnazione in vigore;
 - Modifiche prevedibili dei criteri di assegnazione delle quote dell'EU-ETS, in funzione delle revisioni della Direttiva 2003/87/CE, degli studi commissionati dalla Commissione Europea, delle dichiarazioni delle Associazioni di Categoria e dello stato di recepimento nella legislazione italiana;
 - Target di abbattimento delle emissioni fissati dal Protocollo di Kyoto;
 - Ricorso ai meccanismi di flessibilità del Protocollo di Kyoto, attraverso la Direttiva Linking;
 - Disponibilità di crediti di carbonio derivanti dall'adesione all'Italian Carbon Fund.
- Strategie di bilanciamento interno a Eni indicate dal TGGG nei Piani Previsionali di Conformità e nel Piano di Bilanciamento;

A seguito della sua approvazione, il Piano Industriale viene comunicato, limitatamente alla parte riguardante la gestione dei gas a effetto serra, dal Responsabile GHG di Business Unit al TGGG, ai fini della stesura dei Piani Previsionali di Conformità e Piani di Bilanciamento.

5.2.3. Budget di Società

Di norma, il primo anno del Piano Industriale coincide con il Budget.

Codice procedura: RIS.HSE.PG-04 Emission Trading	Revisione: 00 del: 04 /12/2006	Pagina 16 di 25
--	--------------------------------	-----------------

A seguito dell'approvazione del Budget, SAQU:

- Utilizza per le proprie valutazioni le previsioni mensilizzate di consumo dei combustibili del primo anno del Piano Industriale, con l'indicazione degli assetti produttivi e della relativa modulazione, oltre che il piano delle fermate e del programma degli interventi di migliorie e modifiche che potranno incidere sostanzialmente sugli assetti di sito, ricevuto da OPER-GEIN insieme ad eventuali informazioni aggiuntive;
- Elabora il Budget trimestralizzato delle emissioni di CO₂ relative ai singoli impianti, quale strumento gestionale per la successiva analisi dell'andamento dei dati di consuntivo trimestrale e di forecast, attraverso l'applicazione ai singoli combustibili di:
 - Ultimo Fattore di emissione disponibile nel Database opsAirGHG, per i combustibili per cui è prevista la determinazione stechiometrica di un Fattore di emissione specifico del lotto;
 - Fattore di emissione di letteratura valido per l'Italia definito per l'inventario nazionale UNFCCC, per i combustibili di cui non si hanno analisi di composizione;
- Distribuisce il Budget trimestralizzato delle emissioni di CO₂ a OPER-GEIN e ai Responsabili GHG di Sito.

Il Responsabile GHG di Business Unit comunica al TGGG, secondo i format preventivamente concordati, le previsioni delle emissioni annuali di CO₂ per l'anno di Budget ai fini dell'aggiornamento trimestrale dei Piani Previsionali di Conformità. I dati forniti sono corredati da una relazione sintetica descrittiva.

5.2.4. Consuntivi e Forecast trimestrali

A seguito dell'aggiornamento trimestrale del Budget, a marzo, giugno e settembre, SAQU:

- Riceve da AMCO i consuntivi di consumo di combustibili a livello di singolo sito, per il periodo intercorso dall'inizio dell'anno fino al termine del mese precedente;
- Riceve da OPER-GEIN le previsioni mensilizzate di consumo dei combustibili per il periodo residuo fino alla fine dell'anno, con note a commento sulle variazioni degli assetti produttivi di sito dovute a scelte differenti dal Budget sulla modulazione e sui piani di manutenzione;
- Elabora il Forecast delle emissioni annuali di CO₂ relative ai singoli impianti: lo strumento gestionale è destinato alla successiva validazione dei dati imputati dai Responsabili GHG di Sito ai fini della certificazione, attraverso l'applicazione ai singoli combustibili di:
 - Ultimo Fattore di emissione disponibile nel Database opsAirGHG, per i combustibili per cui è prevista la determinazione stechiometrica di un Fattore di emissione specifico del lotto;

- Fattore di emissione di letteratura valido per l'Italia definito per l'inventario nazionale UNFCCC, per i combustibili di cui non si hanno analisi di composizione;
- Evidenzia, sulla scorta delle note di commento di OPER, le motivazioni degli eventuali scostamenti significativi (superiori al 10%) delle emissioni di CO₂ consumate e previste per il periodo residuo fino alla fine dell'anno, rispetto all'andamento previsto dal Budget o dall'ultimo Forecast;
- Aggiorna la previsione di surplus/deficit di quote rispetto alle emissioni previste di CO₂ sia a livello di singolo sito, sia a livello di Società e Controllate, considerando l'allocazione del Piano Nazionale di Assegnazione e le strategie indicate nel Piano di Bilanciamento e nei Piani Previsionali di Conformità Eni.

Al termine di ciascuno dei quattro trimestri dell'anno (ad aprile, luglio e ottobre), i Responsabili GHG di Sito, supportati dagli Operatori GHG di Sito, assicurano per il Sito di propria competenza il completamento delle attività di:

- Inserimento nel Database *opsAirGHG* dell'ultimo consuntivo trimestrale dei consumi di combustibili, coerente con la documentazione di fatturazione (fatture, SAP, verbali/comunicazioni di congruagli e correzioni, ...);
- Inserimento nel Database *opsAirGHG* delle medie pesate delle composizioni dei combustibili per cui il software *opsAirGHG* deve calcolare il Fattore di emissione specifico del lotto;
- Controllo dei Fattori di emissione specifici del lotto calcolati dal software *opsAirGHG* sulla base delle composizioni molari o elementari inserite, attraverso la relativa reportistica del Database.
- Elaborazione del dato di emissioni consumate nel trimestre concluso o nell'intero anno, e generazione e archiviazione della corrispondente reportistica del Database *opsAirGHG* relativa al *Modello* del proprio Sito;
- Inserimento nel Database *opsAirGHG* dell'aggiornamento della previsione a fine anno delle emissioni totali di CO₂ per il sito di propria competenza: in particolare, nelle attività di consuntivazione dell'intero anno, il dato di previsione inserito per il quarto trimestre coincide con le emissioni a consuntivo.

SAQU provvede quindi a:

- Verificare la coerenza dei dati di consuntivo e di previsione inseriti dai Siti nel Database *opsAirGHG* con il proprio Forecast;
- Evidenziare al Responsabile GHG di Business Unit:
 - I principali scostamenti di carattere temporaneo, destinati a essere riassorbiti nel corso dell'anno;
 - Gli scostamenti di carattere permanente, destinati a incidere sul surplus/deficit di quote del singolo impianto.

Il Responsabile GHG di Business Unit partecipa ogni trimestre all'elaborazione dei documenti del TGGG che definiscono la strategia di gestione del surplus/deficit di quote di Eni (Piano Previsionale di Conformità e Piano di Bilanciamento) per assicurare il monitoraggio periodico delle prospettive di conformità sull'anno e sull'intero periodo di adempimento, attraverso l'aggiornamento e la condivisione in Società delle seguenti analisi:

- Valutazione di progetti di riduzione delle emissioni di CO₂ compiuta in occasione della stesura del Piano Industriale;
- Valutazione trimestrale degli scostamenti significativi di carattere temporaneo e/o permanente delle emissioni consolidate e previsionali rispetto al Budget;
- Valutazione trimestrale del corrispondente andamento del surplus/deficit delle quote di emissione;

sottoposte all'attenzione di OPER per valutazioni su:

- Fattibilità tecnico-economica dei possibili interventi, realizzabili nel breve termine, volti alla riduzione delle emissioni di CO₂ negli impianti della Società e delle sue Controllate;
- Efficacia di possibili operazioni di trasferimento delle quote, acquisti di crediti di emissione nell'ambito dei "meccanismi flessibili" del Protocollo di Kyoto e di operazioni di copertura/trading da effettuare sul mercato finanziario dell'Emission Trading, sulla base delle linee di comportamento Eni definite in ambito TGGG.

In particolare, per la stesura del Piano di Bilanciamento, al termine delle attività di verifica annuale delle emissioni, il Responsabile GHG di Business Unit comunica al TGGG, secondo i format preventivamente concordati, le emissioni annuali di CO₂ verificate nella Comunicazione annuale, in tonnellate di CO₂ arrotondate secondo il criterio commerciale.

Sul Piano di Bilanciamento e sul conseguente Piano delle Transazioni, il Responsabile GHG di Business Unit acquisisce dal Responsabile OPER le approvazioni di competenza.

5.2.5. Gestione dei Conti di Deposito delle quote e delle transazioni

I singoli impianti di EniPower, in qualità di intestatari dell'Autorizzazione a emettere gas a effetto serra, sono i titolari dei "Conti di Deposito dei Gestori" presenti all'interno del Registro Nazionale delle Emissioni e delle Quote d'Emissioni e del Community International Transaction Log (CITL, che coordina tutti i Registri dell'Unione Europea). Per ciascun conto, il titolare accredita con procura speciale un Rappresentante Autorizzato Principale e un Rappresentante Autorizzato Secondario:

- Incaricati di rappresentare il titolare e di effettuare, disgiuntamente fra loro, in nome e per conto della Società gestore dell'impianto autorizzato, tutte le richieste di esecuzione delle procedure connesse al Registro Nazionale delle Emissioni e delle Quote d'Emissioni;

- Individuati in due procuratori speciali di Enifin, che gestisce come controparte esclusiva di EniPower e Controllate per tutte le operazioni di compravendita di quote di emissione, sia interne che esterne a Eni.

