
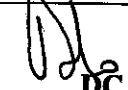
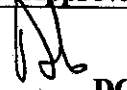


COPIA MASTER

"MONITORAGGIO delle EMISSIONI di GAS ad EFFETTO SERRA"

REV.	DATA	CAUSALE
0	23/09/05	Emissione
1	22/12/05	Sostituzione calcolatore Sistema misura fiscale
2	28/02/06	Introduzione modulo MDA 66
3	30/05/06	<ul style="list-style-type: none"> - Introduzione dei riferimenti al Sistema di Gestione Ambientale implementato dall'azienda (modifica in particolare del paragrafo 6.3). - Modifica al paragrafo 6.1 - Aggiunto allegato 3 (classificazione fonti di emissione) - Aggiunto allegato 4 (Planimetria di Centrale punti emissione CO₂)
4	07/01/08	<ul style="list-style-type: none"> - Modifica dei paragrafi 3 (riferimenti normativi) e 5, - aggiunto allegato 5 (Calcolo dell'incertezza nella determinazione del consumo di combustibile) - aggiunto allegato 6 (Riferimenti Normativi)

Redatta da:	Verificata da:	Approvata da:
 RA	 DC	 DC

INDICE

1.	SCOPO	3
2.	CAMPO DI APPLICAZIONE	3
3.	RIFERIMENTI	3
4.	DEFINIZIONI E ABBREVIAZIONI	4
4.1	DEFINIZIONI.....	4
4.2	ABBREVIAZIONI.....	4
5.	RESPONSABILITÀ	5
6.	MODALITÀ OPERATIVE	8
6.1	IDENTIFICAZIONE DELLE FONTI DI GAS A EFFETTO SERRA	8
6.1.1	<i>Descrizione generale dell'impianto</i>	8
6.1.2	<i>Sistema di approvvigionamento del combustibile</i>	9
6.1.3	<i>Descrizione delle fonti di emissione</i>	11
6.1.4	<i>Determinazione delle emissioni di CO₂</i>	11
6.1.5	<i>Livelli di approccio richiesti ed adottati</i>	12
6.1.6	<i>Misura del consumo di combustibile</i>	12
6.1.7	<i>Misura del potere calorifico netto</i>	19
6.1.8	<i>Misura del fattore di emissione</i>	22
6.1.9	<i>Valore del fattore di ossidazione</i>	22
6.1.10	<i>Calcolo della CO₂</i>	22
6.2	GESTIONE DELLE PRESCRIZIONI LEGALI E REGOLAMENTARI	23
6.2.1	<i>Adempimenti in caso di modifica della metodologia di monitoraggio</i>	24
6.2.2	<i>Adempimenti in caso di inapplicabilità della metodologia standard</i>	24
6.3	ATTIVITÀ DI SORVEGLIANZA E MONITORAGGIO DEGLI IMPATTI	25
6.4	REGISTRAZIONI.....	26
7	ALLEGATI	27

1. Scopo

Scopo della presente procedura è definire le responsabilità e le modalità per garantire il monitoraggio delle emissioni in atmosfera di gas effetto serra generate dalle attività dell'azienda, in ottemperanza a quanto richiesto dalla Direttiva 2003/87/CE 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, nonché il rispetto delle disposizioni normative in materia e gli impegni espressi nella Politica Ambientale dell'azienda.

2. Campo di applicazione

La presente procedura si applica per la gestione del sistema di monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra generate dalle attività dell'azienda nello stabilimento di Rosen sito a Rosignano Solvay.

3. Riferimenti

- > Manuale di Gestione Ambientale: § 4.4.6
- > Procedure

PGA 16 "Gestione delle Non Conformità e delle Azioni Correttive e Preventive"

- > Istruzioni

IOA 03 "Gestione dell'Archivio Ambientale"

IOA 07 "Calcolo della CO₂ ex Direttiva Emission Trading"

PRO 11 MAN 0 "Tour-log sistema metano"

PRO 18 MAN 0 "Procedura rilevamento Dati Gas Snam"

PRO 23 MAN 0 "Prova diesel di emergenza"

➤ Altri documenti

- Codice di rete Snam (approvato con Delibera n°75/03 dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas e disponibile al sito www.autorita.energia.it/gas/codicerete/codice_snam.pdf)
- P&Id “Sistema Gas Metano” (Id. n° 95012°2P0230)
- Schema Gas HP2
- Linee guida del Min. Ambiente “Comunicazione delle domanda di autorizzazione per gli impianti soggetti alla direttiva 2003/87/CE – Istruzioni per l’accesso al sito per la trasmissione delle domande”.
- Planimetria “B20: Sorgenti emissive in atmosfera”
- “Caldaia HP3 - Sistema di controllo distribuito” doc. Elsag Bailey YT0003.0.FAA.2511 re. 1 del 13.06.96 (pag. 10)

4. Definizioni e abbreviazioni

4.1 Definizioni

Condizioni standard: condizioni del gas metano corrispondenti a $T= 15^{\circ}\text{C}$ (288,15 K) e $P= 1\text{atm}$ (1,01325 bar)

Condizioni normali: condizioni del gas metano corrispondenti a $T= 0^{\circ}\text{C}$ (273,15 K) e $P= 1\text{atm}$ (1,01325 bar)

Sm³: Volume misurato a condizioni standard

Nm³: Volume misurato a condizioni normali

Potere calorifico superiore (PCS): la quantità di calore che si rende disponibile per effetto della combustione completa a pressione costante della massa unitaria del combustibile quando i prodotti di combustione sono riportati alla temperatura iniziale del combustibile e del comburente.

Potere calorifico inferiore (PCI): è uguale al potere calorifico superiore diminuito del calore di condensazione del vapore d’acqua che si forma durante la combustione.

Area Omogenea di Prelievo (AOP): una delimitata parte di rete dei metanodotti all’interno della quale viene riconsegnato, in un determinato arco di tempo, lo stesso tipo di gas.

Non – Conformità (NC): mancato soddisfacimento di un requisito

Azione correttiva (AC): azione tesa ad eliminare la causa di una non conformità rilevata (al fine di prevenirne il ripetersi).

Azione preventiva (AP): azione tesa ad eliminare la causa di una non conformità potenziale (al fine di prevenirne l’insorgere).

4.2 Abbreviazioni

SGA	Sistema di Gestione Ambientale
AD	Alta Direzione/Amministratore Delegato
DC	Direttore di Centrale
RP	Responsabile Preposto
RSM	Responsabile Serv. Op. Manutenzione

RSA	Responsabile Serv. Op. Amministrativo
RSE	Responsabile Serv. Op. Esercizio
RA	Responsabile Ambiente
AE	Assistente di esercizio
CT	Capo Turno
G	Operatore giornaliero
TP	Tecnico Preposto
CTI	Coordinatore Tecnologie Informatiche
AS	Addetto di Segreteria
AM	Assistente di Manutenzione
FE	Fattore di emissione
FO	Fattore di ossidazione
UPS	Uninterruptable Power System
DCS	Sistema distribuito di controllo
AAEG	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

5. Responsabilità

I principali compiti assegnati al personale Rosen ed alle ditte che operano presso lo stabilimento per la gestione del sistema di monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra dal punto di vista sia degli adempimenti normativi che della conduzione delle relative attività, sono indicati in modo sintetico nella seguente tabella, e vengono stabiliti in dettaglio nei paragrafi seguenti.

<i>Descrizione compito</i>	<i>Assegnazione compito</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Sottoscrive mediante firma digitale la comunicazione annuale e gli eventuali report di raccolta dati richiesti dall'autorità competente (Ministero Ambiente e/o APAT) • Presenta all'autorità competente la comunicazione verificata da organismo accreditato relativa alle emissioni rilasciate durante l'anno precedente nei tempi e nei modi previsti dalla normativa applicabile • Restituisce le quote di emissione emesse nell'anno precedente nei tempi e nei modi previsti dalla normativa applicabile • Comunica all'autorità competente l'eventuale temporanea indisponibilità del sistema di monitoraggio • Comunica preventivamente all'autorità competente ogni modifica apportata alla metodologia di monitoraggio, la quale possa avere rilevanza ai fini della comunicazione delle emissioni, ovvero in caso di: <ul style="list-style-type: none"> - variazione dei dati e conseguente possibilità di ottenere una maggiore accuratezza nella determinazione delle emissioni; - inizio di un'emissione che in precedenza non esisteva; - individuazione di errori nei dati risultanti dalla metodologia di monitoraggio. • Comunica all'autorità competente ogni modifica apportata al sistema di monitoraggio a seguito di eventuali richieste inoltrate dalla stessa. 	<p>AD</p>

<ul style="list-style-type: none"> • Fa attuare gli adempimenti normativi e le prescrizioni in materia di “Monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra” • Nel caso di temporanea inapplicabilità del metodo standard di monitoraggio, conserva in sito la documentazione comprovante la necessità di cambiare il livello applicato, nonché le informazioni dettagliate sulla metodologia di monitoraggio provvisoria. 	DC
<ul style="list-style-type: none"> • Diffonde e fa rispettare quanto previsto dalla presente procedura a tutti i soggetti interessati • Controlla (nell’ambito delle attività di verifica) che siano rispettate tutte le disposizioni normative applicabili in materia di “Monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra”, nonché registra e gestisce quale Non Conformità - secondo la “Procedura per la gestione delle Non Conformità e delle Azioni Correttive e Preventive” (PGA 16) - ogni situazione difforme da quanto stabilito nella presente procedura e/o dalle disposizioni normative. • Contatta l’ente di certificazione per far convalidare la comunicazione annuale. • Archivia tutta la documentazione relativa all’attività di verifica da parte dell’organismo di accreditamento e ad ogni altro eventuale atto trasmesso all’autorità competente • Compila la comunicazione annuale da sottoporre a verifica (scaricata dal sito web del Ministero dell’Ambiente) sulla base delle informazioni fornite dal RSE e dei dati riportati nei moduli “Programma calcolo CO₂ ex Direttiva Emission Trading” (MDA 09), “IEN” (MDA 41) e “Bilancio energetico” (MDA 52) e della dichiarazione UTF a cura dal RSE. • Compila eventuali report di raccolta dati richiesti dall’autorità competente • Verifica i file decriptati relativi alla comunicazione convalidata trasmessi dall’ente di certificazione. • Collabora con la Segreteria di Direzione per: <ul style="list-style-type: none"> - la trasmissione all’autorità competente della comunicazione verificata, insieme con i documenti di appoggio (esito della verifica e altri documenti rilasciati/trasmessi dall’organismo di accreditamento), - la trasmissione dei report di raccolta dati richiesti dall’autorità competente. • Accerta sullo specifico sito web la convalida della comunicazione da parte del Verificatore accreditato dall’organismo di accreditamento che ha svolto la verifica presso lo stabilimento e quindi informa mediante e-mail l’AD, il DC e il RA della convalida della trasmissione da parte delle autorità competenti. • Con la collaborazione del CTI: <ul style="list-style-type: none"> - restituisce delle quote secondo i modi e i tempi stabiliti dal Ministero dell’Ambiente - aggiorna l’anagrafica dei dati e variazioni delle fonti di emissioni 	RA
<ul style="list-style-type: none"> • Supporta la Segreteria di Direzione nella trasmissione al Ministero dell’ambiente e ad APAT, per via telematica, della comunicazione verificata, insieme con i documenti di appoggio • Mette a disposizione di AS in forma decriptata i file relativi alla comunicazione convalidata trasmessi dall’ente di certificazione. 	CTI
<ul style="list-style-type: none"> • Mette a disposizione del CTI i file criptati relativi alla comunicazione convalidata trasmessi dall’ente di certificazione. • Mette a disposizione del CQAS i file ricevuti dalla Segreteria di Direzione relativi alla trasmissione di: <ul style="list-style-type: none"> - comunicazione convalidata - report di raccolta dati richiesti dall’autorità competente • Protocolla mediante il sistema informativo aziendale tutti i documenti correlati alla comunicazione e altri report trasmessi e li archivia nell’Archivio di Segreteria 	AS

<ul style="list-style-type: none"> • Sulla base delle informazioni ricevute dal RSE e dal DC, sotto la responsabilità del RA, aggiorna lo scadenzario ambientale per le scadenze relative ad adempimenti normativi. • Sotto la supervisione e la responsabilità del RA, archivia i documenti e le registrazioni nell'Archivio Ambientale in accordo all'istruzione operativa "Gestione dell'Archivio Ambientale" (IOA 03) 	AM
<ul style="list-style-type: none"> • Mantiene i rapporti con il fornitore di combustibile (SNAM) e ne gestisce il contratto • Mantiene i rapporti con Solvay relativamente a: <ul style="list-style-type: none"> - consumo di combustibile della caldaia HP2, - taratura degli strumenti utilizzati per la misura del combustibile della caldaia HP2 - ore di funzionamento della caldaia HP2 • Esegue i bilanci di consumo di combustibile e di energia compresa la Dichiarazione UTF • Supervisiona il regolare svolgimento delle attività di controllo operativo da parte del Personale del Serv. Op. Esercizio • Informa tempestivamente il RA in caso di anomalia del sistema di misura del combustibile, sia di parte Rosen che di parte Solvay • Archivia c/o il proprio ufficio i bollettini mensili del gas, le stampe del sistema di misura fiscale e le fatture da SNAM, i certificati di taratura del sistema di misura del combustibile, sia di parte Rosen che di parte Solvay 	RSE
<ul style="list-style-type: none"> • Attiva annualmente convenzioni con ditte esterne dotate di Sistema di Qualità certificato ISO 9001/00 che prevedono: <ul style="list-style-type: none"> - per gli strumenti del sistema di misura fiscale del combustibile: <ul style="list-style-type: none"> - la manutenzione - l'emissione dei relativi certificati di taratura - l'intervento in caso di anomalia o guasto delle parti - per gli strumenti del sistema di misura del combustibile della caldaia HP2: <ul style="list-style-type: none"> - la taratura annuale - l'emissione dei relativi certificati • Nel caso di acquisto di nuova strumentazione per la misura del combustibile, si accerta che le sue caratteristiche di accuratezza siano conformi a quanto richiesto dalla normativa applicabile 	RSM
<ul style="list-style-type: none"> • Trasmette a SNAM le stampe del sistema di misura fiscale e il rapporto "Rilievo giornaliero Gas Snam" (MDA 66), in accordo alla procedura "Gas Dati SNAM" (PRO 18 MAN 0) • Raccoglie le informazioni relative alle caratteristiche del combustibile ed esegue il calcolo della CO₂ emessa dall'impianto Rosen in accordo all'istruzione operativa "Calcolo della CO₂ ex Direttiva Emission Trading" (IOA 07) • Supervisiona, insieme con il TP del Serv. Op. Man. Elettrostrumentale, le attività di manutenzione e taratura del sistema di misura fiscale • Rileva il n° di ore di marcia del gruppo elettrogeno in accordo alla procedura "Prova diesel di emergenza" (PRO 23 MAN 0) 	AE