La gestione delle quote prevede:

- Il Responsabile GHG di Business Unit, sulla base del Piano delle Transazioni approvato dalla Società previa informazione all'Amministratore Delegato, coordina i Responsabili GHG di Sito nell'invio a Enifin - in tempi compatibili con la scadenza del 30 aprile - delle richieste di esecuzione di operazioni di compravendita di quote di emissione e/o di crediti di carbonio, secondo la procedura riportata nell'Allegato 5;
- Il Responsabile di Stabilimento, nel ruolo di gestore, assegna l'incarico secondo procura e gestisce l'intera operazione fino alla sua conclusione;
- I Responsabili GHG di Sito inviano a Enifin il modulo riportato nell'Allegato 5 relativo a "Consuntivazione Emissioni e Restituzione Quote", contenente il valore delle emissioni GHG verificato nella Comunicazione annuale, in tonnellate di CO₂ arrotondate secondo il criterio commerciale;
- I Rappresentanti Autorizzati di Enifin:
 - Inscrivono le emissioni verificate dei singoli siti nei corrispondenti Conti di Deposito nel Registro Nazionale delle Emissioni e delle Quote d'Emissioni;
 - Comunicano a SAQU l'avvenuta validazione delle emissioni da parte del Verificatore;
 - Comunicano a SAQU la conferma dell'accettazione delle emissioni validate dal verificatore da parte del Community International Transaction Log (CITL, che coordina tutti i Registri dell'Unione Europea);
- Enifin assicura il trasferimento delle quote di emissione e/o di crediti di carbonio sul Registro Nazionale delle Emissioni e delle Quote d'Emissioni in accordo alle transazioni approvate, con il corrispondente addebito/accredito delle quote nei conti di deposito dei singoli impianti:
 - Le installazioni in grado di partecipare alle compensazioni interne, nella stessa Business Unit e/o tra Business Unit, vendono ad Enifin le quote totali che esse possono mettere a disposizione per il mercato interno;
 - Enifin acquista sul mercato esterno le eventuali quote mancanti;
 - Enifin trasferisce alle installazioni che possono essere compensate "internamente" le quote necessarie;
 - Enifin trasferisce alle installazioni che non possono essere portate alla conformità con la compensazione interna, le eventuali quote acquistate sul mercato esterno.
- I Rappresentanti Autorizzati di Enifin inviano a SAQU:

- Le conferme dell'avvenuta movimentazione del Conto presso il Registro;
- I singoli contratti di negoziazione, disciplinati dall'Allegato 1 dell'Accordo Quadro stipulato da EniPower e Controllate con Enifin, sulla base dell'individuazione delle controparti e i loro conti di deposito, il tipo e la validità di quota, la quantità, il prezzo e l'IVA, i tempi di esecuzione della transazione;
- Il/i procuratore/i abilitato/i di EniPower e Controllate restituisce tramite SAQU a Enifin i contratti firmati per accettazione su carta intestata della Società;
- SAQU, attraverso i Responsabili GHG di Sito, assicura la verifica nei confronti di Enifin della corretta gestione dei Registri delle singole installazioni, interviene nella gestione delle eventuali non conformità e propone aggiornamenti al rapporto contrattuale in caso di emissione di nuove leggi/normative e/o loro evoluzioni.
- Enifin rendiconta le Business Unit con modalità tali da consentire la contabilizzazione in bilancio delle quote di emissione e delle relative operazioni.

5.3 GESTIONE DELLE VARIAZIONI

5.3.1. Domanda di rilascio/aggiornamento dell'Autorizzazione a emettere gas a effetto serra

Il gestore, dopo verifica con SAQU:

- Richiede il rilascio/aggiornamento dell'Autorizzazione a emettere gas a effetto serra, secondo il formato e le modalità di trasmissione stabilite dall'Autorità Nazionale Competente, in particolare nel caso di:
 - Modifiche della natura o del funzionamento dell'impianto;
 - Ampliamenti dell'impianto con sezioni classificate come Nuovi Entranti;
 - Modifiche dell'identità del gestore dell'impianto;
 - Modifiche della metodologia di monitoraggio;
 almeno 90 giorni prima della data da cui la modifica ha effetto;
- Comunica all'Autorità Nazionale Competente eventuali situazioni di:
 - Chiusura parziale dell'impianto (interruzione definitiva delle attività di una sezione dell'impianto);
 - Sospensione parziale dell'impianto (interruzione in via temporanea delle attività di una sezione dell'impianto, ad esempio per manutenzioni o per il passaggio allo stato di riserva fredda, per un periodo continuativo di durata uguale o superiore a 60 giorni);
 almeno 60 giorni prima della data prevista e richiede l'aggiornamento dell'Autorizzazione a emettere gas a effetto serra, secondo il formato e le modalità di trasmissione stabilite dall'Autorità Nazionale Competente;

- Comunica all'Autorità Nazionale Competente, in anticipo rispetto al termine di un periodo di sospensione dell'attività, la data di riavvio dell'impianto.

5.3.2. Richiesta di rilascio quote per avviamenti

Il gestore, dopo verifica con SAQU, presenta all'Autorità Nazionale Competente, almeno 20 giorni prima del 28 febbraio di ciascun anno, l'eventuale richiesta relativa all'assegnazione delle quote per il periodo di avviamento di sezioni di impianto classificate come Nuovi Entranti ai sensi del PNA, contenente il valore delle emissioni effettive rilasciate durante il periodo di avviamento ricadente nell'anno solare precedente, e corredata da un rapporto certificato da un verificatore accreditato dall'Autorità Nazionale Competente.

5.3.3. Modalità di monitoraggio

5.3.3.1 Modifiche e ampliamenti dell'impianto: Chiusure, Sospensioni, Nuovi Entranti e Avviamenti

Ai fini della richiesta all'Autorità Nazionale Competente di aggiornamento dell'Autorizzazione e/o di rilascio quote per avviamenti e Nuovi Entranti, il Responsabile GHG di Sito assicura:

- Il monitoraggio delle tempistiche relative ai cambiamenti di assetto dell'impianto: date di eventuali interruzioni definitive o temporanee delle attività di una sezione (ad esempio per manutenzioni o per il passaggio allo stato di riserva fredda), date di primo fuoco, date di primo parallelo;
- L'individuazione dei cambiamenti relativi alle fonti di gas a effetto serra a seguito di eventuali dismissioni e installazioni: numero, identificazione, elementi tecnologici costitutivi, potenzialità, elencazione dei flussi di combustibili afferenti, aggiornamento dei tiers applicabili a seguito di eventuali modifiche dei dispositivi di monitoraggio, previsioni di produzione;
- Il monitoraggio separato delle emissioni GHG relative ai periodi di avviamento di sezioni di impianto classificate come Nuovi Entranti ai sensi del PNA, rispetto alla fase di esercizio dell'impianto stesso;
- La compilazione di una Comunicazione delle Emissioni di Gas a Effetto Serra distinta per i periodi di avviamento, corredata da un corrispondente Attestato di Verifica rilasciato dal verificatore e presentata all'Autorità Nazionale Competente contestualmente alla Comunicazione relativa alla totalità delle emissioni annuali dell'installazione.

5.3.3.2 Modifiche della metodologia di monitoraggio

Il gestore propone all'ANC senza indebito ritardo, dopo verifica con SAQU, la modificazione della metodologia di monitoraggio nei seguenti casi, solo se ciò comporta un miglioramento dell'accuratezza nella determinazione delle emissioni:

- Variazione dei dati sottostanti alla metodologia di monitoraggio;
- Sopraggiunta inapplicabilità tecnica della metodologia di monitoraggio scelta;
- Individuazione di errori nei dati risultanti dalla metodologia di monitoraggio;
- Passaggio a una metodologia di monitoraggio definita come equivalente all'interno della classificazione dei tier.

Nel caso in cui il gestore riceva richiesta di modifica della metodologia di monitoraggio da parte dell'ANC o per la variazione dei tier di riferimento da parte della Commissione Europea e/o dell'ANC, ma la modifica non risulta tecnicamente realizzabile o comporta costi eccessivi, il gestore, in collaborazione con SAQU, documenta in modo completo le scelte compiute, le sottopone all'esame dell'ANC e ne assicura l'approvazione da parte dell'ANC prima dell'inizio del periodo di riferimento.

In caso di modifica dei tier precisione applicati nel monitoraggio delle emissioni GHG, il Responsabile GHG di Sito:

- Assicura che l'attività di consuntivazione delle emissioni di CO₂ sia condotta separatamente per i periodi precedenti e successivi al cambiamento, garantendo una elaborazione e archiviazione distinta dei corrispondenti dati di attività e di composizione dei combustibili. In questo modo, nella reportistica del Database *opsAirGHG* possono apparire periodi di rendicontazione con una durata diversa dal trimestre;
- Fornisce informazione scritta a SAQU;
- Compila sezioni distinte della Comunicazione delle Emissioni di Gas a Effetto Serra, relative ai periodi precedenti e successivi alla modifica di monitoraggio.

5.3.3.3 Inapplicabilità temporanea della metodologia di monitoraggio approvata

Nel caso in cui l'applicazione di uno o più tier della metodologia di monitoraggio approvata risulti temporaneamente non realizzabile a causa di motivi tecnici, il gestore:

- Applica il tier più elevato raggiungibile e attua tutti i provvedimenti necessari per consentire il sollecito ripristino del livello originale per il monitoraggio e la comunicazione, per un massimo di 5 giorni lavorativi;
- Comunica immediatamente all'Autorità Nazionale Competente la sopraggiunta temporanea inapplicabilità della metodologia approvata, secondo il formato e le modalità di trasmissione stabilite dall'Autorità Nazionale Competente;
- Fornisce informazione scritta a SAQU;
- Conserva in sito la documentazione comprovante la necessità di cambiare il livello applicato, nonché informazioni dettagliate sulla metodologia di monitoraggio provvisoria; Nel caso in cui temporanee interruzioni del funzionamento delle

apparecchiature di misura causino lacune di scarso rilievo nei dati, il gestore si attiene per il loro trattamento alla buona pratica professionale e a quanto stabilito nel documento di riferimento del luglio 2003 sui principi generali di monitoraggio, stilato in applicazione della Direttiva sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento (IPPC);

- Assicura che l'attività di consuntivazione delle emissioni di CO₂ sia condotta separatamente per il periodo relativo al cambiamento temporaneo, garantendo una elaborazione e archiviazione distinta dei corrispondenti dati di attività e di composizione dei combustibili. In questo modo, nella reportistica del Database *opsAirGHG* possono apparire periodi di rendicontazione con una durata diversa dal trimestre;
- Compila sezioni distinte della Comunicazione delle Emissioni di Gas a Effetto Serra, relative ai periodi di applicazione della metodologia approvata e di quella temporanea.

Qualora non si potesse ripristinare il tier approvato superati i 5 giorni lavorativi, il gestore rinnova la comunicazione all'Autorità Nazionale Competente di temporanea inapplicabilità, giustificando i motivi del persistere dell'impossibilità ad applicare i livelli approvati, e fornisce informazione scritta a SAQU.

5.4 GESTIONE DEL MIGLIORAMENTO

Il Responsabile GHG di Sito assicura il coordinamento dei progetti di miglioramento ambientale rivolti a ridurre le emissioni GHG, studiati nell'ottica del miglioramento dei rendimenti energetici e dell'utilizzo ottimale degli impianti, nel rispetto delle politiche aziendali in tema di sicurezza, salute e protezione dell'ambiente, grazie alle indicazioni tecnologiche fornite da OPER.

Nel rispetto delle tempistiche e dei ruoli in essa definiti per la stesura del "Budget degli investimenti", come descritto nella relativa procedura di Società, SAQU collabora con PIBU alla valorizzazione della CO₂ nella valutazione degli investimenti.

La partecipazione ad attività di progetto (CDM, JI) gestiti da Eni all'estero è assicurata da SAQU attraverso il TGGG, previa autorizzazione condivisa con PIBU, OPER e TRAD.

SAQU assicura il monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi attraverso opportuni indici di performance ambientale ricavati dal Database *opsAirGHG* e tramite la raccolta di dati affidabili nel corso delle audit ambientali o in quelle di certificazione, in modo da supportare la gestione strategica dei rischi e delle opportunità competitive associate alle emissioni GHG nell'ambito del mercato dell'Emission Trading.

6. RESPONSABILITA' DI AGGIORNAMENTO

SAQU assicura l'aggiornamento della presente procedura e di ogni altro strumento aziendale a supporto, in relazione all'evoluzione della normativa in materia,

nonché di attivare specifici incontri informativi con le funzioni maggiormente coinvolte.

7. CONSERVAZIONE DELLA DOCUMENTAZIONE

Il gestore e il Responsabile GHG di Sito assicurano la conservazione di tutta la documentazione di rispettiva competenza elaborata, sia cartacea sia elettronica, su criteri, dati e risultati della metodologia di monitoraggio: le registrazioni devono essere sufficienti per consentire la ricostruzione delle diverse fasi dei processi posti in atto e consentire quindi la verifica della Comunicazione annuale delle Emissioni di Gas a Effetto Serra dell'impianto. La documentazione è archiviata per almeno dieci anni dopo la presentazione di ciascuna Comunicazione annuale.

Il presente documento è archiviato a cura di PEOR-ORGA.

8. ALLEGATI

- Allegato 1: "Definizioni"
- Allegato 2: "Criteri di definizione della metodologia di monitoraggio delle emissioni GHG"
- Allegato 3: "Database *opsAirGHG*"
- Allegato 4: "Monitoraggio delle emissioni GHG: assicurazione e controllo qualità, verifica e comunicazione annuale delle emissioni, e milestones delle attività"
- Allegato 5: "Moduli Enifin"

9. MODIFICHE APPORTATE

Il presente documento rappresenta la prima edizione della procedura; non vi sono, pertanto, modifiche rispetto a edizioni precedenti.

10. DISTRIBUZIONE

La presente procedura è resa disponibile a tutto il personale della Società e delle sue Controllate tramite il Portale intranet MyEni.

DEFINIZIONI

EniPower



Definizioni



1. Definizioni

Tutti i termini utilizzati nella procedura RIS.HSE.PG-04, e non altrove definiti, hanno il significato indicato nel seguito:

Accordo Quadro

Forma contrattuale fra la Società EniPower e le sue Controllate da un lato e Enifin dall'altro, che definisce gli obblighi delle Parti, gli aspetti finanziari, le modalità e i tempi relativi alla esecuzione delle transazioni di quote di emissione.

Autorità Nazionale Competente (ANC)

L'Autorità Nazionale Competente ai fini dell'attuazione delle disposizioni della Direttiva 2003/87/CE e della Decisione C(2004) 130 è costituita dal "Comitato Nazionale di gestione e attuazione della Direttiva 2003/87/CE", istituito presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio – Direzione Generale per la Ricerca Ambientale e lo Sviluppo, e supportato dalla Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie del Ministero Attività Produttive e dell'Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente (ENEA).

Autorizzazione a emettere gas a effetto serra

L'autorizzazione di cui all'art.4 della Direttiva 2003/87/CE e dell'art.4 del D.Lgs.n.213/06, necessaria per l'esercizio delle attività soggette a Emission Trading, rilasciata attraverso i DEC/RAS/2179/2004, DEC/RAS/2215/04 e DEC/RAS/013/05, e confermata con il DEC/RAS/65/2006.

Clean Development Mechanism (CDM) / Attività di Meccanismo di Sviluppo Pulito

Attività di progetto (meccanismo flessibile) previsto dall'art.12 del Protocollo di Kyoto per consentire ai Paesi Annex I (cui è attribuito un target di abbattimento delle emissioni di GHG rispetto al 1990) di acquisire Crediti di Carbonio CER mediante progetti realizzati in un paese non Annex I e finalizzati alla riduzione certificata delle emissioni GHG rispetto alla baseline.

Censimento degli impianti soggetti a Emission Trading

Modulo di trasmissione delle informazioni per l'assegnazione delle quote di gas serra per il periodo 2005-2007, presentato nel Dicembre 2004 dai gestori degli impianti soggetti a Emission Trading per Impianti Esistenti e Nuovi Entranti, secondo il formato e le modalità di trasmissione riportati nel DEC/RAS/1877/2004.

Conformità

L'adempimento da parte di ciascuna installazione dell'obbligo di restituzione al 30 aprile di ogni anno, di un numero di quote pari alle emissioni effettuate nell'anno precedente e validamente certificate.

Decisione di Assegnazione

Cfr. Piano Nazionale di Assegnazione.

Domanda di rilascio/aggiornamento dell'Autorizzazione a emettere gas a effetto serra

Domanda di autorizzazione presentata dai gestori degli impianti soggetti a Emission Trading, secondo il formato e le modalità di trasmissione stabilite dall'Autorità Nazionale Competente secondo i criteri minimi riportati nell'Allegato C del D.Lgs.n.213/06. In particolare, per l'anno 2005, con "Domanda di Autorizzazione a emettere gas a effetto serra" si intende la domanda di autorizzazione presentata dal gestore per gli Impianti Esistenti nel Dicembre 2004 secondo le modalità riportate nel DEC/RAS/1715/2004.



Emission Trading (ET) / Emission Trading Scheme (ETS)

Sistema europeo per lo scambio di quote di emissione, basato sul Cap & Trade, istituito dall'Unione Europea con la Direttiva 2003/87/CE, il cui primo periodo di adempimento coincide con il triennio 2005-2007 e il secondo con il quinquennio 2008-2012.

Entrata in esercizio

Avvio o riavvio dell'attività dell'impianto con rilascio in atmosfera di emissioni GHG anche in assetto di collaudo: per gli impianti termoelettrici ricadenti nella categoria degli impianti di combustione con potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW, l'entrata in esercizio corrisponde con la data di primo parallelo dell'impianto.

Fonte

Un punto o processo individualmente identificabile dell'impianto, da cui vengono emessi gas a effetto serra.

Gas a effetto serra / Greenhouse Gas (GHG)

I gas elencati nell'Annex A del Protocollo di Kyoto, nell'Allegato II della Direttiva 2003/87/CE e nell'Allegato B del D.Lgs.n.213/06. Nel primo periodo di adempimento della Direttiva (2005-2007) sono soggette ad Emission Trading solo le emissioni di CO₂.

Gestore

Persona fisica o giuridica che, ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, detiene o gestisce un impianto o alla quale è stato delegato un potere economico determinante per quanto riguarda l'esercizio tecnico della medesima. Nella gestione delle quote di emissione effettuata dalla Società e dalle sue Controllate nell'ambito di Eni, il Gestore è identificato con la Società, mentre il ruolo di Rappresentante del Gestore è attribuito al Responsabile di Stabilimento: nella presente procedura e allegati, sarà usato per semplicità il termine Gestore.

Impianto

Unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'Allegato I della Direttiva 2003/87/CE nell'Allegato A del D.Lgs.n.213/06, e altre attività direttamente associate che hanno un collegamento tecnico con le attività svolte in tale sito e che potrebbero incidere sulle emissioni e sull'inquinamento. E' l'unità produttiva che ai sensi della Direttiva 2003/87/CE riceve l'autorizzazione ad emettere gas serra e le quote di emissione.

Impianto Esistente

Per gli impianti termoelettrici ricadenti nella categoria degli impianti di combustione con potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW, impianto entrato in esercizio prima del 1 gennaio 2005 (per il primo periodo di riferimento) o che ha ottenuto un'autorizzazione a emettere prima della notifica del PNA alla Commissione Europea (per ogni successivo periodo di riferimento).

Impianto Nuovo Entrante

Per gli impianti termoelettrici ricadenti nella categoria degli impianti di combustione con potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW, impianto entrato in esercizio dal 1 gennaio 2005 (per il primo periodo di riferimento) o che ottiene un'autorizzazione a emettere o un aggiornamento della sua autorizzazione a motivo di modifiche significative alla natura o al funzionamento dell'impianto, o suoi ampliamenti, a seguito della notifica del PNA alla Commissione Europea (per ogni successivo periodo di riferimento).



Italian Carbon Fund

Fondo di acquisto di crediti derivanti da Joint Implementation e Clean Development Mechanism, istituito dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio – Direzione per la Ricerca Ambientale e lo Sviluppo – presso la Banca Mondiale.

Joint Implementation (JI) / Attività di Attuazione Congiunta

Attività di progetto (meccanismo flessibile) previsto dall'art.6 del Protocollo di Kyoto per consentire ai Paesi Annex I (cui è attribuito un target di abbattimento delle emissioni di GHG rispetto al 1990) di acquisire Crediti di Carbonio ERU mediante progetti realizzati in un altro paese Annex I e finalizzati alla riduzione certificata delle emissioni GHG rispetto alla baseline.

Livello di precisione / Tier

In una metodologia di monitoraggio fondata sul calcolo delle emissioni di gas a effetto serra a partire dai dati di composizione e consumo dei combustibili, si intende il grado di accuratezza rappresentativo delle distinte modalità/precisioni di determinazione di ciascuna tipologia di parametro (attività, fattori di emissione/ossidazione), così come definiti dalla Tabella A del DEC/RAS/854/05, che costituisce l'applicazione a livello nazionale italiano dell'analoga Tabella 1 dell'Allegato I della Decisione C(2004) 130.

Più livelli formano una gerarchia di metodologie entro cui il gestore effettua la propria scelta: la numerazione crescente dei livelli da 1 in su rispecchia gradi di accuratezza crescenti, creando una gerarchia di metodologie che preferisce la determinazione di parametri caratteristici del singolo lotto di combustibile alla semplice applicazione di dati di letteratura; livelli equivalenti sono indicati con lo stesso numero e con un carattere alfabetico specifico (ad es. livello 2a e 2b).

In particolare, i livelli di precisione indicati nella Decisione C(2004) 130 sono definiti con riferimento "all'incertezza massima ammissibile per il processo di misura": l'"incertezza ammissibile" è espressa come l'intervallo di confidenza al 95% attorno al valore misurato, e comprende l'incertezza specificata dell'apparecchio di misura, l'incertezza associata alla taratura ed ogni ulteriore incertezza connessa alle modalità di utilizzo concreto dell'apparecchio di misura. In merito, le disposizioni italiane di attuazione (DEC/RAS/854/05) specificano che l'incertezza associata al processo di misura è da considerarsi pari all'accuratezza dello strumento di misura utilizzato.

Lotto

Quantità di combustibile trasferita in un'unica spedizione o alimentata in continuo in un periodo di tempo specifico, tale per cui la fornitura del combustibile sia caratterizzata da una significativa omogeneità della composizione: all'interno del lotto si può quindi prelevare un "campione rappresentativo" al fine di associarvi accurati valori specifici del contenuto medio di energia e del tenore medio di carbonio.

Metodologia di monitoraggio

La metodologia usata per la determinazione delle emissioni di gas a effetto serra, compresa la scelta tra calcolo e misura e la scelta dei livelli di approccio (tiers).

Operatore GHG di Sito

Nella gestione delle quote di emissione effettuata da Eni, figura organizzativa incaricata di supportare il Responsabile GHG di Sito nell'espletamento delle sue funzioni.

Periodo di avviamento

Per un impianto termoelettrico o sezione di impianto termoelettrico Nuovo Entrante, periodo compreso tra il primo parallelo e l'entrata in esercizio commerciale.



Periodo di riferimento

Il triennio che ha inizio il 1° gennaio 2005 (Primo periodo di riferimento) o i quinquenni a partire dal 1° gennaio 20085 (Periodi di riferimento successivi), durante i quali le emissioni devono essere monitorate e comunicate conformemente a quanto stabilito nell'art. 14, par. 3, della Direttiva 2003/87/CE.