<ul style="list-style-type: none"> • Supervisiona le attività svolte dalle ditte esterne qualificate con cui Rosen ha stipulato apposita convenzione per le attività di manutenzione e taratura del sistema di misura fiscale e degli strumenti utilizzati per il consumo di combustibile della caldaia HP2 • Richiede alle ditte esterne la trasmissione dei certificati di taratura relativi alla strumentazione utilizzata nell'ambito del servizio offerta a Rosen • Aggiorna il file “Elenco dispositivi di sorveglianza e misurazione per il monitoraggio della CO2” (DCA 20) relativa agli strumenti riportati nell'allegato 1 della presente procedura e avvisa il RSE, in caso di guasto/anomalia di funzionamento • Assicura che, in caso di sostituzione di uno strumento di cui all'estratto, il nuovo strumento venga tarato al momento dell'installazione 	TP Serv. Op. Man. Elettrostrumentale
<ul style="list-style-type: none"> • Rileva il volume di combustibile fornito da SNAM ed esegue le attività previste nella procedura “Gas Dati SNAM” (PRO 18 MAN 0) • Rileva il consumo di combustibile dovuto alle caldaie di preriscaldamento metano Rosen e le registra in accordo a quanto previsto nella procedura “Tour-log sistema metano” (PRO 11 MAN 0) 	G
Segnala al RSE l'eventuale comparsa di allarmi dovuti al sistema di misura fiscale del combustibile e l'eventuale guasto/anomalia di funzionamento degli strumenti di cui all'allegato 1	CT
<ul style="list-style-type: none"> • Supervisiona il regolare svolgimento delle attività di controllo operativo da parte del personale conduttore della caldaia HP2 • Esegue la gestione e l'acquisto degli strumenti utilizzati per il consumo di combustibile della caldaia HP2 • Comunica al RSE il n° di ore di funzionamento e assetto di marcia della caldaia HP2 • Comunica al RSE eventuali anomalie degli strumenti utilizzati per la misura del consumo di combustibile della caldaia HP2 	SOLVAY/ Caldaia HP2

6. Modalità operative

6.1 Identificazione delle fonti di gas a effetto serra

6.1.1 Descrizione generale dell'impianto

Rosen Rosignano Energia S.p.A. gestisce presso il sito produttivo di Rosignano Solvay un impianto per la cogenerazione di vapore e di energia elettrica realizzata mediante tecnologia con turbine a gas e generatore di vapore a recupero, identificato con codice attività 1.1. “Impianti di combustione con potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW” dell'allegato 1 della Direttiva 2003/87/CE.

L'impianto (in marcia commerciale dal Luglio 1997) è nato per produrre la quantità di vapore necessaria allo stabilimento SOLVAY e contemporaneamente energia elettrica da inserire sulla rete nazionale GRTN.

L'impianto è costituito dalle seguenti apparecchiature:

- due turbine a gas naturale, ciascuna di potenza nominale pari a 150 MWe, che utilizzano come combustibile principale gas naturale e come combustibile di emergenza gasolio
- un alternatore da 200 MVA coassiale a ciascuna delle due turbogas
- due caldaie a recupero a tre livelli di pressione (AP, MP e BP), alimentate con i gas di scarico delle turbogas

- una turbina a vapore, di potenza massima 82 MW
- un alternatore da 103 MVA coassiale alla turbina a vapore
- un condensatore
- sistemi ausiliari.

La potenza massima generata è di circa 356 MWe e la potenza termica massima prelevabile in cogenerazione è di circa 312 MWt (riferite ad una temperatura ambiente di 15°C e con funzionamento a gas naturale), con un consumo medio di gas naturale complessivo di 85.000 - 90.000 Sm³/h.

L'impianto di cogenerazione è costituito da due linee di produzione vapore, ciascuna delle quali con una turbogas, una propria linea di alimentazione e una caldaia a recupero. Pertanto le fonti di emissione sono costituite dalle emissioni generate dalle 2 turbogas, immesse in atmosfera dai camini delle caldaie a recupero.

Le turbine a gas sono di tipo Ansaldo-Siemens V94.2. Ogni turbina ha due camere di combustione, dotata ciascuna di 8 bruciatori identici del tipo "a bassa emissione di NO_x". Il quantitativo di gas utilizzato viene distribuito uniformemente a tutti i bruciatori per realizzare un'entrata ottimale nello spazio di combustione e per permettere la completa combustione nelle camere. I bruciatori sono del tipo "Ibrido" di ultima generazione (modello HR3): ogni corpo bruciatore consiste in un bruciatore a Diffusione, un bruciatore a Premiscelazione (Premix) e un bruciatore Pilota.

Poiché la fornitura di vapore allo stabilimento SOLVAY è considerata non interrompibile, entro lo stabilimento chimico Solvay è presente una caldaia convenzionale di riserva HP2 (di proprietà e gestione Solvay, ed alimentata dal gas naturale proveniente dalla stazione di riduzione Rosen), normalmente in marcia a st-by, che entra in marcia a pieno carico quando uno o entrambi i turbogruppi della ROSEN sono fermi per manutenzione.

6.1.2 Sistema di approvvigionamento del combustibile

Il gas naturale, fornito dalla rete Snam (Eni Gas & Power SpA), prima dell'ingresso nella stazione di riduzione si caratterizza come segue:

Pressione massima:	75 bar
Pressione minima:	20 bar
Pressione media:	46 bar
Temperatura minima:	5°C

Poiché la pressione richiesta alla flangia di interfaccia con la turbogas è di 17,5 bar, il gas deve essere depressurizzato. Inoltre, poiché espandendosi il gas si raffredda, esso viene preriscaldato affinché all'uscita della stazione di riduzione la sua temperatura non sia inferiore a 5°C.

La richiesta massima di gas naturale per ciascuna turbogas si verifica con una temperatura ambiente di 0°C e completa iniezione di vapore, ed è pari a 10,64 kg/s. (La portata necessaria, essendo due i TG ed assumendo un margine del 5%, corrisponde a 115.000 Sm³/h. La portata massima dell'impianto ha un margine del 25% rispetto al necessario e quindi, all'atto della costruzione, è ca. 150.000 Sm³/h).

(Il valore medio di esercizio della portata di metano alimentata ai due TG è intorno a 90.000 Sm³/h)

La minima richiesta di gas corrisponde invece a quella necessaria per alimentare la caldaia di emergenza HP2, ed è stimata pari a 13.000 Sm³/h.

L'impianto di riduzione/preriscaldamento del gas è stato dunque dimensionato per una capacità di trattamento del gas di 150.000 Sm³/h.

Il “sistema gas naturale” è costituito nelle sue parti essenziali dai seguenti sottosistemi:

- a) stazione di misura e riduzione del gas
- b) rete di distribuzione del gas

a) STAZIONE DI MISURA E RIDUZIONE DEL GAS

La stazione di misura e riduzione è del tipo approvato da SNAM (vedi Codice di rete Snam approvato con Delibera n°137/02 dall'AAEG), costituita nelle sue linee essenziali da:

- giunto isolante monoblocco in ingresso
- n°1 filtro separatore a ciclone (per la rimozione del particolato solido eventualmente presente nel gas)
- n°2 filtri separatori al 100% (per la rimozione del particolato solido eventualmente presente nel gas) che funzionano in parallelo (uno in funzione ed uno in stand-by)
- un sistema di misura fiscale basato su un tronco venturimetrico, la cui misura viene corretta in pressione e temperatura
- un sistema di misura dell'energia termica associata al combustibile totale prelevato da Snam (collegato al sistema UPS - gruppo di continuità asservito alla sala DCS), in accordo con la standardizzazione interna per la misura dello IEN, presentata al Min. Industria, Commercio ed Artigianato
- un sistema di preriscaldamento metano, costituito da:
 - ⇒ n°2 caldaie alimentate a gas, che producono acqua calda (ciascuna da 1642 Mcal/h),
 - ⇒ n°2 scambiatori di calore per il riscaldamento del gas,
- un sistema di valvole riduttrici di pressione basato su due linee distinte, ognuna dimensionata per la massima portata d'impianto
- un giunto isolante all'esterno della stazione di riduzione.

I gruppi di riduzione e preriscaldamento sono n°2, su due linee in parallelo, ciascuna dimensionata al 100% della portata; una linea è in esercizio continuo, mentre la seconda interviene automaticamente in caso di malfunzionamento della prima linea. (I preriscaldatori risultano sempre in funzione, indipendentemente dalla linea di riduzione in esercizio).

b) SISTEMA DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE

Il sistema di distribuzione del gas naturale parte dalla stazione di misura e riduzione e va ad alimentare le n°2 turbogas e la caldaia di emergenza HP2. Tale sistema è composto dei seguenti elementi (nel verso del flusso):

“Monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra”

- uno stacco da 4 pollici per alimentare la stazione di secondo salto per la caldaia HP2 (presso quest'ultima sono posizionati gli strumenti per la misura del consumo di combustibile della caldaia HP2)
- un tratto smontabile di circa 1 metro per l'introduzione ed estrazione del “pig”
- un giunto dielettrico prima che la linea venga interrata
- un giunto dielettrico all'uscita della linea interrata
- n°2 filtri separatori al 100% (del tipo a cartuccia + pacco lamellare, prevalentemente adibiti alla rimozione del particolato liquido eventualmente presente nel gas). Tali filtri degasolinatori funzionano in parallelo (uno in funzione ed uno in stand-by) e scaricano il liquido filtrato in un serbatoio di drenaggio
- n°1 linea per turbogas, ciascuna composta da:
 - ⇒ n°1 misuratore di portata per monitorare il consumo di gas
 - ⇒ strumentazione per monitorare la pressione del gas all'ingresso
 - ⇒ valvola di regolazione fine per garantire una pressione sufficiente al turbogas
 - ⇒ valvola di blocco/sfiato per turbogas.

6.1.3 Descrizione delle fonti di emissione

Fonte			Elemento tecnologico		
Fonte	Tipologia fonte	Descrizione fonte	Caratteristiche elemento	Localizzazione nell'impianto	Combustibile utilizzato
F1	Turbina	Turbina a gas	Turbina a gas SIEMENS Mod. V94.2 - Fornitore Ansaldo	Punto emissione TG1	Gas naturale
F2	Turbina	Turbina a gas	Turbina a gas SIEMENS Mod. V94.2 - Fornitore Ansaldo	Punto emissione TG2	Gas naturale
F3	Motore	Gruppo elettrogeno	Gruppo elettrogeno marca Ausonia 400kW, motore Pekins-Poseidone - Fornitore Ansaldo	gruppo elettrogeno	Gasolio
F4	caldaia	caldaia preriscaldamento metano Rosen	caldaia marca Carimati da 1642 Mcal/h - Fornitore Ansaldo	stazione riduzione metano	Gas naturale
F5	Caldaia	caldaia preriscaldamento metano Rosen	caldaia marca Carimati da 1642 Mcal/h - Fornitore Ansaldo	stazione riduzione metano	Gas naturale
F6	Caldaia	caldaia preriscaldamento metano HP2	caldaia marca Bongioanni da 160,5 Mcal/h - Fornitore Ansaldo	stazione riduzione metano	Gas naturale

Le fonti F1, F2, F4, F5 e F6 vengono considerate in modo aggregato.

6.1.4 Determinazione delle emissioni di CO₂

La determinazione delle emissioni di CO₂ viene effettuata mediante calcolo, utilizzando la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 = \text{dati attività} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di ossidazione}$$

dove i dati relativi all'attività si basano sul consumo di combustibile.

6.1.5 Livelli di approccio richiesti ed adottati

Rosen Rosignano Energia SpA, essendo un impianto con emissioni annue complessive > 500 kt, adotta i livelli di approccio richiesti (indicati nella colonna C tabella A del DEC/RAS/854/05 o della Decisione 130 del 29/1/04), per le fonti di emissione maggiore, e per le altre fonti di emissioni alimentate a gas naturale, benché fonti De minimis, in quanto considerate aggregate alle fonti maggiori.

Sono invece adottati i livelli inferiori per la determinazione delle emissioni prodotte dal gruppo elettrogeno, alimentato a gasolio, compatibili con le indicazioni riportate nel Decreto DEC/RAS/854/05, in quanto trattasi di fonti De Minimis.

Sorgente dell'emissione	Livello di approccio			
	Dato relativo alla quantità dell'attività	Potere calorifico Inferiore	Fattore di emissione	Fattore di Ossidazione
F1; F2; F4; F5; F6	4a	3	3	1
F3	Stima	2	2a	1

6.1.6 Misura del consumo di combustibile

6.1.6.1 Misura del consumo del gas naturale

6.1.6.1.1 Condizioni normali

Il consumo di combustibile [Sm³] utilizzato dall'impianto Rosen viene determinato per differenza tra il valore elaborato dal sistema di misura fiscale e il valore elaborato dal sistema di misura della caldaia HP2.

6.1.6.1.1.1 Sistema di misura fiscale

Il sistema di misura del consumo di combustibile di seguito descritto viene utilizzato anche a fini fiscali.

L'impianto di misura in continuo, conforme alla norme CNR-UNI 10023 (ovvero UNI EN ISO 5167-1 A-1), è essenzialmente costituito da:

- linea di misura con elemento primario (diaframma venturimetrico) con misuratore di portata a trasmissione elettronica di pressione differenziale;
- sistema elettronico bicanale (mod. Vescom 3V), comprendente:
 - Calcolatore di processo A, per l'acquisizione, elaborazione e memorizzazione dei dati provenienti dai sensori della linea di misura "A" (es. volume totale e portata);

“Monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra”

- Calcolatore di processo B, per l'acquisizione, elaborazione e memorizzazione dei dati provenienti dai sensori della linea di misura "B" (es. volume totale e portata).
- le memorizzazioni dei dati di consumo e il trasferimento dei dati memorizzati (istantanei e programmati) in telelettura, modulo di stampa locale di volumi, portate e altre informazioni;
- n°2 gruppi di sensori, uno per ogni calcolatore, per la rilevazione di pressione differenziale, pressione, temperatura e densità;
- una unità di alimentazione elettrica di tutte le unità sopra elencate attraverso l'energia di rete e le batterie di riserva (n. 2 batterie a secco, collegate in tampone, che garantiscono un'autonomia di 12 ore in caso di black-out)

La stampa dei dati giornalieri fornisce le seguenti informazioni:

- Identificativo utente (codice REMI)
- Data, ora e giorno della settimana
- Diagnostica
- Volume giornaliero medio
- Volume giornaliero linea di misura A
- Volume giornaliero linea di misura B
- Massima portata media (con indicazione oraria e di eventuale supero soglia impostata)
- Minima portata media (con indicazione oraria e di eventuale supero soglia impostata)
- Volume medio prelevato in condizioni di supero di portata massima
- Volume medio prelevato in condizioni di supero di portata minima

Richiedendo la stampa dei dati mensili vengono stampate le seguenti informazioni:

- Identificativo utente (codice REMI)
- Data, ora e giorno della settimana
- Volume totale standard prelevato
- Volume totale misurato in condizioni di allarme
- Energia totale mensile (in Gj)
- Massimo volume giornaliero prelevato (con indicazione del giorno relativo)
- Massimo valore di portata massima (con indicazione del giorno relativo e di eventuale supero della soglia impostata)
- numero totali di allarmi per mancanza di alimentazione
- numero totale allarmi di alta portata
- numero totale allarmi di bassa portata
- numero totale allarmi generali

Il volume totale standard prelevato nel mese da Rosen viene calcolato di Snam come media tra i volumi elaborati da ciascun calcolatore. Tale valore è quello che viene poi riportato nella fattura emessa da Snam.

Nell' Allegato 2 – PGA 29 è riportato lo schema dei collegamenti per impianti con $Q > 30.000 \text{ Sm}^3$.

La formula base utilizzata da ciascun calcolatore per il calcolo della portata, derivata dalla norma CNR-UNI 10023, è:

$$Q = 0,039986 * \alpha * \epsilon * d^2 * \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho_s}} * \sqrt{\frac{P_1}{P_s}} * \sqrt{\frac{T_s}{T_1}} * \sqrt{\frac{Z_s}{Z_1}}$$

dove

Q = portata in Sm³/h alla condizioni standard (P_s e T_s)

0,039986 = costante numerica

α = coefficiente di efflusso

ε = coefficiente di comprimibilità

d = diametro dell'orifizio del diaframma in mm

Δp = pressione differenziale in mbar calcolata in base al segnale del trasmettitore e ai valori programmati

ρ_s = massa volumica in kg/m³ alle condizioni P_s e T_s, valore calcolato in base al segnale in ingresso del densimetro

P₁ = pressione assoluta di misura in bar ottenuta da p₁ + p_b

p₁ = pressione relativa in bar calcolata in base al segnale del trasmettitore ed a valori programmati

p_b = pressione barometrica del luogo in bar

P_s = pressione assoluta in bar alle condizioni standard

T_s = temperatura assoluta in K alle condizioni standard

T₁ = temperatura assoluta di misura in K = 273,15 + t₁

t₁ = temperatura relativa in °C calcolata in base al segnale della termoresistenza o trasmettitore 4 – 20 mA ed ai valori programmati

Z₁ = fattore di comprimibilità secondo le norme AGA NX 19 modificate in base ai parametri programmati: %CO₂, %N₂, massa volumica e ai valori (p₁ + p_b) e t₁. (I valori di N₂ e CO₂ sono inseriti manualmente nel calcolatore dall'operatore Snam a seguito di richiesta scritta di intervento da parte del RSE)

L'integrazione della portata elaborata ciclicamente (max ogni 5 sec.) fornisce i volumi “Vs” la cui somma fornisce i volumi nel giorno, nel mese, progressivi, ecc.

La somma dei valori Vs nell'intervallo di tempo programmato, diviso il tempo espresso in ore, fornisce invece la portata media in Sm³/h nello stesso intervallo di tempo.

Come si evince dallo schema di cui all'allegato 2 – PGA 29, la misura fiscale di portata basata su valori di ΔP da diaframma prevede l'adozione di n. 2 trasmettitori di ΔP, uno di basso e uno di alto ΔP, con impiego alternativo delle due scale in funzione della zona di misura del ΔP:

- con ΔP in salita, passaggio da basso a alto ΔP (ossia da ΔP1 a ΔP2) se ΔP1 supera il 95% del range di misura del sensore di ΔP1;
- con ΔP in discesa, passaggio da alto a basso ΔP (ossia da ΔP2 a ΔP1) se ΔP1 è inferiore al 90% del range di misura del sensore di ΔP1.

tale logica prevede che il trasmettitore di basso ΔP (ΔP1) operi sulla parte bassa del campo di misura globale e il trasmettitore di alto ΔP (ΔP2) operi sulla parte alta del campo.

Rosen ha predisposto un programma di manutenzione e taratura del sistema che prevede:

“Monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra”

- una convenzione annuale con Ditta dotata di Sistema Qualità certificato ISO 9001/00 comprendente la verifica semestrale della taratura della strumentazione elettronica (trasmettitori di pressione diff., di pressione relativa e di temperatura, termoresistenza) del sistema Vescom 3V con apparecchiature aventi classe di precisione adeguata agli strumenti da controllare (la verifica viene fatta su più punti della scala di misura degli strumenti) e l'eventuale sostituzione delle parti guaste o che il tecnico riterrà opportuno sostituire;
- una convenzione annuale con Ditta, dotata di Sistema Qualità certificato ISO 9001/00, comprendente la verifica annuale della calibrazione dei densimetri mediante gas di calibrazione (metano puro e azoto puro), dotati di certificato SIT, al fine di determinare i fattori di calibrazione necessari per inizializzare l'acquisizione dei dati e il calcolo della densità da parte del Vescom 3V.

Durante le verifiche è presente sia il Personale Rosen (AE insieme con il TP del Serv. Op. Man. Elettrostrumentale) che il Personale Snam.

Considerando che:

- ciascun sensore (la cui anagrafica è riportata in dettaglio nel quadro A dell'allegato 1 della presente procedura) ha un'incertezza pari a $\pm 0,1\%$ f.s., inferiore a quella minima richiesta da SNAM,
- durante la verifica periodica, vengono eseguiti i controlli e le operazioni di taratura secondo requisiti specifici richiesti da SNAM,

l'errore complessivo nella misura della portata mediante il sistema Vescom 3V può essere ragionevolmente considerato uguale all'errore massimo indicato nell'annesso 4 del cap. 10 del Codice di rete Snam per la verifica periodica di sistemi di misura di tipo Venturimetrico (tipo 2), quale è quello di Rosen, ovvero $\pm 1,2\%$.

Rosen ha previsto inoltre controlli giornalieri del sistema, effettuati in accordo alla procedura PRO 18 MAN 0, durante i quali l'AT verifica l'eventuale presenza di anomalie legate ad esempio a:

- stampa dello scontrino fiscale,
- totalizzatore,
- modulo di telelettura.

Il sistema Vescom 3V è dotato anche di un registratore locale di portata e densità (sistema LINAX 4000L) (sistema di riserva "Triplex"), alimentato dallo stesso, che viene controllato quotidianamente dall'AT in accordo alla procedura PRO 18 MAN 0 verificando il funzionamento dei pennini, l'avanzamento della carta e l'orologio.

6.1.6.1.1.2 Sistema "Triplex"

Lo strumento, mod. 10147, registra su nastro l'andamento delle tre variabili maggiormente significative nella misura venturimetrica:

- pressione differenziale rilevata sul diaframma, cui è legata la portata mediante la relazione quadratica $Q = K * \sqrt{(P_1 - P_2)}$, dove K è una costante legata alle caratteristiche fisiche del fluido e alle particolarità costruttive del diaframma;
- pressione relativa del fluido a monte;
- temperatura relativa del fluido a valle del diaframma.

Gli elementi di misura per le tre variabili sono:

- vaso differenziale a mercurio con dispositivo antivaso, per la misura della pressione differenziale;
- a molla bourbon in acciaio, per la misura della pressione relativa;
- a dilatazione di mercurio, per la misura della temperatura.

La registrazione avviene su nastro diagrammatico con scala lineare mediante pennini a cartuccia monouso con i seguenti colori identificativi:

- rosso per pressione differenziale, ovvero portata;
- blu per pressione;
- verde per temperatura.

Il meccanismo spostacarta è azionato da orologeria con motore elettrico al quarzo alimentato in corrente continua da batteria 1,5 V, a sicurezza intrinseca per l'impiego in atmosfera esplosiva.

Ciascuno sensore (la cui anagrafica è riportata in dettaglio nell'allegato 1 della presente procedura) ha un'incertezza pari a $\pm 1\%$ f.s. Ciò significa che l'incertezza sulla misura della portata mediante il sistema Triplex può essere stimata pari a $\pm 1,5\%$ del valore letto.

Rosen ha predisposto un programma di manutenzione e taratura del sistema che prevede una convenzione annuale con Ditta dotata di Sistema Qualità certificato ISO 9001/00 comprendente la verifica semestrale della taratura dei registratori del Sistema "Triplex" con apparecchiature aventi classe di precisione adeguata agli strumenti da controllare (la verifica viene fatta su più punti della scala di misura degli strumenti) e l'eventuale sostituzione delle parti guaste o che il tecnico riterrà opportuno sostituire.

Rosen ha previsto inoltre controlli giornalieri del sistema, effettuati in accordo alla procedura PRO 18 MAN 0, durante i quali l'AT verifica l'eventuale presenza di anomalie a carico del sistema di registrazione legate ad esempio a:

- funzionamento dei pennini,
- avanzamento della carta,
- orologio meccanico,
- esaurimento della batteria.

6.1.6.1.1.3 Sistema di misura del consumo di HP2

Il sistema di misura è composto da:

- flangie tarate inserite sulla linea dei bruciatori principali, per marcia a pieno carico (a doppio canale), e sulla linea del bruciatore in funzione quando la marcia è st-by, secondo ASME PTC 19.5;
- trasmettitori di portata a pressione differenziale;
- trasmettitori di pressione assoluta;
- trasmettitori di temperatura;

“Monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra”

- termoresistenze per la misura della temperatura del gas (secondo norme IEC 751, DIN 43760);
- un modulo di calcolo dedicato, a microprocessore, che totalizza il volume di combustibile consumato dal bruciatore in funzione quando la marcia è st-by, il volume di combustibile consumato dai bruciatori principali ed il volume totale di combustibile bruciato dalla caldaia. I valori del totalizzatore sono visibili in continuo al monitor della Sala Controllo della Rosen (Sistema DCS) e acquisiti tre volte al giorno dalla rete informatica interna - Sistema Dati impianto
- un modulo di calcolo dedicato, collegato al sistema UPS, per la determinazione dell'energia termica associata al combustibile consumato dalla caldaia HP2 in accordo con la standardizzazione interna per la misura dello IEN, presentata al Min. Industria, Commercio ed Artigianato.

Ciascuno trasmettitore (la cui anagrafica è riportata in dettaglio nel quadro B dell'allegato 1 della presente procedura) ha un'incertezza pari a $\pm 0,2\%$ f.s.

Per il calcolo dell'incertezza sulla misura della portata mediante il sistema di misura della caldaia HP2 si rimanda all'allegato 5 della presente procedura.

Rosen ha predisposto un programma di taratura del sistema che prevede una convenzione annuale con Ditta dotata di Sistema Qualità certificato ISO 9001/00 comprendente la verifica annuale della taratura della strumentazione elettronica (trasmettitori di pressione diff., di pressione relativa e di temperatura, termoresistenze) con apparecchiature aventi classe di precisione adeguata agli strumenti da controllare (la verifica viene fatta su più punti della scala di misura degli strumenti). La gestione e la manutenzione compresa l'eventuale sostituzione delle parti guaste è a cura di Solvay.