Piano Previsionale di Conformità di Gruppo

Nella gestione delle quote di emissione effettuata dal Gruppo Eni, documento relativo alla gestione del surplus/deficit di quote a livello di Gruppo sull'intero periodo di adempimento dell'Emission Trading. E' pubblicato al termine di ognuno dei primi tre trimestri dell'anno, sulla base dei consuntivi trimestrali del Database opsAirGHG, sui forecast delle emissioni di CO2 a fine anno e delle quote di emissione disponibili.

Piano di Bilanciamento

Nella gestione delle quote di emissione effettuata dal Gruppo Eni, documento relativo alla gestione del surplus/deficit di quote a livello di Gruppo sull'intero periodo di adempimento dell'Emission Trading. E' pubblicato a fine anno, sulla base del consuntivo consolidato delle emissioni di CO2 del Database opsAirGHG e delle quote di emissione disponibili.

La metodologia di elaborazione del Piano è basata su regole trasparenti, razionali ed eque, prevedendo che le installazioni in surplus contribuiscano al mercato interno in proporzione ai rispettivi surplus e le installazioni in deficit accedano al mercato interno in proporzione ai rispettivi fabbisogni; dapprima si procede alla compensazione all'interno della medesima Business Unit e poi alle possibili compensazioni tra Business Unit. Grazie alle compensazioni interne, il ricorso al mercato esterno è residuale e pertanto esso risulta più ridotto rispetto al caso di assenza del bilanciamento interno, e parimenti ridotti sono i rischi di prezzo; le transazioni interne vengono comunque apprezzate con l'indice di prezzo del mercato esterno, ma a livello consolidato si mantiene il vantaggio della compensazione interna ad Eni.

Il bilanciamento delle quote in possesso delle varie installazioni/Business Unit è conseguito in pratica mediante la seguente sequenza di operazioni:

1. Calcolo dei saldi annuali e a fine triennio delle singole installazioni, delle Business Unit e a livello aggregato di Eni;
2. Classificazione delle singole installazioni e delle singole BU in funzione della combinazione dei segni positivi/negativi dei saldi annuali e triennale, attraverso opportuni colori (verde, blu, giallo, rosso);
3. Definizione delle strategie a livello di singola Business Unit, a seconda della sua classificazione (colore assegnato);
4. Calcolo delle compensazioni interne alle singole Business Unit;
5. Calcolo delle compensazioni fra diverse Business Unit;
6. Calcolo delle quantità di quote da vendere sul mercato esterno;
7. Calcolo delle quantità di quote da acquistare sul mercato esterno.

Piano delle Transazioni Enifin

Nella gestione delle quote di emissione effettuata dal Gruppo Eni, documento che definisce, per ogni singolo impianto partecipante al sistema di Emission Trading, le transazioni in quote di emissione da realizzare tra le Società/Divisioni del Gruppo Eni ed eventualmente sul mercato esterno EU-ETS, al fine di garantire la restituzione annuale al Registro Nazionale delle quote dovute dai singoli gestori (conformità)

Piano Industriale di Società

Documento che rappresenta le scelte di indirizzo strategico e programma le azioni necessarie al raggiungimento degli obiettivi societari.



Piano Nazionale di Allocazione (PNA)

Documento predisposto dal “Comitato Nazionale di gestione e attuazione della Direttiva 2003/87/CE” e approvato – a seguito di consultazione pubblica - dal Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e dal Ministro delle Attività Produttive, che determina il numero totale di quote di emissioni che si intendono assegnare per il periodo di riferimento, e le loro modalità di assegnazione e di rilascio ai singoli impianti, e stabilisce i criteri di definizione degli impianti Nuovi Entranti e di quelli in stato di chiusura o sospensione. Le assegnazioni annuali di quote sono rilasciate entro il 28 febbraio di ciascun anno.

Quota di emissione / European Union Allowance (EUA)

Titolo di emissione che dà il diritto di emettere una tonnellata di biossido di carbonio equivalente (CO₂ eq) per un determinato periodo di riferimento, rilasciato agli impianti e valido unicamente per rispettare le disposizioni della Direttiva 2003/87/CE e del D.Lgs.n.216/06 e negoziabile conformemente ai medesimi all’interno del periodo di adempimento.

Rappresentante autorizzato

Persona fisica o giuridica autorizzata a rappresentare il titolare di un Conto di un impianto nel Registro Nazionale delle quote e ad operare su di esso in nome e per conto del gestore dell’impianto autorizzato.

Registro Nazionale delle Emissioni e delle Quote d’Emissioni

Sistema standardizzato di registrazione contenente i Conti istituiti da ciascuno Stato Membro per assicurare l’accurata contabilizzazione delle quote di emissione rilasciate, possedute, cedute e cancellate nell’ambito del sistema Emission Trading. Per ciascun impianto viene aperto un Conto di Deposito, sul quale possono operare i Rappresentanti autorizzati dal gestore dell’impianto.

Responsabile GHG di Business Unit

Nella gestione delle quote di emissione effettuata da Eni, figura organizzativa incaricata di sovrintendere al coordinamento delle attività GHG relative alle installazioni della Società e delle sue Controllate. Secondo le C.O. EniPower n° 15/2005 e S.E.F. n° 3/2005, il ruolo di Responsabile GHG di Business Unit è attribuito al Responsabile Sicurezza, Ambiente e Assicurazione Qualità.

Responsabile GHG di Sito

Nella gestione delle quote di emissione effettuata da Eni, figura organizzativa incaricata a sovrintendere al coordinamento delle attività GHG relative al Sito di competenza, dandone costante informazione al Responsabile di Stabilimento (Gestore). Secondo le C.O. EniPower n° 15/2005 e S.E.F. n° 3/2005, il ruolo di Responsabile GHG di Sito è attribuito di norma al Responsabile Analisi Gestionali.

Team di Gestione Greenhouse Gas (TGGG)

Nella gestione delle quote di emissione effettuata da Eni, unità istituita con le C.O. n° 40/2004 e n° 21/2005, che, oltre ai compiti esplicitati nella suddetta comunicazione, ha il compito di elaborare i Piani Previsionali di Conformità delle emissioni di GHG e i relativi consuntivi a livello aggregato per tutte le Divisioni/Società Eni, nonché i Piani di Bilanciamento della posizione consolidata Eni nel sistema Emission Trading, ossia di individuare e proporre le transazioni da mettere in atto da parte di ciascuna installazione per l’adempimento dell’obbligo di restituzione delle quote a fine anno. A tale scopo al TGGG partecipano l’Unità HSE di Eni, Enifin, le Divisioni Eni e i rappresentanti delle altre Business Unit coinvolte nell’Emission Trading.



Tonnellata di biossido di carbonio equivalente

Una tonnellata metrica di biossido di carbonio (CO₂) o una quantità di qualsiasi altro gas a effetto serra elencato nell'Allegato B del D.Lgs.n.216/06 che abbia un equivalente potenziale di riscaldamento planetario.

**CRITERI DI DEFINIZIONE DELLA METODOLOGIA DI MONITORAGGIO DELLE
EMISSIONI GHG**

EniPower



**Criteria di definizione della metodologia di
monitoraggio delle emissioni GHG**

1. Criteri di definizione della metodologia di monitoraggio delle emissioni GHG

Nel presente Allegato alla Procedura RIS.HSE.PG-04, sono descritti i criteri per la definizione della precisione da garantire nel monitoraggio, e le modalità operative per la determinazione dei parametri presenti nella formula di calcolo delle emissioni prevista dall'Allegato II della Decisione C(2004) 130:

$$\begin{aligned} \text{Emissioni di CO}_2 \text{ [tCO}_2\text{]} &= \\ &= \text{Dati di attività} * \text{Fattore di emissione} * \text{Fattore di ossidazione} \end{aligned}$$

1.1 Riferimenti per i livelli minimi di precisione e classificazione delle fonti

I gestori effettuano il monitoraggio delle emissioni GHG attenendosi almeno ai requisiti minimi di precisione da applicare per ciascun parametro quali/quantitativo (consumi dei combustibili e fattori di emissione/ossidazione), definibili sulla base dell'integrazione tra i criteri di:

- Definizione dei tiers della Tabella A del DEC/RAS/854/05:
 - Tipologia di flusso che alimenta la combustione nella generica fonte (combustibili liquidi o gassosi);
 - Valore delle emissioni complessivamente emesse dall'impianto in un anno (Colonna A relativa a emissioni annue complessive maggiori di 50 kt CO₂ e non superiori a 500 kt CO₂; Colonna B relativa a emissioni annue complessive superiori a 500 kt CO₂);
- Classificazione delle fonti emissive dell'installazione sulla base del peso percentuale delle emissioni corrispondenti, rispetto alle emissioni annuali complessive del sito, nelle seguenti tre categorie:
 - Fonti "maggiori": fonti, individuate come principali in termini di emissioni, che cumulativamente contribuiscono per almeno il 95% alle emissioni annue totali di un impianto;
 - Fonti "minori": fonti che cumulativamente producono emissioni di CO₂ non superiori a 2500 t/anno, ovvero che contribuiscono per meno del 5% alle emissioni annue totali di un impianto (a seconda di quale dei due sia il valore più elevato in termini di emissioni assolute). Per queste fonti, i requisiti minimi di precisione sono definiti dai livelli immediatamente inferiori a quelli indicati dalla Tabella A del DEC/RAS/854/05 in funzione della corrispondente tipologia di combustibile e della classificazione dimensionale dell'intera installazione;
 - Fonti "de minimis": fonti che cumulativamente producono emissioni di CO₂ non superiori a 500 t/anno, ovvero che contribuiscono per meno dell'1% alle emissioni annue totali di un impianto (a seconda di quale dei due sia il valore più elevato in termini di emissioni assolute). Per queste fonti, i gestori applicano una combinazione di livelli di precisione che può essere non classificabile all'interno del sistema di tiers previsto dalla Decisione C(2004) 130 e dal DEC/RAS/854/05; di tale determinazione il gestore mantiene evidenza documentale ai fini della verifica annuale delle emissioni.
- Attribuzione dei tier definiti per le fonti ai flussi di combustibile che le alimentano, comprendente:

- Individuazione di eventuali aggregazioni di flussi di combustibili omogenei che, pur afferenti a diverse fonti, provengono dalla ripartizione di un unico flusso convogliato e misurato con strumenti di misura fiscali e dispositivi di campionamento e analisi che garantiscano il livello di incertezza dichiarato per i dati di attività e di composizione;
- Individuazione del riferimento corretto per l'attribuzione dei tier, basato sul confronto tra l'approccio per flussi o per fonti, e sulla conseguente scelta del metodo che impone al gestore di garantire la maggior precisione nel monitoraggio: in particolare, nel caso di flussi di combustibili che derivano da un unico flusso aggregato e vanno ad alimentare più fonti di diverse tipologie dimensionali, si attribuisce a tutti i flussi afferenti il livello di precisione più stringente, corrispondente alla fonte dimensionalmente più elevata.
- Tier approvati dall'Autorità Nazionale Competente sul piano di monitoraggio proposto dal gestore con la propria Domanda di autorizzazione.

1.2 Definizione del "lotto" di un flusso di combustibile

Per ciascun flusso di combustibile individuato ai fini del monitoraggio, i gestori devono documentare la definizione del "lotto" corrispondente e le decisioni assunte in materia di frequenza di campionamento: a questo fine, i gestori descrivono i criteri applicati per l'individuazione del "lotto" e forniscono elementi atti a comprovare la rappresentatività del tenore di carbonio e dei fattori di emissione così ricavati, garantendo che il singolo fattore di emissione sia utilizzato unicamente per il lotto di combustibile di cui è destinato ad essere rappresentativo.

In particolare, l'individuazione del "lotto" rappresentativo si basa sull'analisi combinata di alcuni criteri di riferimento, come emerge dagli esempi riportati in funzione della tipologia di combustibile:

- Combustibili liquidi forniti all'impianto via oleodotto, autobotte o nave, e stoccati in parco serbatoi dedicato:
 - Presenza di un unico serbatoio o di più serbatoi gestiti alternativamente in scarico e in carico;
 - Provenienza dei carichi da un unico fornitore o da più fornitori;
 - Confronto tra volume e frequenza dei carichi da un lato e volume e consumi del/i serbatoio/i dall'altro;
- Combustibili gassosi alimentati in continuo:
 - Provenienza da gasdotto SNAM, da rete di gas di recupero di stabilimento o tramite tubazione diretta da impianto di produzione/trattamento;
 - Variabilità nella composizione del gas;
 - Variabilità nel processo di produzione che genera il gas.

La documentazione atta a comprovare la significatività della frequenza di campionamento scelta include quindi sia descrizioni qualitative dei processi di produzione e di trasferimento del combustibile, sia analisi statistiche dei parametri analitici di composizione.

1.3 Applicazione degli algoritmi di calcolo delle emissioni GHG

L'applicazione dell'algoritmo di calcolo delle emissioni di CO₂ associate ai combustibili, previsto dall'Allegato II della Decisione C(2004) 130, richiede la determinazione dei seguenti parametri per ciascun lotto individuato, secondo la precisione dichiarata e con le modalità operative descritte nel seguito:

- Dati di attività [t o Sm³];
- Fattore di emissione [tCO₂/t o tCO₂/Sm³];

- Fattore di ossidazione.

1.3.1. Determinazione dei dati di attività dei combustibili

I dati relativi all'attività di un combustibile rappresentano il consumo del combustibile del lotto individuato in termini di massa o volume, secondo i seguenti riferimenti:

- Gas naturale: [Sm³];
- Gas derivati da raffineria, Fuel gas prelevati da rete di petrolchimico o da impianto di produzione, Gas di sintesi, GPL, Olio combustibile e Gasolio: [t].

La modalità di determinazione del consumo di combustibile è individuata dalla natura del combustibile (gassoso o liquido) e dalla modalità di alimentazione all'impianto di combustione (stoccaggio preliminare o afflusso diretto), come descritto nei paragrafi successivi.

La precisione dei dispositivi di misura preposti (misuratori di livello, misuratori di volume, misuratori di portata,...) è in accordo al tier attribuito ai singoli flussi di combustibile; in accordo alle disposizioni italiane di attuazione delle Linee Guida UE sul monitoraggio (DEC/RAS/854/05), l'incertezza associata al processo di misura è da considerarsi pari all'accuratezza dello strumento di misura utilizzato.

I dati di attività consuntivati per ogni lotto di combustibile devono provenire da un monitoraggio compiuto con strumentazione di misura fiscale sul flusso di riferimento e le quantità devono coincidere con quelle presenti in SAP alla data della verifica (a meno di eventuali conguagli e correzioni, che devono essere supportati dai relativi verbali o comunicazioni), in modo da garantire la tracciabilità e riscontro dei consumi attraverso il sistema di fatturazione EniPower.

1.3.1.1 Combustibili liquidi

Il consumo dei combustibili liquidi forniti all'impianto via oleodotto, autobotte o nave, e stoccati in parco serbatoi dedicato, può essere valutato con le seguenti modalità:

- Applicazione di un bilancio di massa a ciascuno dei serbatoi, secondo la formula:

$$\begin{aligned} \text{Combustibile } C &= \\ &= \text{Combustibile } P + (\text{Combustibile } S - \text{Combustibile } E) - \\ &\quad \text{Combustibile } O \end{aligned}$$

in cui:

Combustibile C: combustibile bruciato durante il periodo di riferimento;

Combustibile P: combustibile acquistato durante il periodo di riferimento, come ricavato dalla pertinente rendicontazione amministrativa;

Combustibile S: scorte di combustibile all'inizio del periodo di riferimento, come ricavato dalla rilevazione del corrispondente livello di ciascun serbatoio;

Combustibile E: scorte di combustibile al termine del periodo di riferimento, come ricavato dalla rilevazione del corrispondente livello di ciascun serbatoio;

Combustibile O: combustibile usato per altri scopi (per il trasporto o rivenduto).

Gli strumenti applicati per la rilevazione dei livelli dei serbatoi sono, ad esempio, livelli a stadia, fettucce metriche e misuratori di livello radar; gli acquisti possono ad esempio essere determinati attraverso procedure di pesa degli autocarri in ingresso.

Nei casi in cui la determinazione di *Combustibile S* e *Combustibile E* mediante misura non sia tecnicamente realizzabile o comporti costi verosimilmente eccessivi, il gestore può stimare queste due quantità utilizzando i dati dell'anno precedente e correlandoli agli elementi in uscita per il periodo di riferimento: il gestore quindi convalida tali stime con calcoli di supporto documentati e con i rendiconti finanziari pertinenti.

- Misura diretta prima dell'immissione nella camera di combustione, attraverso misuratori di portata.

1.3.1.2 Combustibili gassosi

Il consumo dei combustibili gassosi alimentati in continuo può essere valutato con dispositivi di misura quali, ad esempio, contatori a turbina, contatori rotativi, misuratori massici a effetto Coriolis e flange di misura (misuratori a orifizio calibrato).

1.3.1.3 Processo di riconciliazione dei dati di attività dei combustibili

All'interno di un Sito multisocietario può verificarsi che un determinato combustibile partecipi a differenti processi di combustione appartenenti a più Società; può altresì verificarsi che un'unica misura di quantità, in ingresso al Sito, richieda la quadratura con la sommatoria delle misure a valle relative agli ingressi agli impianti utilizzatori. Tale processo di quadratura, sviluppato secondo regole contrattuali, è definito come "riconciliazione dei dati" e comporta la correzione dell'effettiva misurazione del singolo strumento, secondo un livello di incertezza proporzionale al livello di qualità del singolo misuratore, attribuito sulla base delle caratteristiche intrinseche e della manutenzione.

I dati di attività dei flussi di combustibile, oggetto del monitoraggio EniPower, che derivano da un processo di riconciliazione dei consumi condotto da un Terzo per l'intero Sito multisocietario, devono essere acquisiti dal gestore e dettagliatamente documentati al fine di giustificare lo scostamento con i dati misurati dalla strumentazione.

1.3.2. Determinazione del fattore di emissione dei combustibili

Il fattore di emissione di CO₂ del singolo lotto rappresenta l'emissione specifica di CO₂ per quel combustibile, ed è espresso in termini di contenuto di carbonio, secondo i seguenti riferimenti:

- Gas naturale: [tCO₂/Sm³];
- Gas derivati da raffineria, Fuel gas prelevati da rete di petrolchimico o da impianto di produzione, Gas di sintesi, GPL, Olio combustibile e Gasolio: [tCO₂/t].

La modalità di determinazione del fattore di emissione del combustibile si distingue in funzione della disponibilità di analisi relative alla composizione:

- Fattore di emissione specifico del lotto: si determina stechiometricamente il fattore sulla base della composizione di ogni lotto del combustibile attraverso l'algoritmo riportato nell'Allegato 2.A.
- Fattore di emissione di letteratura: in assenza di analisi di un combustibile, si applica il corrispondente fattore reso disponibile dall'Autorità Nazionale Competente con aggiornamenti annuali (l'Allegato 2.B riporta a esempio i dati validi per l'anno solare 2005).

Nel caso di applicazione di Fattori di emissione specifici, il gestore descrive per ciascuno di essi nelle proprie procedure di Assicurazione Qualità:

- Le procedure di campionamento del combustibile in relazione alla frequenza definita sulla base del lotto identificato;
- Le metodologie applicate per la determinazione della composizione del combustibile, secondo le seguenti metodologie di analisi:
 - Gas naturale, Gas derivati da raffineria, Fuel gas prelevati da rete di petrolchimico o da impianto di produzione, Gas di sintesi: composizione in percentuali molari (o equivalentemente in volume) derivata da analisi gascromatografica;
 - Olio combustibile: analisi elementare in Carbonio, Idrogeno, Azoto, Ossigeno e Zolfo;
- Le metodologie applicate per la determinazione del potere calorifico netto.

In particolare, il gestore garantisce che le analisi siano condotte in accordo alle disposizioni del Punto 10 dell'Allegato I della Decisione C(2004) 130. Ad esempio, le procedure applicate si basano sulle norme CEN pertinenti, se disponibili: qualora non fossero disponibili, si applicano le norme ISO o le norme nazionali. Se non esistono norme applicabili, le procedure possono essere eseguite ove possibile conformemente a progetti di norme o a linee guida delle migliori pratiche del settore. Comunque le procedure specifiche adottate dal gestore devono essere preventivamente comunicate e condivise con SAQU prima dell'inizio del periodo di riferimento in cui saranno applicate: la documentazione completa delle procedure e l'insieme completo dei risultati sono conservati e messi a disposizione del responsabile della verifica.

Fino al 1 gennaio 2007, il gestore può avvalersi di laboratori che applicano metodiche riconosciute a livello internazionale, ancorché non accreditati ai sensi della norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 («Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura») per la singola prova richiesta, come stabilito dal Punto 10 dell'Allegato I della Decisione C(2004)130. Dopo tale data, il gestore assicura il rispetto del requisito di utilizzo di laboratori - interni ed esterni - accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025, in base alla disponibilità di laboratori titolati in tal senso.

Per quanto concerne il Gas naturale, la Società acquisisce da Snam Rete Gas le seguenti dichiarazioni:

- La determinazione del potere calorifico viene effettuata secondo quanto riportato nel Codice di Rete Snam Rete Gas, Cap. 11, par. 3 e 4;
- L'accuratezza di misura dei poteri calorifici, effettuata tramite gascromatografi, è pari allo 0,5% (Codice di Rete Snam Rete Gas, All, 11B, par. 2);
- La metodologia e la frequenza di taratura dei gascromatografi avviene almeno settimanalmente mediante gas di taratura certificati da laboratori



SIT accreditati secondo le norme UNI CEI ISO/TEC 17025 (Codice di Rete Snam Rete Gas, All. 11B, par. 4.2).