6.1.6.1.1.4 Incertezza globale associata alla determinazione del consumo di combustibile

L'incertezza globale associata alla determinazione del consumo di combustibile da parte di Rosen, calcolata sulla base delle incertezze e dei consumi registrati rispettivamente dal sistema di misura fiscale e dal sistema di misura della caldaia HP2, comprendendo per quest'ultima l'incertezza associata alla taratura e manutenzione, in accordo a quanto indicato nell'allegato 5 alla presente procedura, è stimata pari a $\pm 1,2\%$ del valore letto, inferiore al valore richiesto dalla Direttiva 2003/87/CE ($\pm 1,5\%$).

6.1.6.1.2 Condizioni anomale

6.1.6.1.2.1 Sistema misura fiscale

Nel caso di indisponibilità dei valori acquisiti dai trasmettitori di una linea, dovuta ad assenza o invalidità di tali ingressi, il calcolatore associato a tale linea del sistema Vescom 3V non procede al calcolo dei valori di portata in attesa di un ritorno alla normalità degli stessi valori. Sono comunque disponibili i valori acquisiti dai trasmettitori dell'altra linea che forniscono quindi i valori di portata mediante l'altro calcolatore funzionante.

Ogni calcolatore del sistema Vescom 3V gestisce tre categorie di allarmi:

- allarmi di sistema: sono gli allarmi dovuti ad anomalie di carattere generale o comunque legate al funzionamento delle schede di elaborazione (alimentazione, orologio, ecc.) e delle sue principali periferiche (stampante, display, comunicazione, ecc.);

“Monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra”

- allarmi di ingresso: sono gli allarmi dovuti ad anomalie dei segnali in ingresso (sensori);
- allarmi di limite: sono allarmi generati dal calcolatore quando un parametro qualsiasi esce dai limiti impostati in fase di programmazione.

Ogni calcolatore del sistema Vescom 3V è dotato di n. 3 segnalazioni a led rosso per le tre categorie di allarme. Lo stato di ogni led (acceso fisso, lampeggiante o spento) indica lo stato degli allarmi della corrispondente categoria. In particolare:

- led lampeggiante: almeno un allarme di quella categoria deve essere riconosciuto da tastiera;
- led acceso fisso: quando esiste almeno un allarme di quella categoria già riconosciuto ma ancora valido;
- led spento: non esistono allarmi validi di quella categoria.

Al manifestarsi di una o più condizioni di allarmi, oltre alla gestione dei led, il sistema memorizza l'evento relativo. Il sistema registra in tempo reale su stampante tutti gli allarmi che riconosce all'atto del loro verificarsi. La stampa comprende oltre alla descrizione, l'unità di provenienza, l'indicazione dell'ora e del minuto dell'allarme. Sulla stampante vengono allo stesso modo registrate anche tutte le condizioni di rientro da allarme.

La visualizzazione degli allarmi sul display del sistema Vescom 3V e il successivo riconoscimento, tramite i tasti dedicati che è possibile richiamare sul display, viene effettuata dall'AT durante il sopralluogo effettuato in accordo alla procedura PRO 18 MAN 0. Gli allarmi riconosciuti scompaiono dalla memoria del sistema all'atto del loro riconoscimento se, in quel momento, non sono più validi.

In caso di allarme di uno dei calcolatori, Snam ritiene valido il volume di combustibile elaborato dal calcolatore sempre funzionante e tale valore è quello indicato nella fattura da Snam a Rosen. Snam confronta eventualmente tale valore con quello ottenuto sommando il valore mensile da scontrino fiscale del calcolatore che ha presentato anomalie al valore ottenuto mediante l'integrazione della curva registrata dal sistema Triplex per il periodo in cui è rimasto bloccato il sistema.

Quando si verifica tale circostanza il RSE informa il RA che gestisce l'evento quale Non Conformità in accordo alla procedura “Gestione delle Non Conformità e delle Azioni Correttive e Preventive” (PGA 16).

Qualora, a seguito di anomalia o guasto dei sensori, sia necessario procedere alla loro sostituzione il RSM, in fase di acquisto della nuova strumentazione, si accerta che le caratteristiche di accuratezza siano conformi a quanto richiesto dalla normativa applicabile.

Il TP del Serv. Op. Man. Elettrostrumentale assicura poi che, a seguito della sostituzione, il nuovo strumento venga tarato al momento dell'installazione.

6.1.6.1.2.2 Sistema misura HP2

Eventuali anomalie del sistema di misura vengono segnalate da Solvay a Rosen in accordo all'istruzione “Calcolo della CO₂ ex Direttiva Emission Trading” (IOA 07).

Quando si verifica tale circostanza il RSE informa il RA che gestisce l'evento quale Non Conformità in accordo alla procedura “Gestione delle Non Conformità e delle Azioni Correttive e Preventive” (PGA 16).

“Monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra”

Solvay quindi procede alla verifica di funzionalità dello stesso richiedendo l'intervento del proprio Serv. Op. di Manutenzione Elettrostrumentale.

Le comunicazioni provenienti da Solvay, inerenti disservizi negli strumenti del sistema di misura gas combustibile HP2, sono conservate dal RSE.

Qualora, a seguito di anomalia o guasto dei sensori, sia necessario procedere alla loro sostituzione, il RSE si accerta con Solvay che, in fase di acquisto della nuova strumentazione, le sue caratteristiche di accuratezza siano conformi a quanto richiesto dalla normativa applicabile.

Il RSE si assicura poi che, a seguito della sostituzione, il nuovo strumento venga tarato al momento dell'installazione.

6.1.6.2 Misura del consumo di gasolio

Il consumo di gasolio viene stimato in accordo a quanto indicato nell'Istruzione Operativa “Calcolo della CO₂ ex Direttiva Emission Trading” (IOA 07).

6.1.7 Misura del potere calorifico netto

6.1.7.1 Misura del potere calorifico netto del gas naturale

In base a quanto indicato nel Codice di rete Snam – cap. 11 “Qualità del gas”, viene determinato il Pcs sulla base della composizione chimica del gas naturale, determinata come sopra descritto, nel rispetto della norma ISO 6976, recepita dalla norma DIN 51857-97. Il gascromatografo da processo a funzionamento automatico calcola il PCS come somma degli apporti di calore forniti da ciascun componente del gas naturale. Il PCI viene derivato automaticamente dal PCS detraendo l'apporto di calore del vapore d'acqua che si sviluppa per effetto della combustione.

Il PCI viene fornito al termine di ogni ciclo gascromatografico, insieme con la composizione chimica del gas naturale ed agli altri parametri caratteristici della qualità del gas.

6.1.7.1.1 Determinazione delle caratteristiche del combustibile

Il gas naturale fornito da Snam è una miscela gassosa costituita essenzialmente da:

- Metano – C₁
- Etano – C₂
- Propano – C₃
- IsoButano – iC₄
- NormalButano – nC₄
- IsoPentano – iC₅
- NormalPentano – nC₅
- Esani e superiori – C₆⁺
- Azoto – N₂
- Anidride Carbonica – CO₂

la cui composizione viene determinata in continuo mediante gascromatografo, installato nel Punto di Riconsegna dell'AOP, di proprietà e sotto la completa gestione di Snam.

Il gascromatografo determina insieme con la composizione, la densità relativa, i parametri energetici quali il PCS e il PCI, e i parametri di controllo della qualità del gas, a garanzia della sicurezza del sistema di trasporto, quali l'Indice di Wobbe, l'Ossigeno - O₂, il Solfuro di idrogeno - H₂S, lo Zolfo da mercaptani - S_{RSH}, lo Zolfo totale - S_{TOT}, il Punto di rugiada dell'acqua e il Punto di rugiada degli idrocarburi.

Il campionamento del gas viene effettuato secondo i principi della norma UI EN ISO 10715 (Gas naturale - linee guida per il campionamento), conformemente a quanto previsto dalla Delibera dell'AAEG n° 236/00.

Il gascromatografo effettua almeno 4 analisi per ora. Le concentrazioni dei componenti delle analisi singole vengono normalizzate a 100 ed arrotondate alla 3^a cifra decimale; il valore del metano è calcolato per differenza a 100.

Conformemente alla Specifica di Qualità riportata nell'Allegato 11/A del codice di rete, Snam effettua la validazione dei dati di qualità del gas utilizzati per il calcolo dell'energia come di seguito riportato:

- acquisizione ed esame dei dati provenienti automaticamente da ciascun gascromatografo e da quelli relativi all'analisi chimica compiuta in laboratorio sui campioni di gas precedentemente prelevati;
- verifica e validazione dei dati sopra indicati effettuata in base a:
 1. segnalazioni codificate di errori provenienti direttamente dal gascromatografo;
 2. congruenza dei dati di analisi;
 3. valori limite di concentrazione desunti dal campo dei valori storici.

Il riconoscimento di ogni dato non valido comporta l'emissione di una segnalazione da utilizzare per fini diagnostici.

Qualora per il periodo interessato non si disponga di dato valido proveniente direttamente dal dispositivo di misura, Snam procede in alternativa all'utilizzo:

- dell'ultimo dato valido;
- di valori relativi ad AOP in cui sia stato distribuito lo stesso tipo di gas.

6.1.7.1.2 Requisiti tecnici e procedure di gestione dell'apparecchiatura

L'allegato 11/B del codice di rete, riporta i requisiti tecnici che il gascromatografo deve possedere e le procedure di gestione adottate dallo stesso fornitore.

Il gascromatografo, conformemente a quanto indicato nel sopra citato allegato, possiede i seguenti requisiti:

- determinazione dei componenti (metano, etano, propano, iso-butano, n-butano, iso-pentano, n-pentano, esani e superiori, azoto, anidride carbonica);
- rivelatore con linearità di risposta in tutto il campo di variazione delle concentrazioni ammissibili per i singoli componenti;

“Monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra”

- indicazione della composizione del gas normalizzata al 100% con indicazione del totale non normalizzato;
- la composizione normalizzata comprensiva della percentuale di elio, che deve poter essere inserito sia come valore fisso sia come valore calcolato automaticamente con una correlazione in base al contenuto di metano predisposta da Snam (qualora il gascromatografo non preveda il calcolo dell'elio, questo sarà inserito nella composizione tramite post elaborazione, così da impedire l'eventuale collegamento diretto del gascromatografo con il flow computer per la determinazione in loco dell'energia);
- rimessa in funzione automatica dopo mancanza di alimentazione elettrica con sequenza ciclica predeterminata;
- riconoscimento ed indicazione dei guasti strumentali;
- mantenimento del programma operativo per minimo 30 giorni in caso di mancanza di alimentazione elettrica;
- interfaccia seriale con protocollo di trasmissione compatibile con i sistemi di trasmissione;
- possibilità di interfacciarsi con un dispositivo in grado di visualizzare in loco i valori misurati;
- prestazioni non influenzate dalle condizioni climatiche esterne dei luoghi di installazione;
- affidabilità nel tempo.

L'apparecchiatura prima dell'utilizzo viene sottoposta a prove preliminari che consistono essenzialmente nella verifica di linearità di risposta, ripetibilità, accuratezza e affidabilità nel tempo, come di seguito dettagliato:

- verifica della ripetibilità effettuando almeno 7 analisi consecutive di un campione di gas che contenga tutti i componenti da determinare, con scarto delle prime due analisi. Per questa prova può essere utilizzata la miscela di gas di autotaratura;
- verifica dell'accuratezza per PCS, PCI, densità relativa, fattore di compressibilità, % CO₂ e % N₂, utilizzando due campioni di gas di prova che contengano tutti i componenti da determinare, con PCS rispettivamente minore e maggiore del PCS del gas da monitorare. Per ogni campione di prova sono effettuate 5 analisi con scarto delle prime due; sulle ultime tre analisi viene calcolata la composizione media e i relativi parametri chimico fisici verificando che l'errore relativo calcolato per confronto con il certificato di analisi del gas di prova sia compreso nei limiti sotto riportati:

PCS - PCI	0,5 %
dr	0,5 %
Z	0,1 %
χ_{CO_2}	0,1 χ_{CO_2}
χ_{N_2}	0,1 χ_{N_2}

Una volta installato, la verifica dell'accuratezza viene poi ripetuta ogni due anni.

Qualora le verifiche di cui sopra non diano risultato positivo, Snam interviene sullo strumento e, nel periodo intercorrente tra la data di verifica e la risoluzione del problema, i valori determinati dal gascromatografo non sono considerati validi.

I gas di taratura e di prova contengono tutti i componenti da determinare e sono certificati da laboratori SIT, che soddisfano i requisiti di accreditamento della norma UNI EN ISO/IEC 17025.

La taratura viene effettuata in modo automatico, al massimo con frequenza settimanale, e consiste nel calcolo dei fattori di risposta e nella verifica dei tempi di ritenzione sulla media delle ultime tre analisi di un ciclo di taratura costituito da cinque analisi. La taratura è considerata valida se le percentuali di deviazione dei fattori di risposta e dei tempi di ritenzione, rispetto all'ultima taratura, risultano

rispettivamente inferiori a 10% e a 4%. In questo caso i nuovi valori vengono memorizzati e utilizzati per l'elaborazione delle analisi successive, in caso contrario i nuovi valori sono invalidati e viene evidenziato un allarme. In questo caso per l'elaborazione delle analisi successive vengono utilizzati i fattori di risposta relativi all'ultima taratura.

A carico di Snam sono anche la manutenzione sia di tipo ordinario sia di tipo straordinario che viene effettuata secondo le prescrizioni del fornitore dell'apparecchiatura.

6.1.7.2 Misura del potere calorifico netto del gasolio

Viene applicato il valore desunto dall'Allegato A del Decreto DEC/RAS/854/05.