1.3.3. Determinazione del fattore di ossidazione dei combustibili

Il fattore di ossidazione da attribuire al singolo lotto di combustibile rappresenta la percentuale di carbonio contenuto nel combustibile che si ossida a CO₂ in funzione dell'efficienza della combustione (il resto del carbonio rimane incombusto o viene ossidato solo parzialmente trasformandosi in fuliggine o cenere), ed è espresso come percentuale assunta pari a:

- Gas naturale, Gas derivato da raffineria, Fuel gas prelevati da rete di petrolchimico o da impianto di produzione: 0,995;
- Gas di sintesi, Olio combustibile, GPL, Gasolio: 0,990.

2. Allegati

- Allegato 2.A: "Algoritmo di determinazione stechiometrica dei Fattori di emissione specifici del lotto" (Documento provvisorio)
- Allegato B: "Valori italiani di pci, fattori di emissione e fattori di ossidazione standard, dell'Allegato A del DEC/RAS/854/05 (validi per il periodo 1 gennaio 2005 – 31 dicembre 2005: aggiornamenti annuali a cura dell'Autorità Nazionale Competente)"

ALLEGATO 2.A**ALGORITMO DI DETERMINAZIONE STECHIOMETRICA DEI FATTORI DI EMISSIONE SPECIFICI DEL LOTTO****DOCUMENTO PROVVISORIO****1.3 STANDARD MEASURES AND RATIOS**

All methods are based on certain standard values determined by scientific or industry bodies. The standard values for this paper are defined in Table 1-1. The assigned symbols are used in equations in the subsequent sections.

Table 1-1. Standard Measures and Ratios

Standard Measure	Symbol	Value	Remark
Temperature	T_0	0°	Centigrade; the US EPA STP is based on 25° C
Pressure	P_s	760	Torr; 1 atmosphere
Mole/m ³	Φ	0.044643	Kilogram-Mole/m ³ (dry basis)
Gas Constant	Θ	8314.3	Kg-mole/Joule
Normal cubic meter	m ³	1	Dry basis as standard

Table 1-2. Standard Abbreviations

Measure	Abbreviation	Remark
Temperature	T	Expressed in centigrade
Pressure	P	Expressed in torr
Standard Temperature and Pressure	STP	T_0 and P_s
Cubic Meter	m ³	Volume
Normal Cubic Meter	m ³	Cubic meter at STP, dry basis
Kilogram-Mole	Kg-mole	
Percent	%	
Weight	Wt.	Mass
Mole	Mole	Number
Centigrade	C	Temperature
Hydrocarbon Analyte	HC	From gas analysis
Atoms Carbon	Atoms C	Atoms C/molecule HC
Heating Value	LHV	Lower heating value, GJ/m ³

The method is a classic chemical engineering stoichiometric exercise of determining carbon content as both a mole and a weight percent from a mole analysis of a gas composition. Subsequently, a carbon dioxide emission factor is derived. The standard gas components are defined in Table 2-1.

Table 2-1. Hydrocarbon Analysis Standard Components

Chemical	CAS	HC Identifier	Mole Wt.	C Atoms
Methane		C1	16	1
Ethane		C2	30	2
Propane		C3	44	3
Hexanes Plus ¹		C6PLUS	100	7
Carbon Dioxide		CO2	44	1
i-Butane		IC4	58	4
i-Pentane		IC5	72	5
Nitrogen		N2	28	0
n-Butane		NC4	58	4
n-Pentane		NC5	72	5
Hydrogen Sulfide		H2S	34	0
Water		H2O	18	0

Subsequent to the Configuration Meeting in January 2005, and Eni reviews of the data collector tool in February 2005, the list of potential fuel gas analytes was expanded. Two lists were created: one based on gas chromatography chemical constituents, and the other based on atomic absorption elemental constituents. These analytes are summarized in Tables 2-2 and 2-3, respectively.

Table 2-2. Gas Composition Collection

1-3 Butadiene
1-Butene
2-Methyl-Propane
2-Methyl-Propene
3-Methyl-1-Butene
Butene-2-cis
Butene-2-trans
C5 and Heavier
Carbon Dioxide

¹ Gas constituents of C6+ typically represent less than 1% of the composition and analysis groups together. The assignment of a molecular weight of 100 and a carbon atom count of 7 is somewhat arbitrary but an attempt to recognize that the group average will be greater than hexane's 86 molecular weight and 6 carbon atoms.

Carbon Monoxide
Ethane
Ethene
Ethylene
Heptanes
Hexanes
Hydrogen
Hydrogen Sulfide
i-Butane
i-Pentane
Methane
n-Butane
Nitrogen
Nonanes Plus
n-Pentane
Octanes
Olefins
Oxygen
Oxygen and Argon
Pentene
Propadiene
Propane
Propene
Water

For data-loading purposes, default values of zero (0) will be assumed if no data are provided.

Table 2-3. Atomic Composition Collection

Carbon
Hydrogen
Nitrogen
Oxygen
Sulfur

2.1 DRY BASIS DICTATE

All the methods will be determined on a dry basis. If the analysis is provided with moisture (water mole %), then it will be excluded by normalizing the analysis to 100% on a dry basis. This normalization process will also account for situations where the analysis provided by the user does not sum exactly to 100%.

2.2 DETERMINATION OF CARBON MOLES

The initial step is to determine the carbon mole content based on the hydrocarbon analysis and the mole content of a standard volume. It is convenient to use the standard volume of a cubic meter (normal cubic

meter, m^3), which at standard temperature and pressure has a gas mole content of 0.0446429 kg-mole. The molecular weight of the constituent and its number of carbon atoms is used to compose the final result. The formula is shown in Equation 1. Tables 1-1 and 2-1 provide characterization data (constants) for the following equations.

$$\text{(eq. 1) } \text{kg-Mole C} / \text{m}^3 = \sum (\text{Mole percent HC} / 100 \times \Phi \times \text{Atoms C})$$

2.3 DETERMINATION OF CARBON WEIGHT PERCENT

In this design, it is not necessary to determine the carbon weight percent. However, it is expected that carbon weight percent, as automatically determined from a facility instrument system, might be input in this design.

The mass of carbon in a standard volume of gas is determined as shown in equation 2, which is a variant of equation 1 using the molecular weight of carbon (12).

$$\text{(eq. 2) } \text{kg C} / \text{m}^3 = 12 \text{ kg/kg-mole} \times \sum (\text{Mole percent HC} / 100 \times \Phi \times \text{Atoms C})$$

The mass of a standard volume of the gas is determined as shown in equation 3 using the individual molecular weights of the hydrocarbon (HC) constituents.

$$\text{(eq. 3) } \text{kg HC} / \text{m}^3 = \sum (\text{Mole percent HC} / 100 \times \Phi \times \text{molecular weight HC})$$

The carbon weight percent is then simply computed by dividing the products of equations 2 and 3, as shown as equation 4.

$$\text{(eq. 4) } \% \text{ C} = 100\% \times \frac{12 \text{ kg/kg-mole} \times \sum (\text{Mole percent HC} / 100 \times \Phi \times \text{Atoms C})}{\sum (\text{Mole percent HC} / 100 \times \Phi \times \text{molecular weight HC})}$$

2.4 DETERMINATION OF LOWER HEATING VALUE OF FUEL

To be consistent with the EU ETS, the lower heating value of the fuel mixture will be determined for reporting purposes. The lower heating value of the fuel mixture is derived from the heats of combustion of each hydrocarbon (HC) constituent, as shown in equation 5.

$$\text{(eq. 5) } \text{LHV}_{\text{fuel}} = \sum [(\text{mole percent HC}_i / 100) \times \text{LHV}_i]$$

2.5 DETERMINATION OF CARBON DIOXIDE FACTOR FROM MOLE PERCENT

The desired factor is in kilograms per m^3 and uses a variant of equation 2, where the mass of the carbon is determined. In equation 6, the mole weight of carbon dioxide (44) is used.

$$\text{(eq. 6) } \text{kg CO}_2 / \text{m}^3 = 44 \text{ kg/kg-mole} \times \sum (\text{Mole percent HC} / 100 \times \Phi \times \text{Atoms C})$$

ALLEGATO B

VALORI ITALIANI DI PCI, FATTORI DI EMISSIONE E FATTORI DI OSSIDAZIONE STANDARD, DELL'ALLEGATO A DEL DEC/RAS/854/05 (VALIDI PER IL PERIODO 1 GENNAIO 2005 – 31 DICEMBRE 2005: AGGIORNAMENTI ANNUALI A CURA DELL'AUTORITÀ NAZIONALE COMPETENTE)

Tipologia di combustibile	Unità di misura utilizzata per esprimere il consumo di combustibile	Fatt. Emiss. di riferimento (t CO ₂ / Un. misura quantità)	Coeff. di ossidazione (default IPCC)	pci (di riferimento)	Uni. mis. pci (di riferimento)
<i>Fonti fossili di uso comune:</i>					
Gas naturale	1.000 Std m ³	1,966	0,995	8,443	Mcal / Std m ³
	10 ⁸ Kcal	23,28	0,995	8,443	Mcal / Std m ³
	Tjoule	55,647	0,995	35,32	GJ / 1000 m ³
Olio combustibile	tonnellate	3,210	0,990	0,974	tep / t
	10 ¹⁶ Kcal	32,41	0,990	9,743	Gcal / t
	Tjoule	77,47	0,990	40,762	GJ / t
Gasolio (per riscaldamento)	tonnellate	3,173	0,990	1,019	tep / t
	10 ⁸ Kcal	31,14	0,990	10,187	Gcal / t
	Tjoule	74,44	0,990	42,62	GJ / t
Benzina senza piombo per autotrazione	tonnellate	3,141	0,990	1,045	tep / t
	10 ⁸ Kcal	30,07	0,990	10,446	Gcal / t
GPL (Gas di petrolio liquefatto)	tonnellate	3,024	0,990	1,102	tep / t
	10 ⁸ Kcal	27,44	0,990	11,021	Gcal / t
Coke da petrolio (pet coke)	tonnellate	3,124	0,990	0,741	tep / t
	10 ⁸ Kcal	42,16	0,990	7,410	Gcal / t
	Tjoule	100,76	0,990	31,00	GJ / t
Carbone da vapore	tonnellate	2,473	0,980	0,624	tep / t
	10 ⁸ Kcal	39,61	0,980	6,243	Gcal / t
	Tjoule	94,68	0,980	26,123	GJ / t
Coke (metallurgico)	tonnellate	3,166	0,980	0,700	tep / t
	10 ⁸ Kcal	45,22	0,980	7,000	Gcal / t
	Tjoule	108,09	0,980	29,288	GJ / t
Carbone per cokeria, altro carbone bituminoso	tonnellate	3,024	0,980	0,740	tep / t
	10 ⁸ Kcal	40,86	0,980	7,400	Gcal / t
	Tjoule	97,66	0,980	30,961	GJ / t
Agglomerati di carbone (sub-bituminoso)	Tjoule	96,10	0,980	n.d.	tep / t
Antracite	Tjoule	98,300	0,980	n.d.	
Lignite	tonnellate	1,058	0,980	0,250	tep / t

Tipologia di combustibile	Unità di misura utilizzata per esprimere il consumo di combustibile	Fatt. Emiss. di riferimento (t CO ₂ / Un. misura quantità)	Coeff. di ossidazione (default IPCC)	pci (di riferimento)	Uni. mis. pci (di riferimento)
<i>Altre fonti:</i>					
Gas derivati da cokeria	1.000 m ³	0,806	0,995	4,576	Mcal / Std m ³
	Tjoule	42,11	0,995	8,96	GJ / t
Gas derivati da altoforno	1.000 m ³	0,953	0,995	0,840	Mcal / Std m ³
	Tjoule	270,58	0,995	4,437	GJ / t
Gas derivati da convertitore ad ossigeno	1.000 m ³	1,502	0,995	1,840	Mcal / Std m ³
	Tjoule	195,09	0,995	9,705	GJ / t
Gas derivati di raffineria	tonnellate	3,133	0,995	1,200	tep / t
Idrocarburi pesanti per gassificazione	tonnellate	3,152	0,990	0,930	tep / t
Gas proveniente da gassificazione di idrocarburi pesanti	Tjoule	100,07	0,990	7,49	GJ / t
Idrocarburi bruciati in torcia (butano)	Tjoule	66,203	0,990	45,78	GJ / t
Gas derivati da petrolio greggio	1.000 m ³	3,482	0,995	1,338	Mcal / Std m ³
Bitume	tonnellate	3,239	0,990	0,961	tep / t
Lubrificanti - olii esausti	tonnellate	2,945	0,990	0,961	tep / t
Kerosene	tonnellate	3,186	0,990	1,040	tep / t
Virgin nafta	Tjoule	73,300	0,990	n.d.	
Semilavorati (feedstock di raffineria)	Tjoule	73,300	0,990	n.d.	
Oriemulsion	Tjoule	80,70	0,990	n.d.	
Rifiuti speciali combustibili (inclusi rifiuti di origine fossile, es. plastiche)	tonnellate	1,832	0,980	0,478	tep / t
	Tjoule	91,60	0,980	20,00	GJ / t
CDR prevalentemente da rifiuti solidi urbani	tonnellate	0,733	0,980	0,359	tep / t
	Tjoule	48,85	0,980	15,00	GJ / t
<i>Biomasse</i>					
Legna	tonnellate	0	0,980	0,25	tep / t
Carbone di legna	tonnellate	0	0,980	0,75	tep / t
Biodiesel	tonnellate	0	0,990	0,85	tep / t

DATABASE *opsAirGHG*

EniPower



Database *opsAirGHG*

1. DATABASE OPSAIRGHG

Nel presente Allegato alla Procedura RIS.HSE.PG-04, sono descritte le funzionalità del Database *opsAirGHG* relative all'organizzazione dei dati e alla reportistica.

1.1 Struttura del Database opsAirGHG

Il Database *opsAirGHG* è strutturato in *Modelli* distinti per ciascun impianto, di cui rappresenta la configurazione delle sorgenti di emissione GHG e le relative metodologie di calcolo delle emissioni; il software consente inoltre il riepilogo delle informazioni nel *Modello* di Società.

Ogni *Modello* è strutturato nei seguenti tre menù:

- *Composizione Analitica*: informazione di tipo qualitativo contenuta completamente nel menù ad albero di sinistra, che indica nei singoli rami i flussi di combustibile per cui è previsto il calcolo di un Fattore di emissione specifico del lotto, precisando la metodologia di analisi della composizione del combustibile:
 - Gas naturale, Gas derivato da raffineria, Fuel gas prelevati da rete di petrolchimico o da impianto di produzione, Gas di sintesi: composizione in percentuali molari (o equivalentemente in volume) derivata da analisi gascromatografica (*Mole%*);
 - Olio combustibile: analisi elementare in Carbonio, Idrogeno, Azoto, Ossigeno e Zolfo (*Mass%*).
- *Formato Dati di Input*: maschere di data entry dei dati di:
 - Consumo dei combustibili che alimentano le singole fonti (*Aa.Combustione Stazionaria Diretta* e *Ab.Combustione Diretta/Cogenerazione C&EE*);
 - Composizione dei combustibili per cui è previsto il calcolo di un Fattore di emissione specifico del lotto (*Quarter Analysis - Mole%* e *Quarter Analysis - Mass%*);
 - Produzione di energia elettrica e vapore di tutta l'installazione (*Production*);
 - Previsione delle emissioni annuali di CO₂ di tutta l'installazione (*Emission Forecast*).
- *Power Installazione*: informazione di tipo qualitativo contenuta completamente nel menù ad albero di sinistra (voci *Aa.Combustione Stazionaria Diretta(Diretta)* e *Ab.Combustione Diretta/Cogenerazione Calore&Energia Elettrica(Diretta)*), che è strutturato con vari livelli e icone che sintetizzano la seguente gerarchia di informazioni relativa alla metodologia di monitoraggio e alle emissioni censite:
 - Fonti di emissioni GHG oggetto del monitoraggio, rappresentate dalle icone delle turbine a gas () e delle caldaie ();
 - Flussi di combustibile che alimentano ciascuna fonte, con l'icona  che rappresenta l'applicazione di un algoritmo di calcolo di un Fattore di emissione specifico del lotto per il processo di combustione relativo alla fonte indicata al livello superiore;
 - Eventuale metodologia di analisi della composizione del combustibile per cui è previsto il calcolo di un Fattore di emissione specifico del lotto (in assenza di questo sottomenù, il software *opsAirGHG* applica il Fattore di emissione di letteratura del DEC/RAS/854/05).

1.2 Reportistica generata dal Database opsAirGHG

Il software *opsAirGHG* genera, su richiesta dell'utente, 14 tipologie di report standard, che sono immagazzinati nel menù *Reference Libraries – ETS*, sottovoce *Standard Reports*, di ciascun *Modello*: i report generati all'interno del Modello di Business Unit contengono tutti i corrispondenti report relativi alle singole installazioni.

I principali report forniti dal sistema sono descritti di seguito: i 12 report che non contengono la nomenclatura *ETS (Emission Trading Scheme)* si differenziano dai primi due, in quanto:

- Contengono sia le emissioni di CO₂, che le emissioni di CH₄ e N₂O determinate dai dati di attività attraverso l'applicazione di opportuni Fattori di emissione di letteratura: per queste due categorie, le emissioni sono sempre riportate come totale relativo all'intero periodo per cui è stato generato il report;
- Contengono emissioni non oggetto del monitoraggio ai sensi dell'Emission Trading, quali emissioni da combustione mobile ed emissioni indirette associate all'import di energia elettrica e vapore tecnologico.

I due report *ETS (Emission Trading Scheme)* contengono in particolare le informazioni previste dai formati per la comunicazione delle emissioni descritti nell'Allegato IV della Direttiva 2003/87/CE e al Punto 10 dell'Allegato II della Decisione C(2004) 130; in particolare, contengono le informazioni identificative dell'impianto, quali la denominazione del Sito e della Business Unit proprietaria, il numero dell'autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra, i riferimenti del gestore e gli estremi dell'eventuale certificazione del Sistema di Gestione Ambientale e/o di Qualità.

Ai fini dell'Emission Trading, i report più significativi presentano i seguenti contenuti:

- *EU ETS DETAILED EMISSION PERIOD REPORT* fornisce, per ogni "processo di combustione" (fonte GHG associata a uno dei combustibili che la alimentano), ordinati in primo luogo per fonte e poi per combustibile:
 - Il dato di attività, cioè il consumo del combustibile relativo all'intero periodo per cui è stato generato il report;
 - Le emissioni di CO₂ relative all'intero periodo per cui è stato generato il report;
 - (Per i flussi di combustibili classificati come "maggiori" per cui è stata inserita la composizione), per ogni trimestre contenuto nel periodo per cui è stato generato il report:
 - Il Fattore di emissione sito-specifico (*Reference: Mole% combustion based e Mass% combustion based*, associato alla data di calcolo e a un codice informatico che individua univocamente l'informazione nel database, garantendone la protezione e la corretta associazione ai dati di attività);
 - Il Fattore di Ossidazione;
 - Le emissioni di CO₂ corrispondenti (in tonnellate e in kg);
 - (Per i flussi di combustibili classificati come "minori" o "de minimis" per cui non è stata inserita la composizione), per l'intero periodo per cui è stato generato il report:
 - Il Fattore di emissione di letteratura (*Reference: www.minambiente.it*);
 - Il Fattore di Ossidazione;
 - Le emissioni di CO₂ corrispondenti (in tonnellate e in kg).

Al termine del file si trova il totale delle emissioni di CO₂ del sito in tonnellate (*Facility Level Emissions Summary*) relative all'intero periodo per cui è stato generato il report.

- *ETS SUMMARY PERIOD REPORT* fornisce per ogni installazione, in relazione all'intero periodo per cui è stato generato il report:
 - Il totale delle emissioni di CO₂ del sito in tonnellate;
 - Il Forecast delle emissioni annuali di CO₂ di tutta l'installazione, sulla base delle previsioni più aggiornate inserite nella maschera *Emission Forecast* del menù *Formato Dati di Input*;
 - La Produzione;
 - Il parametro Margin, in via di definizione;
 - Il Key Performance Indicator (KPI) del sito, ottenuto dal rapporto delle emissioni di CO₂ e della produzione complessiva di energia elettrica e vapore [tCO₂/MWh].

- *ACTIVITY REPORT* fornisce per ogni "processo di combustione" (fonte GHG associata a uno dei combustibili che la alimentano), ordinati in primo luogo per combustibile e poi per fonte:
 - Il dato di attività, cioè il consumo del combustibile riportato sia con il dettaglio trimestrale, sia come totale dell'intero periodo per cui è stato generato il report;
 - Le corrispondenti emissioni di CO₂ (in tonnellate e in kg) riportate sia con il dettaglio trimestrale, sia come totale dell'intero periodo per cui è stato generato il report.

Per ogni combustibile è riportato il consumo totale dell'intero periodo per cui è stato generato il report e le corrispondenti emissioni di CO₂.

Al termine del file si trova il totale delle emissioni di CO₂ del sito (*Summary*, in tonnellate e in kg) relative all'intero periodo per cui è stato generato il report.

- *EMISSION BY ACTIVITY REPORT* fornisce per ogni combustibile le corrispondenti emissioni di CO₂ (in tonnellate e in kg) relative all'intero periodo per cui è stato generato il report:

Al termine del file si trova il totale delle emissioni di CO₂ del sito (*Summary*, in tonnellate e in kg) relative all'intero periodo per cui è stato generato il report.
- *SAMPLE ANALYSIS QA REPORT* fornisce, per ogni combustibile di cui è stata inserita la composizione, la somma delle percentuali molari o elementari inserite, per consentire il controllo del 2% di tolleranza fissato rispetto alla chiusura a 100%.
- *SAMPLE REPORT* fornisce le composizioni molari o elementari dei combustibili classificati come "maggiori", riferite ai singoli trimestri dell'intero periodo per cui è stato generato il report, e riporta il corrispondente Fattore di emissione specifico calcolato dal software *opsAirGHG* secondo l'algoritmo riportato nell'Allegato 02.
- *PRODUCTION REPORT* fornisce le produzioni di energia elettrica [MWh] e vapore [GJ] dell'intero periodo per cui è stato generato il report.

MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI GHG: ASSICURAZIONE E CONTROLLO QUALITÀ, VERIFICA E COMUNICAZIONE ANNUALE DELLE EMISSIONI, E MILESTONES DELLE ATTIVITA'

EniPower



**Monitoraggio delle emissioni GHG:
assicurazione e controllo qualità,
verifica e comunicazione annuale delle emissioni,
e milestones delle attività**

1. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI GHG: ASSICURAZIONE E CONTROLLO QUALITÀ, VERIFICA E COMUNICAZIONE ANNUALE DELLE EMISSIONI, E MILESTONES DELLE ATTIVITÀ

Nel presente Allegato alla Procedura RIS.HSE.PG-04, sono elencati i principali criteri di implementazione del sistema di assicurazione e controllo della qualità delle procedure di monitoraggio delle emissioni GHG, e la documentazione minima che deve essere conservata a supporto della dichiarazione annuale delle emissioni GHG.

1.1 Assicurazione e Controllo Qualità

Le procedure e/o istruzioni operative di assicurazione e controllo della qualità relative alla gestione dei dati devono in particolare comprendere la definizione di:

- Sequenza e interazione dei processi di monitoraggio e comunicazione;
- Sequenza dei processi di taratura, regolazione e controllo dei dispositivi di misura, campionamento e/o analisi, con relativi Piani di manutenzione e taratura;
- Norme di riferimento, modalità e responsabilità del campionamento e/o analisi del combustibile ai fini della determinazione della composizione e del potere calorifico netto;
- Responsabilità e competenze di acquisizione, elaborazione, validazione e archiviazione dei dati;
- Valutazioni interne sia dei dati comunicati, sia del sistema di qualità;
- Interventi correttivi e preventivi;
- Procedure di gestione di eventuali malfunzionamenti e rotture dei dispositivi di misura (ad esempio, estrapolazione/sostituzione in caso di perdita di dati) che generano indisponibilità dei dati di attività, e modalità della loro comunicazione all'ANC;
- Procedure per la registrazione di eventi straordinari dell'impianto che possono avere influenza sulle emissioni o sui tier impiegati (arresto, situazioni di emergenza, incendi, ecc.);
- Controllo sulla trasparenza di eventuali processi assegnati all'esterno che hanno riflessi sulle procedure di assicurazione e controllo della qualità;
- Aggiornamento delle procedure operative;
- Comunicazioni e archiviazioni.

In particolare, il Responsabile GHG di Sito applica metodologie di comparazione, tramite approcci verticali e orizzontali, dei valori sottoposti a monitoraggio, al fine di evitare omissioni, dichiarazioni inesatte ed errori:

- Gli approcci verticali mettono a confronto i dati sulle emissioni rilevati per lo stesso impianto in anni diversi; differenze tra i dati annuali non imputabili a:
 - Cambiamenti dei livelli di attività;
 - Cambiamenti riguardanti la composizione dei combustibili;
 - Cambiamenti riguardanti l'efficienza dei processi di combustione;sono dovute con ogni probabilità a errori nel monitoraggio.
- Gli approcci orizzontali mettono a confronto i valori ricavati da sistemi diversi di raccolta dei dati operativi; essi prevedono ad esempio:
 - Comparazione tra i dati di consumo dei flussi aggregati di combustibile, determinati da misure fiscali e riportati nelle fatture, e le quantità di combustibile consumato dalle fonti alimentate dal flusso, rilevate da strumenti gestionali e utilizzate per valutazioni di efficienza energetica;
 - Comparazione tra i fattori di emissione specifici calcolati dal Database *opsAirGHG* e fattori di emissione di riferimento, nazionali o internazionali, di combustibili analoghi.

1.2 Verifica e Comunicazione annuale delle emissioni di CO₂

La dichiarazione annuale delle emissioni GHG è supportata dalla seguente documentazione minima:

- Domanda di rilascio/aggiornamento dell'Autorizzazione a emettere gas a effetto serra;
- Decreto direttoriale di autorizzazione a emettere gas a effetto serra;
- Modulo di trasmissione delle informazioni per l'assegnazione delle quote di gas serra per il periodo 2005-2007, presentato dai gestori degli impianti soggetti a Emission Trading, ai sensi del Decreto direttoriale DEC/RAS/1877/2004;
- Modulo di trasmissione all'ANC della Nomina dei Rappresentanti Autorizzati dal gestore a operare sui Conti di Deposito presso i Registri Nazionali delle quote;
- Dichiarazione di uso di fattori di emissione specifici espressi in contenuto di carbonio [tCO₂/t] piuttosto che tCO₂/TJ, con dimostrazione del raggiungimento di una accuratezza stabilmente maggiore;
- Comunicazioni Organizzative e Nomine relative alla definizione della struttura di ruoli e responsabilità di gestione GHG;
- Localizzazione dell'impianto e descrizione dei processi, completa di diagramma di flusso schematico del processo;
- Lay-out schematico dell'impianto (informatico o cartaceo), eventualmente distinto in più fasi temporali in coerenza con le variazioni impiantistiche, con la localizzazione di:
 - Fonti di emissioni GHG, con relativi codici di identificazione;
 - Sistemi di approvvigionamento dei combustibili dall'esterno;
 - Eventuali depositi di combustibile, con relativi codici di identificazione;
 - Flussi afferenti alle varie fonti, con relativi codici di identificazione, ordine di grandezza dei consumi corrispondenti e collocazione dei dispositivi di misura (individuandone tipo, caratteristiche, la proprietà, la responsabilità di gestione e l'indicazione di quelli fiscali);
 - Eventuale presenza, all'interno dei confini del sito, di altre fonti appartenenti ad attività di cui nell'Allegato I della Direttiva 2003/87/CE che non sono controllate direttamente dal gestore;
- Manuali dei costruttori, specifiche, certificati di collaudo a ogni altro documento attestante la valutazione dei dati di incertezza del dispositivo;
- Piani di manutenzione, calibrazione e taratura dei dispositivi di misura;
- Verbali di taratura dei dispositivi di misura;
- Fatture e/o Fogli di Bilancio destinati alla fatturazione, relativi ai dati di attività consuntivati per ogni flusso di combustibile;
- Bollettini di analisi dei combustibili;
- Reportistica generata e archiviata nel Database *opsAirGHG*;
- Documentazione relativa ai dati di attività e ai fattori di emissione/ossidazione presentati all'ANC per il Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di emissione per gli anni antecedenti il periodo di applicazione del sistema di scambio delle quote di emissioni;
- Rapporti di audit effettuati dal Responsabile GHG di Sito sugli altri attori del sistema di monitoraggio delle emissioni di gas serra del Sito;
- Rapporti di audit effettuati da parte di SAQU sull'attività del Responsabile GHG di Sito;
- Trattamento delle Non Conformità / Azioni Correttive.

1.3 Milestones delle attività

Scadenza / Documento di riferimento	Attività	Responsabilità
8 Febbraio DEC/RAS/074/2006	Invio all'Autorità Nazionale Competente della Dichiarazione delle Emissioni dell'anno solare precedente relative alle eventuali sezioni in fase di avviamento, fino alla loro entrata in esercizio	Gestore, Enifin, Certificatore
Marzo Par.5.2.4	Aggiornamento della previsione di surplus/deficit annuale di quote sulla base del consuntivo gen-feb di AMCO e del I forecast	SAQU
31 Marzo D.Lgs.n.216	Completamento della Verifica di certificazione Invio all'Autorità Nazionale Competente della Dichiarazione delle Emissioni dell'anno solare precedente	Gestore
31 Marzo Accordo Quadro con Enifin Procedura Enifin di esecuzione ordini	Invio a Enifin del Consuntivo Emissioni dell'anno solare precedente, per la restituzione delle quote all'Autorità Nazionale Competente	Responsabile GHG di Sito
31 Marzo D.Lgs.n.216 Accordo Quadro con Enifin	Validazione delle quote certificate sul Registro Nazionale delle Emissioni	Enifin, Certificatore
Marzo / Aprile Circolare Eni n.179	Partecipazione a TGGG per stesura Piano di Bilanciamento, per la restituzione delle quote all'Autorità Nazionale Competente	Responsabile GHG di Business Unit
Marzo / Aprile C.O. EniPower n.15/2005 C.O. S.E.F. n.3/2005	Approvazione Piano di Bilanciamento	Responsabile OPER
Aprile Accordo Quadro con Enifin Procedura Enifin di esecuzione ordini	Invio a Enifin delle richieste di esecuzione compravendita quote	Responsabile GHG di Sito
30 Aprile D.Lgs.n.216	Restituzione Quote	Enifin
Aprile Par.5.2.4	Inserimento del consuntivo 1° trimestre e del forecast nel Database <i>opsAirGHG</i>	Responsabile GHG di Sito

Giugno Par.5.2.4	Aggiornamento della previsione di surplus/deficit annuale di quote sulla base del consuntivo gen-mag di AMCO e del II forecast	SAQU
Luglio Par.5.2.4	Inserimento del consuntivo 2° trimestre e del forecast nel Database <i>opsAirGHG</i>	Responsabile GHG di Sito
Luglio Circolare Eni n.179	Partecipazione a TGGG per aggiornamento Piano di Bilanciamento	Responsabile GHG di Business Unit
Settembre Par.5.2.4	Valutazioni su Piano Industriale: Previsione del surplus/deficit quote Valorizzazione CO ₂ negli investimenti	SAQU
Settembre Par.5.2.4	Valutazioni su Budget: Previsione trimestralizzata quote	SAQU
Settembre Par.5.2.4	Aggiornamento della previsione di surplus/deficit annuale di quote sulla base del consuntivo gen-ago di AMCO e del III forecast	SAQU
Ottobre Par.5.2.4	Inserimento del consuntivo 3° trimestre e del forecast nel Database <i>opsAirGHG</i>	Responsabile GHG di Sito
Ottobre Circolare Eni n.179	Partecipazione a TGGG per aggiornamento Piano di Bilanciamento	Responsabile GHG di Business Unit
Ottobre Par.5.1.5	Svolgimento pre-audit	Responsabile GHG di Business Unit / di Sito
Gennaio Par.5.2.4	Inserimento del consuntivo 4° trimestre nel Database <i>opsAirGHG</i>	Responsabile GHG di Sito
Gennaio Circolare Eni n.179	Partecipazione a TGGG per aggiornamento Piano di Bilanciamento	Responsabile GHG di Business Unit

Allegato 5 - Procedura RIS.HSE.PG-04

EniPower



Moduli Enifin

RICHIESTA DI OPERAZIONE	
"DEAL ORIGINATION"	
Tipo di Transazione Tipologia Data	Spot/ A Termine / con Indice EUA / CER
Società/BU richiedente Installazione Operatore abilitato	
Sell/Buy Periodo di Conformità Prezzo richiesto (Euro) Quantità (tCO2)	2005 - 2007
Numero Conto c/o Registro Numero c/c c/o Enifin Data di Pagamento	
Commenti	