6.1.8 Misura del fattore di emissione

6.1.8.1 Misura del fattore di emissione del gas naturale

L'istruzione operativa "Calcolo della CO₂ ex Direttiva emission Trading" (IOA 07) prevede il calcolo del FE per il gas naturale tramite il "Programma calcolo CO₂ ex Direttiva Emission Trading" (MDA 09), a partire dai dati di composizione del gas naturale e del suo PCI.

Nel programma di calcolo si assume che la combustione in ciascuna TG sia completa in quanto le concentrazioni di CO (correlate alla quota di carbonio che non viene completamente ossidata a CO₂), misurate sui fumi dagli analizzatori in continuo, si mantengono sempre nell'anno inferiori a 10 mg/Nm³.

6.1.8.2 Misura del fattore di emissione del gasolio

Viene applicato il valore desunto dall'Allegato A del Decreto DEC/RAS/854/05 e smi.

6.1.9 Valore del fattore di ossidazione

Vengono applicati i valori specifici di ciascun combustibile utilizzato desunti dall'Allegato A del Decreto DEC/RAS/854/05 e smi.

6.1.10 Calcolo della CO₂

La quantità di CO₂ emessa globalmente dall'impianto nel periodo di riferimento viene calcolata, in accordo all'istruzione operativa "Calcolo della CO₂ ex Direttiva Emission Trading" (IOA 07), mediante la seguente formula:

$$CO_2 = FE_{CO_2} * Consumo di combustibile * FO \quad [t]$$

dove:

- il consumo di combustibile totale è espresso in [Tj], ottenuto moltiplicando il consumo [Sm³] per il Pci espresso in [Tj/Sm³]
- il fattore di emissione FE è espresso in [teq_{CO2}/Tj]

- il fattore di ossidazione (FO), come indicato al paragrafo precedente.

6.2 Gestione delle prescrizioni legali e regolamentari

Il RA, eventualmente supportato da consulente esterno qualificato, è responsabile dell'aggiornamento ed archiviazione di tutti i documenti contenenti le prescrizioni normative in materia di emissioni di gas ad effetto serra ed Emission Trading.

Il RA ha il compito di controllare (nell'ambito delle attività di audit/verifica periodica) che siano rispettate le prescrizioni di cui all'autorizzazione alle emissioni di gas ad effetto serra, nonché tutte le altre disposizioni legali/normative applicabili.

L'approssimarsi delle scadenze degli adempimenti (vedi tabella seguente) - tenute sotto controllo attraverso lo "scadenzario ambientale" (DCA 16) - è comunicato ai Responsabili dell'attività ed ai tecnici preposti all'esecuzione della stessa, tramite la rete informatica interna mediante il sistema informativo aziendale, affinché siano predisposte le relative attività.

Adempimenti periodici gestiti mediante "scadenzario ambientale"
Comunicazione delle emissioni rilasciate dall'impianto nell'anno precedente (previa convalida da parte di Organismo accreditato)
Restituzione delle quote di emissione emesse nell'anno precedente

Il formato della comunicazione viene scaricato dal sito web del Ministero dell'Ambiente.

Nella comunicazione relativa a un impianto, in accordo alla normativa vigente, deve essere indicato quanto segue:

- (1) informazioni che identificano l'impianto e il numero univoco dell'autorizzazione rilasciata all'impianto;
- (2) per tutte le fonti, le emissioni totali, l'approccio prescelto (calcolo), i livelli prescelti e il metodo, i dati relativi all'attività, il fattore di emissione e il fattore di ossidazione;
- (3) gli eventuali cambiamenti temporanei o permanenti di livello, i motivi di tali cambiamenti, la data d'inizio dei cambiamenti, nonché la data d'inizio e di termine dei cambiamenti temporanei;
- (4) ogni altra modifica apportata all'impianto durante il periodo di riferimento, la quale possa avere rilevanza ai fini della comunicazione delle emissioni.

Nelle comunicazioni, le emissioni sono indicate in tonnellate arrotondate di CO₂. Sia per il calcolo che per la comunicazione delle emissioni, i dati relativi all'attività, il fattore di emissione e il fattore di ossidazione sono arrotondati alle sole cifre significative; ad esempio, per un valore con un'incertezza di $\pm 0,01\%$ si utilizzano solo cinque cifre in totale.

Le comunicazioni in possesso dell'autorità competente sono messe a disposizione del pubblico da tale autorità nel rispetto delle disposizioni della direttiva 2003/4/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 28 gennaio 2003, sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale.

Nel caso in cui alcune informazioni contenute nella comunicazione siano considerate commercialmente sensibili, l'AD richiede esplicitamente al Ministero di non renderle pubbliche.

6.2.1 Adempimenti in caso di modifica della metodologia di monitoraggio

La metodologia di monitoraggio viene modificata solo se la modifica consente di migliorare l'accuratezza dei dati comunicati, salvo il caso in cui ciò risulti tecnicamente non realizzabile o comporti costi eccessivi.

In caso di modifica, la metodologia deve essere preventivamente sottoposta all'approvazione dell'autorità competente.

L'AD propone senza indebito ritardo la modifica della metodologia di monitoraggio nei casi seguenti:

- modifiche della natura o del funzionamento dell'impianto, e delle fonti di emissione;
- ampliamento dell'impianto;
- modifiche dell'identità del Gestore dell'impianto;
- modifiche della metodologia di monitoraggio (variazione dei dati e conseguente possibilità di ottenere una maggiore accuratezza nella determinazione delle emissioni)
- individuazione di errori nei dati risultanti dalla metodologia di monitoraggio;
- richiesta di modifica da parte dell'autorità competente.

Tutte le modifiche proposte riguardanti le metodologie di monitoraggio devono essere descritte in modo chiaro, motivate e documentate in modo completo.

L'AD procede all'aggiornamento delle fonti di emissione anche per le fonti qualora dichiarate in maniera incompleta o inesatta nell'autorizzazione rilasciata. L'aggiornamento viene fatto telematicamente in accordo alle modalità riportate nelle linee guida del Min. Ambiente “Comunicazione delle domanda di autorizzazione per gli impianti soggetti alla direttiva 2003/87/CE – Istruzioni per l'accesso al sito per la trasmissione delle domande”.

6.2.2 Adempimenti in caso di inapplicabilità della metodologia standard

Se l'applicazione della metodologia di livello più elevato o del livello approvato per la variabile considerata risulta temporaneamente non realizzabile a causa di motivi tecnici, può essere applicato il livello più elevato raggiungibile fino a quando non siano state ripristinate le condizioni per l'applicazione del livello precedente.

L'AD comunica all'Autorità Nazionale Competente l'applicazione del livello più elevato raggiungibile fino a quando non vengono ripristinate le condizioni per l'applicazione del livello precedente, per un massimo di 5 giorni lavorativi. La comunicazione di sopraggiunta temporanea inapplicabilità della metodologia di livello standard è effettuata secondo le modalità indicate nella sezione

“Monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra”

dedicata all'attuazione della direttiva 2003/87/CE attraverso il sito online del Registro Nazionale Emissions Trading (www.greta.sinanet.apat.it).

Il DC, per conto dell'AD, conserva in sito la documentazione comprovante la necessità di cambiare il livello applicato, nonché informazioni dettagliate sulla metodologia di monitoraggio provvisoria. Superati i 5 giorni lavorativi, qualora non sia ancora possibile l'applicazione della metodologia di livello standard, l'AD rinnova la comunicazione di temporanea inapplicabilità secondo le modalità descritte, giustificando i motivi del persistere dell'impossibilità ad applicare i livelli standard.

Nel caso in cui temporanee interruzioni del funzionamento delle apparecchiature di misura causino lacune di scarso rilievo nei dati, ci 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).

Quando nel corso di un periodo di riferimento vengono cambiati i livelli applicati, i risultati del cambiamento per l'attività considerata sono calcolati e riportati in sezioni distinte della comunicazione annuale all'autorità competente per le parti corrispondenti del periodo di riferimento.

6.3 Attività di sorveglianza e monitoraggio degli impatti

Gli strumenti di sorveglianza e misura critici per il monitoraggio delle emissioni di CO₂ sono tenuti sotto controllo attraverso l'Elenco dispositivi di sorveglianza e misurazione (DCA 20), di cui si riporta un estratto nell'allegato 1 della presente procedura.

Per quanto riguarda gli strumenti della caldaia HP2, il RSE, a seguito di ogni verifica periodica di taratura, provvede ad inoltrare a Solvay copia dei certificati di taratura emessi dalla ditta esterna qualificata.

Annualmente, in sede di riesame del SGA, la Direzione (AD) valuta l'andamento nel tempo delle emissioni di CO₂ prodotte dall'impianto, e indicatori come il rendimento elettrico globale delle TG e il consumo specifico di combustibile rispetto all'energia elettrica prodotta dalle 2 TG. Per il calcolo di tali indicatori sono utilizzate prevalentemente le informazioni presenti sui seguenti documenti:

- ⇒ Comunicazione annuale convalidata,
- ⇒ Programma calcolo CO₂ ex Direttiva Emission Trading (MDA 09)
- ⇒ IEN (MDA 41)
- ⇒ Bilancio energetico (MDA 52)
- ⇒ Dichiarazione UTF.

In occasione del riesame potrà essere valutato il rispetto della conformità normativa nel tempo, i dati comunicati, le modalità di gestione dei dati e gli eventuali interventi correttivi e preventivi.

Nel caso in cui AD ritenga strategico porsi obiettivi di miglioramento ambientale riferiti all'aspetto “Emissioni di gas serra” potranno essere presi in considerazione interventi quali ad esempio:

- modifica alle soluzioni tecnologiche adottate dall'azienda (es. ricorso a strumentazione con livelli di accuratezza superiore),



“Monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra”

- modifica alle procedure organizzative adottate dall'azienda (es. aumento della frequenza di manutenzione sugli strumenti del sistema di misura),
- scelta di compensare le emissioni di CO₂ prodotte attraverso l'adesione a marchi di carattere volontario che prevedono ad esempio:
 - progetti di riforestazione e tutela del patrimonio forestale ambientale,
 - realizzazione di progetti a tecnologia pulita nei paesi in via di sviluppo,
 - ecc.

6.4 RegISTRAZIONI

Nella seguente tabella si elencano tutte le registrazioni e i piani di controllo delle attività richiamate nella presente procedura, o ad esse collegate, specificandone le responsabilità e le modalità di archiviazione. Quando l'archiviazione delle registrazioni viene effettuata nell'Archivio Ambientale, essa si svolge in accordo alla “Istruzione operativa per la gestione dell'archivio ambientale” (IOA 03).

Tipo di documento	Archiviazione	Responsabile
DCA 16 “Scadenario ambientale”	Archivio Ambientale	RA
DCA 20 “Elenco dispositivi di sorveglianza e misurazione”	Raccoglitore c/o ufficio TP Elettrostrumentale e Archivio Ambientale – AA 5: Emissioni – macroarea “Controlli”	TP Elettrostrumentale, RSE
DCA 05 “Registro delle NC”	Archivio SGA	RA
DCA 06 “Registro delle AC/AP”	Archivio SGA	RA
MDA 09 “Programma calcolo CO ₂ ex Direttiva Emission Trading”	Raccoglitore c/o ufficio RSE	RSE
MDA 41 “IEN”	Raccoglitore c/o ufficio RSE	RSE
MDA 52 “Bilancio energetico”	Raccoglitore c/o ufficio RSE	RSE
Dichiarazione UTF	Raccoglitore c/o ufficio RSE	RSE
MDA 66 “Rilievo giornaliero gas Snam”	Raccoglitore n° 12 Sala Controllo	Serv. Op. Esercizio
Bollettino mensile analisi gas Snam	Raccoglitore c/o ufficio RSE	RSE
Fatture Snam e stampe sistema di misura fiscale	Raccoglitore c/o ufficio RSE	RSE
Stampe totalizzatori consumo caldaia HP2	Raccoglitore n° 16 Sala Controllo e Rete informatica interna (Sistema Dati impianto)	Serv. Op. Esercizio
Comunicazione in caso di modifica della metodologia di monitoraggio	Archivio Ambientale – AA 5: Emissioni – macroarea “Comunicazioni a/da Enti”	AD/DC
Comunicazione in caso di inapplicabilità della metodologia standard	Archivio Ambientale – AA 5: Emissioni – macroarea “Comunicazioni a/da Enti”	AD/DC
Comunicazione annuale delle emissioni	Archivio Ambientale – AA 5: Emissioni – macroarea “Comunicazioni a/da Enti”	AD/DC
Certificati di taratura degli strumenti del sistema di misura gas combustibile	Raccoglitore c/o ufficio RSE	RSE

 	PROCEDURA DI GESTIONE AMBIENTALE “Monitoraggio delle emissioni di gas ad effetto serra”	Documento: PGA 29 Revisione: 4 Data: 07/01/08 Pagina: 27 di 27
---	--	---

Specifica tecnica degli strumenti del sistema di misura gas combustibile	Raccoglitore c/o ufficio TP	TP Serv. Op. Man. Elettrostrumentale
Comunicazioni provenienti da Solvay, inerenti disservizi negli strumenti del sistema di misura gas combustibile HP2	Raccoglitore c/o ufficio RSE	RSE

Tutta la documentazione (compresa la presente procedura e le istruzioni/registrazioni correlate) viene conservata e messa a disposizione del verificatore ai fini del rilascio dell'attestato di verifica per 10 anni dopo la presentazione di ciascuna comunicazione annuale.

7 Allegati

Allegato 1 – PGA 29: “Elenco dispositivi di sorveglianza e misurazione”

Allegato 2 – PGA 29: “Schema a blocchi dei collegamenti per impianti con $Q > 30.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$ ”

Allegato 3 – PGA 29: “Classificazione delle fonti di emissione”

Allegato 4 – PGA 29: “Planimetria di Centrale punti emissione CO_2 ” (B20 – Planimetria con individuazione dei punti di emissione in atmosfera)

Allegato 5 – PGA 29: “Calcolo dell'incertezza nella determinazione del consumo di combustibile”

Allegato 6 – PGA 29: “Riferimenti Norativi”

Quadro A: DISPOSITIVI DI MISURA LINEA METANO A MONTE STACCO HP2

TAG elemento (rif. P&Id Sistema Gas Metano ¹ (id. r. 95012-2F0230))	Matricola elemento	Descrizione	Marca e tipo	Incertezza (precisione) (rif. specifiche tecniche)	Campo di misura	Intervento previsto	Frequenza taratura	Ditta esecutrice della taratura	Procedure di taratura
DY 6234 A	1876	DENSIMETRO LINEA A	Schlumberger Industries NT 3086	± 0,1 % della misura	0,6 – 0,9 kg/m ³	Calibrazione e controllo	annuale	SOCRATE s.r.l	v. nota 1
DY 6234 B	1874	DENSIMETRO LINEA B	Schlumberger Industries NT 3086	± 0,1 % della misura	0,6 – 0,9 kg/m ³	Calibrazione e controllo	annuale	SOCRATE s.r.l	v. nota 1
PDT 6241 A	9615883	TRASMETTITORE ALTO DELTA P LINEA A (sistema di misura fiscale portata gas)	Rosemount 3051 CD	± 0,1 % f.s.	0 – 500 mbar	taratura	semestrale	FIMIGAS S.p.A.	v. nota 1
PDT 6241 B	9615884	TRASMETTITORE ALTO DELTA P LINEA B (sistema di misura fiscale portata gas)	Rosemount 3051 CD	± 0,1 % f.s.	0 – 500 mbar	taratura	semestrale	FIMIGAS S.p.A.	v. nota 1
PDT 6240 A	7023946	TRASMETTITORE BASSO DELTA P LINEA A (sistema di misura fiscale portata gas)	Rosemount 3051 CD	± 0,1 % f.s.	0 – 100 mbar	taratura	semestrale	FIMIGAS S.p.A.	v. nota 1
PDT 6240 B	8273403	TRASMETTITORE BASSO DELTA P LINEA B (sistema di misura fiscale portata gas)	Rosemount 3051 CD	± 0,1 % f.s.	0 – 100 mbar	taratura	semestrale	FIMIGAS S.p.A.	v. nota 1
PT 6239 A	9615887	TRASMETTITORE PRESSIONE GAS LINEA A	Rosemount 3051 CG	± 0,1 % f.s.	0 – 70 bar	taratura	semestrale	FIMIGAS S.p.A.	v. nota 1
PT 6239 B	9615886	TRASMETTITORE PRESSIONE GAS LINEA B	Rosemount 3051 CG	± 0,1 % f.s.	0 – 70 bar	taratura	semestrale	FIMIGAS S.p.A.	v. nota 1
TE 6223	3/83	TERMORESISTENZA PT-100 LINEA A	Mesit	± 1,0 % f.s.	-10 – 40°C	taratura	semestrale	FIMIGAS S.p.A.	v. nota 1
TE 6223	3/83	TERMORESISTENZA PT-100 LINEA B	Mesit	± 1,0 % f.s.	-10 – 40°C	taratura	semestrale	FIMIGAS S.p.A.	v. nota 1
FR 6237	960445	REGISTRATORE DI PORTATA	Fimigas 10148/E	± 1 % f.s. dal 10 al 20% f.s.; ± 0,5 % f.s. per campi superiori	0 – 500 mbar	taratura	semestrale	FIMIGAS S.p.A.	v. nota 1
PR 6236	960445	REGISTRATORE DI PRESSIONE	Fimigas 10148/E	± 0,5 % f.s. per campi 0 – 25 bar; ± 1 % f.s. per campi superiori	0 – 100 bar	taratura	semestrale	FIMIGAS S.p.A.	v. nota 1
TR 6235	960455	REGISTRATORE DI TEMPERATURA	Fimigas 10148/E	± 1 % f.s.	-10 – 40°C	taratura	semestrale	FIMIGAS S.p.A.	v. nota 1

¹ Procedura specifica redatta dalla ditta, dotata di Sistema Qualità certificato ISO9001/00.

Allegato 1 – PGA 29 Estratto da ‘Elenco dispositivi di sorveglianza e misurazione’ (DCA 20)
Quadro B: DISPOSITIVI DI MISURA LINEA METANO PER CALDAIA HP2

Rev. 1 del 20/03/08

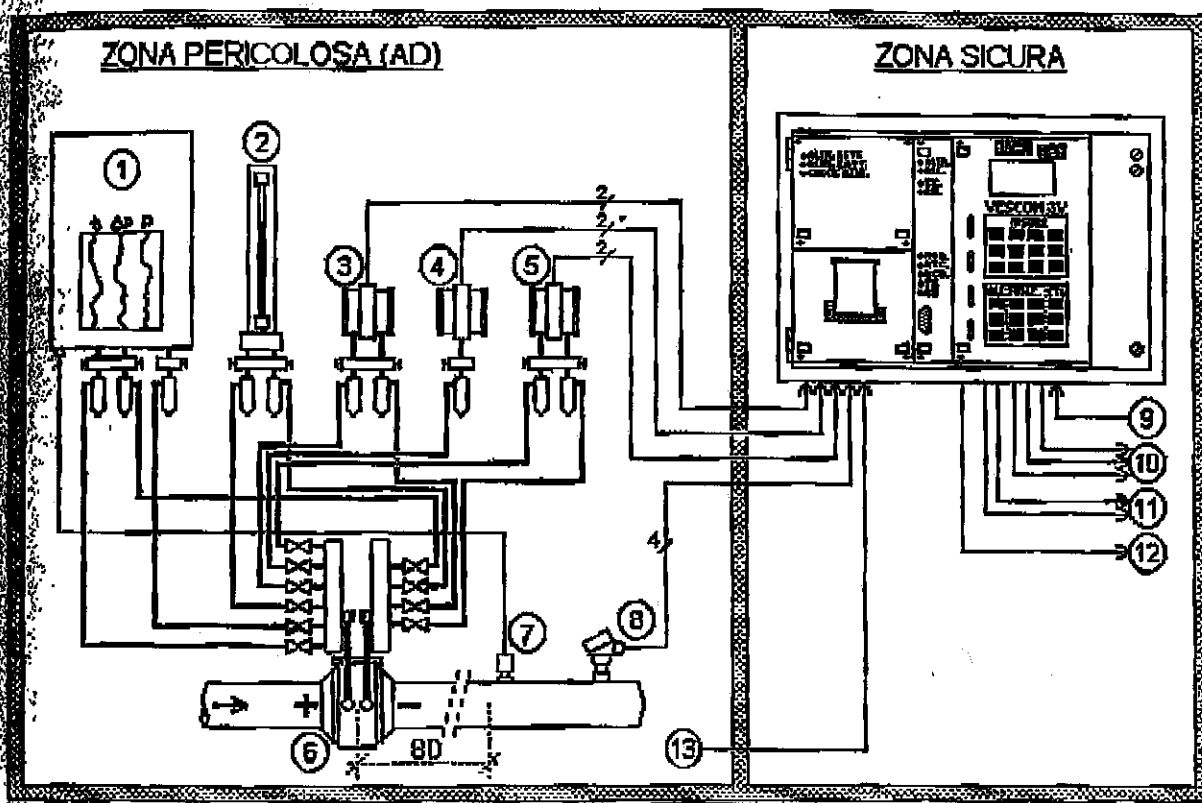
Matricola elemento	Descrizione	Marca e modello	Incertezza misura (rif. specifiche tecniche)	Campo di misura	Intervento previsto	Frequenz a taratura	Ditta esecutrice della taratura	Procedure di taratura
FT 9786-02	TRASMETTITORE PORTATA GAS AD HP2 - bruciatore per marcia st-by	MARCA Bailey mod. PTS-DDD-111B-1	± 0,2 % f.s.	0 – 1500 mmH ₂ O	taratura	annuale	CON.PRO Toscana s.r.l.	v. nota 1
FT 9785-02	TRASMETTITORE PORTATA GAS AD HP2 - bruciatori per marcia pieno carico CANALE A	MARCA Rosemount mod. CD2A02A1AH2B 9F8DF04	± 0,2 % f.s.	0 – 5000 mmH ₂ O	taratura	annuale	CON.PRO Toscana s.r.l.	v. nota 1
FT 9785-03	TRASMETTITORE PORTATA GAS AD HP2 - bruciatori per marcia pieno carico CANALE B	MARCA Bailey mod. PTS-DDD-111B-1	± 0,2 % f.s.	0 – 5000 mmH ₂ O	taratura	annuale	CON.PRO Toscana s.r.l.	v. nota 1
FT 9785-04	TRASMETTITORE PORTATA GAS AD HP2 - bruciatore per marcia pieno carico in avviamento	MARCA Rosemount mod. CD1A021AH2B3 E8L4DFQ4	± 0,2 % f.s.	0 – 500 mmH ₂ O	taratura	annuale	CON.PRO Toscana s.r.l.	v. nota 1
PT 9782	TRASMETTITORE PRESSIONE GAS AD HP2 - bruciatori linea comune a monte viv. regolazione (per i due tipi di marcia)	MARCA Bailey mod. PTS PAG 1AAU	± 0,2 % f.s.	0 – 6 bar	taratura	annuale	CON.PRO Toscana s.r.l.	v. nota 1
TE 9784-03	TERMORESISTENZA - bruciatori linea comune a monte viv. regolazione (per i due tipi di marcia)	PT100 Marca Master mod. doppia 3 fili	± 1,0 % f.s.	0 – 50 °C	taratura	annuale	CON.PRO Toscana s.r.l.	v. nota 1
TT 9784-03	TRASMETTITORE TEMPERATURA GAS AD HP2 - bruciatori linea comune a monte viv. regolazione (per i due tipi di marcia)	MARCA HB mod. TEU-21-1-EXDD	± 0,2 % f.s.	0 – 50 °C	taratura	annuale	CON.PRO Toscana s.r.l.	v. nota 1
PT 9781	TRASMETTITORE PRESSIONE GAS AD HP2 - bruciatori linea comune a monte viv. regolazione (per i due tipi di marcia) (ridondante a PT 9782)	MARCA Bailey mod. PTS PAG 1AAU	± 0,2 % f.s.	0 – 6 bar	taratura	annuale	CON.PRO Toscana s.r.l.	v. nota 1
TE 9783-03	TERMORESISTENZA - bruciatori linea comune a monte viv. regolazione (per i due tipi di marcia)	PT100 Marca Gefran mod.3 fili	± 1,0 % f.s.	0 – 50 °C	taratura	annuale	CON.PRO Toscana s.r.l.	v. nota 1
TT 9783-03	TRASMETTITORE TEMPERATURA GAS AD HP2 - bruciatori linea comune a monte viv. regolazione (per i due tipi di marcia)	MARCA HB mod. TEU-21-1-EXDD	± 0,2 % f.s.	0 – 50 °C	taratura	annuale	CON.PRO Toscana s.r.l.	v. nota 1
FT6288	TRASMETTITORE PORTATA GAS AD HP2 (tot. metano per calcolo dello IEN)	MARCA Bailey mod. 8 DM8121-1-0	± 0,2 % c.s.	0 – 5000 mmH ₂ O	taratura	annuale	CON.PRO Toscana s.r.l.	v. nota 1
PT6288	TRASMETTITORE PRESSIONE GAS AD HP2 (tot. metano per calcolo dello IEN)	MARCA Bailey mod. 8PW-720-1-0	± 0,2 %	0 – 10 bar	taratura	annuale	CON.PRO Toscana s.r.l.	v. nota 1
TE6288	TERMORESISTENZA PT-100 (tot. metano per calcolo dello IEN)	MASTER – doppia – 3 fili	± 1,0 % f.s.	- 20 – 80 °C	taratura	annuale	CON.PRO Toscana s.r.l.	v. nota 1
TT6288	TRASMETTITORE TEMPERATURA GAS AD HP2 (tot. metano per calcolo dello IEN)	MARCA Bailey mod. EGS 1A400	± 0,2 % f.s.	-20 – 80 °C	taratura	annuale	CON.PRO Toscana s.r.l.	v. nota 1

Gli strumenti riportati nella tabella sono alloggiati presso i locali della caldaia HP2.

SCHEMA DEI COLLEGAMENTI PER IMPIANTI CON Q > 30000 Sm³/h

Zona pericolosa AD: Stazione di misura Fiscale (Armadio esterno)

Zona sicura: Calcolatore linea A o B del sistema Vescom 3V



- | | |
|---------------------------------|----------------------------------|
| 1 - Registratore Triplex | 7 - Bulbo termometrico |
| 2 - Manometro differenziale | 8 - Termoresistenza PT100 |
| 3 - Trasmettitore P1 | 9 - alimentazione 220V AC |
| 4 - Trasmettitore press. misura | 10 - 3 uscite analogiche: 4-20mA |
| 5 - Trasmettitore P2 | 11 - 2 uscite impulsive |
| 6 - Diaframma di misura | 12 - Telelettura |
| | 13 - Pressione di consegna |

Tutte le fonti di emissioni presenti nell'impianto, sono state classificate sulla base delle indicazioni contenute nel Decreto DEC/RAS/854/05 - Allegato – punto 8, secondo le seguenti categorie:

1. Fonti maggiori
2. Fonti minori: sono le fonti che insieme producono emissioni di CO₂ < 2.500 t/anno, ovvero che contribuiscono per < del 5% alle emissioni annue totali dell'impianto, a seconda di quale tra i due sia il valore più elevato.
3. Fonti de minimis: sono le fonti minori che, classificate in ordine crescente di grandezza, cumulativamente producono emissioni di CO₂ < a 500 t/anno, ovvero che contribuiscono per < 1% alle emissioni annue totali di un impianto, a seconda di quale tra i due sia il valore più elevato.

Per la determinazione dei limiti da utilizzare per la suddetta classificazione, si é fatto riferimento per ciascuna fonte ai consumi di combustibile relativi all'anno 2005 come di seguito determinati:

a) TG1 e TG2

Il consumo di combustibile viene calcolato per differenza tra il consumo ricavato come descritto nel paragrafo 7.1.4.1 della procedura e il consumo dovuto alle caldaie di preriscaldamento metano Rosen e HP2 ricavato come descritto ai punti b) e c).

b) Caldaie preriscaldamento metano Rosen

Il consumo di combustibile viene determinato per differenza delle letture del contatore tra fine e inizio anno, normalizzata alle condizioni Standard di 15°C e 1 atm. Il contatore, di tipo volumetrico costituito da una turbinetta, fornisce infatti i consumi riferiti a 18°C e 50 mbar. Le letture vengono effettuate settimanalmente durante l'esecuzione del Tour-log settimanale presso la Stazione riduzione metano e registrate sul modulo “Tour-log S/S metano Serv. Op. Eser.”(MDA 27) in accordo alla procedura operativa “Tour-log sistema metano” (PRO 11 MAN 0).

Se a seguito di guasti/anomalie non fosse disponibile la lettura da contatore, il consumo di gas naturale durante il fuori servizio viene calcolato moltiplicando il consumo specifico della caldaia riferito alla condizione di marcia per la durata del fuori servizio.

c) Caldaia pre-riscaldamento metano HP2

Il consumo di combustibile viene stimato per le due condizioni di marcia della caldaia HP2 (a pieno carico e st-by) sulla base del consumo specifico e del n° di ore di marcia tenute sotto controllo dal RSE.

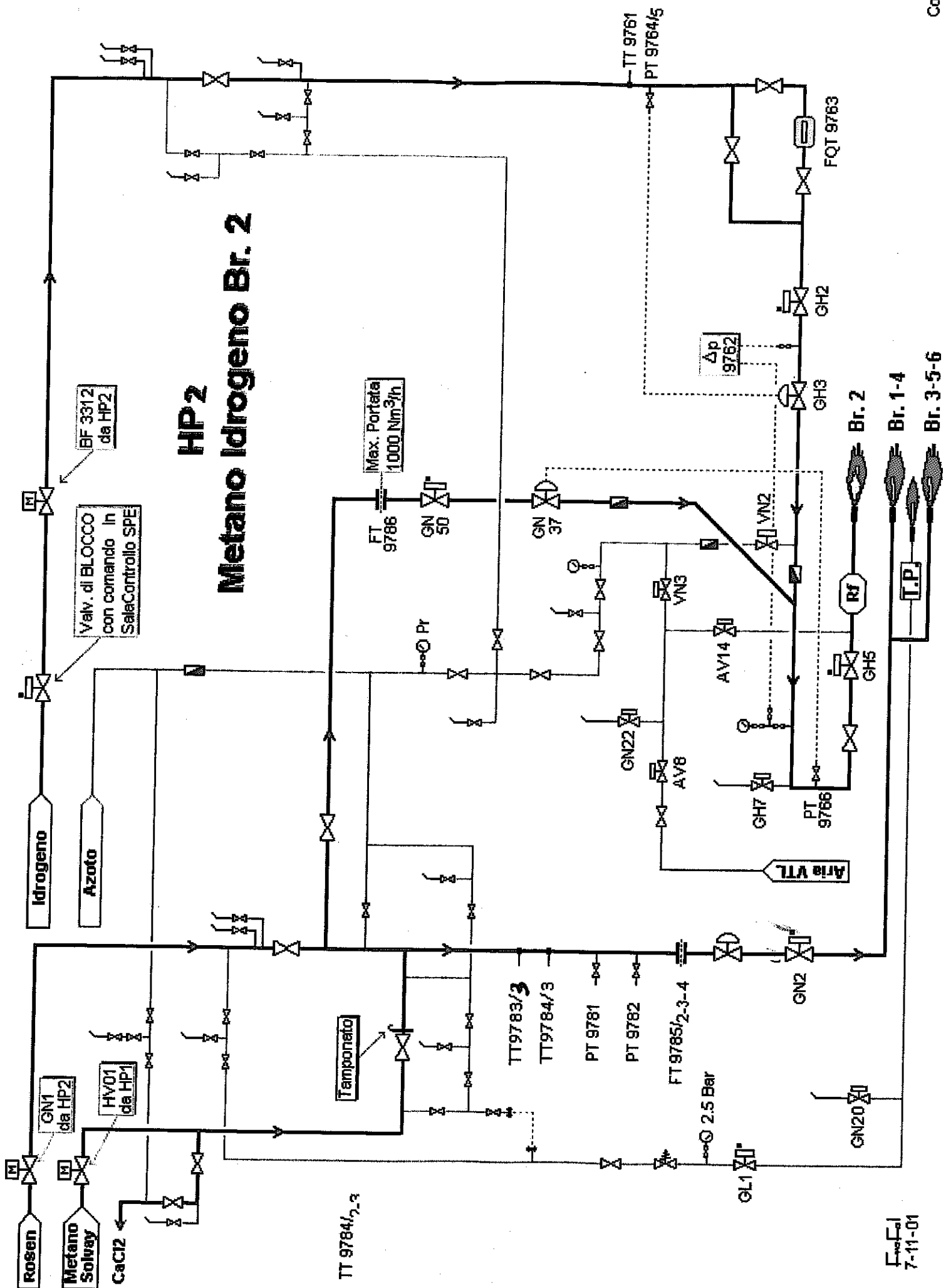
d) Gruppo elettrogeno

Il consumo combustibile viene stimato sulla base del consumo specifico e del n° di ore di funzionamento, come riportato all'istruzione operativa “Calcolo della CO₂ ex Direttiva Emission Trading” (IOA 07).

Per il calcolo della CO₂ emessa dai Turbogas sono stati utilizzati il fattore di emissione FE [teq CO₂/Tj] e il PCI [Tj/t], ottenuti come indicato nell'istruzione operativa “Calcolo della CO₂ ex Direttiva Emission Trading” (IOA 07), conformemente al DEC/RAS/854/2005, mentre per il calcolo della CO₂ emessa dalle 3 caldaie di preriscaldamento metano e dal gruppo elettrogeno sono stati utilizzati i corrispondenti valori standard (ex Allegato A DEC/RAS/854/2005). Il fattore di ossidazione (FO) utilizzato per tutti i casi è quello indicato nella direttiva stessa per ciascuna tipologia di combustibile.

I risultati ottenuti sono riportati nella tabella che segue:

FORTE	DESCRIZIONE	EMISS. [tco₂]	% EMISSIONE (sul totale)	CLASSIFICAZIONE FONTI
F1+ F2	Turbine a gas (TG1+TG2)	1.339.657	99,9948	MAGGIORE
F3	Gruppo elettrogeno	2,58	0,00019	DE MINIMIS
F4+ F5	caldaie preriscaldamento metano Rosen	67	0,00499	DE MINIMIS
F6	caldaia preriscaldamento metano HP2	0,11	0,00001	DE MINIMIS



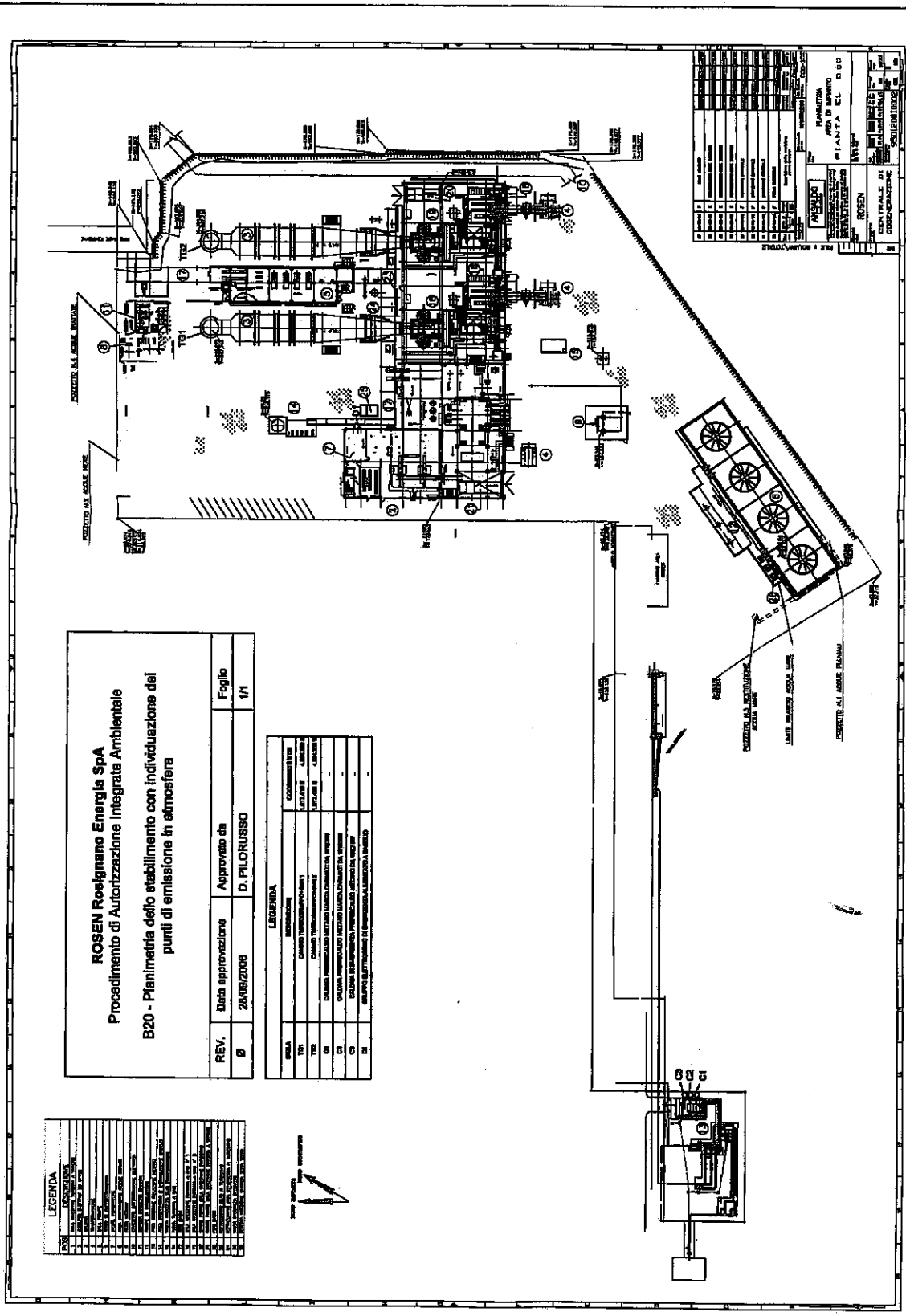
HP2 Metano Idrogeno Br. 2

LEGENDA	
1	STRUTTURE
2	STRUTTURE
3	STRUTTURE
4	STRUTTURE
5	STRUTTURE
6	STRUTTURE
7	STRUTTURE
8	STRUTTURE
9	STRUTTURE
10	STRUTTURE
11	STRUTTURE
12	STRUTTURE
13	STRUTTURE
14	STRUTTURE
15	STRUTTURE
16	STRUTTURE
17	STRUTTURE
18	STRUTTURE
19	STRUTTURE
20	STRUTTURE
21	STRUTTURE
22	STRUTTURE
23	STRUTTURE
24	STRUTTURE
25	STRUTTURE
26	STRUTTURE
27	STRUTTURE
28	STRUTTURE
29	STRUTTURE
30	STRUTTURE
31	STRUTTURE
32	STRUTTURE
33	STRUTTURE
34	STRUTTURE
35	STRUTTURE
36	STRUTTURE
37	STRUTTURE
38	STRUTTURE
39	STRUTTURE
40	STRUTTURE
41	STRUTTURE
42	STRUTTURE
43	STRUTTURE
44	STRUTTURE
45	STRUTTURE
46	STRUTTURE
47	STRUTTURE
48	STRUTTURE
49	STRUTTURE
50	STRUTTURE
51	STRUTTURE
52	STRUTTURE
53	STRUTTURE
54	STRUTTURE
55	STRUTTURE
56	STRUTTURE
57	STRUTTURE
58	STRUTTURE
59	STRUTTURE
60	STRUTTURE
61	STRUTTURE
62	STRUTTURE
63	STRUTTURE
64	STRUTTURE
65	STRUTTURE
66	STRUTTURE
67	STRUTTURE
68	STRUTTURE
69	STRUTTURE
70	STRUTTURE
71	STRUTTURE
72	STRUTTURE
73	STRUTTURE
74	STRUTTURE
75	STRUTTURE
76	STRUTTURE
77	STRUTTURE
78	STRUTTURE
79	STRUTTURE
80	STRUTTURE
81	STRUTTURE
82	STRUTTURE
83	STRUTTURE
84	STRUTTURE
85	STRUTTURE
86	STRUTTURE
87	STRUTTURE
88	STRUTTURE
89	STRUTTURE
90	STRUTTURE
91	STRUTTURE
92	STRUTTURE
93	STRUTTURE
94	STRUTTURE
95	STRUTTURE
96	STRUTTURE
97	STRUTTURE
98	STRUTTURE
99	STRUTTURE
100	STRUTTURE

ROSEN Rosignano Energia Spa
Procedimento di Autorizzazione Integrata Ambientale
B20 - Planimetria dello stabilimento con individuazione dei
punti di emissione in atmosfera

REV.	Data approvazione	Approvato da	Foglio
0	28/09/2008	D. PILORUSSO	1/1

LEGENDA	
1	STRUTTURE
2	STRUTTURE
3	STRUTTURE
4	STRUTTURE
5	STRUTTURE
6	STRUTTURE
7	STRUTTURE
8	STRUTTURE
9	STRUTTURE
10	STRUTTURE
11	STRUTTURE
12	STRUTTURE
13	STRUTTURE
14	STRUTTURE
15	STRUTTURE
16	STRUTTURE
17	STRUTTURE
18	STRUTTURE
19	STRUTTURE
20	STRUTTURE
21	STRUTTURE
22	STRUTTURE
23	STRUTTURE
24	STRUTTURE
25	STRUTTURE
26	STRUTTURE
27	STRUTTURE
28	STRUTTURE
29	STRUTTURE
30	STRUTTURE
31	STRUTTURE
32	STRUTTURE
33	STRUTTURE
34	STRUTTURE
35	STRUTTURE
36	STRUTTURE
37	STRUTTURE
38	STRUTTURE
39	STRUTTURE
40	STRUTTURE
41	STRUTTURE
42	STRUTTURE
43	STRUTTURE
44	STRUTTURE
45	STRUTTURE
46	STRUTTURE
47	STRUTTURE
48	STRUTTURE
49	STRUTTURE
50	STRUTTURE
51	STRUTTURE
52	STRUTTURE
53	STRUTTURE
54	STRUTTURE
55	STRUTTURE
56	STRUTTURE
57	STRUTTURE
58	STRUTTURE
59	STRUTTURE
60	STRUTTURE
61	STRUTTURE
62	STRUTTURE
63	STRUTTURE
64	STRUTTURE
65	STRUTTURE
66	STRUTTURE
67	STRUTTURE
68	STRUTTURE
69	STRUTTURE
70	STRUTTURE
71	STRUTTURE
72	STRUTTURE
73	STRUTTURE
74	STRUTTURE
75	STRUTTURE
76	STRUTTURE
77	STRUTTURE
78	STRUTTURE
79	STRUTTURE
80	STRUTTURE
81	STRUTTURE
82	STRUTTURE
83	STRUTTURE
84	STRUTTURE
85	STRUTTURE
86	STRUTTURE
87	STRUTTURE
88	STRUTTURE
89	STRUTTURE
90	STRUTTURE
91	STRUTTURE
92	STRUTTURE
93	STRUTTURE
94	STRUTTURE
95	STRUTTURE
96	STRUTTURE
97	STRUTTURE
98	STRUTTURE
99	STRUTTURE
100	STRUTTURE



LEGENDA	
1	STRUTTURE
2	STRUTTURE
3	STRUTTURE
4	STRUTTURE
5	STRUTTURE
6	STRUTTURE
7	STRUTTURE
8	STRUTTURE
9	STRUTTURE
10	STRUTTURE
11	STRUTTURE
12	STRUTTURE
13	STRUTTURE
14	STRUTTURE
15	STRUTTURE
16	STRUTTURE
17	STRUTTURE
18	STRUTTURE
19	STRUTTURE
20	STRUTTURE
21	STRUTTURE
22	STRUTTURE
23	STRUTTURE
24	STRUTTURE
25	STRUTTURE
26	STRUTTURE
27	STRUTTURE
28	STRUTTURE
29	STRUTTURE
30	STRUTTURE
31	STRUTTURE
32	STRUTTURE
33	STRUTTURE
34	STRUTTURE

Per definire l’incertezza associata al processo di misura del consumo di combustibile, Rosen assume un’incertezza massima ammissibile sulla base dell’accuratezza degli strumenti di misura utilizzati.

L’incertezza globale associata alla determinazione del consumo di combustibile da parte di Rosen viene calcolata sulla base delle incertezze e delle portate associate al sistema di misura fiscale e al sistema di misura della caldaia HP2.

Il consumo di combustibile viene infatti ottenuto per differenza tra il consumo registrato dal sistema di misura fiscale e quello registrato per la caldaia HP2. Di conseguenza l’incertezza nella determinazione del consumo di combustibile viene ottenuto considerando l’effetto cumulativo delle incertezze dei due sistemi di misura. Trattandosi di una differenza viene applicata la formula delle incertezze non correlate che tiene in considerazione le quantità incerte e le incertezze percentuali ad esse associate, conformemente a quanto indicato al cap. 7 punto a dell’Allegato I delle nuove linee guida europee (Decisione della Commissione Europea 589 del 18.07.07 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).

Per quanto attiene al sistema di misura fiscale, considerando che:

- ciascun sensore (la cui anagrafica è riportata in dettaglio nel quadro A dell’allegato 1 della presente procedura) ha un’incertezza pari a $\pm 0,1\%$ f.s., inferiore a quella minima richiesta da SNAM,
- durante la verifica periodica, vengono eseguiti i controlli e le operazioni di taratura secondo requisiti specifici richiesti da SNAM,

l’errore complessivo nella misura della portata può essere ragionevolmente considerato uguale all’errore massimo indicato nell’annesso 4 del cap. 10 del Codice di rete Snam per la verifica periodica di sistemi di misura di tipo Venturimetrico (tipo 2), quale è quello di Rosen, ovvero $\leq \pm 1,2\%$.

Per quanto attiene al sistema di misura della caldaia HP2, il calcolo dell’incertezza di tutta la catena di misura viene ottenuto applicando la formula delle incertezze non correlate che tiene in considerazione le quantità incerte e le incertezze percentuali ad esse associate, conformemente a quanto indicato al cap. 7 punto b dell’Allegato I delle nuove linee guida europee sopra citate e considerando:

- le specifiche indicate dal fornitore degli strumenti di misura (la cui anagrafica è riportata in dettaglio nel quadro B dell’allegato 1 della presente procedura)¹,
- l’accuratezza degli strumenti utilizzati per la taratura e manutenzione degli stessi,
- le modalità con cui viene fatta la misura di ogni parametro che contribuisce al calcolo della portata (temperatura, pressione e portata) sulla base di quanto riportato nel documento “Caldaia HP3 - Sistema di controllo distribuito” doc. Elsig Bailey YT0003.0.FAA.2511 re. 1 del 13.06.96 (pag. 10): misura doppia senza media.

I primi due elementi sopra indicati, considerati come non correlati, hanno contribuito al calcolo dell’incertezza di ogni singolo strumento.

¹ Per la flangia tarata, non disponendo di specifico data sheet, si è assunta un’incertezza di misura pari all’ 1,5%, sulla base dei comuni diarammi di pari diametro.

L’incertezza globale nella determinazione del consumo di combustibile della caldaia HP2, comprendendo l’incertezza associata alla taratura e manutenzione, viene stimata pari a $\pm 2,775\%$.

L’incertezza globale associata alla determinazione del consumo di combustibile da parte di Rosen, calcolata sulla base delle incertezze e dei consumi registrati rispettivamente dal sistema di misura fiscale e dal sistema di misura della caldaia HP2, comprendendo per quest’ultima l’incertezza associata alla taratura e manutenzione, sulla base dei calcoli riportati nel documento di appoggio al presente allegato, viene quindi stimata pari a $\pm 1,2\%$ del valore letto, inferiore al valore richiesto dalla Direttiva 2003/87/CE ($\pm 1,5\%$).

incertezza associata agli strumenti caldaia HP2

0,2 FT	0,111803	0,097221	0,1	0,05	0,111803
0,2 PT	0,111803	0,097221	0,1	0,05	0,111803
0,2 TT	0,111803	0,097221	0,1	0,05	0,111803
0,2 FT	0,111803	0,097221	0,1	0,05	0,111803
0,2 PT	0,111803	0,097221	0,1	0,05	0,111803
0,2 TT	0,111803	0,097221	0,1	0,05	0,111803
0,2 FT	0,111803	0,097221	0,1	0,05	0,111803
0,2 FT	0,111803	0,097221	0,1	0,05	0,111803
1,5 FLANGIA		2,25			
1,5 FLANGIA		2,25			
1 TE	0,10008	1,210176	0,1	0	0,10008
1 TE	0,10008	1,210176	0,1	0	0,10008

accuratezza strumento operatore usato per la taratura (incertezze non correlate)

0,1	0,05	0,111803
0,1	0,05	0,111803
0,1	0,05	0,111803
0,1	0,05	0,111803
0,1	0,05	0,111803
0,1	0,05	0,111803
0,1	0,05	0,111803
0,1	0,05	0,111803

0,1	0	0,10008
0,1	0	0,10008

per la catena di taratura dello strumento rispetto allo strumento

7,698123 2,774549 per tutta la catena (compresa l'incertezza associata alla taratura e manutenzione)

incertezza sul consumo di combustibile

inc. %	Smc
1,2	669.220.664
2,774549	18.779.100 HP2

Rosen- sistema di misura fiscale

incertezza totale (incertezze non correlate) degli strumenti di misura utilizzati

8.030.648	6.44913E+13
521.035	2.71478E+11
	6.47628E+13
	8047532,828
	669.220.664

1,20%

incertezza massima ammissibile sul consumo di combustibile della caldaia HP2: 32%

inc. %	Smc
1,2	669.220.664
32	18.779.100 HP2

Rosen- sistema di misura fiscale

Incertezza totale (incertezze non correlate)

8.030.648	6,45E+13
6.009.312	3,61E+13
	1,01E+14
	10030112
	1,50%

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [1] “Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories”, IPCC, 2000;
- [2] 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;
- [3] “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 della Commissione Europea del 29/01/2004 (Nel testo: Linee Guida UE);
- [4] DIRETTIVA 2004/101/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 27 ottobre 2004: “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”;
- [5] “Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and gas industry”, API - American Petroleum Institute, febbraio 2004;
- [6] Decreto-Direttoriale DEC/RAS/2179/2004, “Autorizzazione a emettere gas a effetto serra ai sensi del decreto-legge 12 novembre 2004, n.273”;
- [7] Decreto DEC/RAS/013/05 di autorizzazione ad emettere gas a effetto serra rilasciati ai sensi del decreto-legge 12 novembre 2004, n. 273 ed in particolare l’articolo 3, comma 1
- [8] Decreto-Direttoriale DEC/RAS/854/2005 del 1° luglio 2005, “Disposizioni di attuazione della Decisione della C.E. C(2004) 130 del 29.1.2004, che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas ad effetto serra, ai sensi della Direttiva 2003/87/CE.”. Decreto dei Ministeri dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Ministero delle Attività Produttive DEC/RAS/854/05.
- [9] Decreto DEC/RAS/023/2006 del 26.1.2006, “Disposizioni per la verifica delle comunicazioni delle emissioni previste dall’art.14 – par. 3 della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio.
- [10] Decreto DEC/RAS/65/2006 del 16.2.2006, “Ricognizione delle autorizzazioni ad emettere gas a effetto serra rilasciate con Decreti DEC/RAS/2179/2004, DEC/RAS/2215/2004 e DEC/RAS/013/2005 ai sensi del D.L. 12.11.2004 n.273, convertito in legge, con modificazioni, dalla Legge 30.12.2004 n.316.
- [11] Decreto DEC/RAS/074/2006 del 23.2.2006, “Assegnazione e rilascio delle quote di CO2 per il periodo 2005-2007 ai sensi di quanto stabilito dall’art.11, par. 1 della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio.
- [12] Decreto DEC/RAS/096/2006 del 2.3.2006, “Rilascio del riconoscimento dell’attività di verifica delle comunicazioni delle emissioni prevista dall’art.15 della Direttiva 2003/87/CE e dall’art.4, comma 6 del Decreto DEC/RAS/074/2006”.
- [13] Decreto DEC/RAS/115/2006 del 13.3.2006 Disposizioni per la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra prevista dall’art.14 – par. 3 della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio.
- [14] D.Lgs. 216 del 04.4.2006 Attuazione della Direttiva 2003/87 e 2004/102/CE in materia di scambio di quote delle emissioni di gas effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto.
- [15] DEC/RAS/1448/2006 - Schema di Piano Nazionale di Assegnazione per il periodo 2008-2012 elaborato ai sensi dell’articolo 8, comma 2 del D.Lgs. 4 aprile 2006, n. 216

- [16] Deliberazione n. 002/2007 “Specificazioni in relazione alle disposizioni del DEC/RAS/854/2005 recante disposizioni di attuazione della Decisione della Commissione Europea C(2004)130 del 29 gennaio 2004
- [17] Decisione della Commissione Europea del 15.05.07 relativa al Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di emissione dei gas ad effetto serra notificato dall’Italia a norma della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio
- [18] Deliberazione n. 33/2007 Raccolta di informazioni aggiornate relative ai parametri di base necessari per la predisposizione della decisione di assegnazione delle quote di emissione di cui all’ art. 8 c. 2 lettera c) del D.Lgs. 216/06
- [19] Decisione della Commissione Europea del 18.07.07 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
- [20] Deliberazione n. 001/2008 “Ricognizione delle autorizzazioni ad emettere gas a effetto serra rilasciate nel periodo 2005-2007 al fine del rilascio delle autorizzazioni per il periodo 2008-2012 ai sensi del D. Lgs. 4 aprile 2006, n. 216”
- [21] Decisione di assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012 approvata ai sensi di quanto stabilito dall’articolo 11, comma 1 del D. Lgs. 4 aprile 2006, n. 216 (20/02/2008)
- [22] Regolamento n. 761/2001/CE come aggiornato dal Regolamento n. 196/2006/CE)